



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**METODOLOGÍAS DE CÁLCULO DE EMISIONES CONTAMINANTES
PARA PROYECTOS DE COGENERACIÓN.**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO - ELECTRÓNICO**

PRESENTA

ELIZABETH SARA RAMÍREZ SUÁREZ

DIRECTOR DE TESIS

DR. ALBERTO ELIZALDE BALTIERRA

Ciudad Universitaria, México, D. F., Diciembre de 2009



Agradecimientos

A mis papás

Julio y Maury

Por el apoyo incondicional durante mi vida y mi carrera.

Por el ejemplo que me han dado.

Por los consejos y el calor de hogar que han brindado.

Por enseñarme los valores que me guían.

A mis hermanas

Sandy y Mary

Por compartir momentos maravillosos en nuestra infancia.

Porque las dos, cada una con su forma ser, me han enseñado mucho.

Por dejarme estar en medio.

A Heber

Por haberse inscrito en las mismas materias.

Por ser mi compañero en toda la carrera y mi amigo.

Por la confianza y los consejos que me ha dado.

Por los inolvidables momentos que hemos pasado juntos.

A mis amigos de la FI y de la Universidad

Sandra, Juan Carlos, Beto, Brenda, a los del GIESE, a los de IGTEA, a los de la Torre, a los de SAEFI.

Recuerdo a cada uno de manera muy especial por todos aquellos momentos compartidos.

A mis profesores de la FI

Víctor M. Sánchez E., Tagle, Brown, Cecilia Martin del Campo, Peters, Gerardo Espinosa, Pedro Struck, Ana Colomé,... por mencionar a algunos.

Quienes han trascendido en mi formación profesional y humana.

*Mi más sincero agradecimiento al Ing. Rafael Leyva
por la valiosa asesoría durante la realización de este trabajo.*

A mis sinodales

Al Dr. Alberto Elizalde por ayudarme a dirigir este trabajo y enseñarme que hay que ser constantes y disciplinados.

A los Ingenieros: Jacinto Viqueira, Gonzalo Sandoval, Octavio Estrada y Arturo Reinking, por la revisión de este trabajo y sus apreciables comentarios.

A la UNAM

A la Facultad de Ingeniería

“Por mi raza hablará el espíritu”

Elizabeth Sara Ramírez Suárez, Noviembre 30 de 2009.

*A mi **César Omar**
simplemente por haber nacido,
por dejarme ver cómo descubre el mundo
y enseñarme tanto
a lo largo de sus casi seis añitos...*

Contenido

INTRODUCCIÓN GENERAL	1
1. CAMBIO CLIMÁTICO Y POLÍTICAS PARA SU MITIGACIÓN	5
Introducción	7
1.1 Cambio climático	
1.1.1 Efecto invernadero	
1.1.1.1 Definición	
1.1.1.2 Gases de efecto invernadero	
1.1.2 Calentamiento global	
1.1.2.1 Estudio del incremento de temperatura	
1.1.3 Cambio climático	
1.1.3.1 Definición	
1.1.3.2 Causas	
A. Concentración excesiva de gases de efecto invernadero	
B. Naturales	
1.1.3.3 Vulnerabilidad	
A. Proyecciones	
B. Impactos anticipados debidos al clima extremo para finales del siglo XXI	
1.2 Contexto político del cambio climático	20
1.2.1 Evolución histórica de los acuerdos internacionales más importantes en torno al cambio climático	
1.2.1.1 Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (<i>UNFCCC</i>)	
1.2.1.2 Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (<i>IPCC</i>)	
1.2.2 Estrategias	
1.2.2.1 Mitigación	
1.2.2.2 Adaptación	
1.3 Protocolo de Kyoto y Mecanismo de Desarrollo Limpio	26
1.3.1 Qué es el Protocolo de Kyoto	
1.3.2 Mecanismos de flexibilidad para la reducción de emisiones	
1.3.2.1 Comercio de Emisiones (<i>ET</i>)	
1.3.2.2 Implementación Conjunta (<i>JJ</i>)	
1.3.2.3 Mecanismo de Desarrollo Limpio (<i>MDL</i>)	
1.3.3 Mecanismo de Desarrollo Limpio	

- 1.3.3.1 Características generales de un proyecto MDL
- 1.3.3.2 Tipos de proyectos MDL
- 1.3.3.3 Estructura organizacional del MDL
- 1.3.3.4 Motivos para participar en proyectos MDL
- 1.3.3.5 Financiamiento de proyectos MDL
- 1.3.3.6 Mercado de bonos de carbono
- 1.3.3.7 Expectativas en proyectos MDL post Kyoto

Conclusiones	35
---------------------	-----------

2. IMPACTOS AMBIENTALES EN LA CADENA ENERGÉTICA **37**

Introducción	39
---------------------	-----------

2.1 Impactos ambientales en la extracción de los energéticos primarios	41
---	-----------

- 2.1.1 Aire
 - 2.1.1.1 Extracción del carbón

- 2.1.2 Agua
 - 2.1.2.1 Extracción del carbón

- 2.1.3 Suelo
 - 2.1.3.1 Extracción del carbón

- 2.1.4 Biodiversidad
 - 2.1.4.1 Extracción del uranio
 - 2.1.4.2 Derrames de petróleo

2.2 Impactos ambientales en la transformación de la energía	45
--	-----------

- 2.2.1 Aire
 - 2.2.1.1 Tratamiento y combustión del carbón
 - 2.2.1.2 Transformación del petróleo para su utilización
 - 2.2.1.3 Procesamiento y combustión del gas natural
 - 2.2.1.4 Energía a partir de biomasa
 - 2.2.1.5 Energía hidráulica

- 2.2.2 Agua
 - 2.2.2.1 Tratamiento del carbón

- 2.2.3 Suelo
 - 2.2.3.1 Combustión del carbón
 - 2.2.3.2 Energía hidráulica
 - 2.2.3.3 Energía eólica
 - 2.2.3.4 Energía geotérmica

- 2.2.4 Biodiversidad
 - 2.2.4.1 Combustión del carbón
 - 2.2.4.2 Enriquecimiento del uranio
 - 2.2.4.3 Energía hidráulica

2.2.4.4	Energía eólica	
2.2.4.5	Energía de las mareas	
2.2.4.6	Energía de las olas	
2.3	Impactos ambientales en la utilización de la energía	55
2.3.1	Aire	
2.3.1.1	Combustión y emisiones de combustibles fósiles	
	A. Carbón	
	B. Petróleo	
	C. Gas natural	
2.3.2	Agua	
2.3.2.1	Utilización de productos no energéticos	
2.3.3	Suelo	
2.3.3.1	Combustión del carbón	
2.3.4	Biodiversidad	
2.3.4.1	Desechos y emisiones radiactivos	
2.4	Resumen de impactos ambientales del uso de la energía	
Conclusiones		60
3.	AHORRO DE ENERGÍA, SISTEMAS DE COGENERACIÓN Y DISMINUCIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES	61
Introducción		63
3.1	Ahorro de energía y Cogeneración	65
3.1.1	Ahorro de energía	
3.1.1.1	¿Dónde se puede ahorrar energía?	
3.1.1.2	Potenciales de reducción de emisiones de CO ₂	
	A. Por sector	
	B. Por región	
3.1.2	Cogeneración. Estrategia para ahorrar energía	
3.1.2.1	Ventajas de la Cogeneración	
3.2	Sistemas de Cogeneración	73
3.2.1	Definición de Cogeneración	
3.2.2	Elementos de los Sistemas de Cogeneración	
3.2.2.1	Fuente de energía primaria	
3.2.2.2	Elemento motor o primotor	
3.2.2.3	Sistema de recuperación de calor	
3.2.2.4	Sistema de aprovechamiento de energía mecánica	

3.2.2.5 Sistema de control	
3.2.3 Clasificación de los Sistemas de Cogeneración	
3.2.4 Tecnologías de Cogeneración	
3.2.4.1 Cogeneración con Turbina de Vapor	
a) De contrapresión	
b) De contrapresión con extracción	
c) De condensación pura	
d) De condensación con extracción	
3.2.4.2 Cogeneración con Turbina de Gas	
3.2.4.3 Cogeneración con Ciclo Combinado	
3.3 Beneficios ambientales de la mejora de eficiencia mediante combustibles fósiles	82
3.3.1 Potencial ahorro de energía y reducción de emisiones en la generación mediante combustibles fósiles	
3.3.2 Mejora de la eficiencia en la producción mediante Cogeneración	
3.3.2.1 Comparación de eficiencias en plantas de cogeneración con combustibles fósiles	
A. Cogeneración mediante carbón	
B. Cogeneración mediante gas natural	
C. Cogeneración mediante petróleo	
D. Cogeneración mediante todos los combustibles fósiles	
3.3.2.2 Comparación entre un sistema convencional y un sistema de cogeneración utilizando gas natural como fuente primaria de energía	
Conclusiones	91
4. METODOLOGÍAS PARA CALCULAR LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GHG EN PROYECTOS DE COGENERACIÓN	93
Introducción	95
4.1 Situación actual de proyectos MDL de cogeneración en el mundo	97
4.1.1 Registro de proyectos MDL de cogeneración a través del tiempo	
4.1.2 Países con proyectos MDL de cogeneración registrados	
4.1.3 Sectores comerciales con proyectos MDL de cogeneración	
4.1.4 Escala de los proyectos MDL de cogeneración registrados	
4.1.5 Reducciones de emisiones esperadas anualmente con proyectos MDL de cogeneración	
4.2 Procedimiento para aplicar una metodología de cálculo	102
4.2.1 Identificación de escenarios alternativos	
4.2.2 Análisis de barreras	
4.2.3 Análisis de inversión	
4.2.4 Análisis de la práctica común	

4.3 Metodologías Aprobadas (AM, ACM). Gran escala	109
4.3.1 AM0007 – “Análisis de la opción del combustible de menor costo para plantas de cogeneración adaptadas para su operación con biomasa (<i>Analysis of the least-cost fuel option for seasonally operating biomass cogeneration plants</i>)”.	
4.3.2 AM0014 – “Paquete de cogeneración a base de gas natural (<i>Natural gas-based package cogeneration</i>)”.	
4.3.3 AM0048 – “Nuevas instalaciones de cogeneración que suministrarán vapor y/o electricidad a múltiples clientes y desplazarán fuera de la red la generación de vapor y electricidad a base de combustibles con mayor contenido de carbono (<i>New cogeneration facilities supplying electricity and/or steam to multiple customers and displacing grid/off-grid steam and electricity generation with more carbon-intensive fuels</i>)”.	
4.3.4 ACM0006 – “Metodología consolidada para generación de electricidad por medio de residuos de biomasa (<i>Consolidated methodology for electricity generation from biomass residues</i>)”.	
4.4 Metodologías Aprobadas. Pequeña Escala (AMS)	117
4.4.1 AMS I.C – “Producción de energía térmica con o sin electricidad (<i>Thermal energy production with or without electricity</i>)”.	
Conclusiones	120
5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AM0048 A UN CASO HIPOTÉTICO DE COGENERACIÓN	121
Introducción	123
5.1 Descripción y estructura de la metodología AM0048	125
5.1.1 Fuente	
5.1.2 Definiciones	
5.1.3 Aplicabilidad	
5.1.4 Ámbito del proyecto	
5.1.5 Procedimiento para la selección del escenario plausible para la línea base	
5.1.6 Adicionalidad	
5.1.7 Emisiones de la línea base	
5.1.8 Emisiones del proyecto propuesto	
5.1.9 Emisiones fugitivas	
5.1.10 Reducción de emisiones	
5.1.11 Metodología de monitoreo	
5.1.12 Parámetros monitoreados y no monitoreados	

5.2 Aplicación a un caso hipotético de cogeneración	154
5.2.1 Descripción de la actividad de proyecto propuesto y escenario base	
5.2.2 Metodología de la aplicación	
5.2.3 Análisis de premisas y supuestos	
5.2.4 Cálculo de emisiones	
5.3 Resultados	161
5.3.1 Emisiones en la línea base	
5.3.2 Emisiones del proyecto propuesto	
5.3.3 Fugas de emisiones	
5.3.4 Reducción de emisiones	
Conclusiones	163
CONCLUSIONES GENERALES	165
ANEXOS	169
3.1 Turbina de vapor con extracción	
3.2 Turbina de vapor sin extracción	
3.3 Turbina de gas con recuperador de calor	
3.4 Turbina de gas a ciclo abierto	
3.5 Metodología para calcular la eficiencia en la producción de electricidad	
5.1 Metodología AM0048 – Versión en inglés	
5.2 Datos utilizados para la aplicación de la metodología	
REFERENCIAS	200

ACRÓNIMOS

AM	<i>Approved Methodology</i>
ACM	Approved Consolidated Methodology
AMS	<i>Small Scale Methodology</i>
CCS	captura y almacenamiento de carbono (<i>carbon capture and storage</i>)
CER	Certificados de Reducción de Emisiones para el Mecanismo de Desarrollo Limpio (<i>Certified Emissions Reduction</i>)
CHP	combined heat and power
COP	Conferencia entre las Partes (<i>Conference of the Parties</i> : Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático)
DNA	Autoridad Nacional Designada del Mecanismo de Desarrollo Limpio (<i>Design National Authority</i>)
DOE	Entidad Operacional Designada del Mecanismo de Desarrollo Limpio (<i>Design Operational Entity</i>)
EB	Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio (<i>Executive Board</i>)
EEA	<i>European Environment Agency</i>
ET	<i>Emission Trading</i>
GEI	gases de efecto invernadero
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IETA	<i>Intenational Emissions Trading Association</i>
IPCC	Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>)
JI	Implementación Conjunta (<i>Joint Implementación</i>)
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>
ONU	Organización de las Naciones Unidas
PK	Protocolo de Kyoto
PDD	<i>Project Design Document</i>
SENER	Secretaría de Energía, México.
SSC	Actividades de proyecto a pequeña escala (<i>Small-scale project activities</i>)
UNFCCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>)
UNESA	Asociación Española de la Industria Eléctrica

LISTA DE FIGURAS

- 1.1 Esquema causa-efecto del cambio climático
- 1.2 Efecto invernadero
- 1.3 Variación de temperatura Mundial, Terrestre mundial y Oceánica mundial
- 1.4 Emisiones mundiales de GEI antropógenos

- 1.5 Marco esquemático de las causas antropógenas e impactos del cambio climático y de las respuestas a ese cambio
- 1.6 Concepto general del MDL

- 2.1 Cadena energética
- 2.2 Emisiones mundiales por combustible
- 2.3 Sección transversal de una cortina para aprovechamiento de las mareas
- 2.4 Emisiones de GEI por sector contaminante

- 3.1 Flujo de energía en el sistema global de generación en TWh
- 3.2 Elementos de un Sistema de Cogeneración
- 3.3 Cogeneración con turbina de vapor
- 3.4 Cogeneración con ciclo combinado
- 3.5 Porcentajes globales de electricidad a base de combustibles fósiles
- 3.6 Países que más utilizan combustibles fósiles para generación de electricidad
- 3.7 Eficiencias globales promedio de plantas de generación
- 3.8 Potencial técnico de ahorro de combustible y emisiones de CO₂ mejorando eficiencia
- 3.9 Eficiencias máximas en el uso del carbón para generación de energía
- 3.10 Eficiencias máximas en el uso del gas natural para generación de energía
- 3.11 Eficiencias máximas en el uso del petróleo para generación de energía
- 3.12 Eficiencias máximas en el uso del petróleo para generación de energía
- 3.13 Sistema de generación eléctrica convencional
- 3.14 Sistema de cogeneración

- 4.1 Proyectos MDL de cogeneración registrados en el periodo 2005-2008
- 4.2 Países con proyectos MDL de cogeneración
- 4.3 Sectores comerciales con proyectos MDL de cogeneración
- 4.4 Escala de los proyectos CDM de cogeneración
- 4.5 Incremento de reducciones esperados por año

- 5.1 Diagrama de bloques de la actividad de proyecto hipotético
- 5.2 Emisiones evitadas con el Proyecto MDL
- 5.3 Emisiones en el escenario base

LISTA DE TABLAS

- 1.1 Cambios anticipados debidos al clima extremo para finales del s. XXI
- 1.2 Acuerdos internacionales en torno al cambio climático
- 1.3 Ejemplos de medidas de adaptación de acuerdo a cada impacto
- 1.4 Partes involucradas en la Actividad de un Proyecto MDL

- 2.1 Derrames accidentales durante el 2007
- 2.2 Límites de emisiones
- 2.3 Resumen de impactos ambientales

- 3.1 Flujo de energía en el sistema global de generación en TWh

- 4.1 Sectores comerciales para proyectos MDL

- 5.1 Características técnicas en el escenario base (caso hipotético)

INTRODUCCIÓN GENERAL

Hace más de dos décadas la Organización Meteorológica Mundial y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente crearon el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático. Su función es analizar toda la información científica, técnica y socioeconómica relativa al riesgo que conlleva el cambio climático. Estudiosos del clima y algunas instituciones como la Organización Mundial Meteorológica y el Sistema de Observación del Clima Global comenzaron a notar marcados cambios en el clima mundial a través de los registros de parámetros meteorológicos que se hicieron en el pasado por varios científicos; posteriormente, se observaron fenómenos naturales relacionados directamente con los cambios registrados, por lo que se llevaron a cabo estudios para determinar las causas de dichos cambios. La razón de todo esto fue que se encontraron grandes concentraciones de gases en la atmósfera con incrementos a través del tiempo debidos a la actividad humana, en gran medida, de países industrializados. Una de las principales actividades que se identificó como fuente de emisiones de dichos gases, fue la generación de energía. Las altas concentraciones provocaron el llamado efecto invernadero con su consecuente cambio climático. Los gobiernos establecieron el llamado Protocolo de Kyoto, el cual es una medida internacional para estabilizar las concentraciones de gases contaminantes en la atmósfera, y en la que se incluyen mecanismos para que los países contribuyan a disminuir las emisiones.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio como parte del Protocolo de Kyoto permite que los proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo ganen certificados de reducción, cada certificado equivale a una tonelada de CO₂. Estos certificados pueden venderse a países industrializados para que cumplan sus compromisos de reducción ratificados en el Protocolo.

Este mecanismo no es el único medio de mitigación, sin embargo es el que atañe a países como México, que no están obligados a reducir sus emisiones pero que pueden beneficiarse ganando y vendiendo certificados o bonos de carbono implementando este tipo de proyectos.

Uno de los sectores potenciales para desarrollar proyectos bajo los lineamientos del Mecanismo es el industrial, y una de las medidas para la mitigación del cambio climático es el ahorro y uso eficiente de la energía. Los proyectos de cogeneración se aplican en este sector y además están contemplados en el Mecanismo. Esta práctica permite generar energía eléctrica y térmica haciendo más eficiente un sistema de generación de energía al mismo tiempo que reduce las emisiones que se tendrían con una tecnología convencional.

Actualmente existen proyectos de cogeneración alrededor del mundo de diversos tipos y escalas registrados dentro del Mecanismo. Cada uno con su correspondiente compromiso de reducir las emisiones a la atmósfera, las cuales son cuantificadas, medidas y verificadas por medio de metodologías aprobadas.

De lo anterior se plantea la siguiente pregunta de investigación:

- 1) ¿Cómo cuantificar la reducción de emisiones contaminantes asociadas a un proyecto de cogeneración, cumpliendo al mismo tiempo con los lineamientos derivados del Protocolo de Kyoto?

Para dar respuesta a la problemática anterior, se siguió una metodología que comprendió cinco capítulos.

En el primer capítulo, se desarrolla a manera de antecedente el proceso que condujo al cambio climático y los impactos que ha tenido alrededor de todo el orbe. Este capítulo aborda los acuerdos a nivel mundial para tomar medidas concretas, así como las instituciones más importantes que se crearon como consecuencia de la preocupación en torno al cambio, y las estrategias que deberán seguirse tanto a nivel mundial como sectorial. Posteriormente se explica el Protocolo de Kyoto que es el acuerdo de mayor relevancia y su Mecanismo de Desarrollo Limpio cuyo objetivo es la reducción de emisiones de *gases de efecto invernadero* en países en desarrollo.

En el segundo capítulo se estudian los impactos ambientales a lo largo de la cadena energética. De los energéticos primarios se tienen impactos debidos su extracción directamente de la naturaleza. Las fuentes secundarias pasan por procesos de transformación que implican impactos en el ambiente. Al final de la cadena energética se encuentra la utilización de la energía que también tiene implicaciones ambientales evidentes. Para los tres casos el análisis se efectúa valorando los impactos más significativos en el aire, el agua, el suelo y la biodiversidad en la Tierra.

En el capítulo tres se estudia la técnica de cogeneración como medida para el ahorro de energía y la disminución de las emisiones provocadas por la generación de electricidad. Las investigaciones sobre el tema muestran que indudablemente las emisiones seguirán aumentando en los próximos años, la demanda de energía será mayor y los productores

tendrán que satisfacerla. Las formas de suministrar energía al consumidor, en general, son nocivas al ambiente ya que aún dependemos de los combustibles fósiles y seremos dependientes por varios años más. Por medio del ahorro de energía en muchos sectores se consigue una disminución significativa de emisiones contaminantes y la técnica de cogeneración es una manera de hacer más eficientes las plantas con el inmediato impacto en el ambiente, la reducción de emisiones que provocan el efecto invernadero.

En el capítulo cuarto de este trabajo se analizan las metodologías empleadas para el cálculo de emisiones de CO₂ en proyectos de cogeneración. Estas metodologías están aprobadas bajo los lineamientos del Protocolo de Kyoto y la aplicación de las mismas es parte del proceso que implica el Mecanismo de Desarrollo Limpio. En el contenido de este capítulo se estudia la situación actual de los proyectos de cogeneración. También, se explica el procedimiento establecido y aprobado por las autoridades del Protocolo para aplicar una metodología. Además, se profundiza en cada metodología para proyectos de cogeneración, los casos en que aplican, el desarrollo de la línea base, la consideración de emisiones fuera del alcance del proyecto, las emisiones con el proyecto propuesto, el monitoreo de los parámetros involucrados y la consecuente reducción de emisiones.

Finalmente, el quinto capítulo contiene la ejemplificación de la metodología AM0048 cuya aplicabilidad es para proyectos de cogeneración. La primera sección del capítulo comprende la traducción al español de esta metodología, realizada por la autora de la presente tesis. Posteriormente, se encuentra la descripción de un caso hipotético de cogeneración y, finalmente, se desarrolla el cálculo de la reducción de emisiones que se tendría con la realización del proyecto hipotético.

Capítulo 1

Cambio climático y
políticas para su mitigación.

Introducción

El estudio del fenómeno conocido como cambio climático y de las medidas que se han tomado a nivel mundial para estabilizarlo implica varios aspectos. Uno de ellos es conocer las causas y el por qué de la preocupación a nivel global del clima cambiante. Para ello, se crearon organizaciones internacionales cuya función ha sido el análisis del cambio climático en todos los aspectos. Con bases científicas se llegaron a resultados ligados a la actividad humana de la era industrial. En consecuencia, se iniciaron determinadas acciones con el fin de estabilizar, controlar y conducir las variaciones del clima.

Con el desarrollo de este tema se da una idea general de lo que implica el cambio climático y de las acciones a nivel mundial que se han tomado para contribuir a su estabilización.

En la primera parte del capítulo se desarrolla, a manera de antecedente, el fenómeno conocido como efecto invernadero, posteriormente, el calentamiento global por medio de un estudio del incremento de temperatura que se ha observado a través del tiempo y que diversos organismos han analizado de forma exhaustiva y, finalmente, se define el proceso conocido como cambio climático, sus causas y los impactos que ha tenido alrededor de todo el orbe.

La segunda parte de este capítulo menciona las instituciones más importantes que se crearon como consecuencia de la preocupación ante el cambio, así como las estrategias que deberán seguirse tanto a nivel mundial como sectorial.

Finalmente, en la tercera sección se trata más a fondo el Protocolo de Kyoto y su Mecanismo de Desarrollo Limpio, el cual tiene como objetivo la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en países en desarrollo. De manera general se mencionan algunas expectativas en cuanto al rumbo que tendrá la aplicación del mecanismo al finalizar el periodo de compromiso de las naciones que ratificaron el Protocolo.

1. CAMBIO CLIMÁTICO Y POLÍTICAS PARA SU MITIGACIÓN.

1.1 Cambio climático

El *cambio climático* en la Tierra es causa del *calentamiento global* que se ha observado a través del tiempo y que a su vez es resultado de una excesiva concentración de *gases de efecto invernadero* (GEI) en la atmósfera, la cual se debe al fenómeno natural conocido como *efecto invernadero*. La Figura 1.1 muestra un esquema simple de este proceso.



Fuente: El autor.

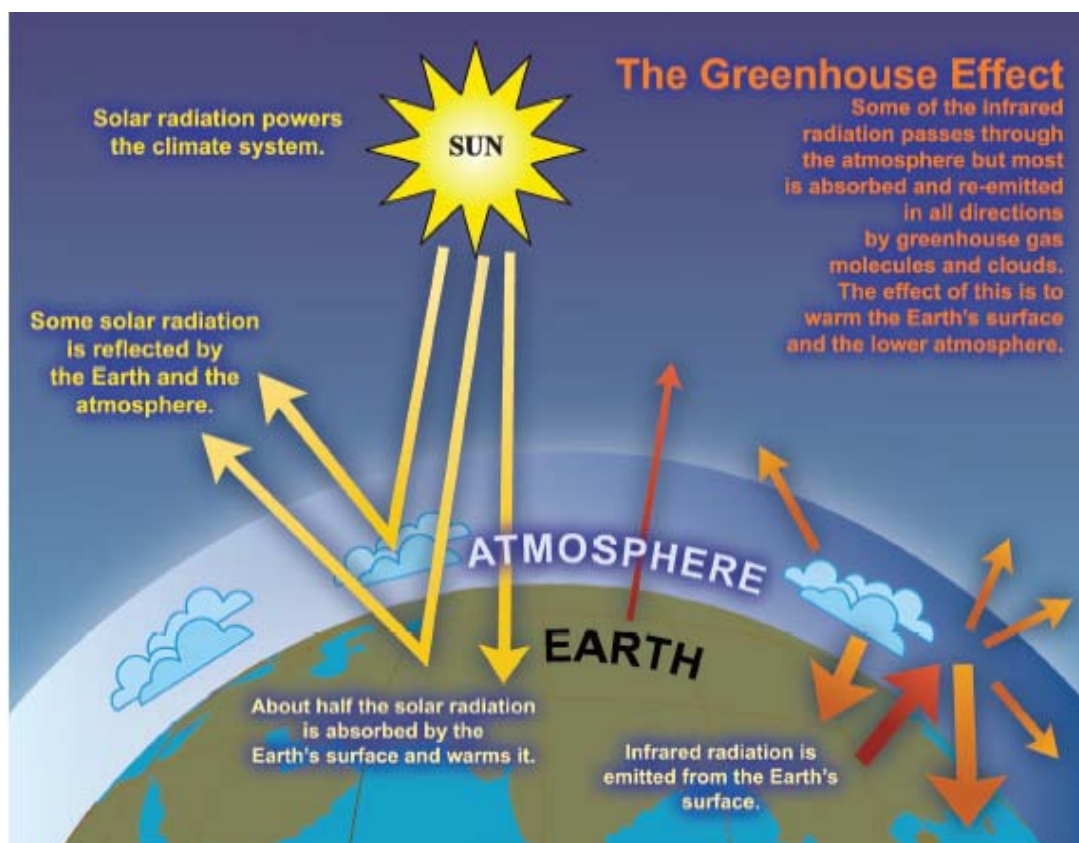
Figura 1.1 Esquema causa-efecto del cambio climático.

1.1.1 Efecto invernadero

1.1.1.1 Definición

La vida en la Tierra es posible gracias a la energía proveniente del sol (radiación solar), la cual llega principalmente en forma de luz visible. Aproximadamente 30 por ciento de esta energía regresa al espacio por el exterior de la atmósfera y el resto permanece en la superficie de la tierra. La salida al espacio de esta energía es retrasada debido a la concentración de GEI. Los GEI apenas forman el 1% de la atmósfera pero actúan como una cobija alrededor de la tierra y hacen que ésta mantenga una temperatura de 30° C mayor a la que tendría si no existieran. La concentración excesiva de los gases hace que sea cada vez más difícil que el calor reflejado escape al espacio, que el forzamiento

radiativo¹ se altere y como consecuencia incrementa la temperatura, acelerando el proceso del cambio climático, este efecto se conoce como *efecto invernadero* (Figura 1.2).



Fuente: AR4 IPCC, 2007.

Figura 1.2 Efecto invernadero.

1.1.1.2 Gases de efecto invernadero

Los GEI especificados en el Protocolo de Kyoto² (PK) son:

1. Dióxido de carbono (CO₂)

Gas que existe naturalmente debido a los intercambios de carbono entre los seres vivos y la atmósfera, y también es subproducto de la quema de combustibles fósiles como el petróleo,

¹ El *forzamiento radiativo* es un parámetro que indica el cambio en la irradiancia neta promedio en términos mundiales y anuales con respecto al año 1750 de acuerdo al 4AR del IPCC (2007).

² Anexo A del Protocolo de Kyoto.

el gas o el carbón, de la quema de biomasa³, de los cambios de uso de la tierra y de otros procesos industriales. Es el GEI que más afecta el equilibrio radiativo de la Tierra debido a que la cantidad en partes por millón de este compuesto han aumentado significativamente. Las emisiones anuales de este GEI representan el 77% de las emisiones totales de GEI. Es el gas de referencia para la cuantificación de otros GEI por lo que su potencial de calentamiento mundial es 1⁴.

2. Metano (CH₄)

Principal componente del gas natural, asociado a todos los hidrocarburos utilizados como combustibles, a la ganadería y a la agricultura.

3. Óxido Nitroso (N₂O)

La fuente antropogénica principal de este GEI es la agricultura, también proviene del tratamiento de aguas residuales, de la quema de combustibles fósiles y de procesos industriales químicos.

4. Hidrofluorocarbonos (HFC)

Se producen comercialmente en sustitución de los clorofluorocarbonos. Los HFCs se utilizan en la refrigeración y en la fabricación de semiconductores.

5. Perfluorocarbonos (PFC)

Son subproductos de la fundición de aluminio y del enriquecimiento del uranio. También se utilizan en la fabricación de semiconductores.

³ La *biomasa* es la masa total de organismos vivos en un volumen dado.

⁴ El *potencial de calentamiento mundial* es el índice que mide el forzamiento radiativo producido por una unidad de masa de un GEI homogéneamente mezclado en la atmósfera, integrado a lo largo de determinado periodo de tiempo (en el Protocolo de Kyoto este periodo es de 100 años) respecto del forzamiento por CO₂.

6. Hexafluoruro de Azufre (SF₆)

Se utiliza en la industria pesada para el aislamiento de equipos de alta tensión y como auxiliar en la fabricación de sistemas de refrigeración de cables y semiconductores.

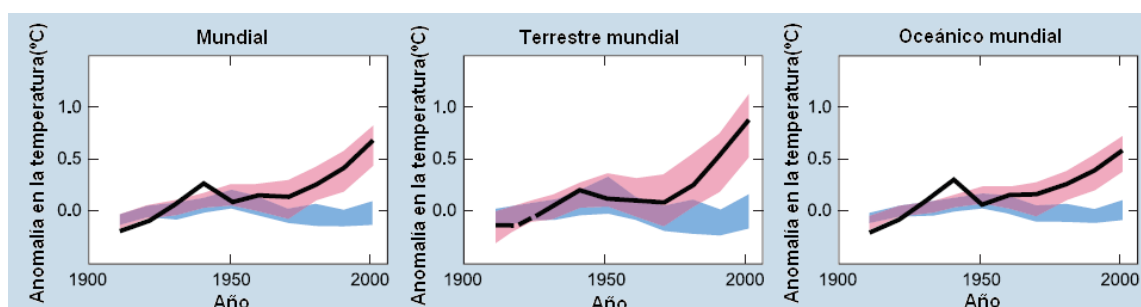
1.1.2 Calentamiento global

El calentamiento global es el incremento en la temperatura promedio del aire y de los océanos. Este calentamiento sucede debido a la alteración del forzamiento radiativo.

1.1.2.1 Estudio del incremento de temperatura

El cambio climático es evidente ya que se han observado modificaciones claras en los parámetros climáticos: promedio mundial de la temperatura del aire, de la tierra y del océano. La Figura 1.3 muestra el comportamiento de las temperaturas de estos parámetros, resultado de simulaciones con modelos que toman en cuenta causas naturales (en color azul) y causas naturales y antropogénicas (en rosa) en el periodo comprendido de 1900 al año 2000.

En el periodo de 1995 a 2006 se han registrado los doce años más cálidos, la tendencia en el aumento de temperatura es mayor a la estimada y se observa que la superficie terrestre se ha calentado más rápido que los océanos.



Fuente: AR4 IPCC, 2007

Figura 1.3 Variación de temperatura Mundial, Terrestre mundial y Oceánica mundial.

En general los sistemas naturales se han visto afectados por el aumento de las temperaturas en todos los continentes. La variación de temperatura se encuentra en un rango de -1.0 a 3.5°C en el periodo de 1970 a 2004, sin embargo existen regiones en el mundo de las que no se tienen datos de la tendencia del cambio de la temperatura.

Los ríos alimentados por glaciares y nieve tuvieron cambios en su temperatura y en general los lagos y ríos del mundo aumentan de temperatura gradualmente.

El aumento de la temperatura en general afecta a:

- la gestión agrícola en el Hemisferio Norte debido a las alteraciones por efecto de incendios y plagas,
- la mortalidad a causa del calor y aumento de enfermedades infecciosas y,
- actividades humanas en la región ártica.

(GTII y RRP 2007).

1.1.3 Cambio climático

1.1.3.1 Definición

Diversos organismos han definido, por la magnitud de su importancia, formalmente al cambio climático. A continuación se presentan algunas de estas definiciones las cuales se tomaron de organismos de expertos en materia de cambio climático. Posteriormente se llega a una definición basada en las previas.

La UNFCCC (por sus siglas en inglés de *United Nations Framework Convention on Climate Change*) define al *cambio climático* como el provocado únicamente por la actividad humana:

Por *cambio climático* se entiende un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables⁵.

⁵ UNFCCC (1992, pp. 3).

El IPCC (por sus siglas en inglés de *Intergovernmental Panel on Climate Change*) define al cambio climático al provocado no solo por la actividad humana, sino también al provocado por procesos naturales:

Variación del estado del clima identificable (por ejemplo, mediante pruebas estadísticas) en las variaciones del valor medio y/o en la variabilidad de sus propiedades, que persiste durante largos períodos de tiempo, generalmente decenios o períodos más largos. El cambio climático puede deberse a procesos internos naturales, a forzamientos externos o a cambios antropógenos persistentes de la composición de la atmósfera o del uso de la tierra (AR4 IPCC 2007).

Otras instituciones definen al cambio climático en términos de los mismos parámetros:

Variación climática que se produce en intervalos de tiempo entre diez mil y un millón de años debido a cambios en la emisión de la radiación solar o en los parámetros orbitales. Sin embargo, en este contexto se hace referencia generalmente a la alteración que las actividades humanas pueden provocar en el clima (cambio climático antropogénico) (Guía Latinoamericana del MDL 2005).

A partir de las definiciones anteriores podemos aportar la siguiente:

El cambio climático es una alteración mundial, notoria y cuantificable en un periodo de tiempo de los parámetros climáticos de la tierra; está en función de la radiación solar y puede ser natural o forzada por la actividad humana.

1.1.3.2 Causas

A. Concentración excesiva de gases de efecto invernadero

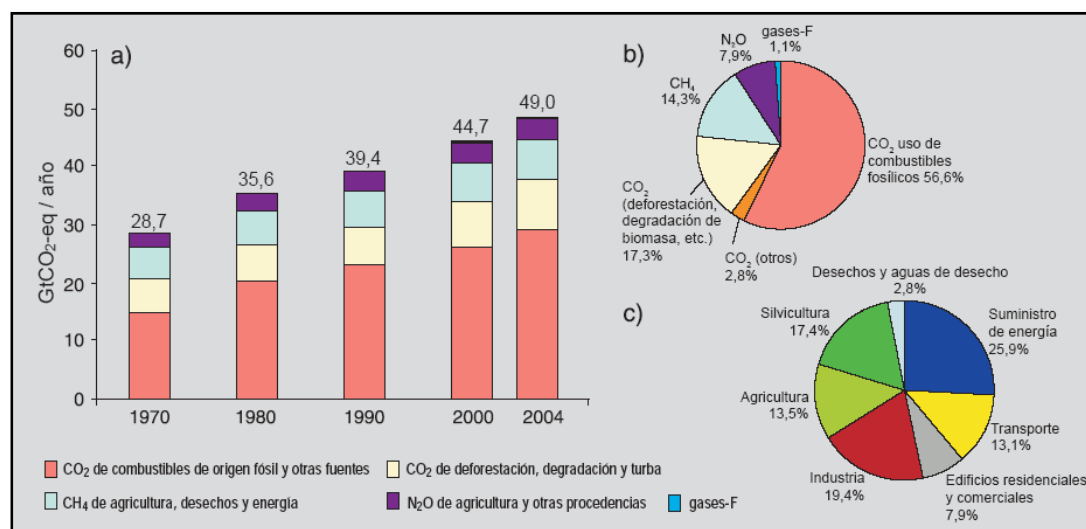
La era preindustrial trajo como consecuencia un aumento significativo en las emisiones de GEI causadas por actividades humanas. Para facilitar la comprensión de las causas antropogénicas del exceso de GEI en la atmósfera se han clasificado en función de la participación por cada tipo de GEI emitido y por sector emisor de GEI. En la Figura 1.4 en sus incisos a), b) y c), se observa: el crecimiento de las emisiones de GEI antropógenos desde 1970 hasta 2004, la proporción de GEI

hasta 2004 y la proporción por sector, respectivamente. El CO₂ proveniente de la quema de combustibles fósiles es el GEI antropógeno más importante además de ser el sector 'suministro de energía' el que contribuye en mayor magnitud al crecimiento de las emisiones.

Un estudio ambiental (Homer – Dixon 2008) menciona que las causas del acelerado crecimiento de CO₂ atmosférico tienen la siguiente proporción:

- 65% del incremento de la actividad económica global,
- 17% del incremento de la economía global basada en combustibles más intensos en carbono y
- 18% de la aceleración debida al incremento de partículas transportadas por el aire.

El Protocolo de Kyoto menciona las fuentes o sectores a los que se les atribuyen las emisiones de estos gases los cuales se listan a continuación:



Fuente: AR4 IPCC, 2007.

Figura 1.4 Emisiones mundiales de GEI antropógenos.

Energía

Quema de combustible

Industrias de energía

- Industria manufacturera y construcción

- Transporte
- Otros sectores

Emissiones fugitivas de combustibles

Combustibles sólidos

Petróleo y gas natural

Otros

Procesos industriales

Productos minerales

Industria química

Producción de metales

Otra producción

Producción de halocarbonos y hexafluoruro de azufre

Consumo de halocarbonos y hexafluoruro de azufre

Otros

Utilización de disolventes y otros productos

Agricultura

Fermentación entérica

Aprovechamiento del estiércol

Cultivo del arroz

Suelos agrícolas

Quema prescrita de sabanas

Quema en el campo de residuos agrícolas

Otros

Desechos

Eliminación de desechos sólidos en la tierra

Tratamiento de las aguas residuales

Incineración de desechos

Otros

B. Naturales

El cambio climático también es causa de fenómenos físicos naturales los cuales pueden ser internos o externos a la Tierra.

La *variación solar* es una de las causas ya que la temperatura terrestre depende en gran medida del flujo de radiación solar que recibe. La órbita terrestre oscila periódicamente haciendo que varíe la radiación solar aún si el flujo de radiación solar permanece constante.

Los *impactos de meteoritos* en la tierra podrían provocar incendios de grandes extensiones boscosas sobre la Tierra y esto liberaría grandes cantidades de CO₂, partículas y cenizas a la atmósfera impidiendo el flujo natural de la radiación solar.

Las *emisiones volcánicas* especialmente son dióxido de carbono, sin embargo la cantidad de óxidos de azufre y de aerosoles emitidos por los volcanes contribuyen, por el contrario, al enfriamiento de la Tierra (*ieta.org* 2008).

1.1.3.3 Vulnerabilidad

La vulnerabilidad se refiere al riesgo de impacto negativo en relación con el cambio climático en la naturaleza y en los seres humanos (EEA 2005). Existen regiones más vulnerables que otras al cambio climático ya que, algunas se encuentran en zonas montañosas o costeras con sus respectivos riesgos; además, los ecosistemas pueden verse dañados teniendo pérdidas de especies por el incremento de la temperatura; también, en algunas regiones las precipitaciones serán excesivas y en otras las sequías serán prolongadas. La vulnerabilidad ante el cambio climático en una región puede observarse en qué tan afectados se ven determinados sectores como: el turismo, la agricultura, la salud humana o la demanda de energía. La vulnerabilidad también está en función de otros factores importantes como el nivel de pobreza, el acceso desigual a los recursos, la inseguridad alimentaria, la economía, los conflictos, etc.

Las medidas adecuadas de adaptación ante el cambio climático ayudarán a reducir la vulnerabilidad en cada región. Éstas se tratarán más adelante.

A. Proyecciones

Las proyecciones en torno al cambio climático pueden estudiarse mediante el criterio de expertos y de análisis estadísticos de observaciones o de resultados de modelos de acuerdo a su nivel de incertidumbre, desde lo “excepcionalmente improbable” con una probabilidad < 1% hasta lo “virtualmente cierto” con una probabilidad de 99%.⁶

B. Impactos anticipados debidos al clima extremo para finales del siglo XXI

Los impactos observados en todos los continentes y océanos muestran que muchos de los sistemas naturales han sido afectados por cambios climáticos regionales, particularmente incrementos de temperatura (Figura 1.5).



Fuente: AR4 IPCC, 2007.

Figura 1.5 Marco esquemático de las causas antropógenas e impactos del cambio climático y de las respuestas a ese cambio.

⁶ Tratamiento de incertidumbre del Cuarto Reporte de Evaluación (IPCC).

Algunos cambios anticipados debidos al clima extremo para finales del siglo XXI se enlistan a continuación en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Cambios anticipados debidos al clima extremo para finales del s. XXI.

Cambio anticipado	Probabilidad	Riesgo	Ejemplo de Impacto
Temperatura alta máxima y más días cálidos	Muy probable, casi en toda la Tierra	Olas de calor, corte del suministro de energía, decrecimiento del hielo polar	Incremento de la mortalidad en grupos vulnerables; incremento de hundimientos de tierra; riesgo para los cultivos, ganado, vida salvaje
Incremento de mínimas temperaturas; menos días fríos, heladas	Probable, en la mayoría de las regiones	Olas de calor; avalanchas; derretimiento de capas de hielo; esparcimiento de plagas y enfermedades	Incremento de derretimiento de capas de hielo, avalanchas, esparcimiento de plagas y enfermedades
Eventos de precipitación más intensa	Probable en latitudes norte, medias y altas	Inundaciones, avalanchas, derrumbes de tierra, lluvias	Incremento de inundaciones, erosión de la tierra
Incremento de veranos secos	Probable en la mayoría de latitudes medias en el interior de los continentes	Sequías, incendios, hundimientos de tierra	Decremento de cosechas, decrecimiento en la cantidad y calidad del agua
Incremento en la intensidad de ciclones tropicales, de picos de viento, en el promedio y picos de precipitaciones	Probable en la mayoría de las regiones	Viento, enfermedades, aumento de mareas	Pérdida de vidas humanas, erosión costera, daño a edificios e infraestructura, epidemias infecciosas
Intensificación de sequías e inundaciones asociadas con huracanes	Probable en diferentes regiones	Intensificación de sequías e inundaciones	Decremento de productividad agrícola y de potencial hidroeléctrico
Incremento de la variabilidad precipitaciones y monzones en verano asiáticos	Probable en el Asia tropical y templada	Incremento en la magnitud y daños de sequías e inundaciones	Incremento en el riesgo de la vida humana, salud, propiedad y productividad; daño en tierras de cultivo, en edificios e infraestructura
Incremento en la intensidad de tormentas en latitudes medias (ciclones tropicales adicionales)	Existen diferencias de probabilidad de acuerdo a diferentes modelos	Incremento de tormentas	Incremento en el riesgo da la vida humana y salud; pérdidas de propiedades e infraestructura; daños en ecosistemas costeros

Fuente: Labatt, S. & White, R. (2007).

1.2 Contexto político del Cambio Climático

1.2.1 Evolución histórica de los acuerdos internacionales más importantes en torno al cambio climático

La Tabla 1.2 muestra cronológicamente los acuerdos internacionales que han tenido lugar para mitigar el cambio climático.

Tabla 1.2. Acuerdos internacionales en torno al cambio climático.

1988	La UNEP ⁷ y la WMO ⁸ establecen el IPCC
1992	Se crea la UNFCCC en la Reunión de Río
1994	La UNFCCC entra en vigor
1997	Se adopta el PK
2005	Entra en vigor el PK y se realiza la primera MOP ⁹
1995 - 2008	Reuniones de las partes en el Protocolo de Kyoto (COPs ¹⁰ , por sus siglas en inglés), COP1 a la COP14

Fuente: El autor.

1.2.1.1 Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC)

La UNFCCC entró en vigor en Marzo de 1994 y establece un marco global de los esfuerzos intergubernamentales para abordar los retos a consecuencia del cambio climático. Reconoce que el sistema climático es un recurso compartido del cual su estabilidad puede verse afectada por las emisiones de GEI. La Convención cuenta con 192 países miembros ratificados.

Bajo la Convención los gobiernos:

- se reúnen y comparten información acerca de las emisiones de GEI, políticas nacionales y mejores prácticas,

⁷ United Nations Environmental Programm.

⁸ World Meteorological Organization.

⁹ Meeting of the parties.

¹⁰ Conference of the parties.

- lanzan estrategias nacionales para controlar las emisiones de GEI y la adaptación a sus impactos, incluyendo la provisión de soporte financiero o tecnológico a países en desarrollo, y
- cooperan en la preparación para la adaptación a los impactos del Cambio Climático.

La UNFCCC cuenta con los siguientes órganos para poder lograr sus objetivos:

- Conferencia entre las Partes (COP). Principal autoridad de la UNFCCC constituida por miembros de todos los países (o “Partes”) los cuales se reúnen anualmente por un periodo de dos semanas. Ellos evalúan el estado del cambio climático y si el tratado ha sido efectivo, así como las actividades de los países y el inventario de sus emisiones.
- Órgano Subsidiario para el Consejo Científico y Tecnológico (SBSTA¹¹). Aconsejan a la COP en asuntos del clima, al ambiente, tecnología y método. Se reúnen dos veces al año.
- Órgano Subsidiario para Implementación (SBI¹²). Ayuda a revisar cómo está siendo aplicada la UNFCCC. También tratan asuntos financieros y administrativos. Se reúnen dos veces al año.
- Grupos de expertos: Grupo de Expertos Consultivos (ayudan a países en desarrollo a preparar reportes nacionales sobre cambio climático), Grupo de Expertos de los Países menos Desarrollados (aconsejan a las naciones en el establecimiento de programas para la adaptación al cambio climático) y Grupo de Expertos en Transferencia de Tecnología (buscan estimular el compartimiento de tecnología con naciones menos avanzadas).
- Agencias Socios: Centro Ambiental Global (ayuda a países pobres para dirigir el cambio climático) y el IPCC (se detalla más adelante por su importancia, este organismo no pertenece a la UNFCCC).
- El Secretariado. Apoya a la UNFCCC y a sus organismos, hace los arreglos para las reuniones, compila y distribuye la información y ayuda a los países miembros en el cumplimiento de sus compromisos.

¹¹ *Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice.*

¹² *Subsidiary Body for Implementation.*

Los actores en el proceso de negociación de la UNFCCC son: Países pertenecientes a la UNFCCC con poder de decisión, un Observador y las Organizaciones no gubernamentales (NGOs¹³) las cuales representan los intereses de las empresas e industrias.

1.2.1.2 Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC)

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) fue establecido conjuntamente en 1988 por la Organización Meteorológica Mundial (WMO, por sus siglas en inglés) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP, por sus siglas en inglés) con el objetivo de analizar la información científica necesaria para afrontar el problema del cambio climático y evaluar sus consecuencias medioambientales y socioeconómicas, además de formular estrategias de respuesta realistas. Desde entonces, las evaluaciones del IPCC, publicadas en varios volúmenes, han desempeñado un papel primordial ayudando a los gobiernos a adoptar y aplicar políticas de respuesta al cambio climático, y particularmente en respuesta a las necesidades de asesoramiento fidedigno de la COP de la UNFCCC y de su PK, el cual se detallará más adelante.

Desde su establecimiento, el IPCC ha producido una serie de informes de evaluación (1990, 1995, 2001 y 2007), Informes Especiales, Documentos Técnicos y Guías Metodológicas que son obras de referencia de uso común, ampliamente utilizadas por responsables de políticas, científicos, y otros expertos y estudiosos.

El IPCC consta de tres Grupos de trabajo y un Equipo especial:

- ❖ El Grupo de trabajo I evalúa los aspectos científicos del sistema climático y el cambio climático.
- ❖ El Grupo de trabajo II evalúa la vulnerabilidad de los sistemas socioeconómicos y naturales al cambio climático, las consecuencias negativas y positivas de dicho cambio y las posibilidades de adaptación al mismo.
- ❖ El Grupo de trabajo III evalúa las posibilidades de limitar las emisiones de GEI y de atenuar los efectos del cambio climático.

¹³ *Non-governmental organizations.*

- ❖ El Equipo especial sobre los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero se encarga del Programa del IPCC sobre inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.¹⁴

Los Informes de evaluación e Informes Especiales que el IPCC ha publicado son:

- Cambio Climático: Evaluaciones del IPCC 1990 y 1992
- Primer Reporte de Evaluación, 1990
- Suplemento, 1992
- Segundo Reporte de Evaluación: Cambio Climático 1995
- Tercer Reporte de Evaluación: Cambio Climático 2001
- Cuarto Reporte de Evaluación: Cambio Climático 2007

Entre los últimos Reportes Especiales que ha publicado el IPCC se encuentran:

- Reporte Especial en Fuentes Renovables de Energía, 2008
- Almacenamiento y Captura de Dióxido de Carbono, 2005
- La Protección de la Capa de Ozono y el Sistema Climático Mundial, 2005
- Entre otros.

Dentro de los Documentos Técnicos publicados por el IPCC están:

- Agua y Cambio Climático, 2008
- Biodiversidad y Cambio Climático, 2002
- Implicaciones de las propuestas limitaciones de CO₂, 1997
- Etcétera

Además el IPCC cuenta con Metodologías de los Reportes, Material de Apoyo y traducciones de los documentos en idiomas no oficiales para la ONU.

¹⁴ <http://www.ipcc.ch/languages/spanish.htm#1>

1.2.2 Estrategias

Las estrategias que los gobiernos deben idear serán designadas a reducir emisiones provenientes de la actividad económica, así como disminuir los efectos inevitables del cambio climático, se definen como mitigación y adaptación. La mitigación afecta directamente a la economía global, mientras que la adaptación afecta a las poblaciones y sus actividades.

1.2.2.1 Mitigación

Las acciones para mitigar el cambio climático tienen un potencial extenso tanto a nivel mundial como a nivel sectorial, sin embargo la mitigación sólo se logrará a partir de la implantación de medidas adecuadas y de la eliminación de obstáculos, a través de:

- Desarrollar políticas claras de mitigación
- Fomentar el uso de los mecanismos de reducción
- Crear un ambiente que promueva diversas fuentes de energía
- Crear incentivos para tecnologías nuevas y más limpias

Así mismo, los responsables de las políticas deberán crear:

- Programas de comercio de carbono
- Estándares de productos y procesos
- Incentivos en tecnología e inversión
- Impuestos en carbono
- Incentivos para combustibles renovables
- Programas para el desarrollo de energías renovables

A corto y mediano plazo, las acciones de mitigación pueden traer beneficios y compensaciones en los costos de mitigación. La respuesta mundial en torno al cambio climático, el estímulo de políticas y la creación de un mercado internacional de carbono pueden ser las pautas para los esfuerzos futuros de mitigación. Las opiniones de expertos en torno a la mitigación convergen en

que “Los países desarrollados deben aceptar más responsabilidad y costos que los países en desarrollo para la mitigación del cambio climático” (PricewaterhouseCoopers 2008).

1.2.2.2 Adaptación

El UKCIP¹⁵ argumenta que cuantificar la incertidumbre y dar mayor exactitud y precisión en la predicción del futuro del clima es crucial para idear las estrategias de adaptación. Además de que la disponibilidad de las predicciones del clima es indispensable para la adaptación efectiva y toma de decisiones, y potencialmente, un límite para la adaptación misma. Sin embargo, la adaptación no debe fundamentarse solamente en las predicciones climáticas y no debe limitarse por la falta de datos confiables acerca de las condiciones futuras del clima ya que el clima es solo uno de los procesos con incertidumbre que involucra a la sociedad y a sus actividades y debe evaluarse necesariamente (UKCIP 2008).

Los expertos sugieren que quien tome las decisiones de adaptación examine las medidas/estrategias/políticas propuestas en todos los futuros posibles acerca del clima que tomen en cuenta la incertidumbre de otros factores que afecten el clima como son: los factores económicos, políticos y culturales.

Las medidas de adaptación deberán ser específicas para cada impacto del cambio climático. La siguiente tabla muestra algunos ejemplos:

¹⁵ UK Climate Impacts Program.

Tabla 1.3. Ejemplos de medidas de adaptación de acuerdo a cada impacto.

Impacto	Medida de adaptación
Temperaturas altas	Diseño de infraestructura con enfriamiento eficiente.
Inundaciones	Mejorar la previsión del riesgo de inundación, inversión en programas de manejo de inundaciones, no permitir el desarrollo en sitios con riesgo de inundación.
Escases de agua	Uso más amplio de dispositivos eficientes en el ahorro del agua, control sostenible de fugas de agua, restricción en algunos usos del agua, incrementar conciencia en el uso adecuado del agua.
Daño a la biodiversidad	Protección de lugares verdes y abiertos.
Daño a la infraestructura	Tomar en cuenta los impactos debidos al cambio climático cuando se diseña nueva infraestructura.
Demanda de energía	Incremento del uso de sistemas de energías renovables.

Fuente: El autor.

La capacidad de adaptación depende en gran medida del desarrollo social y económico de cada país.

1.3 Protocolo de Kyoto y Mecanismo de Desarrollo Limpio

1.3.1 Qué es el Protocolo de Kyoto

El antecedente de este protocolo se encuentra cuando la UNFCCC decide tomar medidas más fuertes para afrontar el cambio climático. En la COP1 que se celebró en Berlín en 1995 se dio a conocer el Mandato de Berlín en donde se asentaron compromisos más firmes y más a detalle para los países industrializados. Después de dos años de negociaciones se dio a conocer lo que se conoce como Protocolo de Kyoto en Japón el 11 de diciembre de 1997.

Aún cuando el PK ya había sido firmado por 84 países, quedaron pendientes diversos puntos y muchos países se resistían a ratificarlo. Fue hasta la adopción de los acuerdos de Marrakech (2001) que las normas para la aplicación del PK quedaron claras.

Este protocolo tiene los mismos objetivos, principios e instituciones de la UNFCCC, sólo que en él se refuerza el objetivo de que los países incluidos en el Anexo I del PK se comprometen a reducir y limitar sus emisiones de GEI. En el Anexo B del PK se enumeran los objetivos individuales para las

partes incluidas en el Anexo I, los cuales dan un total de disminución de emisiones de GEI de al menos el 5% con respecto a los niveles de 1990 en el periodo que comprende del año 2008 al 2012.

1.3.2 Mecanismos de flexibilidad para la reducción de emisiones

1.3.2.1 Comercio de emisiones (ET)

Este mecanismo, regulado por el Artículo 17 del PK, permite la compraventa de emisiones entre las Partes incluidas en el Anexo I de la UNFCCC, para el cumplimiento de sus compromisos. En este mecanismo se emplea lo que se conoce como *cap-and-trade* lo cual implica que el “tope” asegura que el objetivo sea cumplido y el “comercio” que el objetivo sea logrado al menor costo.

1.3.2.2 Implementación Conjunta (JI)

Este mecanismo permite contabilizar a las Partes incluidas en el Anexo I de la UNFCCC, las Unidades de Reducción de Emisiones (ERUs¹⁶) obtenidas e proyectos realizados en Partes del Anexo I, y cuyo objetivo sea la reducción de emisiones antropógenas o el incremento de las absorciones de GEI. Está regulado por el Artículo 6 del PK.

1.3.2.3 Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

Este mecanismo está regulado principalmente por el Artículo 12 del PK, los Acuerdos de Marrakech y las decisiones y recomendaciones que tome la Junta Ejecutiva (EB¹⁷) del MDL. Permite ayudar al desarrollo sostenible de las Partes no incluidas en el Anexo I de la UNFCCC, mediante la ejecución de proyectos de tecnologías limpias; además, permite generar Reducciones Certificadas de Emisiones (CERs¹⁸), que pueden ser contabilizadas por los países del Anexo I.¹⁹ Para efectos de este trabajo, este mecanismo se detalla más adelante.

¹⁶ *Emission Reduction Units.*

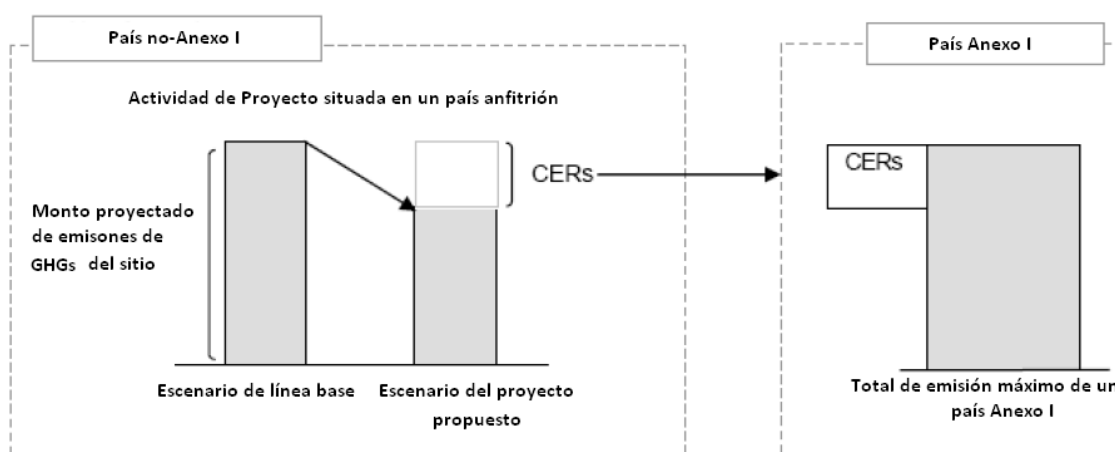
¹⁷ *Executive Board.*

¹⁸ *Certificated Emissions Reductions.*

¹⁹ Las definiciones **1.3.2.1**, **1.3.2.2** y **1.3.2.3** fueron tomadas de la Guía Latinoamericana del MDL (2005).

1.3.3 Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

Este mecanismo fue adoptado en 1997 en la COP3 de la UNFCCC, el mecanismo por sí mismo fue decidido en la COP7 en los Acuerdos de Marrakech. En el PK se establecieron objetivos de reducción de emisiones para los países del Anexo I, sin embargo, aún no existen compromisos para países que no pertenecen al Anexo I (no-Anexo I). Los procedimientos para el MDL fueron aprobados y adoptados en la COP11 en Montreal en el año de 2005. A través del MDL los países Anexo I ayudan a los países no-Anexo I para la implementación de proyectos con los cuales los países Anexo I obtienen CERs que utilizarán para cumplir con sus compromisos. El concepto general del MDL se explica en la Figura 1.6.



Fuente: Instituto para Estrategias Ambientales Globales (2006).

Figura 1.6 Concepto general del MDL.

1.3.3.1 Características generales de un proyecto MDL

El MDL permite a los países Anexo I cumplir parte de sus objetivos de reducción de emisiones de GEI a través de proyectos en países no-Anexo I del PK. Mediante el financiamiento e implementación de proyectos, el país Anexo I reduce emisiones de GEI en el país no-Anexo I. Las emisiones ahorradas, expresadas en los CERs serán adicionados al límite total de emisión del país Anexo I, ayudando lo anterior a cumplir los objetivos de reducción ya que los países no-Anexo I no tienen compromisos de reducción.

Un proyecto MDL en términos generales busca:

- Reducir o eliminar las emisiones de GEI
- Una adecuada gestión del medio ambiente
- Contribuir al desarrollo sustentable del país
- Contar con viabilidad técnica
- Ser un proyecto financieramente viable

El MDL se basa en tres principios:

1. La participación de los socios del proyecto es voluntaria.
2. Los resultados del proyecto son reales, pueden ser medidos y tienen beneficios a largo plazo en relación con el cambio climático.
3. La reducción de emisiones a través de un proyecto MDL debe ser adicional a la reducción que ocurriría en ausencia del proyecto (principio de Adicionalidad²⁰).

El principio 2 implica que la reducción de emisiones atribuida a la actividad del proyecto debe ser directamente cuantificable y a largo plazo. El principio de Adicionalidad implica que el proyecto no sería implementado en ausencia del MDL debido a barreras económicas o de otra índole, y que contribuye a una reducción neta en emisiones de un escenario base, en el cual el proyecto no se realizaría.

1.3.3.2 Tipos de proyectos MDL

Existen tres tipos de proyectos que pueden implementarse mediante el MDL:

Tipo I. Proyectos de Energía Renovable

- I-A. Generación de electricidad por el usuario
- I-B. Energía mecánica para el usuario
- I-C. Energía térmica para el usuario
- I-D. Generación de energía eléctrica para una red

²⁰ El principio de Adicionalidad se tratará más adelante en este trabajo.

Tipo II. Proyectos de mejora de Eficiencia Energética

Del lado del Suministro , del lado de la Demanda y por Cambio de combustible

Tipo III. Otros Proyectos

Recuperación de Metano, Transporte, Agricultura y Uso de la tierra

Proyectos a pequeña escala (SSC²¹). Este tipo de proyectos son una categoría especial ya que sus procedimientos de registro, validación y verificación han sido simplificados para reducir costos. Un número de SSCs pueden estar contenidos en una sola aplicación y tener una línea base simplificada y metodologías monitoreadas. Un proyectos califica como SSC si la potencia de salida es menor que 15MW.

1.3.3.3 Estructura organizacional del MDL

Existen varios participantes involucrados en el desarrollo de un proyecto MDL, en la siguiente Tabla se aprecian las partes involucradas a nivel global, nacional y en dentro del proyecto.

Tabla 1.4. Partes involucradas en la Actividad de un Proyecto MDL.

Global	Nacional	Proyecto
COP	Autoridad Nacional Designada (DNA)	Parte Anexo I
EB		Parte no-Anexo I
		Inversionistas (compradores de las CERs)
Entidad Operacional Designada (DOE)		

Fuente: Instituto para Estrategias Ambientales Globales (2006).

Junta Ejecutiva (EB)

La EB es la mayor autoridad sobre el MDL y es responsable de la acreditación de las DOEs y de las metodologías, mantiene un registro de proyectos, publica reportes técnicos y expide las CERs. Estas tareas se delegan a dos Páneles y a dos Grupos de Trabajo, los cuales establecen procedimientos y ofrecen apoyo en su campo de experiencia. El Panel de Acreditación es

²¹ Por sus siglas en inglés de *Small-Scale CDM Project activities*.

responsable de acreditar las metodologías y es asistido por el Grupo de Acreditación. Un Grupo separado de Registro separa las aplicaciones para el registro del proyecto.

Entidad Operacional Designada (DOE)

Las DOEs son acreditadas por la EB y son organizaciones independientes que validan proyectos MDL antes de que sean enviados a la EB, además verifican las reducciones logradas por el proyecto antes de que se expidan las CERs. Esto facilita el trabajo de la EB. Dieciocho DOEs fueron acreditadas hasta 2007.²²

Autoridad Nacional Designada (DNA)

Las DNAs son responsables de implementar el MDL, son establecidas por los gobiernos y supervisadas por instituciones de recursos naturales o ambientales. En los países no-Anexo I, las DNAs especifican los procedimientos exactos para actividades de proyecto en el país y crean la estructura organizacional para el MDL. Las DNAs en países no-Anexo I aprueban un proyecto antes de que éste aplique para registro en la EB. En países Anexo I y no-Anexo I deben dar aprobación antes de que las CERs sean expedidas. Las DNAs se reportan con la EB.²³

1.3.3.4 Motivos para participar en proyectos MDL

Cada una de las Partes involucradas en proyectos MDL tiene distintos motivos para participar en dichos proyectos los cuales se listan a continuación:

- Países Anexo I: Una forma efectiva y de bajo costo para cumplir sus compromisos de reducción.
- Países no-Anexo I: Desarrollo sostenible local y mitigación del cambio climático.
- Participantes en el país anfitrión: Ingresos mediante CERs.
- Participantes de países Anexo I: Oportunidades de negocio y una estrategia de responsabilidad social corporativa.

²² Las DOEs acreditadas pueden encontrarse en el sitio web de la UNFCC.

²³ Las DNAs acreditadas pueden encontrarse en el sitio web de la UNFCC.

- Inversionistas: Oportunidades de inversión en proyectos sostenibles de energía.
- Inversionistas institucionales: Oportunidades de inversión, diversificación del portafolio e inversiones socialmente responsables.
- Fabricantes de equipo: Beneficios indirectos de los nuevos mercados para energía renovable y equipo de eficiencia energética, aplicación de tecnología emergente y oportunidades de desarrollo en paquetes especiales MDL.

1.3.3.5 Financiamiento de proyectos MDL

Los proyectos MDL requieren de inversiones altas por lo que se requieren opciones de financiamiento. Los agentes financieros pueden ser empresas locales o agencias gubernamentales.

Existen modelos financieros según la Guía Latinoamericana del MDL:

- Financiamiento por promotores locales
- Financiamiento por compradores de las CERs
- Socios financieros (*Project Finance*)

Algunas instituciones financieras importantes se mencionan a continuación:

- *Grupo del Banco Interamericano de Desarrollo (Grupo BID)*
- *El Banco Interamericano de Desarrollo (BID)*
- *La Corporación Interamericana de Inversiones (CII)*
- *El Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN)*
- *Corporación Andina de Fomento (CAF)*
- *Fondos Hemisféricos de Energía y Transporte Sostenibles (FHET)*
- *ESCO Fund (Fondo de Energía Limpia y Eficiencia Energética en ALCA)*
- *Fortalecimiento de la Capacidad para el Desarrollo de Energías Renovables en América Central (FOCER)*
- *Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)*
- *Banco Europeo de Inversiones (BEI)*

1.3.3.6 Mercado de bonos de carbono

Fue establecido como parte del PK y es el negocio de comprar y vender emisiones de GEI. La unidad de comercio es una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente (tCO₂e). En este mercado se comercian dos productos:

- Derechos de emisión: son derechos de emitir GEI a compañías asignadas por los gobiernos de países Anexo I. Las compañías que emitan menos que sus derechos pueden vender a las que emiten más de sus derechos. En el *European Union Trading Scheme* estos derechos se llaman *EU Allowances* (EUAs).
- Proyecto basado en la reducción de emisiones: son reducciones de emisiones generadas por actividades de proyecto las cuales son certificadas por un auditor independiente. Los certificados son las CERs (mencionadas anteriormente) las cuales provienen de un proyecto MDL, también existen las Emission Reduction Units (ERUs).

El mercado de carbono cubre los tres mecanismos flexibles del PK.

1.3.3.8 Expectativas en proyectos MDL post Kyoto

El PK es sólo un primer paso para dirigir el problema global del cambio climático y sus objetivos expiran en el año 2012. Actualmente se llevan a cabo negociaciones internacionales bajo la UNFCCC con el objetivo de alcanzar un acuerdo internacional para dirigir el cambio climático después del 2012.

Para finales del primer periodo de compromiso se espera generar más de 2.9 billones de CERs de más de 3000 actividades de proyectos MDL. Actualmente, alrededor de la mitad son de energías renovables o proyectos de eficiencia energética, más de la mitad son proyectos de pequeña escala. El MDL ha sido autofinanciado desde Septiembre de 2007 y ha generado recursos adicionales para el Fondo de Adaptación.²⁴

²⁴ Fue establecido para financiar proyectos concretos de adaptación y programas en países en desarrollo que son parte del PK, también recibe fondos de otras fuentes.

Según las tendencias del Mercado de Carbono para el año 2050 se necesitan reducir 50 Gt CO₂e/año y para finales de 2008 solo se habrán reducido 4GtCO₂e, lo anterior implica se deberán tomar medias más fuertes para reducir las emisiones globales.

En Enero de 2007, como parte de una política integrada de cambio climático y energía, la Comisión Europea (EU) expone propuestas y opciones para un ambicioso acuerdo global en su Comunicado *"Limiting Global Climate Change to 2 degrees Celsius: The way ahead for 2020 and beyond"*.

La Fundación Bariloche mencionó en el Foro Internacional de Carbono que se llevó a cabo el pasado Octubre de 2008 que el grupo llamado G8 actualmente se encuentra en negociaciones con Brasil, China, India, México y Sudáfrica acerca del proceso de negociación hacia el 2012, de energía, cambio climático y desarrollo sostenible y sobre las reducciones para el año 2050.

En Diciembre de 2009 se llevará a cabo la COP15 en Copenhague y se espera que en esta reunión se dé una importante contribución para las decisiones políticas que guiarán las acciones en torno al cambio climático cuando el primer periodo de compromiso venza.

Conclusiones

En general se puede decir que el cambio climático es un fenómeno evidente que ocurre a nivel mundial y que su proceso es acelerado por la actividad humana. Los GEI concentrados en la atmósfera, en particular la concentración de CO₂, ha sido la principal preocupación de los estudiosos del clima ya que provoca un incremento en la temperatura global promedio del aire y de los océanos.

La principal fuente de CO₂ proviene de la quema de combustibles fósiles lo cual va ligado a la generación de energía eléctrica ya que actualmente ésta se produce en gran medida a partir de estos combustibles.

Los organismos que dictan las medidas y estrategias a tomar en torno al clima deben tener en cuenta que no todas las regiones tienen la misma capacidad de mitigación y adaptación al mismo, por lo que la vulnerabilidad al cambio climático es un factor determinante para establecer las políticas mundiales.

Se han dado los primeros pasos para hacer frente al cambio climático, las organizaciones mundiales, los gobiernos, las instituciones de expertos y los organismos financieros han respondido de buena manera; sin embargo, los periodos de compromiso de reducción de emisiones están por terminar y las acciones actuales y sus tendencias no lograrán satisfacer los niveles de reducción necesarios para el año 2050.

En el siguiente capítulo se estudian los impactos provocados por cada elemento del sistema energético, lo que nos permitirá conocer las fuentes de los GEI causantes del cambio climático y con ello llevar a cabo acciones para evitarlas.

Capítulo 2

Impactos ambientales en la
cadena energética.

Introducción

La lluvia ácida en los ochentas, el reconocimiento del calentamiento global en los noventas, el daño a la fauna y otros, son algunos de los impactos ambientales que han ocurrido en la historia ligados a la producción de la energía.

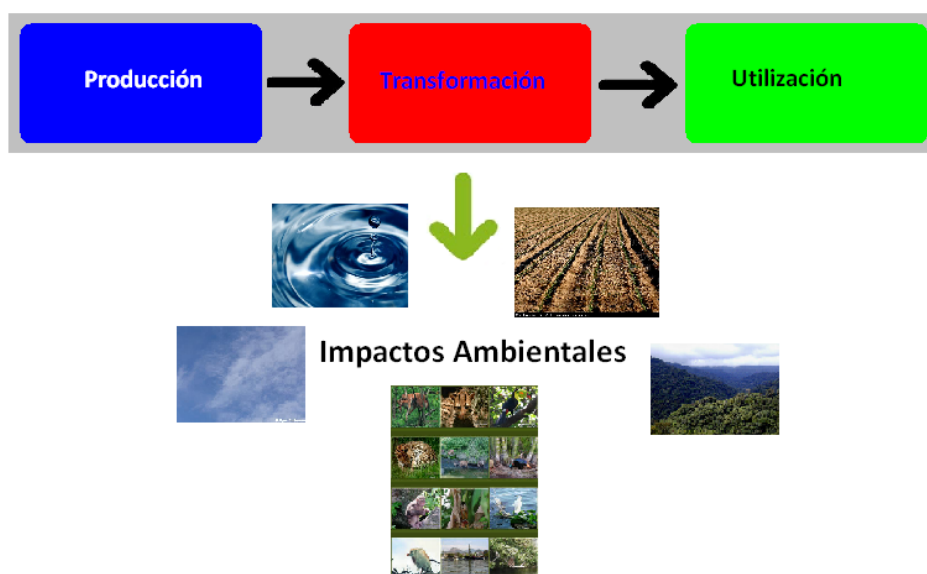
La obtención de la energía puede ser a partir de dos tipos de fuentes: primarias y secundarias. Las fuentes primarias son aquellas que se obtienen de la naturaleza y se utilizan en forma directa o como insumos para obtener productos secundarios. Al obtenerlas de la naturaleza y pasar por un proceso de extracción, provocan impactos ambientales en la naturaleza misma. Las fuentes secundarias son derivados de las primarias y se obtienen en los centros de transformación. Para obtener la energía de estas fuentes, tienen que pasar por un proceso de transformación el cual implica también impactos en el ambiente. Cuando las fuentes de energía están listas para ser utilizadas, el consumidor final le da diversos usos que adicionalmente causan impactos.

En este capítulo se estudian los impactos ambientales a lo largo de la cadena energética con el propósito de identificar las acciones necesarias que disminuyen los impactos globales.

En la primera sección se muestran los impactos debidos a la extracción de los energéticos primarios, en la segunda parte los impactos provocados por la transformación de los mismos y en la tercera los impactos encontrados en la utilización de la energía obtenida. Para los tres casos, el análisis se efectúa valorando los impactos más significativos en el aire, en el agua, en el suelo y en la biodiversidad en la Tierra.

2. IMPACTOS AMBIENTALES EN LA CADENA ENERGÉTICA

La cadena energética comprende las actividades necesarias para la extracción de los energéticos, los procesos para su transformación, hasta el uso final de los mismos. Cada parte de esta secuencia tiene impactos ambientales que pueden o no ser cuantificados, pero que de alguna manera son un indicativo para saber qué tan apropiadamente estamos haciendo uso de los recursos que nos provee la naturaleza (Figura 2.1).



Fuente: El autor.

Figura 2.1 Cadena energética.

2.1 Impactos ambientales en la extracción de los energéticos primarios

2.1.1 Aire

2.1.1.1 Extracción del carbón

El carbón es un combustible sólido de color negro marrón, que contiene esencialmente carbono y pequeñas cantidades de hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, azufre y otros elementos. Proviene de la degradación de organismos vegetales durante un largo periodo. Existen dos tipos: el siderúrgico, con bajo contenido de cenizas, característica que favorece que éste sea transformado en coque de carbón; y, térmico, con alto contenido de cenizas, de flama larga y adecuado para su empleo en la generación eléctrica (SENER 2008b).

El consumo del carbón ha crecido sin parar desde la revolución industrial, en el 2006 el 54.3% de la energía primaria utilizada para generar electricidad provino del carbón (SENER 2008a) y en el 2007 se produjeron 6,488 Mt de carbón en el mundo (IEA 2008). Los mayores productores de este energético son China, Estados Unidos y la India. Los depósitos de carbón en la tierra son tan abundantes que podrían suministrar energía al menos por 200 años, además de que es el combustible fósil más barato.

La extracción del carbón tiene impactos ambientales potenciales en el aire los cuales incluyen:

- Polvo atmosférico proveniente de la perforación, excavación y desbroce¹ del sitio.
- Ruido y emisiones de la operación de equipos a diesel.
- Los nitratos emitidos por la voladura y los productos de combustión de los equipos a diesel, pueden estar presentes en las minas, tanto superficiales como subterráneas.
- Puede haber una concentración de radón en los respiraderos de las minas subterráneas.

2.1.2 Agua

2.1.2.1 Extracción del carbón

La extracción del carbón puede ser superficial o subterránea, ambas implican drenaje del área de la mina y descarga del agua contaminada con desechos como nitratos, metales pesados o aceite de equipos reduciendo la existencia local de agua o causando erosión de los ríos y canales. El removimiento de los estratos puede interrumpir la continuidad del acuífero local y producir contaminación entre las aguas subterráneas.

Se pueden degradar las aguas superficiales locales si los solventes, lubricantes y químicos del proceso se derraman o se eliminan incorrectamente.

¹ Despojar al sitio de ramas, maleza y desechos.

2.1.3 Suelo

2.1.3.1 Extracción del carbón

Para extraer el carbón de la superficie es necesario preparar el sitio, lo que implica la eliminación de los suelos y de la vegetación, alteración o represamiento de los ríos, drenajes y modificación a un nivel profundo de la topografía de toda el área de la mina.

Cuando la extracción es subterránea se requiere acondicionar el terreno para el área de la mina y los efectos son similares a los de la extracción superficial ya que causa una pérdida o modificación de los suelos, vegetación, hábitat de la fauna, ríos, pérdida temporal o permanente de la productividad de la tierra y contaminación de la misma debido a los materiales y sustancias tóxicas.

La extracción del carbón favorece el hundimiento de la tierra ya que es necesario primero excavar una galería, con lo cual se rompe lo que se conoce como estado tensional debido al peso de la roca. Además de que es necesario extraer el agua que se filtra porque de lo contrario la mina se inundaría, la extracción del agua también provoca el hundimiento.

2.1.4 Biodiversidad

2.1.4.1 Extracción del uranio

Los riesgos que sufren las personas que trabajan en la industria nuclear pueden ocurrir en cualquier momento del ciclo del combustible. Además de los riesgos normales en la actividad minera, la extracción del uranio implica la exposición al gas radón, el cual causa cáncer en los pulmones.

2.1.4.2 Derrames de petróleo

Los derrames de petróleo crudo en el mar provocan la marea negra. Muchas veces estos derrames son producto de actos vandálicos, fenómenos meteorológicos y corrosión de los ductos.

Los daños no solo se limitan al mar sino también afecta a la vida marina de las profundidades, debido a que la capa de aceite que se posa en la superficie del agua impide la penetración de la luz del sol que es el origen de la vida.

Un litro de crudo ocupa, sobre la superficie del agua, un área equivalente a medio campo de fútbol, con este dato podemos darnos cuenta del impacto que tiene un derrame de toneladas de crudo en el mar. Cuando ocurren estos desastres se destruyen hábitats enteros, hay muertes o lesiones de animales marinos, se destruyen cadenas alimenticias marinas y se afecta la pesca local y el turismo.

Las estadísticas muestran que la mayor cantidad de accidentes de este tipo ocurren en la producción del petróleo, sin embargo, para citar un ejemplo, en el 2007 aunque hubo un número mayor de accidentes en la exploración y producción del hidrocarburo, el volumen derramado por accidentes durante la refinación fue mucho mayor (Tabla 2.1).

Tabla 2.1 Derrames accidentales durante el 2007.

Organismo Subsidiario	Derrames (Líquidos)		
	Número registrado	Volumen* derramado (barriles)	Cantidad* derramada (toneladas)
Pemex Exploración y Producción	199	20,920	2,933
Pemex Refinación	71	27,280	3,611
Totales	270	48,200	6,544

* Estimado

Fuente: <http://desarrollosustentable.pemex.com>

2.2 Impactos ambientales en la transformación de la energía

2.2.1 Aire

2.2.1.1 Tratamiento y combustión del carbón

El uso del carbón es cuestionado principalmente por sus efectos adversos en el ambiente como el dióxido de carbono, smog, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno. Todos estos problemas se tratan de reducir mediante tratamientos al carbón antes de la combustión. Sin embargo, los métodos de limpieza o tratamiento del carbón que utilizan agua incrementan la humedad de éste lo que reduce la eficiencia de la planta y por lo tanto, se requieren mayores cantidades del energético y el impacto se ve reflejado en una mayor cantidad de emisiones a la atmósfera.

La combustión del carbón sin control es un proceso sucio, libera gases sólidos que son potencialmente contaminantes. Aunque existen métodos para confinar contaminantes como el CO₂ (CCS, por sus siglas en inglés de *Carbon Capture and Storage*), se liberan materiales perjudiciales para el ambiente como los SO_x, NO_x, CO₂ y CH₄, los cuales afectan la calidad del aire.

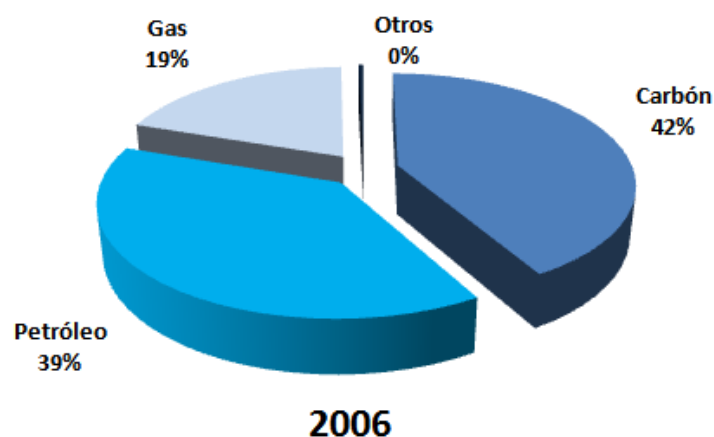
Actualmente los SO_x y NO_x son controlados por normas ambientales que especifican las máximas concentraciones o establecen un límite de emisiones al ambiente (Tabla 2.2).

Tabla 2.2 Límites de emisiones.

CAPACIDAD DEL EQUIPO DE COMBUSTIÓN MJ/h	TIPO DE COMBUSTIBLE EMPLEADO	DENSIDAD DEL HUMO Número de mancha u opacidad	PARTÍCULAS (PST) mg/m ³ (kg/106 kcal) (1) (2)			BIÓXIDO DE AZUFRE ppm V (kg/106 kcal) (1) (2)			ÓXIDOS DE NITRÓGENO ppm V (kg/106 kcal) (1)			EXCESO DE AIRE DE COMBUSTIÓN %volumen (5)
			ZMZM	ZC (3)	RP	ZMZM	ZC (3)	RP	ZMZM	ZC (3)	RP	
Hasta 5,250	Combustóleo o gasóleo	3	NA	NA	NA	550 (2.04)	1,100 (4.08)	2,200 (8.16)	NA	NA	NA	50
	Otros líquidos	2	NA	NA	NA	550 (2.04)	1,100 (4.08)	2,200 (8.16)	NA	NA	NA	
	Gaseosos	0	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
De 5,250 a 43,000	Líquidos	NA	75 (0.106)	350 (0.426)	450 (0.568)	550 (2.04)	1,100 (4.08)	2,200 (8.16)	130 (0.507)	131 (0.507)	375 (1.0)	40
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	130 (0.486)	131 (0.486)	375 (0.359)	
De 43,000 a 110,000	Líquidos	NA	60 (0.805)	300 (0.426)	400 (0.568)	550 (2.04)	1,100 (4.08)	2,200 (8.16)	110 (0.234)	111 (0.234)	375 (1.0)	30
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0.281)	111 (0.281)	375 (0.359)	
Mayor de 110,000	Sólidos	NA	60 (0.030)	250 (0.375)	350 (0.525)	550 (2.16)	1,100 (4.31)	2,200 (8.16)	110 (0.309)	111 (0.309)	375 (1.052)	25
	Líquidos	NA	60 (0.805)	250 (0.355)	350 (0.437)	550 (2.04)	1,100 (4.08)	2,200 (8.16)	110 (0.234)	111 (0.234)	375 (1.0)	
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0.281)	111 (0.281)	375 (0.359)	

Fuente: SEMARNAT (1994).

Existen diferentes tipos de carbón, algunos contienen más azufre que otros y algunos producen más dióxido de carbono que otros. El dióxido de carbono más intenso es el que proviene de la quema de carbón oscuro o del lignito² (Figura 2.2).



Fuente: IEA (2008).

Figura 2.2 Emisiones mundiales por combustible.

La combustión del carbón libera grandes cantidades de CO₂ a la atmósfera lo que incrementa el efecto invernadero (ver Capítulo 1). En el 2006 las emisiones de CO₂ provenientes del carbón fueron de 10,000 Mt aproximadamente, lo que representó el 41.7% de las emisiones totales a la atmósfera (IEA 2008). Actualmente las mejoras en el proceso de combustión del carbón pueden reducir la cantidad de CO₂ emitido.

2.2.1.2 Transformación del petróleo para su utilización

En el siglo XIX la Revolución Industrial fue a base de carbón, mientras que en el siglo XX fue a base de petróleo. El petróleo tiene un poder calorífico³ mucho más alto que el carbón y es más flexible en su utilización. La combustión del carbón requiere grandes quemadores y el petróleo, por el contrario, puede quemarse en pequeñas máquinas de combustión interna.

El petróleo crudo requiere un proceso de refinación para obtener derivados que pueden utilizarse en varias aplicaciones; este proceso implica algunos impactos ambientales derivados de este proceso.

² Carbón mineral que se forma por compresión de la turba (compuesto de vegetales compactos ricos en carbono), de color negro o pardo.

³ Es la cantidad de calor que se libera de un proceso de combustión (SENER, 2008b).

Algunos de los impactos más significativos que sufre el aire por la transformación del petróleo debido al:

Coque de petróleo

Este combustible está formado de un 92% de carbono y 8% de ceniza y es un residuo de la refinación. Se conoce como coque sin calcinar o coque verde, ya que aún contiene residuos volátiles que contaminan el aire. Al tener un gran porcentaje de carbono en su composición, las emisiones al ambiente en el momento de la combustión son mayores. Al introducir este tipo coque en un horno a 1,300 °C se obtiene el coque calcinado que también es utilizado como materia prima.

Diesel

Se obtiene de la destilación del petróleo entre 200 y 380 °C y se utiliza en máquinas de combustión interna para la generación de electricidad. La participación del diesel en la generación de electricidad fue de 0.5% en el 2007 (SENER 2008b) lo que también representa grandes emisiones de GEI al ambiente.

Combustóleo

El combustóleo es un residuo de la refinación del petróleo y su principal uso es en las calderas de las plantas de generación de electricidad. Para la transformación de la energía del combustóleo en energía eléctrica es necesario quemarlo para producir el vapor necesario para la turbina que accionará al generador eléctrico y como consecuencia el impacto al ambiente es que se producirán emisiones que contaminarán el aire.

La participación del combustóleo en la generación de electricidad fue de 26.8% en el 2007 (SENER 2008b) lo que generó una cifra mucho mayor de emisiones que el diesel en ese año.

2.2.1.3 Procesamiento y combustión del gas natural

El gas natural se compone principalmente de metano y en menor medida de nitrógeno, además tiene menor contenido de carbono por unidad que el petróleo o el carbón. El procesamiento del gas natural implica la emisión de contaminantes a la atmósfera al igual que el petróleo, principalmente los óxidos de nitrógeno, el dióxido de carbono, bióxido de azufre y otros GEI. El gas natural con mayor contenido de nitrógeno tiene mayores emisiones de SO_x y NO_x .

Para prevenir los efectos al ambiente provocados por las emisiones de NO_x , se pueden sustituir los equipos de combustión por equipos quemadores de bajos NO_x .

El endulzamiento (desulfuración) del gas natural, así como la recuperación de azufre también libera emisiones de SO_2 a la atmósfera.

2.2.1.4 Energía a partir de biomasa

La biomasa puede verse como el reemplazo directo de los combustibles fósiles, particularmente carbón. En la generación de electricidad la biomasa será quemada o gasificada en forma análoga al carbón y como el carbón, producirá emisiones atmosféricas, principalmente dióxido de carbono.

Cuando este combustible se cultiva toma dióxido de carbono de la atmósfera para el proceso de fotosíntesis y, durante el ciclo completo de crecimiento, cosecha y combustión no hay emisiones netas de dióxido de carbono a la atmósfera por lo que, cuando la biomasa se quema, se estabilizan⁴ las concentraciones de CO_2 en la atmósfera causando un menor impacto en el ambiente que el carbón.

La combustión de biomasa libera algunos compuestos orgánicos como monóxido de carbono y óxido de nitrógeno en la misma forma que la combustión del carbón con la ventaja de que no necesita tratamiento para la reducción de azufre como en el caso del carbón.

⁴ Esto quiere decir que la utilización de biomasa para generar energía produce una menor cantidad de CO_2 *neto*, lo cual no implica que la cantidad de CO_2 requerida durante el cultivo sea equivalente a la emitida durante la combustión.

2.2.1.5 Energía hidráulica

El uso de la energía proveniente del agua para la generación de energía eléctrica en el aire es positivo ya que no implica la producción de CO₂. Sin embargo, una presa puede ser una fuente importante de producción de metano, otro de los GEI que tiene once veces el efecto en el calentamiento global que el CO₂, si contiene grandes cantidades de materia orgánica y las condiciones para su fermentación anaeróbica. Una planta en estas condiciones podría emitir a lo largo de su tiempo de vida las mismas emisiones que una planta similar basada en la quema de combustibles fósiles. Afortunadamente este aspecto es tomado en cuenta antes de construir la presa y los proyectos de este tipo emiten el 10% de lo que emite una planta de combustibles fósiles en un año y este porcentaje es el CO₂ generado por la construcción de los componentes de la planta hidroeléctrica.

2.2.2 Agua

2.2.2.1 Tratamiento del carbón

Para que el carbón pueda comerciarse debe tener propiedades en la ceniza, la humedad y la fluidez. Estas propiedades se logran dependiendo de la característica de lavabilidad del carbón.

Originalmente la limpieza del carbón se enfocó en remover cenizas y humedad para reducir costos de transportación y mejorar la eficiencia de la planta de generación. Ahora, la limpieza del carbón se enfoca a remover azufre y así reducir las emisiones ligadas a la lluvia ácida. Existen varios métodos de limpieza del carbón y uno de los más utilizados es la limpieza física convencional que se basa principalmente en la separación por gravedad de cenizas y compuestos de azufre antes de que éste se pulverice y se queme. La tecnología para su limpieza tritura el carbón y lo separa de acuerdo al tamaño de los trozos, gruesos, intermedios y partículas finas. Las partículas más finas se separan con una técnica de flotación la cual aprovecha las diferencias químicas de la superficie (hidrofóbica⁵) del carbón y de la ceniza (hidrofílica⁶), para lo cual se requiere agua que queda contaminada con impurezas de azufre.

⁵ Las superficies con ésta característica rechazan el agua.

⁶ Las superficies con ésta característica absorben agua.

2.2.3 Suelo

2.2.3.1 Combustión del carbón

La lluvia ácida, también conocida como precipitación ácida, es consecuencia de la quema del carbón. Dos de los mayores precursores de la lluvia ácida son el SO_2 y el NO_2 . El impacto en el suelo de estos contaminantes es que tiende a remover nutrientes esenciales del suelo como el potasio, calcio y magnesio; los ácidos movilizan metales tóxicos como el aluminio el cual daña a las raíces.

Otros productos de la combustión del carbón son el ozono troposférico⁷ y el smog fotoquímico⁸, éstos dañan materiales como gomas, fibras, pinturas y construcciones.

2.2.3.2 Energía hidráulica

El impacto provocado por el uso de la energía hidráulica en el suelo es que al construir un dique o cortina se cambia la sedimentación del río. Muchos ríos acarrearán sedimento de material fértil del cual depende la gente. Cuando se construye un dique la presa reduce el flujo en el río y el sedimento puede precipitarse hacia el piso de la presa, en el peor de los casos la presa podría llenarse con sedimento. La reducción de sedimento trae consigo la erosión del suelo y el ecosistema podría perturbarse o incluso destruirse por la necesidad del mismo. Además, una presa causa actividad sísmica como resultado de la presión del agua incautada.

⁷ Ozono que se encuentra en la tropósfera, primera capa de la Tierra.

⁸ Se forma cuando los fotones de la luz solar chocan con moléculas de diferentes tipos de agentes contaminantes en la atmósfera, los fotones hacen que se produzcan reacciones químicas con compuestos orgánicos volátiles (VOCs, por sus siglas en inglés) y las moléculas se conviertan en este tipo de smog.

2.2.3.3 Energía eólica

El uso de la energía del viento tiene dos impactos importantes: el visual y el ruido. Un parque eólico requiere de grandes extensiones de terreno y actualmente el área donde se colocan los parques eólicos es también utilizada para otros propósitos y un arreglo de aerogeneradores que usualmente se coloca en áreas rurales no es agradable a la vista de muchos.

El ruido que se genera a bajas frecuencias en el ambiente es como un zumbido que se compara con el sonido del viento cuando pasa a través de las ramas de un árbol. A este ruido se adiciona el provocado por la caja de cambios y en ocasiones el ruido eléctrico.

2.2.3.4 Energía geotérmica

Este tipo de energía proveniente de la tierra se ha aprovechado desde muchos años atrás como fuente de agua caliente o de vapor para producción de energía eléctrica. Es una de las fuentes que produce una salida constante comparada con la energía del viento o del agua. Estrictamente hablando no se explota de manera que pueda considerarse renovable ya que se extrae más agua y vapor del que se reemplaza. Este modo inadecuado es el principal impacto al ambiente.

2.2.4 Biodiversidad

2.2.4.1 Combustión del carbón

Los SO_x y NO_x liberados en la combustión del carbón se encuentran ligados al ozono troposférico que si bien, es liberado de manera natural por las plantas y el suelo, también aumenta producto de ciertas actividades humanas. El impacto es directamente en la salud de los humanos ya que puede dañar los tejidos pulmonares, debilitar el desempeño de un atleta, provocar ataques más frecuentes en individuos con asma, causar irritación en los ojos, dolor pectoral, tos, náuseas, dolores de cabeza, congestión pectoral, empeorar enfermedades del corazón, bronquitis y enfisema.

El smog fotoquímico también está ligado a las emisiones de SO_x y NO_x y es un tipo de aire muy dañino que huele mal y hace que las personas tengan problemas para respirar. Estos contaminantes también causan la disminución de la esperanza de vida en los humanos.

La combustión del carbón libera cantidades de mercurio, plomo, cadmio que también causan daños a la salud. El mercurio, por ejemplo, se presenta líquido a temperatura ambiente, es muy volátil y al transformarse en metilmercurio se bioacumula, el atún y el pez espada tienen una especial facilidad para absorberlo; las personas pueden absorber mercurio a través de la ingesta de estos peces. En algunos países las emisiones de mercurio están reguladas.

La lluvia ácida ocasiona la muerte de bosques, disminución de la vida de los lagos y peces, puede causar enfermedades respiratorias en los humanos, especialmente en los vulnerables.

El principal nutriente de las plantas es el nitrógeno y la lluvia ácida adiciona este elemento a ellas lo que crea un desbalance y hace a los árboles más vulnerables a desastres y heladas. En 1970 se observó un desastre potencial conocido como *waldsterben*, es decir, la muerte de bosques. En los 80s, en los países escandinavos se detectó que un árbol de cada veinte estaba dañado en diferente grado, algo similar se observó también en Norte América.

2.2.4.2 Enriquecimiento del uranio

El enriquecimiento y la fabricación del combustible nuclear también tiene impactos en los seres humanos ya que quienes operan las estaciones nucleares están continuamente en exposición al momento de almacenar los residuos o en la recarga del combustible.

2.2.4.3 Energía hidráulica

El efecto más significativo en el uso de la energía hidráulica es que implica la construcción de una presa lo que generalmente desplaza a la gente que vive en el área utilizada para tal efecto. La reubicación de la gente resulta complicada cuando se trata de poblaciones que han radicado en el lugar desde varias décadas o siglos atrás, actualmente los derechos humanos permiten que un proyecto de este tipo sea consultado con las personas involucradas. Un proyecto hidroeléctrico

usualmente conlleva una mejora en la calidad de vida local de los habitantes, con este criterio se consigue desplazar a la gente, siempre y cuando haya un beneficio directo por el desplazamiento. Existen muchos casos donde la población ha sido afectada por la construcción del dique o la presa por no haberse consultado apropiadamente.

Al cambiar el flujo natural del agua los animales del área, particularmente los peces, migran del lugar lo que afecta la pesca local.

2.2.4.4 Energía eólica

El impacto ecológico que tiene el uso de la energía del viento es que afecta a las poblaciones de pájaros cuando vuelan cerca de las paletas del rotor. El impacto es mayor cuando se trata de aves migratorias que tienen una trayectoria definida y ésta coincide con la ubicación del parque eólico.

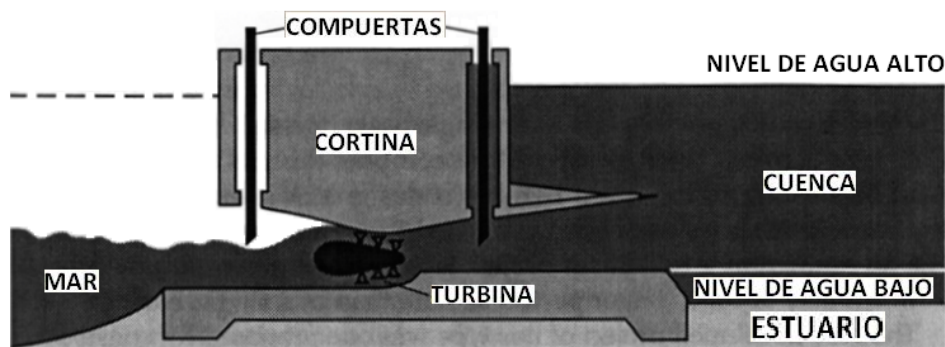
En el caso de los parques eólicos offshore⁹ la fauna puede verse afectada ya que un aerogenerador para esta aplicación tiene grandes dimensiones las aves podrían salir lastimadas si a su paso un aspa los golpea.

2.2.4.5 Energía de las mareas

Esta energía es aprovechada al construir una cortina a través del estuario¹⁰ de un río. Cuando la marea aumenta, el agua fluye del mar hacia el estuario pasando a través de una compuerta en la cortina. Con la marea alta las compuertas están cerradas y cuando la marea baja, el agua detrás de la cortina fluye hacia el mar a través de turbinas hidráulicas generando electricidad en el proceso (Figura 2.3).

⁹ Parques eólicos ubicados en alta mar.

¹⁰ Desembocadura de un río con la forma longitudinal de un embudo debido a la influencia de las mareas en la unión de las aguas fluviales con las marítimas.



Fuente: Breeze (2005), modificada.

Figura 2.3 Sección transversal de una cortina para aprovechamiento de las mareas.

El agua de un estuario generalmente lleva una gran cantidad de sedimento que se deposita en el mar o que es acarreado al río, esto afecta los ecosistemas que dependen de él.

Otro aspecto de interés son las especies animales, en particular el efecto en los peces migratorios es significativo. Se han estudiado métodos para que los peces pasen a través de la cortina, sin embargo, algunos pasan por las compuertas y pueden provocar daños en las turbinas y perjudicar el proceso.

Muchos pájaros viven en el lodo de los estuarios y es muy probable su desaparición cuando se construye la cortina.

2.2.4.6 Energía de las olas

El aprovechamiento de la energía de las olas tiene su principal impacto en que el agua es bombeada por debajo de los 1000 m de profundidad y se regresa a una menor profundidad. Los volúmenes de agua involucrados son muy grandes y los movimientos provocados por el bombeo y retorno del agua de regiones profundas a regiones poco profundas podrían tener un impacto significativo en el ambiente marino local.

El lugar para colocar una planta de este tipo debe estudiarse con anterioridad para causar los menores impactos.

2.3 Impactos ambientales en la utilización de la energía

2.3.1 Aire

2.3.1.1 Combustión y emisiones de combustibles fósiles

A. Carbón

La combustión del carbón sin control es un proceso sucio que, como en la transformación del combustible, en la utilización del mismo libera gases y sólidos que son potencialmente contaminantes y afectan la calidad del aire. Aunque éstos pueden confinarse, se liberan grandes cantidades perjudiciales para el ambiente. El carbón como materia prima principalmente es para uso doméstico aunque también es utilizado en la industria siderúrgica.

B. Petróleo

La utilización de los derivados del petróleo produce contaminación atmosférica; los sectores que utilizan estos derivados son la industria, el transporte, diversos servicios y en la vegetación y suelos. Los vehículos automotores son los principales generadores de la contaminación en el aire.

El *coque calcinado* es utilizado principalmente como energético por la industria.

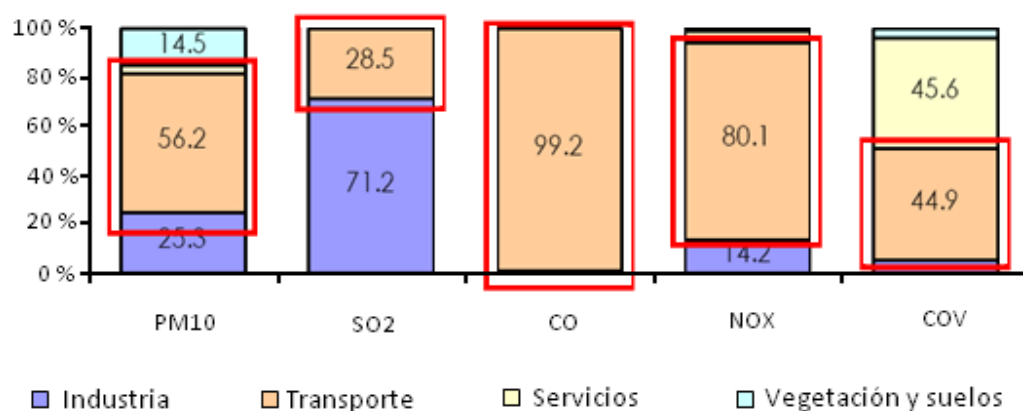
El *gas licuado de petróleo* obtenido de la destilación del mismo y del tratamiento de los líquidos del gas natural se utiliza en el sector residencial, comercial y para transporte de personas y carga. La combustión de este derivado de petróleo provoca emisiones de gases contaminantes (Figura 2.4).

Dentro de las *gasolinas y naftas* obtenidas de la destilación del petróleo y del tratamiento del gas natural, se encuentran: la gasolina de aviación, la gasolina automotriz, la gasolina natural y la nafta, todos estos energéticos son utilizados en aviación, industria química y transporte, por lo que sus impactos en el ambiente afectan directamente la calidad del aire ya para su utilización se necesita quemarlos en la mayoría de los casos.

Los *querosenos* son derivados de la destilación del petróleo entre 150 y 300 °C, se clasifican en dos grupos: *turbosina*, utilizada en el transporte aéreo, y *otros querosenos*, utilizados y para cocción de alimentos, alumbrado, motores, equipos de refrigeración, como solvente para asfaltos e insecticidas; la mayoría de estos usos provoca que los niveles de concentración de contaminantes aumenten en el aire.

El uso del *diesel* es automotriz e industrial en motores de combustión interna y, al igual que los otros, afecta la calidad el aire debido a su combustión.

El *combustóleo* tiene su uso al final de la cadena energética en la navegación, es decir, para el sector transporte, lo que implica las afectaciones al ambiente antes mencionadas.



Fuente: SEMARNAT (2008).

Figura 2.4 Emisiones de GEI por sector contaminante.

C. Gas natural

La combustión de gas natural reduce considerablemente los niveles de emisiones contaminantes. Debido a su composición química, principalmente metano (CH₄), su combustión completa está casi libre de SO₂ y partículas, produciendo a su vez menores niveles de CO y CO₂ en comparación con otros combustibles fósiles. Sin embargo, las elevadas temperaturas de combustión producen NO_x térmicos y de combustible.

El *gas seco* es un hidrocarburo subproducto del gas natural se forma por metano y pequeñas cantidades de etano, es utilizado como materia prima para producir metanol y amoniaco, así mismo, se utiliza como combustible en los sectores industrial, residencial y en centrales eléctricas. Las fugas y combustión de este subproducto constituyen una fuente de emisiones al ambiente.

2.3.2 Agua

2.3.2.1 Utilización de productos no energéticos

La industria química utiliza lo que se conoce como *productos no energéticos* que son derivados del petróleo utilizados como materia prima aún cuando tienen un alto contenido energético. Estos productos son: asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas, etano, propano, butano-butileno, azufre y materia prima para negro de humo.

Los impactos en el agua surgen cuando la industria química utiliza estos productos pero requiere el uso de agua para los procesos, si el agua entra en contacto con alguno de ellos puede quedar contaminada. El tratamiento de agua contaminada por residuos químicos no es sencillo y además resulta costoso.

La *gasolina natural* es producto del procesamiento del gas natural y sirve como materia prima en la industria petroquímica o se mezcla directamente con las naftas que sirven como solventes en la manufactura de pinturas, barnices y como limpiador en la industria, si estos productos no se utilizan y desechan adecuadamente pueden dañar la calidad del agua.

2.3.3 Suelo

2.3.3.1 Combustión del carbón

Como ya se ha mencionado anteriormente las consecuencias en el ambiente del uso del carbón son muy amplias, además los residuos de la combustión del carbón son variados e indeseables. No importa qué tan profundo sea el tratamiento que se le dé al carbón ya que en el proceso de combustión siempre habrá cantidades considerables de ceniza. Por muchos años la disposición de las cenizas ha sido un problema, especialmente, en centrales eléctricas pueden generarse

toneladas de cenizas donde los métodos de captura juegan un papel importante. La ceniza emite vapores nocivos y si se confina bajo tierra puede causar erosión del suelo.

2.3.4 Biodiversidad

2.3.4.1 Desechos y emisiones radiactivos

La disposición de los desechos radiactivos ha sido un reto ambiental por el uso de la energía nuclear que aún no tiene solución. Los ambientalistas argumentan que no hay ningún sistema completamente seguro para resguardar estos residuos ya que permanecen activos por un largo periodo de tiempo aún después de ser utilizados. Una alternativa es reprocesar el combustible usado hasta remover las partes activas y recuperar material que puede reciclarse, sin embargo este procedimiento resulta costoso e inaceptado ya que el problema de la disposición de residuos persiste.

Otra de las alternativas es almacenar los residuos bajo tierra teniendo cuidado de que nunca sean liberados. Lo anterior implica encapsular herméticamente el residuo y tener un lugar seguro para su resguardo, un lugar rocoso que no sea vulnerable a la actividad sísmica.

Existen otras alternativas para los desechos radiactivos como enviarlas al espacio o utilizar aceleradores de partículas para destruir la radiactividad del material, ninguna de ellas ha sido lo suficientemente convincente.

Cuando una planta nuclear llega al término de su vida útil ésta tiene que desmantelarse y todas las partes deben tratarse como desechos radiactivos ya que es material altamente contaminado. Una solución a esto es cerrar herméticamente la planta de 20 a 50 años para permitir que decaigan los niveles de radiación.

Grandes dosis de radiactividad o la exposición a grandes cantidades de material radiactivo puede causar la muerte relativamente lento. Incluso cantidades pequeñas de material radiactivo también son letales. El efecto más común es la creación de varios tipos de cánceres, muchos de los cuales no son aparentes hasta después de 20 años o más. Otro efecto es que produce mutación genética

que puede traer defectos de nacimiento en los seres humanos. Los accidentes ocurridos en años anteriores han provocado que el uso de la energía nuclear tenga un símbolo de peligro.

2.4 Resumen de impactos ambientales del uso de la energía

Para cerrar este capítulo se muestra una tabla resumen de los impactos ambientales que implican el uso de la energía.

Tabla 2.3 Resumen de impactos ambientales.

Fuente	Impactos
Petróleo	Cambio climático, contaminación vehicular, lluvia ácida, derrames de petróleo, accidentes en plataformas petroleras.
Gas Natural	Cambio climático, fugas de metano en ductos, accidentes en la extracción del gas.
Carbón	Cambio climático, lluvia ácida, contaminación por minas superficiales y subterráneas, contaminación de agua subterránea, accidentes en las minas, efectos en la salud de los mineros.
Energía nuclear	Radiactividad (liberación rutinaria, riesgo de accidentes, disposición de residuos), mal uso de material fisible radiactivo para fines terroristas, proliferación de armas nucleares, efectos en la salud de los mineros.
Biomasa	Efectos en el suelo y biodiversidad, contaminación del agua subterránea debido al uso de fertilizantes, uso de agua escasa, competencia con la producción de alimentos.
Energía hidráulica	Desplazamiento de la población, efectos en los ríos y en aguas subterráneas, efectos sísmicos, efectos en la agricultura, emisiones de metano proveniente de la biomasa sumergida en la presa.
Energía eólica	Intrusión visual, ruido, choques de aves, interferencia con las telecomunicaciones.
Energía de las mareas	Intrusión visual, destrucción de hábitats, reducción de afluentes.
Energía geotérmica	Liberación de GEI, contaminación de agua subterránea por la inclusión de metales pesados, efectos sísmicos.

Fuente: El autor.

Conclusiones

Los impactos ambientales de la cadena energética son muchos y de diversa índole, en el agua, suelo, aire y en la biodiversidad se encontró al menos un impacto en la producción, transformación y/o utilización de la energía.

En la extracción, en lo que a combustibles fósiles se refiere, el carbón tiene un impacto significativo en todos los ámbitos, los cuales podrían reducirse con las medidas y tecnología adecuadas. De igual forma, el impacto que provocan los derrames de petróleo es controlable por el hombre. En cuanto a la extracción del uranio, debido a su naturaleza, la minimización de sus impactos, hasta cierto punto, queda fuera del alcance del hombre.

En la transformación de la energía el impacto más importante tiene que ver con el tema del calentamiento global y las emisiones a la atmósfera. Si queremos resolver el problema del clima, las plantas de carbón deberán ser la última opción. El uso del carbón como fuente primaria cada vez será menor con el uso de nuevas tecnologías y con los precios de emitir carbono al ambiente, por lo que la intensidad del carbón será un factor que lo defina como fuente de energía. Un productor de energía puede reducir sus emisiones de carbono a la mitad usando gas natural, mientras que el costo del carbón exceda el de la obtención del gas. Si lo anterior sucede, el cambio de carbón a gas se vuelve inevitable.

En la utilización de la energía, nuevamente los impactos más severos son por las fuentes de origen fósil y el daño es directamente a la atmósfera.

Los menores impactos, aunque también son considerables, surgen de las fuentes renovables de energía, los cuales pueden disminuirse al hacer un uso racional del recurso.

Las fuentes de energía renovable, la reducción de la demanda, la eficiencia y el ahorro de la energía deberán ser las primeras alternativas siempre que estén a nuestro alcance. En el siguiente capítulo se estudiará una alternativa de generación que permite el uso de varios tipos de combustibles y a la vez, es una manera de generar energía de manera eficiente.

Capítulo 3

Ahorro de energía, sistemas
de cogeneración y
disminución de impactos
ambientales.

Introducción

La generación de energía es la actividad humana que mayor impacto tiene en las concentraciones de GEI en la atmósfera. Las investigaciones sobre el tema muestran que indudablemente las emisiones seguirán aumentando en los próximos años, la demanda de energía será mayor y los productores tendrán que satisfacerla.

Actualmente las formas de suministrar energía al consumidor, en general, son nocivas al ambiente ya que aún dependemos de los combustibles fósiles y seremos dependientes por varios años más. Es por ello que los gobiernos e instituciones mundiales se han puesto a trabajar al respecto buscando formas para disminuir esa dependencia y probar otras fuentes de energía. Desafortunadamente, no ha sido suficiente y las tecnologías limpias aún se encuentran en proceso de implementación, aún tienen muchas desventajas como la intermitencia, el costo e impactos ambientales de otro tipo.

Las personas encargadas de establecer políticas de energía en diversos países han logrado implementar medidas alternativas, una de ellas es el ahorro de energía, ya que por medio de esta práctica en muchos sectores se consigue un ahorro significativo.

En este capítulo se estudia una forma de generación de energía eléctrica y térmica practicada en la industria energética para ahorrar energía aprovechando los residuos del centro donde se genera. Además se muestra que al utilizar esta técnica las plantas de generación se vuelven más eficientes con el inmediato impacto en el ambiente.

En la primera parte del capítulo se menciona dónde podemos ahorrar energía, el potencial de ahorro dependiendo del sector o región y las ventajas de utilizar la técnica de cogeneración para la producción de energía. En la segunda parte se estudian a grandes rasgos los sistemas de cogeneración y finalmente, en la tercera parte del capítulo se muestra que la cogeneración mejora la eficiencia de las plantas provocando una disminución significativa de las emisiones de GEI.

3. AHORRO DE ENERGÍA, SISTEMAS DE COGENERACIÓN Y DISMINUCIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

3.1 Ahorro de energía y Cogeneración

3.1.1 Ahorro de energía

El creciente uso de la energía para el desarrollo de las actividades humanas implica, actualmente, lograr ahorros significativos. Las acciones como medida para el ahorro de energía se pueden identificar por sector o por región, como a continuación se explica.

3.1.1.1 ¿Dónde se puede ahorrar energía?

Dentro de las recomendaciones de la IEA en apoyo al *Plan de Acción Gleanegles G8*¹ para el ahorro de energía se encuentran las siguientes:

En la actividad sectorial

- Establecer medidas que incrementen la inversión en eficiencia energética
- Plantear objetivos y estrategias nacionales para el ahorro de energía
- Monitoreo, reforzamiento y evaluación de las medidas de eficiencia
- Analizar los indicadores de eficiencia energética

En edificios

- Normas de construcción para nuevos edificios
- Casas y edificios con bajos consumos de energía
- Políticas para promover el ahorro de energía en edificios existentes
- Esquemas de certificación de edificios
- Mejoras de eficiencia en áreas cristalizadas en edificios

¹ El G8 es un grupo de países cuya finalidad es analizar el estado de la política y las economías internacionales e intentar aunar las posiciones respecto a las decisiones que se toman a nivel mundial. Se reúnen cada año en la llamada "Cumbre del G8" y está formado por los países: Alemania, Canadá, Estados Unidos de América, Francia, Italia, Japón, Reino Unido y Rusia.

En aparatos y equipo

- Requerimientos obligatorios en el rendimiento
- Modos de “bajo consumo” incluyendo “standby” para equipo electrónico
- Estándares de rendimiento de energía y protocolos

En iluminación

- Dejar de producir focos incandescentes
- Asegurar el menor costo en iluminación no residencial y retirar la iluminación basada en combustibles

En el transporte

- Estándares obligatorios para iluminación en vehículos
- Fomentar medidas de manejo que reduzcan el consumo del combustible

En la industria

- Mejorar el rendimiento de los motores en la industria
- Apoyo en el desarrollo de la capacidad para manejar adecuadamente la energía
- Políticas para promover la eficiencia energética en pequeñas y medianas empresas

Según las estimaciones de la IEA, en el caso ideal de que estas recomendaciones se lleven a cabo, se tendrían a nivel global ahorros significativos de energía y de emisiones de CO₂, podrían ahorrarse alrededor de 8.2 GtCO₂/año para el 2030, lo que representa una quinta parte de las emisiones en el escenario global de referencia de CO₂ en el 2030. Por lo tanto, el ahorro de energía en todas las áreas es una medida para mejorar la eficiencia energética a gran escala.

3.1.1.2 Potenciales de reducción de emisiones de CO₂²

En el 2002 las emisiones totales de GEI fueron aproximadamente de 40 Gt CO₂e. Las emisiones para el 2030 no deberán exceder las 31 Gt CO₂e. Una empresa sueca³ ha identificado un potencial de reducción de 27 Gt CO₂e con un costo promedio de €15 por tonelada de CO₂e. Para una mejor comprensión, estudió dicho potencial por cada uno de los mayores sectores comerciales y por cada una de las seis mayores regiones mundiales.

A. Por sector

Silvicultura

En este sector se liberan emisiones por deforestación y se absorben emisiones por reforestación, por lo que las emisiones netas están cerca de las 5.5 Gt CO₂e al año, o 14% de las emisiones globales. Para el año 2030 se espera reducir las emisiones netas a 3.7 Gt CO₂e al año, con lo cual existe un potencial de reducción de 3.3 Gt CO₂e/año.

Energía

En el 2002 las emisiones por producción de energía contribuyeron en un 24% de las emisiones globales. En este sector el potencial se estima en un 35% menos que el que se tendría con las prácticas usuales (BAU, por sus siglas en inglés de *Business-as-usual*) y se encuentra en impulsar algunas áreas como la captura y almacenamiento de carbono (CCS), las energías renovables, el crecimiento de la energía nuclear, el uso de gas en lugar de carbón para generación, junto con un más alto precio de CO₂.

Transporte

Este sector es responsable del 14% de las emisiones globales que principalmente provienen de combustibles fósiles. Se estima que para el 2030 incrementarán el 60%. La principal oportunidad

² www.vattenfall.com

³ Vattenfall es una compañía de origen sueco, suministra electricidad y energía térmica a los consumidores de los países nórdicos.

de abatirlas es por medio de combustibles eficientes, adopción de combustibles alternativos como el bioetanol, biodiesel, junto con un más alto precio de CO₂, mejora del transporte público, planificación urbana y manejo de tránsito.

Industria

Este sector representa el 23% de las emisiones totales (13 Gt CO₂e) del cual se estima un crecimiento del 60% de 2002 al 2030 con las prácticas usuales. El potencial de reducción estimado para el 2030 es de 6 Gt CO₂e, limitando las emisiones a 16 Gt CO₂e en el 2030. Esta reducción implica el incremento en el uso de sistemas eléctricos para controlar motores, sustitución de sistemas de alimentación, CCS y cogeneración.

Edificios

Este sector es responsable del 8% de las emisiones globales. Se espera que crezcan 70% para el 2030, del cual se ha identificado un potencial del 26% y las oportunidades para disminuirlas incluyen la mejora de los sistemas de calefacción y ventilación, iluminación residencial y electrodomésticos.

Agricultura y desperdicios

Este sector emitió cerca de 7.2 Gt CO₂e al año (2002), lo que representó el 18% de las emisiones de GEI globales. El máximo abatimiento estimado de las emisiones es de 5.7 Gt CO₂e al año para el 2030 por lo que el potencial es de aproximadamente de 1.5 Gt CO₂e/año en el 2030.

B. Por región

Europa (OECD)

Esta región emite 3.6 Gt CO₂e al año (2002), el escenario usual de emisiones es de 4.7 Gt CO₂e al año para el 2030 y el potencial de reducción es de 2.5 Gt CO₂e en el 2030.

Norte América

Las emisiones de GEI en esta región son de 6.5 GtCO₂e (2002), las cuales incrementan a 8.8 GtCO₂e en el 2030 si se siguen las prácticas usuales. El potencial de reducción estimado es de 4.4 GtCO₂e en dicho año.

China

Esta región emite 5.2 Gt CO₂e (2002) y en el escenario con las prácticas usuales implica un crecimiento a 10.4 Gt CO₂e al año en el 2030. El potencial de abatimiento en China se estima en 4.6Gt CO₂e en el 2030.

Economías en transición

El monto de emisiones de esta región es de 3.4Gt CO₂e (2002), mientras que en el escenario usual sería de 5.1 Gt CO₂e al año para el 2030, lo que implica un potencial de reducción de 1.6 Gt CO₂e.

Otros países industrializados⁴

En este sector se emitieron cerca de 4.5 Gt CO₂e en el 2002, el escenario usual implica emisiones de 6.6 Gt CO₂e al año para el 2030. El potencial de disminución es de 2.5 Gt CO₂e.

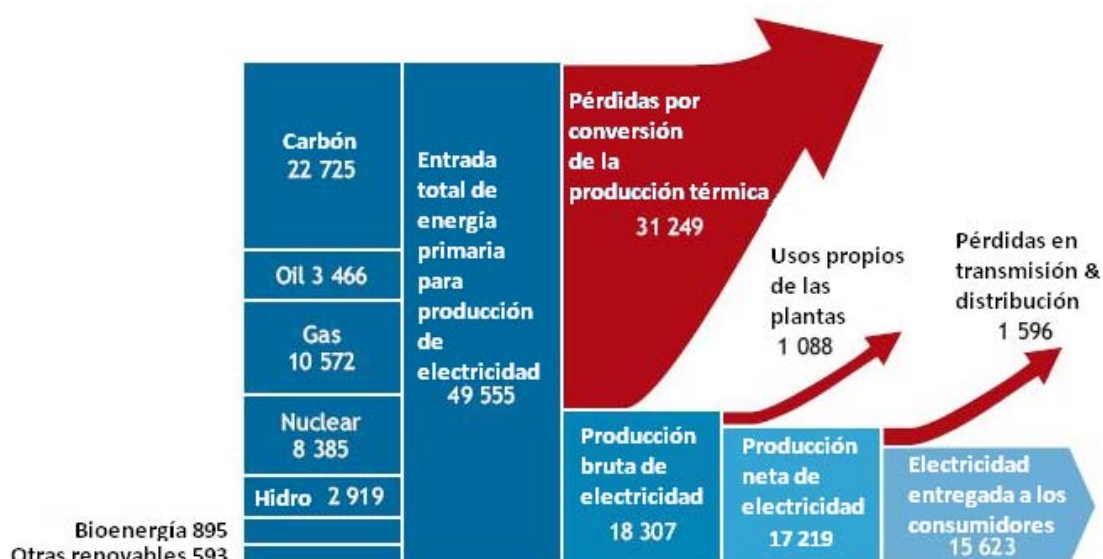
Resto del mundo

Esta región emite 16.6 Gt CO₂e (2002), mientras que en el escenario usual implica un incremento a 22.6 Gt CO₂e al año para el 2030. El potencial de reducción se estima sea cerca de 11.1 Gt CO₂ en el 2030.

⁴ Este sector incluye: Australia, Bahrain, Israel, Japón, Kuwait, México, Nueva Zelanda, Omán, Qatar, Arabia Saudita, Singapur, Corea del Sur, Taiwán y las Emiratos Árabes Unidos.

3.1.2 Cogeneración. Estrategia para ahorrar energía

La mayor pérdida en la cadena energética (ver Capítulo 2) es la del calor no utilizado que se escapa en forma de vapor al calentarse el agua utilizada en el proceso de generación. El suministro de energía eléctrica se concentra en grandes centrales, el transporte de esta electricidad hasta el consumidor final mediante las líneas de transmisión es costoso y genera pérdidas, sobre todo al momento de distribuirla. La siguiente Figura muestra que el 63% de la energía total se desperdicia por la producción de energía térmica (31,249 TWh), el 5% de la energía producida es para usos propios de las plantas, incluida la energía perdida por transmisión y distribución; esto quiere decir que sólo una tercera parte de la energía generada llega hasta el consumidor final.



Fuente: http://www.iea.org/G8/CHP/Why_CHP_DHC.asp

Figura 3.1 Flujo de energía en el sistema global de generación en TWh.

Aunque la producción centralizada tiene ventajas, también implica un gran derroche de energía. La producción distribuida y local se puede aprovechar para lograr un ahorro significativo de energía ya que normalmente está mucho más cerca de posibles instalaciones consumidoras, especialmente en el caso del calor que se pierde en la producción convencional, lo cual aumenta las posibilidades de recuperación del calor, mejorando enormemente la eficiencia energética.

3.1.2.1 Ventajas e inconvenientes de la cogeneración

Ventajas

Aumento de la eficiencia

La eficiencia en plantas de generación a gran escala es alrededor del 40% y teniendo en cuenta que aún se utilizan plantas antiguas, pequeñas y con rendimientos inferiores, la eficiencia promedio está alrededor del 30%, lo que quiere decir que una gran cantidad de energía se desperdicia en forma de calor residual (Parra 2009).

La Cogeneración permite producir electricidad y vapor a partir de una misma fuente de energía aumentando la eficiencia hasta un rango de 50% a 85%.

Disminución de impactos ambientales

Al aprovechar el calor residual aumenta la cantidad de energía aprovechable por lo que para determinada cantidad de energía es menor el combustible utilizado y las emisiones de CO₂ como consecuencia, disminuyen.

Diversificación energética

El uso de la Cogeneración en la industria privada permite que el productor de energía deje de demandar a la red la cantidad que se cogenera, gracias a ello, la empresa de suministro puede destinar esa energía a otro consumidor.

Ahorro económico

Una vez instalado el sistema de cogeneración, los costos de transmisión y distribución disminuyen ya que la energía se consume en el lugar donde se genera y además la empresa que cogenera para usos propios tiene la ventaja de vender los excedentes de energía a la red.

Suministro continuo de energía

Las industrias tienen autosuficiencia en el abastecimiento de energía en sus procesos en caso de que la compañía suministradora tenga un fallo en la entrega de energía. Así, sus procesos no son interrumpidos.

Legislación favorable

Debido a que en países industrializados la cogeneración ha tenido éxito, los países en desarrollo están optando por el uso de la cogeneración y la instalación de estas plantas es favorecida por sus numerosas ventajas.

Mejora industrial

Este tipo de plantas se pueden instalar en zonas alejadas de la red de alta tensión y favorece el crecimiento industrial en la localidad.

Flexibilidad del combustible primario

Las fuentes de energía primaria utilizadas en cogeneración son varias y se dividen en: gas natural, combustibles líquidos (combustóleo, propano, etc.) y otros combustibles como el carbón, el calor residual y la biomasa. Aunque hay ventajas y desventajas de un combustible a otro, existe la flexibilidad en el uso del combustible.

Inconvenientes

Problemas de regulación de la red

La conexión en paralelo de los equipos del cogenerador con la red de distribución puede crear problemas de regulación de la red, debido a los intercambios de energía entre ambos y como consecuencia de los posibles fallos de suministro de los equipos del autogenerador.

Inversión adicional

Muchas veces la inversión adicional es fuerte y se considera debido a que normalmente sería destinada a una actividad diferente a las propias de la empresa.

3.2 Sistemas de Cogeneración

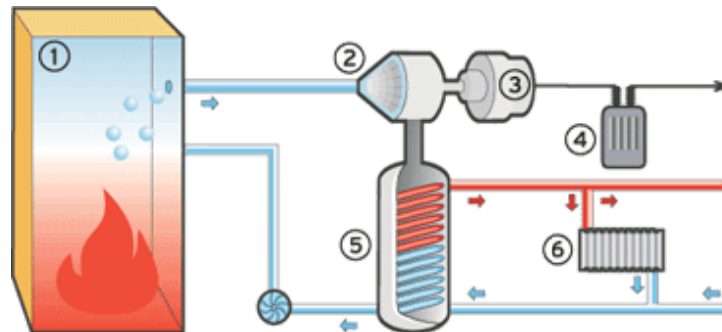
Debido a que la producción de energéticos primarios como los hidrocarburos es limitada, la industria justifica la necesidad de utilizar tecnologías con elevados rendimientos en las transformaciones energéticas, de tal manera que la energía se obtenga y se consuma no sólo de forma eficaz, sino lo más eficientemente posible.

3.2.1 Definición de Cogeneración

La palabra *cogeneración* proviene del latín y significa generar en conjunto o de manera conjunta. Existen varias definiciones en la literatura técnica de las cuales podemos citar una: *“La cogeneración es una técnica que permite la producción conjunta y secuencial de energía eléctrica o mecánica y de energía térmica aprovechable en forma de gases o líquidos calientes, a partir de la misma fuente de energía primaria.”* (Parra 2009).

La cogeneración también se conoce por sus siglas en inglés como CHP (Combined Heat and Power) y empleamos este término para describir el concepto de producción combinada de potencia y calor.

3.2.2 Elementos de los Sistemas de Cogeneración



1. Caldera de vapor. 2. Turbina de vapor. 3. Generador eléctrico. 4. Transformador. 5. Condensador. 6. Agua para calefacción

Fuente: <http://www.vattenfall.com>

Figura 3.2 Elementos de un Sistema de Cogeneración.

3.2.2.1 Fuente de energía primaria

Las fuentes primarias que pueden aprovecharse para un sistema de cogeneración son: gas natural, combustibles líquidos (derivados del petróleo) y otros combustibles como el carbón, el calor residual y la biomasa.

Principalmente la cogeneración se realiza actualmente con gas natural, esto debido a la introducción de turbinas y motores de gas cuya tecnología se ha adaptado a las necesidades de la cogeneración, por otro lado su precio es accesible y es de alta disponibilidad. El gas y el combustóleo suponen aproximadamente un 90% del mercado de la cogeneración.

3.2.2.2 Elemento motor o primotor

Convierte la energía del combustible en la energía que suministra la flecha. Los dispositivos de conversión más ampliamente utilizados son:

Turbina de vapor

Máquina rotatoria que transforma la energía de un flujo de vapor de agua en energía mecánica.

Turbina de Gas

Motor térmico rotativo de flujo continuo que se caracteriza por presentar una baja relación peso/potencia y una velocidad de giro muy elevada, también llamada turbina de combustión, por utilizar el flujo de gas caliente (producto de la combustión), el cual se expande realizando un trabajo para convertir la energía térmica en energía mecánica.

Motores de Combustión

Motor alternativo de combustión interna, es un motor endotérmico volumétrico, basado en el mecanismo pistón biela manivela, que funciona a partir del volumen variable que se genera en el recinto de combustión por el movimiento de un pistón guiado en el bloque motor y que ésta unido a la biela, articulada al cigüeñal, consiguiendo una transformación del movimiento rotativo. Debido a su diseño, el motor, utiliza el calor generado por la combustión, como energía para producir el movimiento giratorio.

3.2.2.3 Sistema de recuperación de calor

Cuando se necesita vapor de una cierta temperatura y presión, se utilizan *calderas de recuperación de calor* con circulación natural o forzada.

Cuando se requiere calentar un fluido se utiliza un *intercambiador de calor*.

Si el objetivo es la producción de frío, mediante ciclos de absorción se pueden obtener temperaturas de unos 4°C, sin congelación de agua.

Las *calderas de recuperación de calor* en un ciclo combinado, donde el recuperador es el elemento que aprovecha la energía de los gases de escape de la turbina de gas transformándola en vapor; con posteridad ese vapor puede transformarse en electricidad en el turbogenerador o ser utilizado directamente en procesos industriales o bien emplearse en la producción de calor en sistemas de calefacción centralizados.

Los *regeneradores o intercambiadores de calor* son empleados en las turbinas de gas en donde los gases de escape pasan por el interior de los tubos, y el aire a calentar se obliga a pasar a lado de la superficie externa de los mismos, consiguiendo así una verdadera transmisión de calor a contracorriente.

3.2.2.4 Sistema de aprovechamiento de energía mecánica

Generadores eléctricos

Máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura, también llamada estator. Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo se genera una fuerza electromotriz.

Bombas

Elementos destinados a comunicar presión y velocidad a los fluidos, reciben energía mecánica que puede proceder de un motor eléctrico o térmico y generalmente son de poco peso.

3.2.2.5 Sistema de control

Los sistemas de control son necesarios para la automatización del primotor, la operación segura del sistema de recuperación de calor y en general para la operación eficiente del sistema. Además pueden controlar la tensión de salida del generador. Son todos aquellos periféricos como tuberías, válvulas, tableros de control, etc.

3.2.3 Clasificación de los Sistemas de Cogeneración

Los sistemas de cogeneración se clasifican de acuerdo al proceso secuencial de generación y consumo de calor aprovechable y electricidad.

Ciclo superior (Topping)

Es aquel en donde la energía mecánica es producida inicialmente y la energía térmica residual es empleada en instalaciones industriales o comerciales.

Ciclo Inferior (Bottoming)

Es aquel en que la energía primaria se utiliza en el proceso industrial y la energía calorífica no aprovechada se emplea en la generación de energía mecánica o eléctrica; es decir, es un proceso industrial del usuario el que produce un calor o combustible residual el cual se utiliza para obtener electricidad o calor útil en el sistema de cogeneración.

Estos ciclos tienen sentido cuando se dispone de una energía térmica residual importante procedente de un proceso industrial. Esta energía se podrá utilizar en una caldera de recuperación de calor para la generación de vapor que al no ser en estos casos necesaria en un proceso, se empleará para generar energía eléctrica en una turbina de vapor de condensación.

3.2.4 Tecnologías de Cogeneración

3.2.4.1 Cogeneración con Turbina de Vapor

Las turbinas de vapor son máquinas térmicas motoras, cuyas aplicaciones comprenden desde las centrales eléctricas hasta los sistemas industriales de vapor.

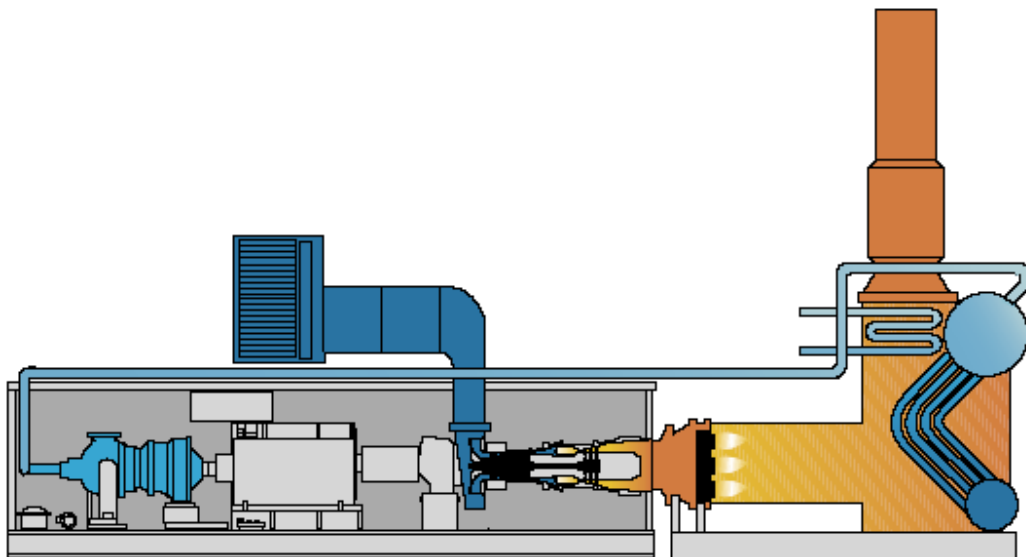
En la actualidad es el esquema más empleado en la generación convencional de energía eléctrica, pero en la cogeneración, su importancia es más limitada. Los ciclos de la turbina de vapor son utilizados por grandes usuarios que generalmente utilizan vapor a media o alta presión.

En la cogeneración con turbina de vapor, el combustible se introduce en una caldera de vapor, donde se quema y genera un vapor de alta presión y temperatura, este vapor se expande en la turbina obteniendo la energía mecánica necesaria para accionar al generador. A la salida de la turbina, el vapor a baja presión y alta temperatura resultante de la expansión dentro de la turbina,

se aprovecha en los procesos posteriores, y una vez usado el calor del vapor en los consumos, el vapor condensado retorna a la caldera.

Para este sistema, la generación de energía eléctrica por unidad de combustible es menor que en la turbina de gas, sin embargo, la eficiencia general del sistema es más alta, en el orden del 75%, debido a la producción de energía térmica (Anexo 3.1), comparada con la de un sistema de turbina de vapor sin extracción (Anexo 3.2).

La principal ventaja del uso de esta turbina es la de poder emplear combustibles baratos o de menor calidad (como el carbón mineral y los residuos líquidos del petróleo), pero tienen la desventaja de que su eficiencia es baja y requieren de sistemas que retiren los contaminantes de los gases de combustión.



Fuente: mysolar.cat.com/cda/files/127017/9/dsstac-es.pdf

Figura 3.3 Cogeneración con turbina de vapor.

Las condiciones de operación pueden variar en un rango muy amplio. Para las aplicaciones de cogeneración el rango de presión del vapor puede alcanzar 100 bares, mientras que la temperatura alcanza 450°C. Estos sistemas tienen un porcentaje de confiabilidad del 95%

La clasificación de las turbinas de vapor puede ser por el tipo de toberas y álabes, por el movimiento del vapor, por el número de etapas, por condiciones de descarga, por tipo de servicio o por condiciones de carga, éstas últimas destacan por los requerimientos de vapor y energía.

a) De contrapresión

El vapor se extrae de la turbina a la presión y temperatura requeridas en el proceso, enviándola directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico.

Se caracteriza por ser la instalación más simple y la de máxima economía, el inconveniente radica en que este tipo de instalación está condicionada a que la demanda de electricidad corresponda al trabajo que se ha obtenido del vapor, pero en la práctica, esta situación no se presenta debido a que la demanda eléctrica y de vapor fluctúan ampliamente lo que nos lleva a decir que la electricidad producida es relativamente baja con respecto a la energía térmica aprovechable.

b) De contrapresión con extracción

El término de extracción en las turbinas de contrapresión indican que, la presión de extracción se mantiene constante al variar el caudal del vapor extraído por medio de un regulador de presión, que actúa sobre el vapor de entrada en la turbina.

c) De condensación pura

En este tipo de turbinas el vapor se expande hasta una presión por debajo de la atmosférica mediante un condensador. Sin embargo, el calor que cede el condensador, no suele estar a una temperatura que permita su aprovechamiento.

Se trata de una instalación más complicada por la existencia del condensador y el sistema de refrigeración, su rendimiento eléctrico es mayor que la turbina de contrapresión, pero su rendimiento global es menor porque el calor del condensador no se puede aprovechar.

Aunque este sistema se caracteriza por su máxima flexibilidad por cubrir cualquier fluctuación posible en cuanto a las demandas de energía eléctrica y térmica, es también el menos eficiente, ya que más del 50% de la energía del vapor que pasa por la turbina se disipa en el condensador, y el vapor de proceso no se utiliza para producir trabajo en la turbina.

d) De condensación con extracción

Tiene el mismo principio de funcionamiento que la turbina de condensación pura, la diferencia radica en que una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida del condensador, obteniendo vapor a proceso a distintas presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida del condensador.

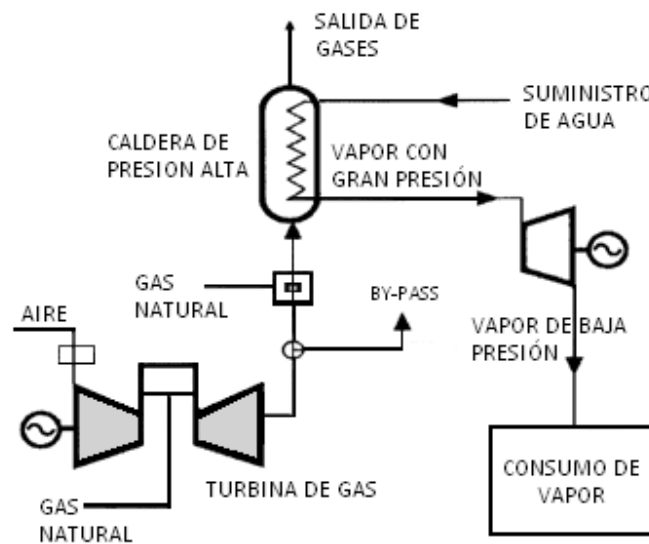
3.2.4.2 Cogeneración con Turbina de Gas

Inicialmente, el fluido de trabajo (generalmente aire del ambiente), es aspirado y comprimido incrementando su presión entre cuatro y treinta veces la presión atmosférica, al finalizar este proceso el combustible utilizado, junto con el aire procedente del compresor, se quema en la cámara de combustión. Los gases calientes a una temperaturas que van de los 800 a 1200°C y a gran velocidad, pasan a través de los álabes siendo expandidos en la turbina, para después producir energía mecánica que a su vez será transformada en energía eléctrica para mover a un generador, o a cualquier otro equipo. Los gases de escape en la salida de la turbina tienen una temperatura aproximada de 555°C, y pueden ser ocupados en otros procesos de combustión posteriores, ó para producir otro fluido caliente (como vapor, aire, o agua), debido a que son gases relativamente limpios y contienen un porcentaje de oxígeno.

La cogeneración con turbina de gas tiene la ventaja de la flexibilidad, dado que puede incrementarse la temperatura de los gases de escape por medio de la postcombustión, instalando un quemador adicional, lo que permite incrementar el nivel térmico de los gases. Otra ventaja es la rapidez de su arranque, así como su respuesta a los cambios en la carga, su bajo costo inicial, alta eficiencia en gran escala (Anexo 3.3) comparada con la de un sistema con turbina de gas a ciclo abierto (Anexo 3.4) y bajo costo de mantenimiento. Además, su tiempo de instalación es de 9 a 14 meses aproximadamente.

3.2.4.3 Cogeneración con Ciclo Combinado

El sistema de cogeneración con ciclo combinado es una unión de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, en donde el fluido de trabajo es el vapor de agua y el gas producto de una combustión, trabajando a diferentes temperaturas. El calor residual del proceso de generación en el ciclo de alta temperatura se aprovecha en su mayor parte en un intercambiador de calor para producir trabajo en un ciclo termodinámico de baja temperatura. Esta unión termodinámica obtiene rendimientos globales superiores a los rendimientos de los ciclos termodinámicos individuales que los componen (Figura 3.4).



Fuente: 200.88.113.180/Members/pvaldez05/eficiencia-energetica/clasificacion-de-lossistemasdecogeneracion.doc/download

Figura 3.4 Cogeneración con ciclo combinado.

Estos sistemas de cogeneración, normalmente se componen de una turbina de gas como ciclo superior, debido a que es el ciclo con mayor temperatura y una turbina de vapor como ciclo inferior, la cual aprovecha el calor recuperado por la caldera y lo usa para producir energía eléctrica adicional.

Su funcionamiento comienza cuando el combustible es inyectado en la turbina de gas, este se combina con aire comprimido ocasionando la combustión, los gases de escape generados por la combustión hacen que se muevan los álabes de la turbina para producir electricidad, después, estos gases salen de la turbina de gas a temperaturas muy elevadas (alrededor de 600°C), lo que

permite aprovechar su energía térmica en una caldera de recuperación de calor que calienta agua y la convierte en vapor, este trabajo acciona otra turbina y vuelve a generar electricidad para procesos posteriores. La energía térmica restante de los procesos de generación sirve también para los procesos industriales a menor temperatura.

Actualmente las centrales de ciclo combinado alcanzan eficiencias de 58% y un aprovechamiento de combustible de casi 90% en caso de producción combinada de energía térmica y eléctrica, valor superior al que se logra con una central térmica convencional.

3.3 Beneficios ambientales de la mejora de eficiencia mediante combustibles fósiles

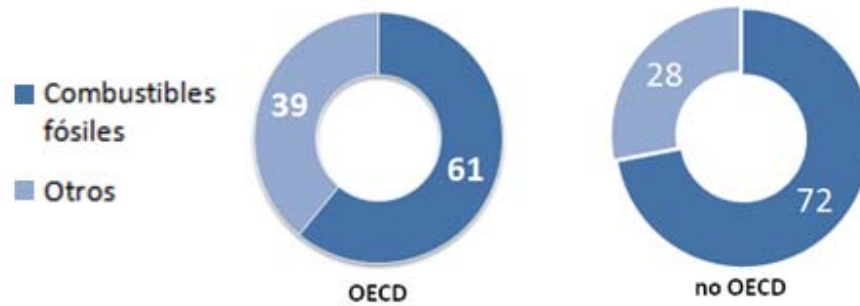
La eficiencia en cualquier sistema de generación de energía eléctrica y/o térmica a base de combustibles fósiles, está estrechamente ligada a las emisiones al ambiente que estas fuentes generan. Cuando se mejora dicha eficiencia es porque previamente se han mejorado los procedimientos de combustión o se ha consumido menos combustible del que habitualmente se consumiría en estos sistemas.

La producción de electricidad es responsable del 32% del uso total de los combustibles fósiles a nivel mundial los cuales representan 132 EJ⁵ de energía y emiten 10.9 Gt de CO₂ (IEA 2008).

La mejora de la eficiencia en la producción de electricidad ofrece beneficios económicos pero, además, es una oportunidad para reducir la dependencia en los combustibles fósiles lo cual ayuda a combatir el cambio climático y a mejorar la seguridad energética.

En el 2006, el 67% de generación de electricidad a nivel mundial provino de combustibles fósiles, del cual, el 61% provino del carbón, el 20% del gas natural y el 9% del petróleo (WEO 2008). En promedio, la producción de electricidad mediante combustibles fósiles en los países que pertenecen a la OECD es del 61% mientras que en los países que no pertenecen a esta organización generan el 72% de su electricidad con combustibles fósiles (Figura 3.5).

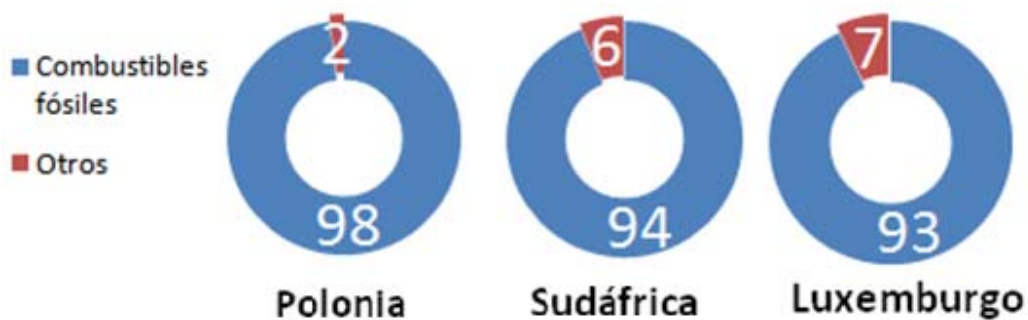
⁵ 1 exajoule es igual a 10¹⁸ J.



Fuente: El autor a partir de datos de la OECD/IEA (2008).

Figura 3.5 Porcentajes globales de electricidad a base de combustibles fósiles.

Los países que más utilizan para su generación este tipo de combustibles son Polonia, Sudáfrica y Luxemburgo. Casi el 100% de su energía proviene de esta fuente.

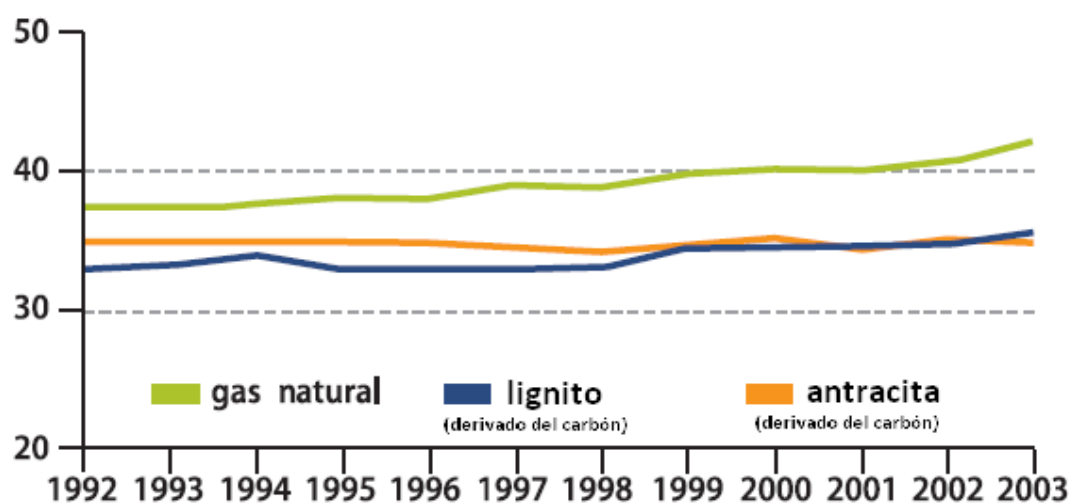


Fuente: El autor a partir de datos de la OECD/IEA (2008).

Figura 3.6 Países que más utilizan combustibles fósiles para generación de electricidad.

En términos absolutos, Estados Unidos y China producen el 44% de la energía a nivel global a base de combustibles fósiles. Rusia, Japón, India, Alemania y el Reino Unido contribuyen con el 20%.

La eficiencia global de generación de energía mediante combustibles fósiles se ha estancado por décadas entre 35 y 37% (Figura 3.7). En otras palabras, dos terceras partes del combustible que se quema para producir energía se desperdicia en forma de calor.



Fuente: El autor a partir de IEA (2008).

Figura 3.7 Eficiencias globales promedio de plantas de generación.

En los siguientes subtemas se analizan las eficiencias observadas en la generación con cada combustible fósil y con los combustibles fósiles como uno solo en plantas de generación de electricidad y cogeneración, asociándolas a su correspondiente disminución de emisiones a la atmósfera. Posteriormente se comparan dos sistemas, un sistema convencional de generación y uno de cogeneración que utilizan la misma fuente primaria.

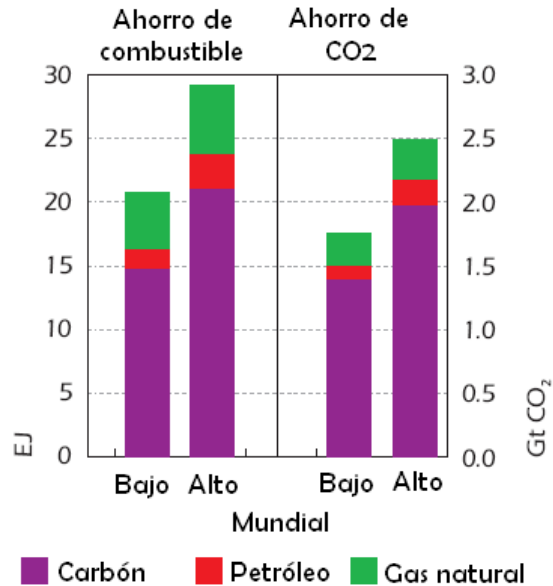
3.3.1 Potencial de ahorro de energía y de reducción de emisiones en la generación mediante combustibles fósiles

Para saber cuál es el potencial de ahorro, la IEA identificó dos escenarios: el Bajo y el Alto. En el escenario Bajo se asume que *todos los países producen electricidad a las más altas eficiencias observadas*. En el escenario Alto *todos los países generan a las eficiencias que resultan ser las óptimas para las nuevas plantas*.

Los resultados, que aún no consideran cambios de combustibles, muestran que aún existen potenciales “técnicos”⁶ significativos de ahorro de energía y de disminución de las emisiones de CO₂. Sólo en combustibles fósiles el potencial está entre 21 EJ y 29 EJ al año con un potencial asociado de reducción de emisiones de CO₂ de 1.8 Gt a 2.5 Gt al año. Los mayores ahorros de energía están en **la mejora de la eficiencia de las plantas en donde se quema carbón**, el cual tiene

⁶ Este potencial no considera factores económicos, como variaciones en los precios entre países.

un potencial de ahorro entre 15 EJ y 21 EJ lo que implica una disminución entre 1.4 Gt a 2 Gt de CO₂ (IEA 2008) (Figura 3.8).



Fuente: El autor a partir de IEA (2008).

Figura 3.8 Potencial técnico de ahorro de combustible y emisiones de CO₂ mejorando eficiencia.

3.3.2 Mejora de eficiencia en la producción mediante Cogeneración⁷

Para el año 2007, la IEA calculó que el potencial de disminución de emisiones con el incremento de plantas de cogeneración estaba entre 110 Mt y 170 Mt de CO₂ en ese año.

Como ya se mencionó anteriormente un sistema de cogeneración puede usar como fuentes primarias: carbón, gas natural y petróleo. La eficiencia de una planta de cogeneración varía dependiendo del combustible.

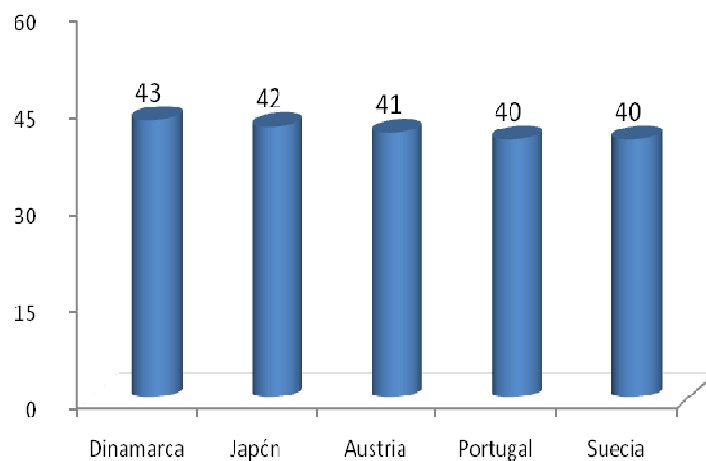
⁷ Los datos de eficiencias y potenciales de ahorro son de plantas de generación de únicamente electricidad y de plantas de cogeneración. IEA (2008).

3.3.2.1 Comparación de eficiencias entre combustibles fósiles en plantas de cogeneración⁸

A. Cogeneración mediante carbón

En el 2005 la producción de electricidad con carbón fue del 39% del total generado. Estados Unidos fue el mayor productor con carbón (2 129 TWh) y China (1 957 TWh), juntos representaron el 58% de la producción global. En la mayoría de los países el uso del carbón fue en plantas que únicamente generan electricidad. Sin embargo en algunos países el uso del carbón fue solo en plantas de cogeneración.

La eficiencia promedio en ambas plantas fue del 37% en el periodo de 2001 a 2005. Los países con las eficiencias más altas con el uso de este combustible son: Dinamarca, Japón, Austria, Portugal y Suecia (Figura 3.9). La eficiencia en una planta que consume carbón depende de la tecnología empleada, del tipo y calidad del carbón, de las condiciones de operación y práctica. En el capítulo anterior se mencionó que la limpieza del carbón juega un papel fundamental en las emisiones del mismo al quemarse, esto tiene una consecuencia directa en la eficiencia del proceso.



Fuente: El autor a partir de datos de la OECD/IEA (2008).

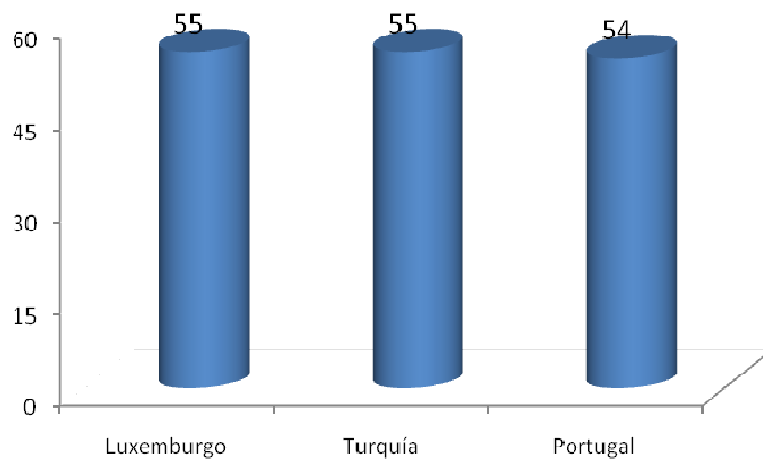
Figura 3.9 Eficiencias máximas en el uso del carbón para generación de energía.

⁸ Los datos de eficiencias se calcularon con la Metodología descrita en el Anexo 3.5.

B. Cogeneración mediante gas natural

En el 2005 la producción de electricidad con gas natural fue del 19% del total generado. Estados Unidos y Rusia tienen los más altos niveles en la quema de gas natural para producción de electricidad, juntos representan el 35% global. El mayor uso del gas natural es en las plantas de generación de electricidad únicamente pero en algunos países lo utilizan solo en plantas de cogeneración, por ejemplo, Dinamarca, Polonia, Eslovaquia, Suecia, Suiza y Rusia.

La eficiencia promedio de 2001 a 2005 en la producción de electricidad a base de gas natural en ambos tipos de plantas fue del 45%. Los promedios de eficiencias están dentro del rango que va del 31% (Suecia) hasta el 55% (Luxemburgo), ver Figura. Desde 1990 las eficiencias en plantas que utilizan gas natural han aumentado significativamente.



Fuente: El autor a partir de datos de la OECD/IEA (2008).

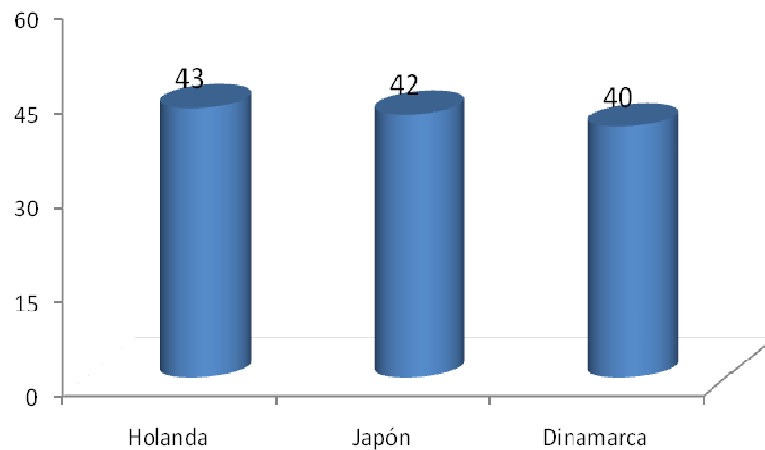
Figura 3.10 Eficiencias máximas en el uso del gas natural para generación de energía.

La introducción del Ciclo Combinado con Turbina de Gas (CCGT, por sus siglas en inglés de *Combined-cycle Gas Turbine*) ha incrementado el uso del gas natural y el promedio de eficiencia en la generación alcanzando eficiencias de hasta 60%.

C. Cogeneración mediante petróleo

En el 2005 la producción de electricidad con petróleo fue del 4% del total generado. Los mayores productores de electricidad a base de la quema de petróleo son Estados Unidos, Japón, México, China e Italia, juntos representan el 36% global. De este porcentaje el 91% se quema en plantas que solo generan electricidad, sin embargo en Holanda, Polonia y Rusia queman gas natural únicamente en plantas de cogeneración. En otros países las plantas de cogeneración queman la mayor parte del gas natural, por ejemplo, Austria, República Checa, Dinamarca, Finlandia y Suecia destinan gran parte del gas natural a plantas de cogeneración.

La eficiencia global promedio en estas plantas estuvo alrededor del 37% en el periodo de 2001 a 2005. Las eficiencias por país estuvieron en un rango del 23% (Eslovaquia) al 43% en Holanda.



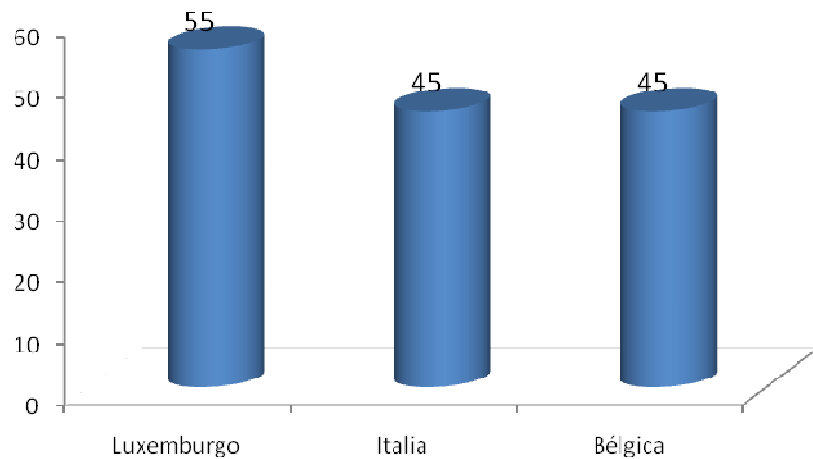
Fuente: El autor a partir de datos de la OECD/IEA (2008).

Figura 3.11 Eficiencias máximas en el uso del petróleo para generación de energía.

D. Cogeneración con todos los combustibles fósiles

Para el periodo de 2001 a 2005 la eficiencia promedio de la producción de energía fue del 39% en el uso de todos los combustibles fósiles. Y por país la eficiencia estuvo alrededor del 28% (India) al 55% (Luxemburgo).

La eficiencia global tomando en cuenta a todos los combustibles fósiles está influenciada principalmente por la mezcla de combustibles que se utilice. Por ejemplo, si un país utiliza en mayor medida gas natural, su eficiencia será mayor que la de los países que dependen de carbón o petróleo. Los países que tiene las máximas eficiencia son los que se muestran en la siguiente Figura.



Fuente: El autor a partir de datos de la OECD/IEA (2008).

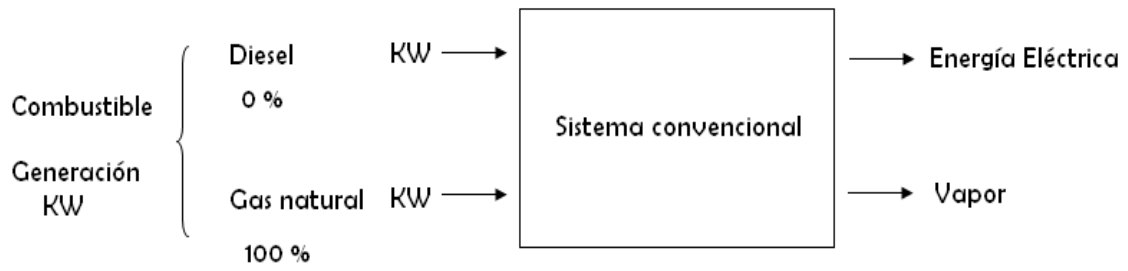
Figura 3.12 Eficiencias máximas en el uso del petróleo para generación de energía.

3.3.2.2 Comparación entre un sistema convencional y un sistema de cogeneración utilizando gas natural como fuente primaria de energía

A continuación compararemos dos esquemas de generación: un sistema convencional versus un sistema de cogeneración, utilizando el mismo combustible primario.

Sistema convencional

En un determinado centro de generación convencional, donde la fuente de energía primaria es gas natural y combustóleo, se tiene un turbogenerador con una capacidad de 24.14 MW. Al mes se han generado, en promedio, 5,201.5 MWh los últimos tres años y se consumen 67.4 mpcd de gas natural y 2.3 mbd de diesel. Al realizar los cálculos necesarios para homogeneizar las unidades, se calcula la eficiencia del turbogenerador y se tiene que en promedio es de 16.7%. El esquema de esta planta es el siguiente:

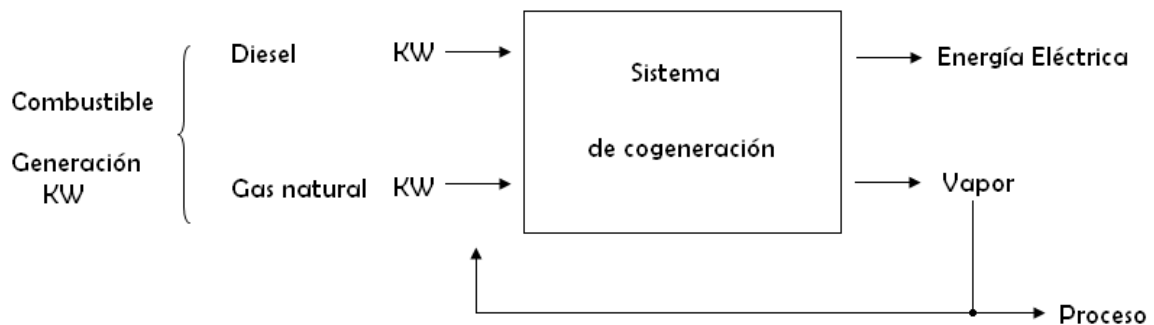


Fuente: El autor.

Fig. 3.13 Sistema de generación eléctrica convencional.

Sistema de cogeneración

En una planta de cogeneración se tiene un turbogenerador con una capacidad de 48 MW y los últimos tres años se ha generado al mes, en promedio, 9,180 MWh y se consumieron 161.3 mpcd de gas natural. Al obtener la eficiencia del turbogenerador se tiene una eficiencia de 20.78%.



Fuente: El autor.

Figura 3.14 Sistema de cogeneración.

Al comparar los dos casos anteriores observamos que en una planta de cogeneración con un consumo equiparable al de una planta convencional se genera energía de forma más eficiente, esto se logra debido a que se utiliza la energía residual de la misma.

Conclusiones

El ahorro de energía es una práctica que puede aplicarse en varios sectores de la industria, en general, es necesario establecer medidas, normas, políticas, certificaciones y estándares en materia de eficiencia energética. El sector energético y el industrial son los sectores en los que principalmente puede ahorrarse energía y así contribuir al cambio climático.

Los sistemas de cogeneración pueden implementarse para sustituir sistemas ineficientes. Existen diversas tecnologías de cogeneración que pueden utilizarse dependiendo de los requerimientos de energía y de los procesos que requieran energía térmica y eléctrica. Estos sistemas pueden implementarse a gran y pequeña escala.

Generar electricidad y vapor mediante cogeneración tiene muchas ventajas, una de las principales es que vuelve más eficientes los sistemas de generación de energía y ligado directamente a ello se encuentra la reducción de las emisiones contaminantes a la atmósfera.

La cogeneración es una forma de generación contemplada en los lineamientos del Protocolo de Kyoto y su Mecanismo de Desarrollo Limpio. Existen diversas metodologías con las que puede demostrarse que un proyecto de cogeneración reduce las emisiones contaminantes en mayor grado que si se generara de la forma usual. De este modo se logran beneficios económicos en países en desarrollo y se contribuye con el abatimiento del calentamiento global.

En el siguiente capítulo, se tratan a detalle las metodologías aprobadas para el cálculo de emisiones en proyectos de cogeneración de diversos tipos.

Capítulo 4

Metodologías para calcular la
reducción de emisiones de
GEI en proyectos de
cogeneración.

Introducción

Con la entrada en vigor del PK y de sus mecanismos para reducir las emisiones de GEI, los países con compromisos de reducción han mostrado un amplio interés por el desarrollo de proyectos MDL. Los proyectos de cogeneración son de especial atención para el sector de industrias energéticas y estos pueden implementarse bajo el esquema del MDL.

Uno de los requisitos fundamentales para la aprobación de un proyecto MDL es la demostración de que al implementarlo, éste tiene reducciones reales, cuantificables y medibles de emisiones de GEI. En principio, los participantes de los proyectos desarrollaron metodologías de cálculo de emisiones, las cuales fueron estudiadas y aprobadas por las autoridades de la UNFCCC. De este modo, los nuevos desarrolladores de proyectos pueden elegir (o desarrollar otra metodología a ser revisada y aprobada), entre las más de cien metodologías, una que se adecúe a las características del proyecto a desarrollar. Las metodologías se encuentran clasificadas por sector de aplicación, por tipo de metodología, por escala de proyecto y por fuente primaria de generación de energía.

El objetivo de este capítulo es analizar las metodologías que aplican a proyectos de cogeneración a gran y pequeña escala, describiendo el contenido de cada metodología para identificar en qué casos aplican y las consideraciones que implican.

En la primera sección del capítulo se da un panorama de la situación mundial de los proyectos MDL de cogeneración, incluyendo la aceptación que han tenido a través de tiempo por país, sector y escala, y las reducciones evitadas.

En la segunda parte, se detalla el procedimiento para la aplicación de una metodología y finalmente, en la tercera parte se profundiza en el contenido de cada metodología para proyectos a gran y pequeña escala, los casos en que aplican, el desarrollo de la línea base, la consideración de emisiones fuera del alcance del proyecto, las emisiones con el proyecto propuesto, el monitoreo de los parámetros involucrados y la reducción de emisiones.

4. METODOLOGÍAS PARA CALCULAR LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI EN PROYECTOS DE COGENERACIÓN

Las *metodologías* son procedimientos, en primera instancia, desarrollados por los participantes del proyecto propuesto y se utilizan para demostrar las reducciones de emisiones reales entre otros aspectos, de los proyectos que pretenden registrarse como MDL. Una vez que la EB del MDL ha aprobado las metodologías, los proponentes de un proyecto pueden utilizarlas para comprobar que su proyecto reduce emisiones de GEI. De no existir una metodología aprobada, los participantes podrán proponer una, la cual estará sujeta a validación de la EB. El desarrollo de la metodología para una actividad de proyecto está ligada al *Project Design Document (PDD)*, documento en el que se describen aspectos técnicos del proyecto, el cual es necesario para la obtención de los CER's.

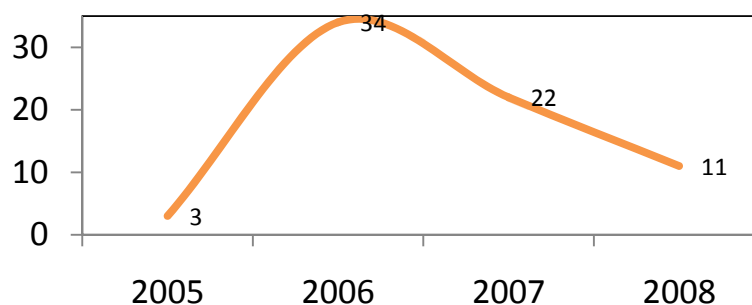
4.1 Situación actual de proyectos MDL de cogeneración en el mundo

Desde la entrada en vigor del PK en el 2005 y con ello la aplicación de sus mecanismos para contribuir a la reducción de emisiones contaminantes, en lo que se refiere al MDL, los proyectos alrededor del mundo han ido en aumento, las partes involucradas han mostrado, en general, un creciente interés por este tipo de proyectos.

En lo que se refiere a proyectos MDL de cogeneración, éstos contribuyen anualmente en la reducción de emisiones como se explica a continuación.

4.1.1 Registro de proyectos MDL de cogeneración a través del tiempo

Desde que comenzó a aplicarse el MDL, los proyectos de cogeneración han estado presentes de manera significativa, tan solo en el 2006 el monto de las emisiones evitadas con los 34 proyectos registrados en ese año fue de 788,601 tCO₂/año (Figura 4.1). Durante los años 2007 y 2008 el registro de proyectos de cogeneración disminuyó sin embargo, predominaron los proyectos a gran escala con reducciones importantes de CO₂.

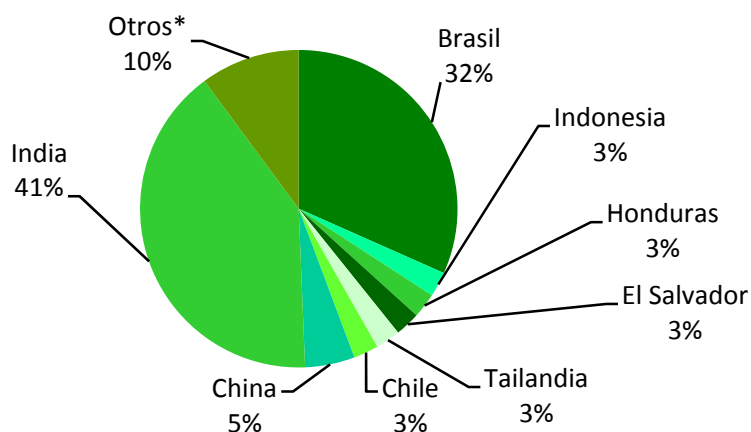


Fuente: El autor con datos de la UNFCCC, 2009.

Figura 4.1 Proyectos MDL de cogeneración registrados en el periodo 2005-2008.

4.1.2 Países con proyectos MDL de cogeneración registrados

Ha sido de gran interés para los países alrededor del mundo registrar sus proyectos bajo la modalidad del MDL, actualmente se encuentran registradas actividades de proyecto de cogeneración en varias regiones del mundo, Asia y Latinoamérica son las que predominan en número de proyectos aprobados, India es el país con más proyectos registrados de los cuales más de la mitad son de pequeña escala, mientras que China es el país anfitrión con los proyectos a gran escala que más evitarán emisiones a lo largo del primer periodo de compromiso. Brasil se caracteriza por tener proyectos de cogeneración a partir de biomasa a gran escala, hasta el momento tiene registrados 24 proyectos de este tipo (Figura 4.2).



*Incluye los países con un solo proyecto de cogeneración registrado (Ecuador, Nicaragua, México, Guatemala, Guyana, Egipto, Kenia y Filipinas).

Fuente: El autor con datos de la UNFCCC, 2009.

Figura 4.2 Países con proyectos MDL de cogeneración.

4.1.3 Sectores comerciales con proyectos MDL de cogeneración

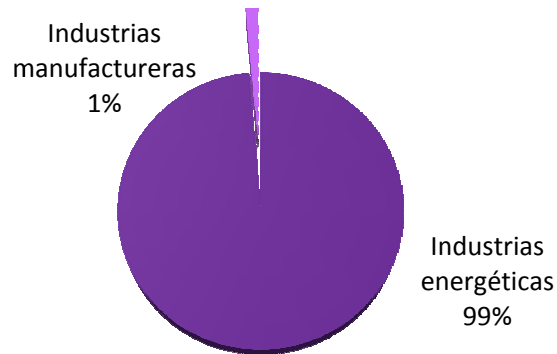
Todos los proyectos MDL actualmente registrados se ubican dentro de alguna actividad o sector comercial. Para facilitar la clasificación de las actividades de proyecto, se identifican los siguientes sectores, dentro de los cuales se encuentran los proyectos MDL de cogeneración (Tabla 4.1).

Tabla 4.1 Sectores comerciales para proyectos MDL.

Número	Sector
(1)	Industrias energéticas
(2)	Distribución de energía
(3)	Demanda de energía
(4)	Industrias manufactureras
(5)	Industrias químicas
(6)	Construcción
(7)	Transporte
(8)	Minería
(9)	Producción de metales
(10)	Emisiones fugitivas de combustibles (sólidos, petróleo y gas)
(11)	Emisiones fugitivas de la producción y consumo de halocarbonos y hexafluoruro de azufre
(12)	Uso de solventes
(13)	Disposición y tratamiento de residuos
(14)	Forestación y reforestación
(15)	Agricultura

Fuente: UNFCCC, 2009.

Las industrias manufactureras y las energéticas son las que tienen proyectos de cogeneración registrados y aprobados, siendo éste último sector el que predomina y en el que la mayoría de sus proyectos son a gran escala (Figura 4.3).



Fuente: El autor con datos de la UNFCCC, 2009.

Figura 4.3 Sectores comerciales con proyectos MDL de cogeneración.

Uno de los proyectos más significativos dentro del sector de industrias energéticas es el titulado *Comprehensive utilization of waste coal gas for electricity generation project in Shaanxi Xinglong Cogeneration Co. Ltd*, fue registrado en el 2008 y China es el país anfitrión. En este proyecto se tiene estimado reducir 270,045 tCO₂ en cada año de su periodo de acreditación el cual terminará en el 2015 y podría renovarse. Las metodologías empleadas para el cálculo de las emisiones evitadas fueron la ACM0004 y la ACM0002. En este proyecto se pretende utilizar los residuos del gas que se quema en los altos hornos de una empresa acerera para generación de energía eléctrica. Esta energía desplaza a la suministrada por la red eléctrica generada con combustibles fósiles, disminuyendo de este modo las emisiones de GEI.

Los proyectos de cogeneración en la industria energética con mayores reducciones de GEI son de China, India, Kenia, Filipinas y Egipto, los cuales reducirán, en promedio, más de 140,000 tCO₂/año cada uno. Estos proyectos disminuyen la generación de energía mediante combustibles fósiles algunos utilizan biomasa para la generación, disminuyendo las emisiones de CO₂ al ambiente.

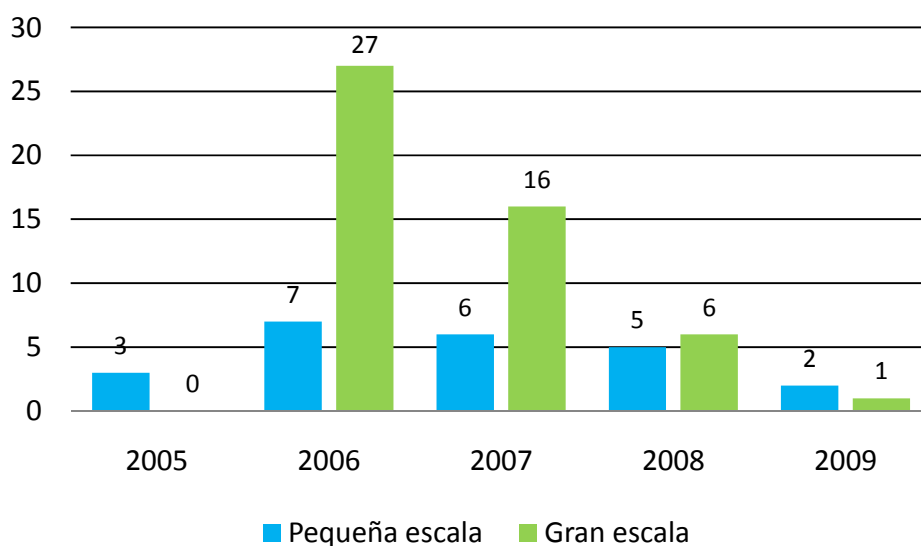
El sector de industrias manufactureras tiene registrados hasta el momento dos proyectos de cogeneración los cuales son a gran escala. Uno de los proyectos se titula *Metrogas Watt's Alimentos Package Cogeneration Project* el cual se registró en el año 2007 y Chile es el país anfitrión. Para dicho proyecto se estimaron 2,226 tCO₂ anuales utilizando la metodología AM0014 y su periodo de acreditación concluirá en el 2014. Con este proyecto se reduce el consumo de gas natural en una planta de alimentos ya que, dicha planta compra energía eléctrica y térmica a la empresa Metrogas, distribuidora de gas natural a consumidores residenciales, comerciales e

industriales, la cual, con una planta de cogeneración, vende esta energía. El operador y propietario de la planta es una subsidiaria de Metrogas S.A. la cual tiene los derechos sobre los certificados de reducción de emisiones (CER's).

4.1.4 Escala de los proyectos MDL de cogeneración registrados

Como se mencionó en el Capítulo 1, los proyectos se clasifican de acuerdo al tipo; existe una clasificación especial para los proyectos cuya potencia de salida es menor o igual a 15 MW, éstos son los proyectos a *pequeña escala* (SSC). Los proyectos en los cuales la potencia de salida es mayor a 15 MW se denominan de *gran escala*.

Al inicio de la entrada en vigor de los proyectos CDM en el mundo, los proyectos de cogeneración que se registraron fueron SSC, sin embargo, en el 2006, hubo un aumento importante en el registro de proyectos a gran escala, la mayoría de Brasil como país anfitrión. Los siguientes años los proyectos a gran escala disminuyeron, sin embargo han predominado sobre los de pequeña escala a través del tiempo (Figura 4.4).

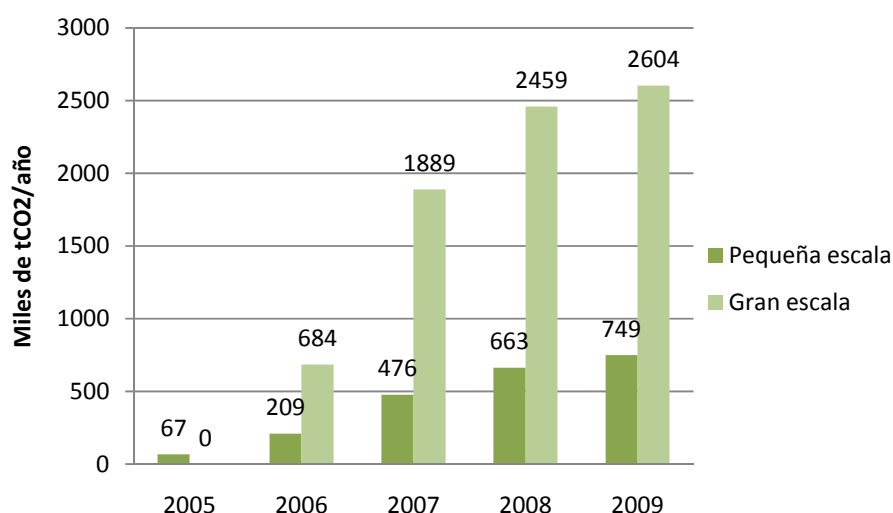


Fuente: El autor con datos de la UNFCCC, 2009.

Figura 4.4 Escala de los proyectos CDM de cogeneración.

4.1.5 Reducciones de emisiones esperadas anualmente con proyectos MDL de cogeneración

Como se mencionó anteriormente, en el 2006 el registro de proyectos a gran escala aumentó significativamente, pero fue en el 2007 cuando se registraron los proyectos a gran escala con los mayores montos de reducción de emisiones, los siguientes dos años estos montos se redujeron por lo que, para fines prácticos, se tiene un promedio de reducciones anuales constante a través de los años con proyectos de cogeneración a gran escala (Figura 4.5).



Fuente: El autor con datos de la UNFCCC, 2009.

Figura 4.5 Incremento de reducciones esperados por año.

Desde la entrada en vigor de este mecanismo la expedición de los CERs también ha ido en aumento, en el 2005 se expidieron 100 millones de CERs y al final del 2008 se registra un total de 2900 millones de CERs para proyectos MDL (UNFCCC, 2008).

4.2 Procedimiento para aplicar una metodología de cálculo

El contenido de las metodologías incluye:

<i>Fuente</i>	Breve descripción de la historia de la metodología y referencias.
<i>Aplicabilidad</i>	Lista de casos en los que la metodología debe emplearse.
<i>Ámbito del proyecto</i>	GEI significativos bajo control de los participantes del proyecto y atribuibles a la actividad de proyecto.

<i>Adicionalidad</i>	Procedimiento para la demostración de la adicionalidad con referencia a la “Herramienta consolidada para la demostración y evaluación de la adicionalidad”.
<i>Línea base</i>	Procedimiento para determinar el cálculo de las emisiones consideradas en el ámbito del proyecto y en ausencia de la actividad de proyecto propuesta.
<i>Emisiones del Proyecto</i>	Procedimiento para determinar el cálculo de emisiones de la actividad de proyecto propuesta.
<i>Fugas</i>	Procedimiento para determinar el cálculo de las emisiones que se producen fuera del ámbito del proyecto.
<i>Reducción de emisiones</i>	Procedimiento para determinar el cálculo de las emisiones evitadas con la implementación de la actividad de proyecto propuesta.
<i>Metodología de monitoreo</i>	Aspectos relacionados con la obtención, comportamiento y cambios en las variables particulares del proyecto.

Para aplicar una metodología de cálculo de GEI los participantes del proyecto deberán elegir un *escenario base*¹ para la actividad de proyecto propuesta. A su vez, deberán demostrar la característica de *adicionalidad*², la cual es un requisito para continuar con la aplicación de la metodología.

Existe una herramienta que, de manera combinada, indica el procedimiento para elegir el escenario base del proyecto y para demostrar la adicionalidad. Esta herramienta se divide en cuatro pasos que a continuación se describen.

¹ Es escenario base es la actividad de proyecto con las emisiones que se producirían de no realizarse la actividad de proyecto propuesta.

² Una actividad de proyecto es adicional si se puede demostrar que, en ausencia del MDL, i) la medida propuesta voluntariamente no sería implementada, o ii) la política/regulación obligatoria no sería sistemáticamente impuesta y que la no conformidad con estos requerimientos está extendida en el país/región, o iii) que la actividad de proyecto conduzca a un nivel mayor de aplicación de las políticas/regulaciones existentes. Esta definición aplica para todos los tipos de actividades de proyecto.

4.2.1 Identificación de escenarios alternativos

Para la identificación de escenarios alternativos o alternativas, los desarrolladores de la nueva actividad de proyecto podrán hacerlo mediante los siguientes sub-pasos (UNFCCC 2008):

Identificación de los escenarios alternativos

Definición de los *escenarios*:

- El proyecto propuesto sin ser registrado como actividad de proyecto del MDL.
- Todos los escenarios alternativos posibles, incluyendo prácticas comunes en el sector, que brinden servicios de calidad y aplicación similares.
- Si procede, la continuación de la situación actual y, en su caso, "el proyecto propuesto realizado sin ser registrado como una actividad de proyecto del MDL" realizado en un momento posterior en el tiempo (por ejemplo, debido a las regulaciones existentes, al final de la vida útil de los equipos existentes, aspectos financieros).

En el caso de cogeneración, por ejemplo, los escenarios alternativos para energía térmica y eléctrica deberán establecerse separadamente.

Además, se establece un área geográfica que debe incluir preferentemente diez instalaciones que provean servicios o salidas similares, las cuales no deben estar registradas como actividades de proyecto MDL.

Resultado: Lista de los escenarios plausibles para la actividad de proyecto.

Consistencia en las normas y regulaciones obligatorias

Las alternativas deberán estar en conformidad con todos los requerimientos legales. Si alguna alternativa no cumple con las regulaciones, entonces se debe mostrar, basándose en la práctica común, que esos requerimientos no son impuestos y que no están en conformidad de manera extendida en el país. Si lo anterior no se demuestra, se elimina la alternativa para mayor

consideración. Si la actividad de proyecto es la única alternativa, entonces el proyecto no es adicional.

Resultado: Lista de escenarios alternativos en conformidad con las regulaciones obligatorias y con las políticas nacionales y/o sectoriales de la EB.

4.2.2 Análisis de barreras

Este análisis sirve para identificar las barreras y las alternativas que se impiden debido a dichas barreras. Se aplican los siguientes pasos (UNFCCC 2008):

Identificación de barreras que impidan la implementación de escenarios alternativos

Se establece una lista completa de barreras realistas y creíbles que impidan que los escenarios ocurran. Algunas barreras pueden incluir:

Barreras de inversión:

- Algunas actividades solo se han ejecutado con subsidios o en términos financieros no comerciales.
- El capital privado no está disponible para mercados de capital domésticos o internacionales debido al riesgo que implican en el país donde se implementaría el proyecto.

Barreras tecnológicas:

- La labor de mantenimiento apropiado u operación de la tecnología no está disponible en el área geográfica, lo cual ocasionaría poner en riesgo el equipo o su mal funcionamiento.
- Falta de infraestructura y logística para el mantenimiento de la tecnología.
- Riesgo de falla tecnológica: el riesgo de fallas tecnológicas o de proceso local son mucho mayores que las propias del proyecto MDL.

- La tecnología en particular necesaria para el proyecto no está disponible en el área geográfica.

Falta de práctica predominante:

- La alternativa es “la primera en su tipo”.

Otras: Explicadas durante la metodología como ejemplos.

Resultado: Lista de barreras que podrían impedir que ocurran uno o más escenarios alternativos.

Eliminación de escenarios que son eliminados con las barreras identificadas

Identificar cuáles escenarios se eliminan de acuerdo a las barreras encontradas en el paso anterior. Todos los escenarios alternativos se compararán con las mismas barreras identificadas.

Resultado: Lista de escenarios alternativos que no se impiden con ninguna de las barreras identificadas.

En la aplicación de los pasos anteriores, hay que proporcionar evidencia transparente y documentada. La evidencia de deberá incluir al menos una de las siguientes opciones:

- Legislación relevante, información regulatoria o normas industriales;
- Estudios relevantes o encuestas (sectoriales) de universidades e instituciones;
- Información estadística nacional e internacional relevante;
- Documentación por escrito de la compañía que está desarrollando la implementación del proyecto MDL (tiempo de las juntas, correspondencia, estudios de factibilidad, información presupuestaria, etc.).
- Documentos preparados por el desarrollador del proyecto, contratistas o socios del proyecto propuesto o de alguna instalación similar previa;
- Documentación por escrito de opiniones de expertos, instituciones académicas y asociaciones.

Como en el paso anterior, si hay solo una alternativa que no se impida con alguna de las barreras, el proyecto no es adicional.

Si hay una sola alternativa que no se impide con ninguna de las barreras, y si esta alternativa no es el proyecto asumido sin ser registrado como un proyecto MDL, entonces este escenario alternativo se identifica como el *escenario de la línea base*. Explicar, con argumentos cualitativos o cuantitativos, cómo esta alternativa disminuiría las barreras en ausencia del MDL. Si el MDL mitiga las barreras identificadas continuar el procedimiento, de otro modo, el proyecto no es adicional.

Si existen varios escenarios que no incluyan la actividad propuesta sin ser registrada como proyecto MDL, explicar cómo el registro bajo el MDL disminuiría las barreras identificadas que impiden la alternativa en ausencia del MDL. Si el MDL disminuye las barreras, los participantes del proyecto pueden escoger entre:

- Opción 1: continuar con el siguiente paso el análisis; u
- Opción 2: Identificar la alternativa con menores emisiones como escenario base, y continuar con el procedimiento.

Si el MDL no disminuye las barreras, la actividad de proyecto no es adicional.

4.2.3 Análisis de inversión

Este análisis sirve para determinar cuál o cuáles de las alternativas que restan después del paso anterior, es la más atractiva económica o financieramente. Este análisis es determinante para elegir el escenario base y comprende los siguientes puntos (UNFCCC 2008):

- Identificar el indicador financiero ya sea, la IRR³, NPV⁴, tasa costo-beneficio, o costo unitario del servicio, más conveniente para el tipo de proyecto y el contexto de la decisión-mercado.

³ *Internal Rate of Return*

⁴ *Net Present Value*

- Calcular el indicador apropiado para cada escenario, incluyendo todos los costos relevantes. Incluir los cálculos en el MDL-PDD, de manera que el lector pueda reproducirlos. Incluir asunciones y justificaciones para que pueda validarse por la DOE.
- Incluir un análisis de sensibilidad para evaluar qué tan atractivas son las alternativas con respecto a las variaciones del indicador. Esta comparación proporciona un buen argumento para la elección del escenario base más financiera y económicamente atractivo. El indicador financiero deberá reflejar necesariamente el perfil de riesgo del proyecto.

Resultado: Clasificación de una corta lista de los escenarios de acuerdo al indicador apropiado, tomando en cuenta el análisis de sensibilidad.

Si el análisis de sensibilidad no es concluyente, entonces se considera como escenario base la alternativa con menores emisiones.

Si el escenario base elegido es que resultó ser “la actividad de proyecto asumida sin ser registrada como proyecto MDL”, entonces la actividad del proyecto no es adicional. De otro modo, continuar con el procedimiento.

Además, la razón de realizar un análisis de inversión es conocer si el proyecto sería financieramente viable sin el incentivo del MDL ya que el proyecto actual no se limita en tiempo sino hasta la solicitud del periodo de acreditación.

Por otro lado, el uso del análisis de inversión para demostrar la adicionalidad se destina a evaluar si un inversor razonable debe o no proceder con un proyecto en particular sin los beneficios del MDL.

Este análisis determina si el proyecto es o no financieramente menos atractivo que al menos una alternativa en la cual los participantes del proyecto pudieran haber invertido.

4.2.4 Análisis de la práctica común

Este análisis es una revisión de credibilidad para demostrar la adicionalidad, la cual complementa el análisis de barreras y, en su caso, el análisis de inversión.

Es necesario proporcionar un análisis que incluya actividades similares (de escala similar) a la propuesta que hayan sido implementadas con anterioridad. No se incluirán en este análisis otras actividades MDL.

Si se han identificado actividades similares, se evaluarán con la actividad propuesta y se identificarán las distinciones esenciales entre ellas. Se explicará el por qué las actividades similares tienen beneficios que las hacen económica y financieramente atractivas. Además, se señalará por qué no presentan las mismas barreras que el proyecto propuesto.

Si i) no se observan actividades similares o ii) se observan actividades similares pero con distinciones entre el proyecto MDL propuesto y las actividades similares son explicadas razonablemente, entonces el proyecto es adicional, de lo contrario, no cumple con esta característica (UNFCCC 2008).

4.3 Metodologías Aprobadas (AM, ACM). Gran escala

Los participantes del proyecto a validar/registrarse como MDL, deberán utilizar una metodología aprobada por la EB o bien, proponer una nueva metodología para consideración y aprobación de la EB.

A continuación se describen las *metodologías aprobadas* que podrían emplearse para nuevos proyectos de cogeneración.

4.3.1 AM0007

Título

Análisis de la opción del combustible de menor costo para plantas de cogeneración adaptadas para su operación con biomasa.

(Analysis of the least-cost fuel option for seasonally operating biomass cogeneration plants).

Fuente Esta metodología se basa en la propuesta por la empresa “TA Sugars” para una planta de cogeneración con cambio de combustible.

Aplicabilidad Esta metodología aplica a la renovación y cambio de combustible de proyectos de cogeneración conectados a la red con las siguientes condiciones:

- La actividad de proyecto propuesta tiene acceso a biomasa que actualmente no es utilizada para propósitos energéticos;
- La actividad de proyecto propone operar con el equipo existente utilizando otro(s) combustible(es) durante la temporada en que la biomasa no se produce (*off-season*).
- El proyecto debe operar en la temporada de producción de biomasa;
- La metodología para la línea base propuesta se aplica para cada ubicación de la planta por separado.

Ámbito del proyecto El ámbito del proyecto es definido por las fronteras físicas de los sitios del proyecto.

Adicionalidad La demostración de la adicionalidad se realizará por separado para cada ubicación de la planta a través del procedimiento explicado en el punto 4.2 de este capítulo y adaptado a este tipo de proyectos:

- Identificación de las opciones de combustibles para el escenario de la línea base (Identificación de escenarios alternativos).
- Seleccionar las opciones plausibles tomando en consideración operaciones comerciales actuales así como las regulaciones nacionales (Análisis de barreras).
- Estimar el indicador de rentabilidad de cada opción (Análisis de inversión).
- Comparar el indicador de rentabilidad del combustible propuestos bajo los lineamientos del MDL con el de las otras opciones (Análisis de inversión).
- Análisis de la práctica común.

Línea base Para la línea base se considera el combustible de menor costo durante la *off-season*, cuando la biomasa no está disponible para generación de electricidad. Las emisiones de la línea base serán las generadas durante la *off-season*, obtenidas a partir de la electricidad generada con biomasa por el factor de emisión para producir un kWh de electricidad.

<i>Actividad de Proyecto</i>	La actividad de proyecto implica la sustitución parcial o total del combustible fósil por biomasa. Las emisiones del proyecto se calculan multiplicando el consumo del combustible fósil en un año por su contenido de carbono.
<i>Fugas</i>	<p>Se pueden identificar dos fuentes potenciales de emisiones indirectas debidas a la sustitución del combustible fósil por biomasa. La primera, ocurre cuando se colecta la biomasa y se lleva al sitio del proyecto. La segunda, el uso de biomasa en el sitio del proyecto podría ocasionar la aglomeración de la misma y consecuentemente provocar un incremento del uso de combustibles fósiles en otras plantas por falta de suministro de biomasa.</p> <p>Los participantes del proyecto deberán elegir una de las siguientes opciones para la consideración de las fugas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Demostrar que la biomasa es abundante en el área donde será suministrada. • Determinar el porcentaje de biomasa que satisface las necesidades sociales y económicas y el que no satisface estas necesidades.
<i>Reducción de emisiones</i>	Las emisiones evitadas con la implementación del proyecto se obtienen de la diferencia entre las emisiones de la línea base y las emisiones del proyecto, tomando en cuenta las asociadas a las fugas.
<i>Metodología de monitoreo</i>	<p>La metodología de monitoreo empleada es ampliamente aplicada en proyectos con cambio de combustible donde el uso y disponibilidad de las fuentes de energía varían.</p> <p>En el caso de un proyecto con varias plantas, éstas se monitorean separadamente. La metodología de monitoreo implica a las variables involucradas en las emisiones del proyecto y las de la línea base.</p>

4.3.2 AM0014

<i>Título</i>	Paquete de cogeneración a base de gas natural. <i>(Natural gas-based package cogeneration).</i>
<i>Fuente</i>	Esta metodología se basa en la propuesta por la empresa “MGM International” para una planta de cogeneración en Chile.
<i>Aplicabilidad</i>	<p>Esta metodología aplica bajo las siguientes condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para sistemas de generación de vapor y electricidad separados; • La energía de la línea base no puede ser generada en otro sistema de

cogeneración;

- El sistema de cogeneración no es propiedad ni es operada por el consumidor de la energía cogenerada, es decir, es una tercera parte.
- El sistema de cogeneración satisface toda o parte de la demanda de la instalación que consume la energía;
- Los excedentes de electricidad no se suministran a la red ni la energía térmica a otros usuarios (energía cogenerada).
- Los CER's sólo se expedirán por la fracción de electricidad que desplace energía generada con combustibles fósiles en la línea base.

Ámbito del proyecto

Emisiones generadas a partir de la quema de gas natural e incluye a los gases: CO₂, CH₄ y N₂O.

Adicionalidad

Para la demostración de la adicionalidad primero se describen los escenarios probables de la línea base:

- Operación con equipos reemplazados sin cambios de eficiencia en los mismos.
- Operación con equipos reemplazados con mejora de eficiencias y utilizando un combustible con menor contenido de carbono.
- Actualización del equipo que genera la energía térmica, lo que incrementa la eficiencia de la caldera.
- La demanda de energía se reduce a través de la mejora del uso final de la energía.
- El sistema de cogeneración pertenece a la planta industrial.
- El sistema de cogeneración no pertenece a la planta industrial.
- La instalación de un sistema de cogeneración es a través de una tercera parte.

El desarrollador del proyecto puede demostrar la adicionalidad seleccionando una de las siguientes opciones:

- Aplicando la "Herramienta para la demostración y evaluación de la adicionalidad"; o
- Mediante una metodología específica que consiste en la aplicación de cuatro tests, de los cuales, los dos primeros son para cualquier escenario cogeneración; el tercero es para el caso donde el paquete de cogeneración no pertenece a la industria que consumirá la energía y el cuarto es para el caso contrario. Para cada test, la condición de adicionalidad se explica a

detalle en el documento de la metodología. Los tests incluyen barreras tecnológicas e institucionales.

<i>Línea base</i>	<p>Las emisiones de la líneas base comprenden:</p> <ul style="list-style-type: none">• CO₂ asociado a la combustión del <i>baseline fuel</i> (combustible desplazado con mayor contenido de carbono).• CH₄ asociado a la combustión del <i>baseline fuel</i>.• N₂O asociado a la combustión del <i>baseline fuel</i>.• Fuga de CH₄ durante la producción del <i>baseline fuel</i>.• CO₂ asociado a la compra de electricidad de la red que pudiera haberse generado a base de combustibles fósiles.
<i>Actividad de Proyecto</i>	<p>La actividad de proyecto abarca la instalación de un sistema de cogeneración en el cual la entrada es gas natural proveniente de los ductos de transmisión y las salidas son energía eléctrica y energía térmica suministradas a la industria. El proyecto evita consumo de combustibles fósiles con mayor contenido de carbono.</p>
<i>Fugas</i>	<p>Las emisiones fuera del ámbito del proyecto son las que se atribuyen a las del CH₄ del gas natural y las fugas durante la transportación del combustible.</p>
<i>Reducción de emisiones</i>	<p>Las emisiones evitadas con la implementación del proyecto se obtienen de la diferencia entre las emisiones de la línea base y las emisiones del proyecto, tomando en cuenta las asociadas a las fugas.</p>
<i>Metodología de monitoreo</i>	<p>Esta metodología implica el monitoreo de las siguientes variables:</p> <ul style="list-style-type: none">• Consumo de gas natural en el sistema de cogeneración;• Producción de vapor en el sistema de cogeneración;• Producción de electricidad en el sistema de cogeneración;• Destino de la electricidad desplazada por la actividad de proyecto, en el caso de electricidad generada con combustibles fósiles, las plantas a las que se destina esa energía.

4.3.3 AM0048

<i>Título</i>	<p>Nuevas instalaciones de cogeneración que suministrarán vapor y/o electricidad a múltiples clientes y desplazarán fuera de la red la generación de vapor y electricidad a base de combustibles con mayor contenido de carbono.</p> <p><i>(New cogeneration facilities supplying electricity and/or steam to multiple customers and displacing grid/off-grid steam and electricity generation with more carbon-intensive fuels).</i></p>
<i>Fuente</i>	<p>Esta metodología está basada en la revisión NM0141 – “Desplazamiento fuera de red de generación de vapor y electricidad con combustibles con menor contenido de carbono”, de la cual el estudio de la línea base y el PDD fueron preparados por la empresa “Quality Tonnes”.</p>
<i>Aplicabilidad</i>	<p>Esta metodología aplica a proyectos de cogeneración a partir de combustibles fósiles, a clientes del proyecto que lleven a cabo sustitución de equipos de generación de electricidad y/o vapor, a la capacidad existente previa a la implementación del proyecto, a clientes que no cogenen y a clientes que aseguren que el equipo desplazado no será vendido para otros propósitos.</p>
<i>Ámbito del proyecto</i>	<p>Esta metodología sólo considera las emisiones de CO₂.</p>
<i>Adicionalidad</i>	<p>La adicionalidad deberá demostrarse usando la última versión de la “Herramienta para la demostración y evaluación de adicionalidad”.</p>
<i>Línea base</i>	<p>Las emisiones de la línea base son la suma de las emisiones debidas a la generación de electricidad, las producidas por la generación de vapor y las asociadas a la electricidad que se consume proveniente de la red que pudiera haberse generado a partir de combustibles con mayor contenido de carbono.</p>
<i>Actividad de Proyecto</i>	<p>Abarca la instalación de una nueva central de cogeneración para suministrar vapor y electricidad a varios clientes y así, desplazar de la red la generación de electricidad a partir de combustibles con mayor contenido de carbono.</p>
<i>Fugas</i>	<p>Las emisiones fuera del ámbito del proyecto son las que se atribuyen a las del CH₄ asociadas a la extracción, procesamiento, etc. De los combustibles fósiles. En caso de usarse gas natural licuado, las emisiones de CO₂ debidas a la quema del combustible para la generación de electricidad consumida en el proceso del gas natural.</p>
<i>Reducción de emisiones</i>	<p>Las emisiones evitadas con la implementación del proyecto se obtienen de la diferencia entre las emisiones de la línea base y las emisiones del proyecto, tomando en cuenta las asociadas a las fugas.</p>

<i>Metodología de monitoreo</i>	<p>Esta metodología implica el monitoreo de las siguientes variables:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vapor y electricidad generado por los clientes del proyecto, antes de la actividad de proyecto; • Electricidad y vapor comprado por cada cliente del proyecto a la instalación propuesta; • Combustible usado para generar vapor y electricidad en las instalaciones del proyecto propuesto.
---------------------------------	--

Esta metodología se estudiará más a detalle en el Capítulo 5.

4.3.4 ACM0006

<i>Título</i>	<p>Metodología consolidada para generación de electricidad por medio de residuos de biomasa.</p> <p><i>(Consolidated methodology for electricity generation from biomass residues).</i></p>
<i>Fuente</i>	<p>Esta metodología se basa en algunos de elementos de metodologías aplicadas a sistemas de generación a base de la quema de biomasa. Algunas de estas metodologías ya no se encuentran activas.</p> <p>La metodología reemplaza a la AM0015 cuya aplicación era a sistemas de cogeneración mediante bagazo conectados a la red eléctrica.</p>
<i>Aplicabilidad</i>	<p>Esta metodología aplica a diversos proyectos de generación con residuos de biomasa, incluyendo plantas de cogeneración. Puede incluir las siguientes actividades o la combinación de éstas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La instalación de una nueva planta de generación mediante la quema de biomasa en un sitio donde actualmente no se genera electricidad; o • La instalación de una nueva planta de generación mediante la quema de biomasa en la cual se reemplaza o es operada después de la existencia de plantas generadoras mediante combustibles fósiles o con el mismo tipo de biomasa (proyectos de expansión de capacidad de energía); o • La mejora de eficiencia energética de una planta existente; o • El reemplazo de combustibles fósiles por biomasa en una planta existente. <p>Esta metodología se aplica bajo las siguientes condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ningún otro tipo de residuos de biomasa se utilizan la planta del proyecto y

los residuos de biomasa son el combustible que predomina;

- Para los proyectos donde se usen residuos de biomasa en los procesos de producción, la implementación del proyecto no resultará en un incremento en la capacidad del proceso o en otros cambios sustanciales;
- Los residuos de biomasa utilizados en la instalación no deberán almacenarse por más de un año;
- No se debe requerir de grandes cantidades de energía para preparar la biomasa antes de su combustión.

Ámbito del proyecto

Se incluirán las siguientes fuentes de emisión:

- Emisiones de CO₂ provenientes del consumo de electricidad atribuido a la actividad de proyecto;
- Emisiones de CO₂ provenientes de la transportación de los residuos de biomasa;
- Si aplica, las emisiones de CH₄ provenientes del tratamiento anaeróbico de residuos previo a su combustión.

Las emisiones de la línea base estarán formadas por las emisiones provenientes de la electricidad generada mediante combustibles fósiles en el sitio del proyecto y/o del sistema eléctrico conectado y, las emisiones que se produzcan por la generación de vapor desplazado por la actividad de proyecto.

Adicionalidad

La adicionalidad deberá demostrarse usando la última versión de la “Herramienta para la demostración y evaluación de adicionalidad”.

Línea base

Para la línea base se hará uso de la “Herramienta combinada para identificar el escenario base y demostrar adicionalidad”.

Se determinará separadamente cómo se generaría electricidad, qué pasaría con los residuos de biomasa y, en el caso de cogeneración, cómo se generaría el vapor, en ausencia del MDL.

En el caso de cogeneración, se definirán los escenarios plausibles para generación de vapor separadamente.

Fugas

La principal fuente potencial de fuga es en las emisiones por el incremento en el uso de combustibles fósiles debido a la destinación de biomasa para otros usos.

Reducción de emisiones

Las principales reducciones se logran debido a la sustitución de combustibles fósiles por biomasa para generar electricidad.

Metodología de

Las principales variables a monitorear son:

monitoreo

- Consumos de biomasa para generación de energía;
- Energía eléctrica generada;
- Energía térmica generada.

4.4 Metodologías Aprobadas. Pequeña Escala (AMS)

4.4.1 AMS – I.C

Esta metodología, aplicada a proyectos de pequeña escala, es en particular para proyectos del Tipo I (Proyectos de Energía Renovable) para el caso de *Producción de energía térmica con o sin electricidad*.

Tecnología/medida

1. Esta categoría comprende tecnologías de energía renovable que suministre energía térmica desplazando el uso de combustibles fósiles.
2. En esta categoría se incluye a los sistemas de cogeneración con biomasa que suministren:
 - a. Electricidad a la red;
 - b. Electricidad y/o energía térmica para consumo en sitio o para otras instalaciones;
 - c. Combinación de (a) y (b).
3. La capacidad total instalada para el sistema térmico es igual o menor que 45 MW térmicos.
4. Para sistemas que utilicen combustibles fósiles y energías renovables a la vez no deben exceder los 45 MW térmicos de capacidad instalada.
5. Los límites de capacidad instalada para sistemas de cogeneración con biomasa son:
 - a. Si la actividad de proyecto incluye las reducciones por la generación de electricidad y por la de vapor, la capacidad total instalada no debe exceder los 45 MW térmicos.

- b. Si la reducción de emisiones es sólo debida a la generación de energía térmica, la capacidad instalada no debe exceder los 45 MW térmicos.
 - c. Si la reducción de emisiones es sólo debida a la generación de energía térmica, la capacidad no debe exceder los 15 MW eléctricos.
6. En el caso de que la energía térmica y eléctrica sean suministradas a otras instalaciones, tendrá que tenerse un contrato entre ambas partes especificando que la instalación generadora es la que puede solicitar los CER's.

Ámbito del proyecto

La frontera del proyecto se define por el sitio geográfico del equipo que produce energía renovable. La frontera se extiende a instalaciones residenciales, comerciales e industriales.

Línea base

Es el consumo de combustible que podría haberse utilizado en ausencia del proyecto MDL con un factor de emisión del combustible desplazado.

Las opciones de escenarios para las actividades de proyecto que generen vapor y electricidad, incluyendo las de cogeneración, serán las mismas.

Fugas

Si el equipo de generación es transferido de otra actividad, entonces se consideran las fugas.

Reducción de emisiones

Las emisiones evitadas con la implementación del proyecto se obtienen de la diferencia entre las emisiones de la línea base y las emisiones del proyecto, tomando en cuenta las asociadas a las fugas.

Metodología de monitoreo

Se medirán las siguientes variables:

- Energía térmica y/o eléctrica producida;
- Número de sistemas operando (evidencia de operación continua);
- Estimado de las horas anuales operando

Conclusiones

La situación actual de los proyectos de cogeneración registrados como MDL nos indica que el uso de esta técnica de generación de energía es una forma adecuada de reducir las emisiones ya sea con proyectos a gran escala o por medio de conjuntos de proyectos de pequeña escala.

El procedimiento para aplicar una metodología de reducción de emisiones en plantas de cogeneración es el mismo que para otros tipos de proyectos. La elección del escenario base, la demostración de la adicionalidad, el análisis de barreras y el de inversión, son fundamentales para el buen desarrollo de un proyecto candidato a obtener los bonos de carbono.

Una ventaja de los proyectos MDL de cogeneración es que existen metodologías aplicadas a estos proyectos con distintas fuentes primarias. En general, las metodologías aplican para cambios de combustible, ya sea de un combustible fósil a biomasa o de un combustible fósil a otro con menor contenido de carbono, desplazando de este modo la generación energía con mayores emisiones asociadas. Algunas metodologías descartan, por simplicidad, las emisiones de CH₄ y N₂O. También se proponen actividades de proyecto relacionadas con la sustitución de equipo y mejora en la eficiencia.

Las metodologías actualmente activas son muy claras en cuanto su aplicabilidad y desarrollo, cada vez, los expertos encuentran una mejor manera de agruparlas y consolidarlas haciendo más general su campo de aplicación.

El análisis de inversión es muy importante para los interesados, ya que de esta manera se puede conocer si aún habiendo una opción más rentable, el proyecto propuesto es viable por su margen de recuperación y por las emisiones evitadas.

En el siguiente capítulo se estudia a detalle la metodología AM0048 que es aplicable al caso de estudio y se ejemplifica su uso en un proyecto hipotético de cogeneración. Se sigue paso a paso el procedimiento que implica el uso de esta metodología, desde las partes que lo conforman hasta obtener un cálculo de reducción de emisiones.

Capítulo 5

Aplicación de la Metodología
AM0048 a un caso hipotético
de cogeneración.

Introducción

La metodología AM0048 es una metodología aprobada por la Junta Ejecutiva del MDL. Aplica a proyectos de cogeneración a gran escala que utilizan combustibles fósiles como fuente de energía primaria. Esta metodología no ha sido utilizada en los proyectos registrados actualmente, sin embargo existe un gran potencial de aplicación en el sector de industrias energéticas.

El objetivo de este capítulo es conocer a fondo la metodología AM0048 aplicándola a un caso hipotético de cogeneración y obtener un cálculo de las emisiones de CO₂ evitadas.

La primera parte de este capítulo contiene la traducción al español de la metodología completa, realizada por la autora de esta tesis. En la segunda parte se plantea el ejemplo de aplicación sugiriendo las características del proyecto propuesto, los datos técnicos del escenario base y las consideraciones necesarias para la aplicación. Posteriormente, se explica la metodología para realizar el cálculo de la reducción de emisiones y sus implicaciones. Además, se elabora la hoja de cálculo para el ejemplo hipotético. Finalmente, en la tercera parte se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología.

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AM0048 A UN CASO HIPOTÉTICO DE COGENERACIÓN

5.1 Descripción y estructura de la metodología AM0048

El documento oficial de la metodología AM0048 que contiene la línea base aprobada y el seguimiento de la misma, lleva por título:

“Nuevas instalaciones de cogeneración que suministrarán vapor y/o electricidad a múltiples clientes y desplazarán fuera de la red la generación de vapor y electricidad con combustibles con mayor contenido de carbono”.

New cogeneration facilities supplying electricity and/or steam to multiple customers and displacing grid/off-grid steam and electricity generation with more carbon-intensive fuels (UNFCCC, 2007).

En general, las metodologías aprobadas por la Junta Ejecutiva del MDL tienen la siguiente estructura:

I. FUENTE Y APLICABILIDAD

En esta sección se encuentra el origen de la metodología y en qué casos aplica.

II. METODOLOGÍA PARA LA LÍNEA BASE

En esta sección se encuentra el desarrollo para el cálculo de las emisiones de GEI evitadas por el proyecto que pretende registrarse como MDL.

III. METODOLOGÍA DE MONITOREO

En este apartado se explica el procedimiento para el monitoreo de las variables involucradas en el cálculo de las emisiones de GEI.

En lo sucesivo se muestra el contenido de la metodología trasladada al español de la versión completa (Anexo 5.1) por la autora de la presente tesis.

5.1.1 Fuente

Esta metodología está basada en el documento NM0141 –rev “Desplazamiento fuera de la red de generación de vapor y electricidad con combustibles con menor contenido de carbono”, del cual el

estudio de su línea base y documento de diseño de proyecto fueron preparados por Quality Tonnes.

Para más información con respecto a la propuesta y su consideración por la Junta Ejecutiva, por favor referirse al caso NM0141 –rev en <http://MDL.unfccc.int/goto/MPappmenth>.

Esta metodología también hace referencia a la última versión de la “Herramienta para la demostración y evaluación de la adicionalidad” de acuerdo con la Junta Ejecutiva y disponible en el sitio web¹ de la UNFCCC.

Procedimiento seleccionado del párrafo 48 de los Procedimientos y modalidades del MDL.

“Aplicable a emisiones actuales o históricas”.

Cambios requeridos para la implementación de la metodología en el 2do y 3er periodo de acreditación.

No se requieren cambios en el segundo y tercer periodo de acreditación.

5.1.2 Definiciones

Las siguientes definiciones aplican para esta metodología:

Instalación del proyecto: nuevo centro o complejo de cogeneración desarrollado como una actividad de proyecto, basado en combustibles fósiles para suministrar electricidad y/o vapor directamente a dos o más entidades industriales, comerciales, y/o residenciales.

Cliente del proyecto: entidad industrial, comercial y/o residencial que recibirá vapor y/o electricidad de la instalación del proyecto. Ésta puede incluir al operador de la red y otras entidades de distribución que suministren a redes locales. Agrupaciones de clientes residenciales o comerciales más pequeños pueden considerarse como solo un cliente.

¹ Por favor referirse a: <http://cdm.unfccc.int/goto/MPappmenth>

5.1.3 Aplicabilidad

Esta metodología aplica a:

- Actividades de proyecto de cogeneración mediante la quema de combustibles fósiles que suministren generación de vapor y electricidad a múltiples clientes del proyecto, incluyendo aplicaciones en la red y fuera de ella.
- Si se espera que un cliente del proyecto lleve a cabo o, durante el periodo de acreditación, lleva a cabo sustitución y/o reparación mayor y mantenimiento del equipo en sitio de generación de electricidad y/o vapor en el tiempo de vida del proyecto (que podría provocar el cambio en la eficiencia y/o el cambio de combustible), éste deberá excluirse de la actividad del proyecto después de la fecha probable o exacta de la sustitución o reparación mayor y mantenimiento del equipo como se indica en la Tabla 2.
- La capacidad existente disponible del cliente del proyecto previa a la implementación de la actividad de proyecto.
- A clientes del proyecto que no cogenen vapor y electricidad actualmente y/o en el escenario base.
- Solo a clientes del proyecto que aseguren que el equipo desplazado por la actividad del proyecto no será vendido o usado para otros propósitos.

5.1.4 Ámbito del proyecto

El ámbito del proyecto incluye el sitio de la(s) instalación(es) y los sitios de todos los clientes del proyecto.

Tabla 1 Fuentes de las emisiones incluidas o excluidas del ámbito del proyecto

	Fuente	Gas	Incluido?	Justificación / Explicación
Línea base	Combustión de combustibles fósiles para producir vapor y electricidad en la instalación del cliente del proyecto y en la red.	CO ₂	Sí	Fuente principal de emisión en la combustión de combustibles fósiles.
		CH ₄	No	Excluido por simplificación.
		N ₂ O	No	Excluido por simplificación.
Actividad del proyecto	Combustión de combustibles fósiles para producir vapor y electricidad en la(s) instalación (es) del proyecto.	CO ₂	Sí	Fuente principal de emisión en la combustión de combustibles fósiles.
		CH ₄	No	Excluido por simplificación.
		N ₂ O	No	Excluido por simplificación.

Fuente: UNFCCC, 2007.

Procedimiento para estimar el tiempo de vida restante de los equipos incluidos en el ámbito del proyecto.

Dado que las actividades del proyecto incluyen la sustitución del equipo o instalaciones existentes, los participantes del proyecto deberán tomar en cuenta, de acuerdo con la guía proporcionada en el documento EB22 Anexo 2, que el equipo existente pudiera reemplazarse en la ausencia de la actividad de proyecto durante el periodo de acreditación. Con el propósito de estimar la fecha en la que el equipo existente necesitaría reemplazarse en ausencia del MDL (por sus siglas en inglés), deberán tomarse cuenta las siguientes consideraciones:

- a) El tiempo de vida típico promedio de tipo de equipo podría determinarse tomando en cuenta las prácticas comunes en el sector y país (por ejemplo, basándose en encuestas a la industria, estadísticas, literatura técnica, etc.);
- b) Las prácticas de la compañía responsable con respecto a las sustituciones de equipo programadas podrían evaluarse y documentarse (por ejemplo, basándose en registros históricos de sustitución de equipo similar).

La fecha en que el equipo existente pudiera necesitar reemplazarse en la ausencia de la actividad de proyecto, deberá escogerse como la que suceda primero entre las alternativas anteriores.

La fecha será determinada caso por caso, para cada equipo que esté siendo reemplazado.

Después de esta fecha, el equipo deberá excluirse del ámbito del proyecto. De este modo, las reducciones de emisiones resultantes del equipo específico reemplazado sólo serán tomadas en cuenta desde la fecha del reemplazo debido a la actividad de proyecto hasta la fecha en la que el equipo se hubiera reemplazado en ausencia de la actividad de proyecto o al final del periodo de acreditación, lo que suceda primero.

5.1.5 Procedimiento para la selección del escenario plausible para la línea base

Los proponentes del proyecto lo elegirán de acuerdo a los siguientes pasos:

PASO 1. Identificación de escenarios alternativos.

Los partidarios del proyecto deberán identificar todos los escenarios alternativos que provean servicios similares como los propuestos en la actividad del proyecto. Examinarán la línea de base para cada cliente de proyecto así como para el desarrollador de la actividad de proyecto. La Tabla 2 muestra los elementos del escenario a considerar y sus consecuencias.

La identificación de todos los escenarios razonables se llevará a cabo a través de entrevistas y/o encuestas con cada cliente del proyecto para evaluar el futuro plan energético del cliente del proyecto (planes en el cambio a un combustible con menor contenido de carbono, planes de incremento de eficiencia de generación en sitio, planes que influyan en la demanda de energía, en la capacidad de autogeneración, etc.). El objetivo de las entrevistas/encuestas es evaluar para cada cliente del proyecto el potencial para cambios en el tipo de combustible utilizado en sitio, eficiencia energética, capacidad de generación en sitio y niveles de demanda.

Evaluación del potencial por cambio de combustible: para todos los clientes del proyecto, el proponente del proyecto deberá evaluar el potencial de cambio de combustible bajo el escenario

de la línea base. Primero, el proponente del proyecto determina si el cambio de combustible es técnicamente factible utilizando el equipo/procesos existentes en la línea base. ¿El equipo existente es capaz de usar más de un combustible, sin mayor inversión de capital? Esto puede entonces verificarse durante la validación del proyecto. Si no, no se necesitan tomar consideraciones adicionales en el periodo dado y se asumirá el mismo combustible que se habría utilizado en el pasado. Si un cambio de combustible es una opción técnica justificada con el equipo existente, entonces el desarrollador del proyecto deberá monitorear anualmente parámetros que indiquen que el cambio de combustibles es también una opción logísticamente viable. ¿La instalación en cuestión tiene acceso a otras fuentes potenciales de combustible? (Proximidad a una línea de suministro de gas natural, red de suministro de combustible, etc.). Si el cambio de combustible no es una opción justificada, entonces no se necesitan consideraciones adicionales en el año dado del proyecto y se asumirá el mismo combustible que se habría utilizado en el pasado.

Los planes de autogeneración de cada cliente del proyecto, la actualización o el reemplazo del equipo de generación durante el periodo de acreditación deberán documentarse. El proponente del proyecto deberá tomar en cuenta la guía proporcionada anteriormente para equipo actualizado o que terminó su tiempo de vida.

Los proponentes del proyecto deberán tomar en cuenta los efectos de las políticas nacionales y sectoriales en cada escenario alternativo de la línea base. Cuando los clientes del proyecto tengan que cerrar sus instalaciones debido a las leyes vigentes (por razones de emisión, seguridad, etc.), se deberán considerar estos cambios en el escenario base. El desarrollador del proyecto proporcionará a la DOE la documentación del estado de la situación regulatoria que afecta potencialmente al proyecto en el país seleccionado concerniente a las unidades de autogeneración y a las nuevas plantas de generación.

PASO 2. Análisis de barreras

La sección de barreras de la última versión de la “Herramienta para la demostración y evaluación de adicionalidad” debe usarse para determinar el escenario más probable para la Instalación del Proyecto y para los Clientes individuales del Proyecto. Si la aplicación de la herramienta no es

concluyente, la alternativa más conservativa deberá escogerse como en el escenario de la línea base.

Tabla 2 Elementos del escenario.

Alternativa		Desarrollador del proyecto	Ciente del Proyecto	¿Cómo aplica la metodología si éste es el elemento del escenario más probable?
		Instalaciones del Proyecto en ausencia de la Actividad del Proyecto (MDL)	Fuentes de electricidad y/o calor en ausencia de la Actividad del Proyecto (MDL)	
Histórica	1	No Instalación del Proyecto.	El Cliente del Proyecto mantiene características históricas en términos de la elección del combustible, eficiencia del equipo, generación en sitio y compra a la red (generación en sitio limitada a la autogeneración) y tiempo de vida de los equipos en sitio (deben ser mayores al periodo de acreditación).	Como se describe en las ecuaciones.
	2a	No Instalación del Proyecto.	Es probable que el Cliente del Proyecto cambie a un combustible que emita menos GEI en la ausencia del Proyecto (por ejemplo, un cambio de petróleo a gas natural en la ausencia de la Actividad del Proyecto).	Tales Clientes del Proyecto deberán excluirse del Ámbito del proyecto después de la fecha o de la probable fecha de implementación del cambio de combustible.
El Cliente del Proyecto probablemente cambie la elección del combustible en la ausencia de la Actividad del Proyecto	2b	No Instalación del Proyecto.	Es probable que el Cliente de Proyecto cambie a un combustible que emita más GEI en la ausencia del Proyecto (por ejemplo, un cambio de petróleo a carbón en ausencia de la Actividad del Proyecto).	Como se describe en las ecuaciones.

Alternativa	Desarrollador del proyecto		Cliente del Proyecto	¿Cómo aplica la metodología si éste es el elemento del escenario más probable?
	Instalaciones del Proyecto en ausencia de la Actividad del Proyecto (MDL)	Fuentes de electricidad y/o calor en ausencia de la Actividad del Proyecto (MDL)		
El Cliente del Proyecto probablemente cambie la eficiencia en ausencia de la Actividad del Proyecto	3a	No Instalación del Proyecto.	Es probable que el Cliente del Proyecto incremente la eficiencia en la producción de electricidad/vapor fuera de la red en ausencia de la Actividad del Proyecto (por ejemplo, reemplazo de calderas, instalación de equipo de cogeneración, en ausencia de la Actividad del Proyecto).	Cada Cliente del proyecto será excluido del ámbito del proyecto después de la fecha de implementación de la mejora en la eficiencia.
	3b	No Instalación del Proyecto.	Es probable que el Cliente del proyecto disminuya la eficiencia en la producción de electricidad o vapor en ausencia de la Actividad del Proyecto.	Como se describe en las ecuaciones.
El cliente del proyecto probablemente cambie el consumo de energía en ausencia del Proyecto.	4	No Instalación del Proyecto.	Probablemente el consumo de energía en la línea base sea diferente de la eficiencia en el escenario del proyecto (eléctrica o térmica).	Como se describe en las ecuaciones.
Probablemente se suministre energía de fuentes externas al Cliente del Proyecto en ausencia de la Actividad del Proyecto.	5	La propuesta Actividad del Proyecto sin el MDL u otras fuentes externas de energía eléctrica/térmica suministrarán la demanda de energía del Cliente del Proyecto.	Probablemente se le suministrará vapor/electricidad al cliente del proyecto con fuentes externas en el escenario base.	La metodología no aplica si el cliente del proyecto demanda electricidad y/o vapor de fuentes externas a la actividad de proyecto o de la red.

5.1.6 Adicionalidad

La Adicionalidad deberá demostrarse usando la última versión de la **“Herramienta para la demostración y evaluación de adicionalidad”**. Deberán tomarse en cuenta los siguientes detalles como complemento de los pasos indicados en la Herramienta de Adicionalidad.

La adicionalidad deberá demostrarse para la Instalación del Proyecto y para los Clientes del Proyecto. Los participantes del Proyecto deberán documentar y probar que el cambio de combustible en ausencia del Proyecto no habría sido llevado a cabo por los Clientes del Proyecto.

Paso 1. Identificación de las alternativas para la Actividad del Proyecto de acuerdo a las leyes y regulaciones actuales.

Implementadas como se describe la “Herramienta para la demostración y evaluación de adicionalidad”.

No deberán incluirse en el Ámbito del proyecto los Clientes que requieran reemplazar autogeneración para cumplir con las normas correspondientes (por ejemplo, por razones de emisiones, seguridad, etc.). La DOE deberá verificar la documentación estableciendo la conformidad con la regulación aplicable a los Clientes del Proyecto incluida en el Ámbito del proyecto.

Paso 2. Análisis de inversión

Desarrollador del Proyecto: Si se usa el Análisis de Inversión, la tasa interna de retorno, IRR (por sus siglas en inglés de *Internal Rate of Return*), de todas las alternativas deberá estimarse y compararse para evaluar la adicionalidad. Si la IRR de la implementación del proyecto sin MDL es menor que otras alternativas y menor que el punto de referencia para la tasa de retorno dentro del país, entonces la implementación de la Instalación del Proyecto es adicional. El punto de referencia con el cual será comparado el IRR deberá establecerse como se describe en la Herramienta de Adicionalidad.

Si la Instalación del Proyecto es adicional ir al Paso 4, además, ir al Paso 3.

Clientes del Proyecto: Si se usa el Análisis de Inversión, el indicador para comparar las alternativas deberá ser el precio de la energía del Cliente del Proyecto en el sitio. Si el precio del Cliente del Proyecto es el más alto entre las alternativas, entonces el uso de la Instalación del Proyecto para suministrar energía al Cliente del Proyecto es adicional. Los participantes del Proyecto deberán usar datos para cada Cliente del Proyecto que asuma el análisis.

Si la compra de energía a la Instalación del Proyecto es la opción más costosa para el Cliente del Proyecto ir al Paso 4, además, ir al Paso 3.

Paso 3. Análisis de barreras

Los participantes del proyecto deberán seguir los siguientes sub pasos y la guía proporcionada en la “Herramienta para la demostración y evaluación de adicionalidad”.

Si se usa el Paso 3, determinar si la Instalación del Proyecto propuesta enfrenta barreras que:

- a) Impidan la implementación de este tipo de Actividades de Proyecto propuestas; y,
- b) Que no impidan la implementación de al menos una alternativa.

Estas barreras no están limitadas, pero pueden incluir:

Para la Instalación del Proyecto:

- Barreras de inversión: Se debe demostrar que:
 - Los participantes del proyecto no sean capaces de financiar la Actividad del Proyecto; y/o,
 - Existan barreras para acceder a un financiamiento externo; y/o,
 - Los recursos financieros disponibles se usarán por los participantes del proyecto para financiar otras prioridades financieras; y/o,

- Los riesgos de inversión en la Actividad del Proyecto son altos e impiden su implementación.

La justificación de las barreras anteriores deberá presentarse a la DOE y puede incluir:

- Un análisis del estado financiero de otra (s) compañía (s) de generación (estados de cuenta, registros de subsidios a los precios de electricidad, falta de pago de tasas, y otras incertidumbres referentes a los ingresos – como la inflación, causa real de la baja en tarifas, dañando los ingresos por utilidades, etc.);
 - Incapacidad de las compañías similar a la de los participantes del proyecto para incrementar los fondos en los mercados de capital, incapacidad de atraer inversionistas, etc.;
 - La Actividad del Proyecto propuesta no es prioridad tanto para la empresa de servicio público o los autogeneradores, basados en registros mostrando listas de prioridades de inversión y comparando con el criterio de la mínima inversión de la empresa.
- Disponibilidad del combustible:
- Es una limitación la disponibilidad de combustibles con menos contenido de carbono, como gas natural; y/o.
 - Altos costos de inversión por adelantado son una barrera, como el capital requerido para construir el ducto, la terminal del LGN (por sus siglas en inglés) u otra infraestructura; y/o,

- La disponibilidad limitada de combustible con menor contenido en carbono tiene como consecuencia una competencia por el combustible y por consiguiente afecta la rentabilidad del proyecto.²

La evidencia de que el cambio de combustible se enfrenta con barreras puede sustentarse con la tasa de cambio a un combustible con menor contenido de carbono de los autogeneradores basados en análisis o documentación pública disponible.

➤ Familiaridad:

- La instalación de proyecto propuesta para suministrar a dos o más clientes del proyecto fuera de red con electricidad o vapor, no es común. Para respaldar la barrera deberá realizarse un sondeo sobre el suministro de energía en la industria o información publicada.

➤ Tecnológica/Capacitación:

- Falta de personal capacitado para llevar a cabo las mediciones extensas y los servicios al cliente. Conservar a altos especialistas es difícil.

➤ Políticas:

- La ley prohíbe a productores independientes de energía suministrar a ciertas categorías de clientes que puedan aumentar el perfil de ingresos, así como ellos sólo pueden recibir energía del estado.

Consecuencia: Si el combustible está ampliamente disponible y los costos por adelantado no son prohibitivos, entonces el proyecto podría no ser considerado adicional.

² Sin embargo, en este caso, las fugas podrían ser considerables, y el PP podría necesitar analizar que el resultado de la indisponibilidad del gas pueda aumentar las emisiones en sitios competitivos.

Para los Clientes del proyecto: Las barreras que inhiban a los clientes del proyecto de cambiar combustibles y/o la energía proporcionada por la instalación del proyecto MDL, pueden incluir:

- Barreras de inversión:
 - Se requiere de inversiones significativas en el cambio a gas natural, como conexiones de ductos y/o modernización de calderas y otros equipos.
 - Para el acceso a la energía proveniente de la instalación del proyecto se requiere de inversión en líneas de transmisión de electricidad y vapor para los clientes del proyecto, las cuales son significativas y el proyecto MDL no puede o no está dispuesto para pagar.

- Disponibilidad del combustible:
 - Los combustibles de bajas emisiones de GEI no están disponibles para instalaciones industriales/comerciales fuera de la red y/o en dificultades para obtener contratos a largo plazo, lo que resulta en la incertidumbre en la disponibilidad del combustible.

El desarrollador del proyecto deberá seguir lo que resta del Paso 3 como se indica en la herramienta de Adicionalidad.

Paso 4. Análisis práctico común:

Implementado como se describe en la “Herramienta para la demostración y evaluación de adicionalidad”.

5.1.7 Emisiones de la línea base

Las emisiones en la línea base son la suma de las emisiones por generación de electricidad y emisiones por generación de vapor:

$$BE_y = BE_{IC,y} + BE_{ST,y} + BE_{GR,y} \dots (1)$$

Donde:

BE_y Emisiones del escenario base en el año 'y' (tCO₂). Calculadas abajo.

$BE_{IC,y}$ Emisiones anuales por la producción de electricidad que pudiera suministrarse a clientes individuales del proyecto en el año 'y' en el escenario base (tCO₂). Calculadas abajo en (a).

$BE_{ST,y}$ Emisiones anuales por la producción de vapor que pudiera suministrarse a clientes individuales del proyecto en el año 'y' en el escenario base (tCO₂). Calculadas abajo en (b).

$BE_{GR,y}$ Emisiones al año por la producción de electricidad que pudiera suministrarse a la red en el año 'y' en el escenario base (tCO₂). Calculadas abajo en (c).

(a) Emisiones por la producción de electricidad que pudiera suministrarse a clientes individuales del proyecto en el año 'y' en el escenario de la línea base

$$BE_{IC,y} = \sum_j \sum_i (EL_{BL,j,i,y} \cdot EEF_{BL,i,y}) \dots (2)$$

Donde:

$EL_{BL,j,i,y}$ Electricidad consumida por el cliente del proyecto 'i' de la instalación propuesta en el año 'y' elegible para certificar las reducciones de emisiones (MWh). Calculada abajo con la ecuación (3).

$EEF_{BL,i,y}$ Factor de emisión por electricidad del cliente del proyecto 'i' en el año 'y' (tCO₂/MWh). Calculado abajo con la ecuación (5).

La electricidad elegible para certificarse por reducción de emisiones está limitada a la capacidad máxima existente del cliente del proyecto, previa a la implementación de la actividad de proyecto, como se indica en las ecuaciones siguientes:

Comentario: Lo anterior es para evitar que se use el proyecto propuesto para aumentar la capacidad instalada en la línea base.

$$EL_{BL,j,i,y} = \min(EL_{PJ,j,i,y}, EL_{MG,i} - EL_{PCSG,i,y}) \dots (3)$$

Donde:

$EL_{PJ,j,i,y}$ Electricidad comprada por el cliente del proyecto 'i' a la instalación del proyecto propuesto 'j' en el año 'y' (MWh). Medida en la instalación del proyecto y/o en la instalación del cliente del proyecto.

$EL_{MG,i}$ Capacidad histórica total de generación de electricidad del equipo existente del cliente del proyecto 'i' antes de la implementación de la actividad de Proyecto (MWh). Calculada abajo con la ecuación (4).

$EL_{PCSG,i,y}$ Electricidad autogenerada por el cliente del proyecto 'i' en el año 'y' del periodo de acreditación (MWh). Medida en la instalación del cliente del proyecto 'i'.

La capacidad máxima del equipo de generación de electricidad del el cliente del proyecto antes de la implementación del proyecto propuesto, se calcula como:

$$EL_{MG,i} = \frac{\sum_n GC_{EL,i,n} \cdot (8760 - MDH_{EL,i,n})}{J_{EL,i,y}} \dots (4)$$

Donde:

$GC_{EL,i,n}$ Capacidad de placa del equipo existente 'n' de generación de electricidad del cliente del proyecto 'i' (MW). Dato proporcionado por el cliente del proyecto 'i'.

$MDH_{EL,i,n}$ Tiempo de paro promedio del equipo existente 'n' de generación de electricidad del cliente del proyecto 'i' antes de la implementación de la actividad de proyecto (h). Dato proporcionado por el cliente del proyecto 'i'.

$J_{EL,i,y}$ Número de instalaciones del proyecto 'j' que suministrarán electricidad en el año 'y' al cliente del proyecto simultáneamente (número). Se obtiene del cliente del proyecto 'i'.

El factor de emisión de CO₂ por electricidad del cliente del proyecto se calcula como:

$$EEF_{BL,i,y} = w_{SG,i} \cdot EF_{PC,SG,i,y} + w_{GR,i} \cdot EF_{PC,GR,i,y} \dots (5)$$

Donde:

- $w_{SG,i}$ Fracción de energía eléctrica consumida en sitio por el cliente del proyecto 'i' en la línea base que es autogenerada (fracción). Calculada abajo con la ecuación (6).
- $w_{GR,i}$ Fracción de energía eléctrica consumida en sitio por el cliente del proyecto 'i' en el año 'y' que se compra a la red (fracción). Calculada abajo con la ecuación (7).
- $EF_{PC,SG,i,y}$ Factor de emisión de CO₂ por autogeneración de electricidad del cliente del proyecto 'i' en el año 'y' (tCO₂/MWh). Calculado abajo con la ecuación (8).
- $EF_{PC,GR,i,y}$ Factor de emisión de la red conectada al cliente del proyecto 'i' en el año 'y' (tCO₂/MWh). Estimado usando el procedimiento descrito en la última versión aprobada de la "Herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico", haciendo $EF_{PC,GR,i,y} = EF_y$.

Las fracciones de electricidad autogeneradas en sitio son calculadas como:

$$w_{SG,j} = \frac{\sum_k EL_{SG,i,k}}{EL_{TC,i}} \dots (6)$$

$$w_{GR,i} = \frac{EL_{GR,i}}{EL_{TC,i}} \dots (7)$$

Donde:

- $EL_{SG,i,k}$ Electricidad autogenerada por el cliente del proyecto 'i' con el combustible 'k' durante los últimos 3 años previos a la implementación de la actividad de proyecto (MWh). Datos obtenidos del cliente del proyecto 'i'.
- $EL_{GR,i}$ Electricidad total obtenida de la red por el cliente del proyecto 'i' durante los últimos 3 años previos a la implementación de la actividad de proyecto (MWh). Obtenidos del

cliente del proyecto 'i'.

$EL_{TC,i}$ Electricidad consumida por el cliente del proyecto 'i' durante los últimos 3 años previos a la implementación de la actividad del proyecto (MWh). Obtenidos del cliente del proyecto 'i'.

El factor de emisión de CO₂ por autogeneración de electricidad de cada cliente del proyecto es:

$$EF_{PC,SG,i,y} = \frac{44}{12} \cdot \frac{\sum_k (CEF_{i,k} \cdot FC_{SG,i,k})}{\sum_k EL_{SG,i,k}} \dots (8)$$

Donde:

$CEF_{i,k}$ Factor de emisión de carbono del combustible 'k' utilizado por el cliente del proyecto 'i' para autogeneración de electricidad en el escenario base (tC/TJ). Obtenido del cliente del proyecto 'i' o de literatura técnica.

$FC_{SG,i,k}$ Consumo del combustible 'k' por el cliente del proyecto 'i' para autogeneración de electricidad en el escenario base (TJ). Calculado abajo con la ecuación (9).

Si el dato de consumo de combustible en la línea base es obtenido directamente del cliente del proyecto 'i', entonces:

$$FC_{SG,i,k} = F_{SG,i,k} \cdot NCV_{i,k} \dots (9)$$

Donde:

$F_{SG,i,k}$ Consumo de combustible 'k' por el cliente del proyecto 'i' para autogeneración de electricidad durante los últimos 3 años previos a la implementación de la actividad de proyecto (unidades de masa o volumen). Obtenidos del cliente del proyecto 'i'.

$NCV_{i,k}$ Poder calorífico del combustible 'k' utilizado por el cliente del proyecto 'i' en el escenario base (TJ/unidades de masa o volumen). Obtenidos del cliente del proyecto 'i' o de literatura técnica.

De otro modo, $FC_{SG,i,k}$ deberá calcularse como:

$$FC_{SG,i,k} = \frac{EL_{SG,i,k}}{\eta_{SG,i,k}} \dots (10)$$

Donde:

$\eta_{SG,i,k}$ Índice de consumo de combustible para autogeneración de electricidad por el cliente del proyecto 'i', con el combustible 'k', en el escenario base (MWh/TJ). Este parámetro deberá ser uno de los siguientes:

- i) El más alto índice de consumo de combustible medido del equipo de generación de electricidad con especificaciones similares; o,
- ii) El más alto de los valores de eficiencia proporcionados por dos o más fabricantes de equipo de generación de electricidad con especificaciones similares; o,
- iii) Máxima eficiencia del 100%, basada en valores netos caloríficos de combustibles.

(b) Emissiones por producción de vapor que pudiera suministrarse a clientes individuales del proyecto en el año 'y' en el escenario de la línea base

Se asume que el vapor es producido a temperatura y presión constantes.

$$BE_{ST,y} = \sum_j \sum_i (SC_{BL,j,i,y} \cdot SEF_{BL,i,y}) \dots (11)$$

Donde:

$SC_{BL,j,i,y}$ Vapor consumido por el cliente del proyecto 'i' proveniente de la instalación del proyecto propuesto 'j' en el año 'y' elegible para obtener la certificación de reducción de emisiones (TJ), calculado con la ecuación (12).

$SEF_{BL,i,y}$ Factor de emisión de CO₂ por generación de vapor del cliente del proyecto 'i' en el año 'y' (tCO₂/TJ). Calculado con la ecuación (15).

El vapor elegible para certificarse por reducción de emisiones está limitado a la capacidad máxima de generación del cliente del proyecto antes de la implementación de la actividad de proyecto:

$$SC_{BL,j,i,y} = \min(SC_{PJ,j,i,y}, SC_{MG,i} - SC_{PCSG,i,y}) \dots (12)$$

Donde:

$SC_{PJ,j,i,y}$ Vapor comprado por el cliente del proyecto 'i' a la instalación del proyecto propuesto 'j' en el año 'y' (TJ). Calculado abajo con la ecuación (13).

$SC_{MG,i}$ Capacidad histórica total de generación de vapor del equipo existente del cliente del proyecto 'i' previo a la implementación de la Actividad de Proyecto (TJ). Calculada con la ecuación (14).

$SC_{PCSG,i,y}$ Vapor total autogenerado por el cliente del proyecto 'i' durante el año 'y' del periodo de acreditación (MWh). Medido por el cliente del proyecto 'i'.

El vapor comprado por el cliente del proyecto 'i' a la instalación del proyecto propuesto 'j' en el año 'y' es calculado como:

$$SC_{PJ,j,i,y} = S_{PJ,j,i,y} \cdot EN_{PJ,i} \dots (13)$$

Donde:

$S_{PJ,j,i,y}$ Vapor comprado por el cliente del proyecto 'i' a la instalación del proyecto propuesto 'j' en el año 'y' (toneladas). Medido en la instalación del proyecto y/o en la instalación del cliente del proyecto 'i'.

$EN_{PJ,i}$ Entalpía específica del vapor comprado por el cliente del proyecto 'i' (TJ/toneladas). Este dato se obtendrá de tablas, usando la temperatura y presión del vapor comprado, medido en la instalación del cliente del proyecto 'i'.

La máxima capacidad de generación de vapor del equipo de generación del pre-proyecto se calcula como:

$$SC_{MG,i} = \frac{\sum_m GC_{ST,i,m} \cdot (8760 - MDH_{ST,i,m}) \cdot EN_{BL,i,m}}{J_{ST,i,y}} \dots (14)$$

Donde:

$GC_{ST,i,m}$ Capacidad de placa del equipo de generación de vapor 'm' existente en la instalación del cliente del proyecto 'i' antes de la implementación de la actividad de proyecto (toneladas/hora). Obtenido del cliente del proyecto 'i'.

$MDH_{ST,i,m}$ Tiempo de mantenimiento y tiempo de paro del equipo de generación 'm' existente en la instalación del cliente del proyecto 'i' antes de la implementación de la actividad de proyecto (horas). Obtenido del cliente del proyecto 'i'.

$EN_{BL,i,m}$ Entalpía específica del vapor generado por el equipo 'm' del cliente del proyecto 'i' (TJ/toneladas). Este dato se obtendrá de tablas, usando temperatura y presión del vapor medido del equipo del cliente del proyecto 'i'.

$J_{ST,i,y}$ Número de instalaciones del proyecto 'j' que suministrarán vapor al cliente del proyecto 'i' en el año 'y', simultáneamente (número). Obtenido del cliente del proyecto 'i'.

El factor de emisión por autogeneración de vapor $EF_{BL,ST,j,i,y}$ en la línea base, deberá calcularse como:

$$SEF_{BL,i,y} = \frac{44}{12} \cdot \frac{\sum_k (CEF_{i,k} \cdot FC_{ST,i,k})}{\sum_k HG_{ST,i,k}} \dots (15)$$

Donde:

$CEF_{i,k}$ Factor de emisión de carbono del combustible 'k' utilizado por el cliente del proyecto 'i' para autogeneración de vapor en el escenario de la línea base (tC/TJ). Obtenido del cliente del proyecto 'i' o de literatura técnica.

$FC_{ST,i,k}$ Consumo del combustible 'k' del cliente del proyecto 'i' para autogeneración de vapor en el escenario base (TJ), calculado en la ecuación (17).

$HG_{ST,i,k}$ Vapor autogenerado por el cliente del proyecto 'i' con el combustible 'k' en el escenario de la línea base (TJ). Calculado abajo en la ecuación (16).

El vapor autogenerado por el cliente del proyecto 'i' con el combustible 'k' en el escenario base es:

$$H_{ST,i,k} = H_{ST,i,k} \cdot EN_{BL,i} \dots (16)$$

Donde:

$H_{ST,i,k}$ Vapor autogenerado por el cliente del proyecto 'i' con el combustible 'k' en los últimos 3 años previos a la implementación de la actividad de proyecto (toneladas). Obtenido del cliente del proyecto 'i'.

El consumo del combustible 'k' utilizado por el cliente del proyecto para autogeneración de vapor en el escenario de la línea base es calculado como:

$$FC_{ST,i,k} = F_{ST,j,k} \cdot NCV_{i,k} \dots (17)$$

Donde:

$F_{ST,j,k}$ Cantidad de combustible 'k' utilizado por el cliente del proyecto 'i' para autogeneración de vapor en los últimos 3 años previos a la implementación de la actividad de proyecto (unidades de masa o volumen). Obtenido del cliente del proyecto 'i'.

$NCV_{i,k}$ Poder calorífico del combustible 'k' del cliente del proyecto 'i' en el escenario de la línea base (TJ/masa o volumen). Obtenido del cliente del proyecto 'i' o de literatura técnica.

De otro modo, $FC_{ST,i,k}$ deberá calcularse como sigue:

$$FC_{ST,i,k} = \frac{HG_{ST,i,k}}{\eta_{ST,i,k}} \dots (18)$$

Donde:

$\eta_{ST,i,k}$ Índice de consumo de combustible para autogeneración de vapor del cliente del proyecto 'i', con el combustible 'k' (TJ/TJ). Este parámetro deberá ser uno de los siguientes:

- i) El más alto índice de consumo de combustible medido del equipo de generación de electricidad con especificaciones similares; o,
- ii) El más alto de los valores de eficiencia proporcionados por fabricantes de equipo de generación de electricidad con especificaciones similares; o,
- iii) Máxima eficiencia del 100%, basada en valores netos caloríficos de combustibles.

(c) Emissiones por producción de electricidad que pudiera suministrarse a la red en el año 'y' en el escenario de la línea base

$$BE_{GR,y} = \sum_j EL_{PF,GR,j,y} \cdot EF_{PF,GR,j,y} \dots (19)$$

Donde:

$EL_{PF,GR,j,y}$ Electricidad suministrada a la red y/o a centros de distribución por la instalación del proyecto propuesto 'j' en el año 'y' (MWh). Medido en la instalación del proyecto 'j'.

$EF_{PF,GR,j,y}$ Factor de emisión de CO₂ para la red conectada a la instalación del proyecto 'j' y/o a los centros de distribución en el año 'y' (tCO₂/MWh). Estimado usando el procedimiento descrito en la última versión aprobada de la "Herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico" haciendo $EF_{PF,GR,j,y} = EF_y$.

5.1.8 Emisiones del proyecto propuesto

Las emisiones del proyecto propuesto se calculan como:

$$PE_y = \frac{44}{12} \cdot \sum_j \sum_k (FC_{PJ,PF,j,k,y} \cdot NCV_{j,k} \cdot CEF_{j,k}) \dots (20)$$

Donde:

PE_y	Emisiones de la actividad del proyecto (tCO ₂).
$FC_{PJ,PF,j,k,y}$	Combustible consumido (unidades de masa o volumen) del tipo 'k' en el año 'y' en las instalaciones del proyecto 'j'. Medido en la instalación del proyecto 'j'.
$NCV_{j,k}$	Poder calorífico del combustible fósil 'k' utilizado en la instalación del proyecto 'j' durante el periodo de acreditación (MJ/unidades de masa o volumen del combustible). Obtenido del cliente del proyecto 'j' o de literatura técnica.
$CEF_{j,k}$	Factor de emisión de carbono del combustible 'k' utilizado en la instalación del proyecto 'j' durante el año 'y' del periodo de acreditación (tC/TJ). Obtenido de la instalación del proyecto 'j' o de literatura técnica.

5.1.9 Emisiones fugitivas

Las fugas pueden ser resultado de la extracción, procesamiento, licuefacción, transportación, regasificación y distribución de los combustibles fósiles fuera del ámbito del proyecto. Esto incluye principalmente emisiones fugitivas de CH₄ y CO₂ del combustible asociado. En esta metodología, se consideran las siguientes fuentes:

- Emisiones fugitivas de CH₄ asociadas con la extracción, procesamiento, licuefacción, transportación, regasificación y distribución de los combustibles fósiles usados en la planta del proyecto y combustibles fósiles usados en la red en la ausencia de la actividad de proyecto.
- En el caso de que se use gas natural licuado (GNL) en la planta del proyecto: emisiones de CO₂ de la quema del combustible / consumo de electricidad asociado con la licuefacción, transporte, regasificación y compresión en el sistema de transmisión o distribución del gas natural.

Las emisiones fugitivas se calculan como:

$$LE_y = LE_{CH_4,y} + LE_{LNG,CO_2,y} \dots (21)$$

Donde:

LE_y	Fuga de emisiones (tCO ₂).
$LE_{CH_4,y}$	Fuga de emisiones debidas al flujo de CH ₄ en el año 'y' (tCO ₂). Calculado abajo en (a).
$LE_{LNG,CO_2,y}$	Fuga de emisiones debido a la combustión de combustibles fósiles / consumo de electricidad asociados con la licuefacción, transportación, regasificación y compresión del GNL en un sistema de transmisión o distribución de gas natural durante el año 'y' del periodo de acreditación (tCO ₂). Calculado abajo en (b).

Nótese que, hasta cierto punto el flujo de emisiones que tienen lugar en los países del Anexo I que han ratificado el Protocolo de Kyoto, del 1° de Enero de 2008 en adelante, deberán excluirse, si es posible técnicamente, del cálculo por fugas.

(a) Emissiones fugitivas de metano

Para determinar las emisiones fugitivas de metano asociadas con la producción – y en el caso del gas natural, el transporte y distribución de combustibles – los participantes del proyecto deberán multiplicar la cantidad de combustible consumido en las instalaciones del proyecto 'j' con un factor de emisión de metano para este flujo de emisiones.

$$LE_{CH_4,y} = \frac{44}{12} \cdot GWP_{CH_4} \cdot \sum_j \sum_k (FC_{PJ,PF,j,k,y} \cdot NCV_{j,k} \cdot EF_{CH_4,ups,k}) \dots (22)$$

Donde:

GWP_{CH_4}	Potencial de calentamiento global de CH ₄ (tCO ₂ /tCH ₄) válido para el periodo de compromiso. Obtenido del IPCC.
--------------	---

$EF_{CH_4,ups,k}$ Factor de emisión para emisiones fugitivas de metano, debidas a la producción, transporte y distribución del combustible 'k' (tCH_4/TJ).
Obtenidas de la instalación del proyecto 'j' o de la Tabla 3.

Si los datos nacionales son confiables y exactos para emisiones fugitivas de CH_4 asociadas con la producción y, en el caso del gas natural, al transporte y distribución, de los combustibles, están disponibles, los participantes del proyecto deberán utilizar este dato para determinar los factores promedio de emisión dividiendo la cantidad total de emisiones de CH_4 entre la cantidad de combustible producido o suministrado respectivamente³. Cuando los datos no estén disponibles, los participantes del proyecto podrán usar los valores por defecto proporcionados en la Tabla 3 de abajo. En este caso, el factor de emisión por la ubicación del proyecto deberá usarse, excepto en casos donde pueda mostrarse que el elemento relevante del sistema (producción de combustible y/o procesamiento/transporte/distribución) es predominantemente reciente e incorporado y operado con estándares internacionales, en cuyo caso deberán usarse los valores de US/Canadá. Notar que el factor de emisión por emisiones fugitivas para gas natural deberá incluir fugas por producción, procesamiento, transporte y distribución de gas natural, como se indica en la Tabla 3.

³ Los datos del inventario de GEI reportados en la UNFCCC como parte de la comunicación nacional pueden utilizarse donde por propuestas específicas del país (y no con los valores por defecto del IPCC) hayan sido utilizadas para estimar las emisiones.

Tabla 3. Factores de emisión por defecto de flujo de CH₄ fugitivo.

Actividad	Unidad	Factor de emisión por defecto	Referencia para el rango del factor de emisión subyacente en el Volumen 3 de las <i>Guías Revisadas de 1996 del IPCC</i>
Carbón			Ecuaciones 1 y 4, p. 1.105 y 1.110
Minería bajo tierra	t CH ₄ / kt carbón	13.4	
Minería en la superficie	t CH ₄ / kt carbón	0.8	Ecuaciones 2 y 4, p. 1.108 y 1.110
Petróleo			Tablas 1-60 a la 1-64, p. 1.129 - 1.131
Producción	t CH ₄ / PJ	2.5	
Transporte, refinación y almacenamiento	t CH ₄ / PJ	1.6	Tablas 1-60 a la 1-64, p. 1.129 - 1.131
Total	t CH ₄ / PJ	4.1	
Gas Natural			
USA y Canadá			
Producción	t CH ₄ / PJ	72	Tablas 1-60, p. 1.129
Procesamiento, transporte y distribución	t CH ₄ / PJ	88	Tablas 1-60, p. 1.129
Total	t CH ₄ / PJ	160	
Europa del Este y la antigua USSR			
Producción	t CH ₄ / PJ	393	Tablas 1-61, p. 1.129
Procesamiento, transporte y distribución	t CH ₄ / PJ	528	Tablas 1-61, p. 1.129
Total	t CH ₄ / PJ	921	
Europa del Oeste			
Producción	t CH ₄ / PJ	21	Tablas 1-62, p. 1.130
Procesamiento, transporte y distribución	t CH ₄ / PJ	85	Tablas 1-62, p. 1.130
Total	t CH ₄ / PJ	105	
Otros países exportadores de petróleo / Resto del mundo			
Producción	t CH ₄ / PJ	68	Tablas 1-63 y 1-64, p. 1.130 y 1.131
Procesamiento, transporte y distribución	t CH ₄ / PJ	228	Tablas 1-63 y 1-64, p. 1.130 y 1.131
Total	t CH ₄ / PJ	296	

Nota: Los factores de emisión en esta tabla se han derivado de los valores del IPCC proporcionados en el Volumen 3 de las Guías Revisadas de 1996 del IPCC, calculando el promedio del rango de los valores por defecto del IPCC.

(b) Emissiones de CO₂ del LNG

Si aplica, las emisiones de CO₂ por combustión / consumo de electricidad asociadas a la licuefacción, transportación, regasificación y compresión del GNL en un sistema de transmisión o distribución de gas natural, deberán estimarse multiplicando la cantidad de gas natural quemado en el proyecto con un apropiado factor de emisión, como sigue:

$$LE_{LNG,CO_2,y} = \frac{44}{12} \cdot \sum_j (FC_{LNG,j,y} \cdot NCV_{j,LNG} \cdot EF_{CO_2,ups,LNG}) \dots (23)$$

Donde:

$FC_{LNG,j,y}$	Cantidad de LNG consumido (unidades de masa o volumen) en el año 'y' en las instalaciones del proyecto 'j'. Medida en la instalación del proyecto 'j'.
$NCV_{j,LNG}$	Poder calorífico neto del gas natural utilizado en la instalación del proyecto 'j' durante el periodo de acreditación (MJ/unidades de masa o volumen del combustible). Obtenido de la instalación del proyecto 'j' o de literatura técnica.
$EF_{CO_2,ups,LNG}$	Factor de emisión por emisiones de CO ₂ debidas a la quema de combustibles fósiles / consumo de electricidad asociado a la licuefacción, transporte, regasificación y compresión del gas natural en un sistema de transmisión o distribución. Cuando los datos de emisiones de CO ₂ debidas a la quema de combustibles fósiles / consumo de electricidad asociado a la licuefacción, transporte, regasificación y compresión del gas natural en un sistema de transmisión o distribución, estén disponibles, los participantes del proyecto deberán usar estos datos para determinar un factor de emisión promedio. Cuando los datos no estén disponibles, los participantes del proyecto podrán asumir un valor por defecto de 6 tCO ₂ /TJ como una aproximación poco adecuada ⁴ (tCO ₂ /TJ).

⁴ Este valor se deriva de datos publicados por North American LNG. "Barclay, M. y N. Denton, 2005. Selección de procesos LNG fuera de costa. http://fwc.com/publications/tech_papers/files/LNJ091105p34-36.pdf (10 de Abril de 2006)".

5.1.10 Reducción de emisiones

La reducción de emisiones en tCO₂ se calcula como:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \dots (24)$$

5.1.11 Metodología de monitoreo

El contenido de carbono de las fuentes de combustible puede ser tomado del IPCC. Esta información deberá utilizarse en el caso de que los estudios científicos más recientes y certeros se produzcan y aprueben por la UNFCCC.

Las estadísticas oficiales de la compañía de generación y transmisión de electricidad se usan para determinar el coeficiente de la red. Esta información se recaba de la compañía, ya sea a nivel nacional, regional o local, como sea apropiado.

Los archivos de información se usan para fuentes de generación fuera de la red – para instalaciones individuales. Los medidores y las mediciones son relativamente sencillos y simples para determinar el total de electricidad generada y la cantidad de combustible utilizado para generar la electricidad.

Se asume que la información proporcionada por la red eléctrica y de las instalaciones individuales está disponible y es transparente, para calcular el coeficiente de carbono de electricidad y vapor que están siendo reemplazados por el proyecto.

Recopilación y nivel espacial de la información: la información se reúne a nivel nacional o regional de la red para determinar el margen combinado. La información local del generador fuera de la red y de los productores de vapor también se usa en la metodología. Para la recopilación de información, el desarrollador del proyecto debe tratar de conseguir información de tres años previos a la implementación del proyecto para determinar el factor de la línea base. Si esta información está disponible, el desarrollador del proyecto puede usar el promedio tCO₂/MWh para cada usuario fuera de la red en ese periodo. Si los tres años de información no están

disponibles, entonces el desarrollador del proyecto debe usar al menos un año completo de información (o dos si existe) y demostrar a la DOE que la información no existe. Esto cubre predominantemente casos donde el desarrollador del proyecto está instalando o actualizando medidores y/o sistemas colectores de información como parte del proyecto.

La información no representativa se incluye a menos de que haya un evento alejado. En caso de que el desarrollador del proyecto desee excluir la información no representativa deberán ser capaces de documentar porqué no fue incluida y esto deberá aprobarse durante la validación.

Evaluación de la incertidumbre de los parámetros clave/carácter conservador de los valores: dos supuestos clave para esta metodología son (1) la información proporcionada por la red eléctrica está disponible y es transparente; y (2) la información estará disponible, certera y transparente para calcular el coeficiente de electricidad y vapor de los autogeneradores reemplazados por el proyecto.

El desarrollador del proyecto tendrá que asegurar la certidumbre e integridad del set de información durante el año de medición para la línea base instalando, reparando y calibrando los medidores apropiadamente. La integridad/certeza de la información deberá ser relativamente fácil de verificar, y las reducciones de emisiones no serán incluidas si la evidencia no puede demostrarse claramente. El desarrollador del proyecto deberá obtener información sobre la medición en el proyecto y, tratar y establecer que la certeza de la medición es del 95% o mayor – y que los procedimientos de control de calidad son los apropiados en caso de medidores defectuosos y/o son modificables con fundamentos. La medición en el proyecto incluye:

- Medición de vapor y electricidad generados por cada cliente del proyecto antes de la implementación de la nueva actividad de proyecto;
- Medición de vapor y electricidad comprados por cada cliente del proyecto a la instalación del proyecto propuesto;
- Medición de la entrada de combustible utilizado para generación de vapor y electricidad en las instalaciones del proyecto;
- Medición de la entrada de combustible y de la salida de electricidad de las plantas conectadas a la red para calcular el margen combinado, así como la información para

determinar el margen de operación (OM, por sus siglas en inglés de *Operating Margin*) de despacho diario, en caso de que se use este método para el OM.

El cliente del proyecto será monitoreado para verificar la información proporcionada en su plan futuro de energía durante el estudio para identificar el escenario base. Cuando el cliente del proyecto continúe usando algún combustible fósil durante el periodo de acreditación, los cambios de combustible serán monitoreados a lo largo del periodo de acreditación. La información se validará por la DOE en las etapas de validación y verificación del proyecto propuesto. Si un cambio de combustible es una opción técnica legítima dado el equipo existente, entonces el desarrollador del proyecto deberá monitorear anualmente los parámetros que pudieran indicar que el cambio de combustible es también una opción logísticamente viable.

Cuando la información del IPCC está disponible, los proponentes del proyecto deberán tomar en consideración que la Junta Ejecutiva está de acuerdo en que los valores por omisión del IPCC deban utilizarse solo cuando la información de un país o proyecto específico no estén disponibles o sean difíciles de obtener.

5.1.12 Parámetros monitoreados y no monitoreados

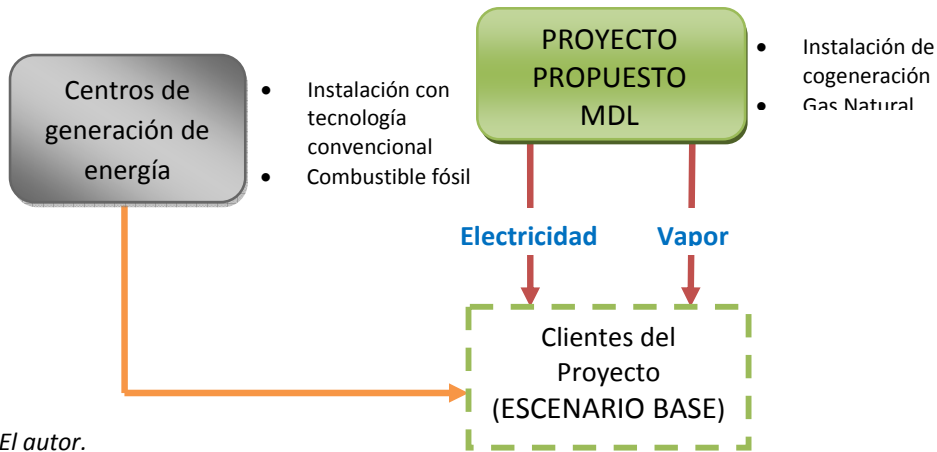
Las listas de los parámetros monitoreados y los no monitoreados durante el periodo de acreditación se encuentran en el Anexo 5.1 en la sección correspondiente. Ahí podrá encontrarse la información relacionada con las unidades, la descripción, la obtención, los procedimientos de medición, la frecuencia de monitoreo y otros comentarios respecto a cada variable involucrada en la metodología.

5.2 Aplicación a un caso hipotético de cogeneración

Con fines de ejemplificación del uso de la metodología AM0048, a continuación se describe un caso hipotético de una actividad de proyecto propuesto de cogeneración.

5.2.1 Descripción de la actividad de proyecto propuesto y escenario base

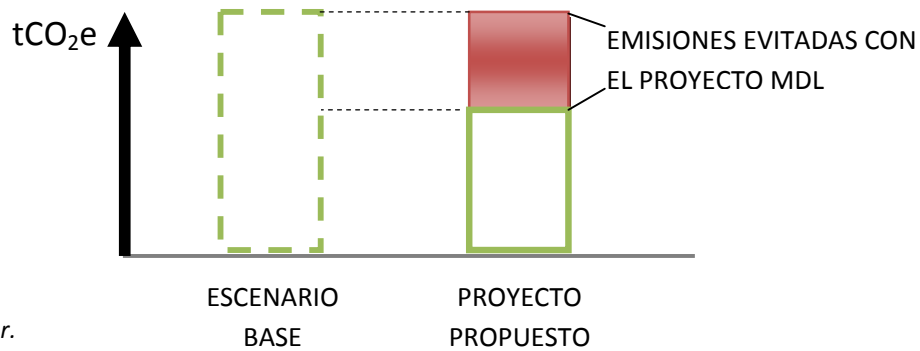
La actividad de proyecto propuesto incluye una nueva instalación de generación de electricidad y vapor mediante cogeneración a partir de un combustible fósil para suministrar energía a un centro de consumo. El centro de consumo es una planta de generación de energía mediante combustibles fósiles con tecnología convencional donde los equipos de generación serán desplazados y la nueva instalación de cogeneración le suministrará la energía necesaria; éste centro se convertirá en cliente del proyecto propuesto y escenario base. De este modo se desplazará de la red la generación de energía de clientes del proyecto con equipos ineficientes obteniendo reducciones de emisiones que no se tendrían en ausencia de la actividad de proyecto MDL (Figura 5.1).



Fuente: El autor.

Figura 5.1 Diagrama de bloques de la actividad de proyecto hipotético.

La reducción de emisiones se calcula siguiendo el procedimiento de la metodología AM0048 por lo que las reducciones netas de emisiones con la implementación del proyecto propuesto son prácticamente las que resultan de la **diferencia entre las emisiones en el escenario base y las emisiones del proyecto propuesto** (Figura 5.2).



Fuente: El autor.

Figura 5.2 Emisiones evitadas con el Proyecto MDL.

5.2.2 Metodología de la aplicación

El cálculo de las reducciones de emisiones se realiza con la ecuación (24) de la metodología:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Esta ecuación implica el cálculo previo de:

- 1) Las emisiones en el escenario de la línea base (BE_y)
- 2) Las emisiones del proyecto propuesto (PE_y)
- 3) Las emisiones por fugas (LE_y)

1) Emisiones en el escenario de la línea base

Teniendo en cuenta lo anterior, se identifica el escenario para la línea base, es decir, los datos técnicos de generación de energía del cliente del proyecto antes de la implementación del proyecto propuesto (Tabla 5.1).

Tabla 5.1 Características técnicas en el escenario base (caso hipotético).

Concepto	Valor
Tecnología	Convencional
Combustible	Gas Natural
Capacidad del turbogenerador 1	26 MW
Capacidad del turbogenerador 2	38.5 MW
Generación promedio anual del turbo 1	70.5 GWh
Generación promedio anual del turbo 2	109.9 GWh
Consumo de combustible promedio anual del centro	7 mmpcd
Poder calorífico	8 469.09 kcal/m ³
Factor de emisión	56.1 tCO ₂ /TJ
Autogeneración promedio anual	180.5 GWh
Consumo de energía	241.8 GWh
Compra de energía a la red	47.5 GWh

Como indica la metodología este cálculo se realiza como la suma de las emisiones debidas a la producción de electricidad, producción de vapor y a la electricidad suministrada a la red (Figura 5.3).



Fuente: El autor.

Figura 5.3 Emisiones en el escenario base.

2) Emisiones del proyecto propuesto

El cálculo de las emisiones del proyecto propuesto se realiza conociendo el combustible que se utilizará en la nueva instalación, el poder calorífico y el factor de emisión del mismo.

3) Emisiones por fugas

Las fugas consideradas por la metodología son las asociadas a la producción del combustible fósil y, en caso del gas natural, las emisiones asociadas a la licuefacción, transporte, regasificación y compresión del gas natural.

5.2.3 Análisis de premisas y supuestos

Para la aplicación de la metodología se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

1) Para las emisiones en el escenario de la línea base

Emisiones por producción de electricidad

Variable	Nomenclatura [Unidades]	Origen	Valor	Observaciones
Electricidad comprada a la nueva instalación	$EL_{PJ,j,i,y}$ [MWh]	Cliente del proyecto	262,002	Dato supuesto
Datos de placa del equipo de generación de electricidad	$GC_{EL,i,n}$ [MW]	Cliente del proyecto	26	Dato supuesto
			38.5	
Tiempo de paro del equipo de generación de electricidad	$MDH_{EL,i,n}$ [h]	Cliente del proyecto	4,060	Previo a la implementación
			4,124	
Número de instalaciones del proyecto propuesto que suministrarán electricidad	$J_{EL,i,y}$ [1]	Cliente del proyecto	1	Dato supuesto
Electricidad autogenerada	$EL_{PCSG,i,y}$ [MWh]	Cliente del proyecto	262,004	Dato supuesto
Electricidad autogenerada	$EL_{SG,i,k}$ [MWh]	Cliente del proyecto	541,465	3 años previos a la implementación
Consumo de electricidad	$EL_{TC,i}$ [MWh]	Cliente del proyecto	725,609	3 años previos a la implementación
Electricidad comprada a la red	$EL_{GR,i}$ [MWh]	Cliente del proyecto	184,144	3 años previos a la implementación
Factor de emisión del combustible para autogeneración eléctrica	$CEF_{i,k}$ [tC/TJ]	Cliente del proyecto	16	Obtenido de literatura técnica
Consumo de combustible para autogeneración eléctrica	$F_{SG,i,k}$ [unidades de masa o volumen]	Cliente del proyecto	30,879,735 [m ³]	3 años previos a la implementación*
Poder calorífico del combustible utilizado	$NCV_{i,k}$ [TJ/masa o volumen]	Cliente del proyecto	3.55×10^{-5}	Obtenido de literatura técnica o Promedio
Factor de emisión de la red	$EF_{PC,GR,i,y}$ [tCO ₂ /MWh]	Dato de CFE	0.5328	Dato estimado con el procedimiento descrito en la "Herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico".

* Dato supuesto a partir de que, de la energía térmica del combustible, aproximadamente el 33% es para generación de electricidad.

Emisiones por producción de vapor

Variable	Nomenclatura	Origen	Valor	Observaciones
Vapor comprado a la nueva instalación	$S_{PJ,j,i,y}$ [ton]	Ciente del proyecto	970,440	En el año 'y' Dato supuesto
Entalpía específica del vapor comprado	$EN_{PJ,i}$ [TJ/ton]	Tablas de vapor	0.0039	A temperatura y presión del vapor comprado* (datos obtenidos del cliente del proyecto)
Datos de placa del equipo de generación de vapor	$GC_{ST,i,m}$ [ton/h]	Cliente del proyecto	50	Dato supuesto
			70	
Tiempo de paro del equipo de generación de vapor	$MDH_{ST,i,m}$ [h]	Cliente del proyecto	4,060	Previo a la implementación
			4,124	
Entalpía específica del vapor generado	$EN_{BL,i,m}$ [TJ/ton]	Ciente del proyecto	0.004	A temperatura y presión del vapor generado** (datos obtenidos del cliente del proyecto)
Número de instalaciones del proyecto propuesto que suministrarán vapor	$J_{ST,i,y}$ [1]	Ciente del proyecto	1	Dato supuesto
Vapor autogenerado	$SC_{PCSG,i,y}$ [MWh]	Ciente del proyecto	0.2	Dato supuesto***
Factor de emisión del combustible para autogeneración eléctrica	$CEF_{i,k}$ [tC/TJ]	Ciente del proyecto	16 (tC/TJ)	Obtenido de literatura técnica
Consumo de combustible para autogeneración de vapor	$F_{ST,j,k}$ [unidades de masa o volumen]	Ciente del proyecto	62,695,219 [m ³]	3 años previos a la implementación
Poder calorífico del combustible utilizado	$NCV_{i,k}$ [TJ/masa o volumen]	Ciente del proyecto	3.55×10^{-5}	Obtenido de literatura técnica o Promedio
Vapor autogenerado	$H_{ST,i,k}$ [ton]	Ciente del proyecto	1,678,560	3 años previos a la implementación

* Vapor a 104 kg/cm² y 444°C (Datos supuestos).

** Dato supuesto partiendo de que la entalpía del vapor generado en el centro de consumo es mayor que la del vapor comprado a otra instalación.

*** Dato supuesto a partir de que, de la energía térmica del combustible, aproximadamente el 67% es para generación de vapor.

Emissiones por la electricidad suministrada a la red

Variable	Nomenclatura	Origen	Valor	Observaciones
Electricidad suministrada a la red	$EL_{PF,GR,j,y}$ [MWh]	Instalación del proyecto	0	Dato supuesto
Factor de emisión de la red	$EF_{PC,GR,i,y}$ [tCO ₂ /MWh]	Dato de CFE	0.5328	Dato estimado con el procedimiento descrito en la "Herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico".

2) Emisiones del proyecto propuesto

Variable	Nomenclatura	Origen	Valor	Observaciones
Cantidad de combustible consumido	$FC_{PJ,PF,j,k,y}$ [unidades de masa o volumen]	Instalación del proyecto	32,200,000 [m ³]	Dato supuesto
Poder calorífico del combustible utilizado	$NCV_{j,k}$ [MJ/masa o volumen]	Instalación del proyecto	35.45	Obtenido de literatura técnica
Factor de emisión del combustible	$CEF_{j,k}$ [tC/TJ]	Instalación del proyecto	16	Obtenido de literatura técnica

3) Emisiones por fugas

Emissiones fugitivas de CH₄ asociadas a la producción del combustible fósil

Variable	Nomenclatura	Origen	Valor	Observaciones
Potencial de calentamiento global de CH ₄	GWP_{CH_4} [tCO ₂ /tCH ₄]	Dato del IPCC	23	Válido para el periodo de compromiso
Cantidad de combustible consumido	$FC_{PJ,PF,j,k,y}$ [unidades de masa o volumen]	Instalación del proyecto	929,655,000 [m ³]	Dato supuesto
Poder calorífico del combustible utilizado	$NCV_{j,k}$ [MJ/masa o volumen]	Instalación del proyecto	35.45	Obtenido de literatura técnica
Factor de emisión para emisiones fugitivas de metano	$EF_{CH_4,ups,k}$ [tCH ₄ /TJ]	Instalación del proyecto	0.296	También se puede obtener de la Tabla 3

Emisiones asociadas al gas natural.

Variable	Nomenclatura	Origen	Valor	Observaciones
Cantidad de GNL consumido	$FC_{LNG,j,y}$ [unidades de masa o volumen]	Instalación del proyecto	929,655,000 [m ³]	Dato supuesto
Poder calorífico neto del gas natural	$NCV_{j,LNG}$ [MJ/masa o volumen]	Instalación del proyecto	35.45	Obtenido de literatura técnica
Factor de emisión para emisiones fugitivas de CO ₂	$EF_{CO_2,ups,LNG}$ [tCO ₂ /TJ]	Dato publicado por North America LNG	6	Valor por defecto

5.2.4 Cálculo de emisiones

Los datos utilizados para la aplicación de la metodología se encuentra en el Anexo 5.2 de este documento.

5.3 Resultados

Los resultados que se muestran a continuación se obtuvieron al aplicar el procedimiento de cada parte de la metodología. Se utilizaron las premisas y supuestos del ejemplo propuesto.

5.3.1 Emisiones en la línea base

$$BE_y = BE_{IC,y} + BE_{ST,y} + BE_{GR,y} = 18\,500 \text{ tCO}_2 \quad \dots (1)$$

5.3.2 Emisiones del proyecto propuesto

$$PE_y = \frac{44}{12} \cdot \sum_j \sum_k (FC_{PJ,PF,j,k,y} \cdot NCV_{j,k} \cdot CEF_{j,k}) = 10\,930 \text{ tCO}_2 \quad \dots (20)$$

5.3.3 Fugas de emisiones

$$LE_y = LE_{CH_4,y} + LE_{LNG,CO_2,y} = 1\,385 \text{ tCO}_2 \dots (21)$$

5.3.4 Reducción de emisiones

$$\begin{aligned} ER_y &= BE_y - PE_y - LE_y = 18\,500 - 10\,930 - 1\,385 \text{ (tCO}_2\text{)} \\ &= 6\,185 \text{ tCO}_2 \dots (24) \end{aligned}$$

Conclusiones

La metodología AM0048 se conforma de tres partes esenciales: la aplicabilidad, la metodología para la línea base y la metodología de monitoreo. Estas partes son generales para las demás metodologías, sin embargo en el contenido encontramos que las condiciones de aplicabilidad abarcan proyectos nuevos de cogeneración a base de combustibles fósiles que mejoren la eficiencia de las plantas mediante la sustitución de equipos ineficientes y por lo tanto reduzcan las emisiones contaminantes a la atmósfera. Esta metodología sólo contempla las emisiones de CO₂.

A lo largo de la metodología para la línea base encontramos que la energía consumida por el cliente del proyecto, el consumo de combustible para generación de electricidad y vapor, el poder calorífico del combustible utilizado y los factores de emisión, son variables clave para el cálculo de emisiones en el escenario de referencia.

Esta metodología sólo considera las emisiones fugitivas de CH₄ y CO₂ a causa de los procesos por los que pasa el combustible antes de su utilización para la generación de energía.

Las emisiones de CO₂ evitadas en el ejemplo de aplicación fueron del 33%, de las emitidas en escenario de referencia y equivalentes a 6 185 tCO₂.

La metodología AM0048 puede aplicarse a proyectos que sustituyan a uno o más centros de generación, también a proyectos que utilicen más de un combustible fósil para generación de energía, a complejos que cuenten con una o varias unidades de generación y a proyectos en los que se implementen una o varias instalaciones nuevas.

CONCLUSIONES GENERALES

Con el desarrollo de este trabajo de tesis podemos concluir que las emisiones de GEI de un proyecto de cogeneración propuesto bajo los lineamientos del MDL, pueden calcularse a través de diversas metodologías aprobadas, dependiendo del sector en el que se encuentre el proyecto, la escala del mismo, el combustible utilizado y las condiciones propias del proyecto. Con lo anterior, podrá decidirse cuál metodología es la adecuada. En algunos casos, la metodología podrá proponerse por los desarrolladores del proyecto; en otros, podrán utilizarse, incluso, dos metodologías.

Adicionalmente se concluye lo siguiente:

El cambio climático es un fenómeno evidente que ocurre a nivel mundial y su proceso es acelerado por la actividad humana. Los GEI concentrados en la atmósfera, en particular la concentración de CO₂, ha sido la principal preocupación de los estudiosos del clima ya que provoca un incremento en la temperatura global promedio del aire y de los océanos.

Los organismos que dictan las medidas y estrategias a tomar en torno al clima deben tener en cuenta que no todas las regiones tienen la misma capacidad de mitigación y adaptación al mismo, por lo que la vulnerabilidad al cambio climático es un factor determinante para establecer las políticas mundiales.

En la extracción de combustibles fósiles, el carbón tiene un impacto significativo en todos los ámbitos, los cuales podrían reducirse con las medidas y tecnología adecuadas. De igual forma, el impacto que provocan los derrames de petróleo es controlable por el hombre. En cuanto a la extracción del uranio, debido a su naturaleza, la minimización de sus impactos, hasta cierto punto, queda fuera del alcance del hombre.

En la transformación de la energía el impacto más importante tiene que ver con el tema del calentamiento global y las emisiones a la atmósfera. Si queremos resolver el problema del clima, las plantas de carbón deberán ser la última opción. El uso del carbón como fuente primaria cada vez será menor con el uso de nuevas tecnologías y con los precios de emitir carbono al ambiente,

por lo que la intensidad del carbón será un factor que lo defina como fuente de energía. Un productor de energía puede reducir sus emisiones de carbono a la mitad usando gas natural, mientras que el costo del carbón exceda el de la obtención del gas. Si lo anterior sucede, el cambio de carbón a gas se vuelve inevitable.

En la utilización de la energía, nuevamente los impactos más severos son por las fuentes de origen fósil y el daño es directamente a la atmósfera.

Los menores impactos, aunque también son considerables, surgen de las fuentes renovables de energía, los cuales pueden disminuirse al hacer un uso racional del recurso.

Es necesario establecer medidas, normas, políticas, certificaciones y estándares en materia de eficiencia energética para impulsar la práctica de ahorro de energía. El sector energético y el industrial son los sectores potenciales de ahorro para contribuir al cambio climático.

Los sistemas de cogeneración pueden implementarse para sustituir sistemas ineficientes a gran y pequeña escala. Existen diversas tecnologías de cogeneración que pueden utilizarse dependiendo de los requerimientos de energía y de los procesos que requieran energía térmica y eléctrica.

Una de las principales ventajas de la cogeneración es que vuelve más eficientes los sistemas de generación de energía y ligado directamente a ello se encuentra la reducción de las emisiones contaminantes a la atmósfera.

La cogeneración se contempla en los lineamientos del Protocolo de Kyoto y su Mecanismo de Desarrollo Limpio. Existen diversas metodologías para proyectos a gran y pequeña escala de cogeneración con las que puede demostrarse que un proyecto de cogeneración reduce las emisiones contaminantes en mayor grado que si se generara de la forma usual. De este modo se logran beneficios económicos en países en desarrollo y se contribuye con el abatimiento del calentamiento global.

La situación actual de los proyectos de cogeneración registrados como MDL nos indica que el uso de esta técnica de generación de energía es una forma adecuada de reducir las emisiones ya sea con proyectos a gran escala o por medio de conjuntos de proyectos de pequeña escala.

El procedimiento para aplicar una metodología de cogeneración es el mismo que para otros tipos de proyectos, la elección del escenario base, la demostración de la adicionalidad, el análisis de barreras y el de inversión, son fundamentales para el buen desarrollo de un proyecto candidato a obtener los bonos de carbono.

Una ventaja de la cogeneración es que existen metodologías aplicadas a estos proyectos con distintas fuentes primarias. En general, las metodologías aplican para cambios de combustible, ya sea de un combustible fósil a biomasa o de un combustible fósil a otro con menor contenido de carbono, desplazando de este modo la generación energía con mayores emisiones asociadas. Algunas metodologías descartan, por simplicidad, las emisiones de CH₄ y N₂O. También se proponen actividades de proyecto relacionadas con la sustitución de equipo y mejora en la eficiencia.

Las metodologías actualmente activas son muy claras en cuanto su aplicabilidad y desarrollo, cada vez, los expertos encuentran una mejor manera de agruparlas y consolidarlas haciendo más general su campo de aplicación.

El análisis de inversión es muy importante para los interesados ya que de esta manera se puede conocer si aún habiendo una opción más rentable, el proyecto propuesto es viable por su margen de recuperación y por las emisiones evitadas.

Para la aplicación de una metodología se propuso un ejemplo donde se plantean características generales del mismo como: el sector, la escala y la fuente de energía primaria, así como características muy específicas que se determinan en las condiciones de aplicabilidad de la metodología en particular.

A lo largo de la metodología para la línea base encontramos que la energía consumida por el cliente del proyecto, el consumo de combustible para generación de electricidad y vapor, el poder

calorífico del combustible utilizado y los factores de emisión, son variables clave para el cálculo de emisiones en el escenario de referencia.

Se obtuvo una reducción global de emisiones de CO₂ del 33%, equivalente a un monto de emisiones totales reducidas de 6 185 tCO₂.

La metodología AM0048 puede aplicarse a proyectos que sustituyan a uno o más centros de generación, también a proyectos que utilicen más de un combustible fósil para generación de energía, a complejos que cuenten con una o varias unidades de generación y a proyectos en los que se implementen una o varias instalaciones nuevas.

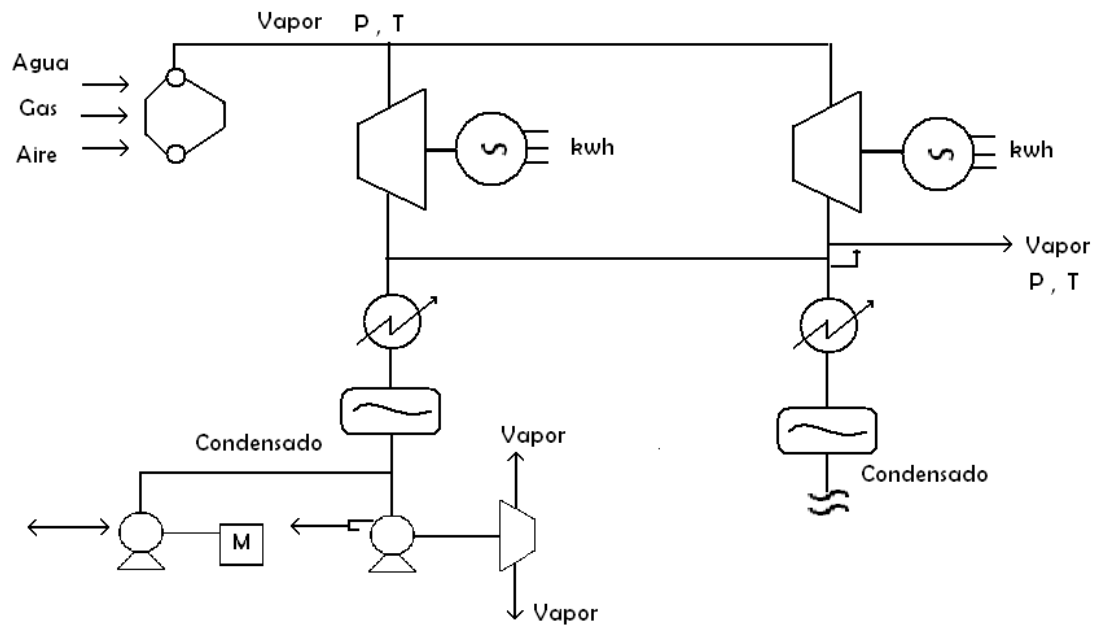
Con el trabajo presentado se hacen más accesibles los conocimientos respecto al tema, se da una idea general del porqué de la aplicación del MDL como medida para mitigar el cambio climático, en particular aplicado a proyectos de cogeneración que son una forma adecuada para disminuir emisiones de GEI, todo esto ligado a hacer un uso eficiente de la energía primaria.

Además, se abre la pauta para un estudio de mayor profundidad en relación a la aplicación del MDL y en específico de las metodologías de cálculo de emisiones de GEI, no solo para proyectos de cogeneración sino también para proyectos de energías renovables que, al igual que la técnica de cogeneración, permiten la reducción significativa de GEI. Al estudiar con profundidad estas metodologías, podemos darnos cuenta de la gama de posibilidades de proyectos de generación de energía eléctrica que nos permiten tanto ahorrar energía, como hacer un uso más inteligente de las fuentes primarias obteniendo los beneficios que el MDL implica.

Anexos

Anexo 3.1

Turbina de vapor con extracción

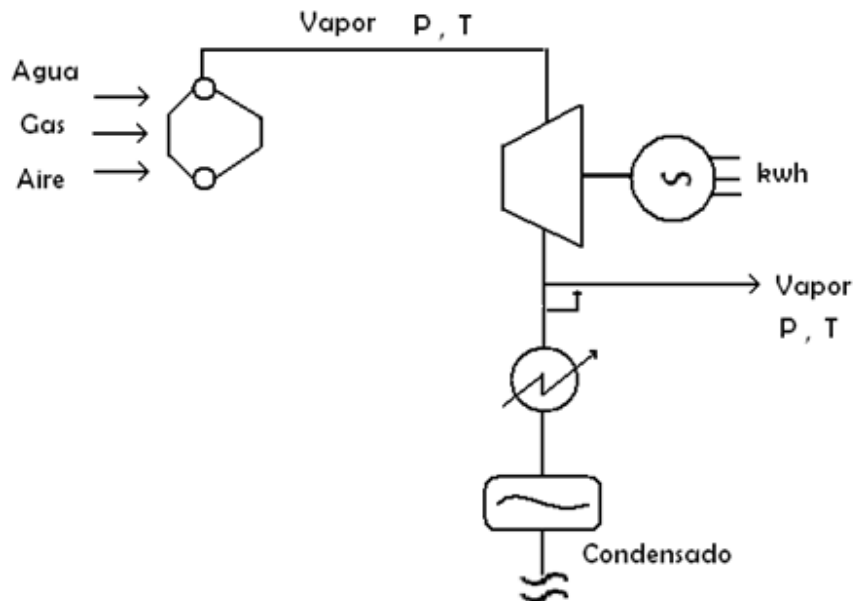


$$n = \frac{EE + E_{\text{vapor}} + E_{\text{condensado}}}{E_{\text{gas}}}$$

$$\text{Energía del condensado} = (\text{flujo})(\text{Entalpía del condensado})$$

Anexo 3.2

Turbina de vapor sin extracción

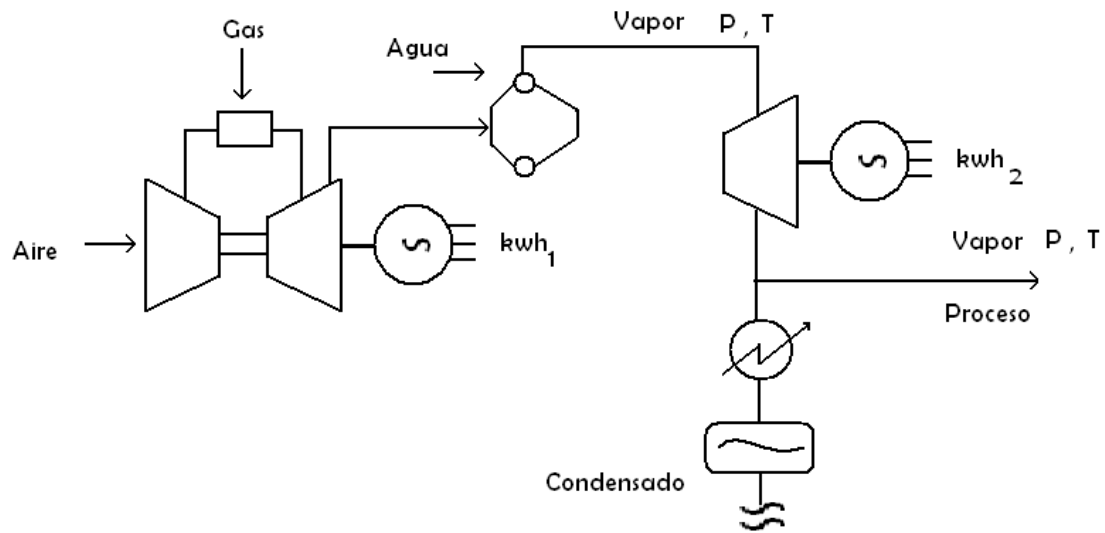


$$n = \frac{EE + Evapor}{Egas}$$

Energía del condensado = (flujo)(Entalpía del condensado)

Anexo 3.3

Turbina de gas con recuperador de calor

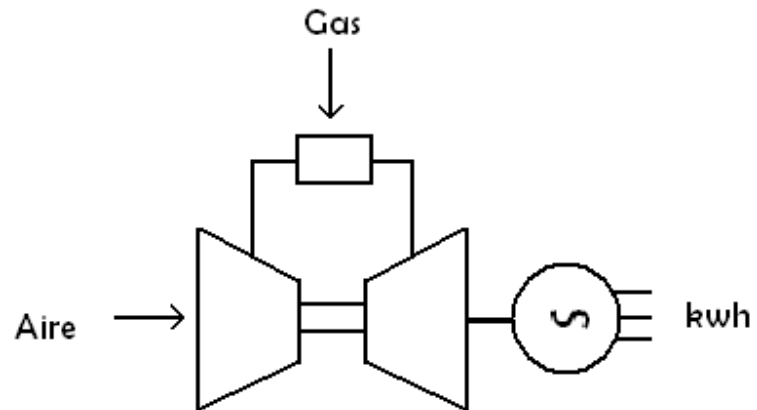


$$n = \frac{EE1 + EE2 + \text{Evapor}}{E_{\text{gas}}}$$

$$\text{Evapor} = (\text{flujo})(\text{Entalpía})$$

Anexo 3.4

Turbina de gas a ciclo abierto



$$n = \frac{EE}{E_{gas}}$$

$$E_{gas} = (\text{flujo})(\text{Poder calorífico del gas})$$

Anexo 3.5

Metodología para calcular la eficiencia en la producción de electricidad

La IEA calcula los indicadores de eficiencia por tipo de combustible separadamente, después obtiene un indicador para todos los combustibles fósiles.

En los siguientes puntos se da un panorama de los valores de eficiencia promedio globales calculados por la IEA para combustibles fósiles. Los datos son del año 2007 y provienen de las estadísticas de la IEA y de la información proporcionada por la OECD. Las entradas de energía para plantas generadoras solo de electricidad y para plantas de cogeneración se basan en los poderes netos caloríficos y las salidas de energía se definen como la producción bruta de calor y electricidad. En el caso de solo electricidad, se define como la electricidad producida incluyendo el consumo de electricidad auxiliar y las pérdidas en los transformadores en la central.

La metodología usada se basa en Graus et al, 2007 and Phylipsen et al, 1998 (IEA, 2008) y se define como:

$$E = (P + sH) / I$$

Donde:

- P Producción de electricidad de plantas eléctricas y de cogeneración públicas
- H Calor aprovechable de plantas de cogeneración públicas
- s Factor de corrección entre calor y electricidad, definido como la reducción de producción de electricidad por unidad de calor extraído
- I Entrada de combustible en plantas eléctricas y de cogeneración públicas

Las plantas de cogeneración son más eficientes en términos del uso de energía primaria, comparadas con la producción de calor y electricidad por separado. La extracción del calor causa que la eficiencia en la producción de electricidad disminuya y la pérdida de eficiencia depende de la temperatura del calor extraído, es por eso que se aplica un factor de corrección (s). Para los siguientes porcentajes de eficiencias se utilizó un valor de 0.175 para s. Cabe mencionar que cuando el calor se entrega a altas temperaturas este valor es significativamente mayor. En general, el calor entregado a las industrias a altas temperaturas es poco en la mayoría de los países.

Anexo 5.1

Metodología AM0048 – Versión en inglés

“Nuevas instalaciones de cogeneración que suministrarán vapor y/o electricidad a múltiples clientes y desplazarán fuera de la red la generación de vapor y electricidad con combustibles con mayor contenido de carbono”.

New cogeneration facilities supplying electricity and/or steam to multiple customers and displacing grid/off-grid steam and electricity generation with more carbon-intensive fuels (UNFCCC, 2007).



- To the existing capacity available at project customers previous to the implementation of the project activity.
- Project customers that do not co generate steam and electricity currently and/or in the baseline scenario.
- Only to project customers that ensure that the equipment displaced by the project activity will not be sold or used for other purposes.

II. BASELINE METHODOLOGY

Project boundary

The project boundary includes the site of the project facility(s) and the sites of all project customer(s).

Table 1: Emissions sources included in or excluded from the project boundary

	Source	Gas	Included?	Justification / Explanation
Baseline	Combustion of fossil fuels to produce steam and electricity at the project customers and at the grid	CO ₂	Yes	Main emission source in the combustion of fossil fuels.
		CH ₄	No	Excluded for simplification.
		N ₂ O	No	Excluded for simplification.
Project Activity	Combustion of fossil fuels to produce steam and electricity at the project facility(s)	CO ₂	Yes	Main emission source in the combustion of fossil fuels.
		CH ₄	No	Excluded for simplification.
		N ₂ O	No	Excluded for simplification.

Procedure for estimating the remaining lifetime of the equipment included in the project boundary

As the project activity involves the replacement of existing equipment or facilities, project participants shall take into account, as per guidance provide in EB 22 Annex 2, that the existing equipment could have been replaced in the absence of the project activity during the crediting period. In order to estimate the date when the existing equipment would need to be replaced in the absence of the CDM, the following approaches shall be taken into account:



Approved baseline and monitoring methodology AM0048

“New cogeneration facilities supplying electricity and/or steam to multiple customers and displacing grid/off-grid steam and electricity generation with more carbon-intensive fuels”

I. SOURCE AND APPLICABILITY

Source

This methodology is based on NM0141-rev “Displacing grid/off-grid steam and electricity generation with less carbon-intensive fuels”, whose baseline study and project design document were prepared by Quality Tonnes.

For more information regarding the proposal and its consideration by the Executive Board please refer to case NM0141-rev on <http://cdm.unfccc.int/goto/MPappmeth>.

This methodology also refers to the latest version of the “Tool for the demonstration and assessment of additionality” agreed by the Executive Board and available at the UNFCCC website.¹

Selected approach from paragraph 48 of the CDM modalities and procedures

“Actual or historical emissions, as applicable”

Definitions

The following definitions apply for this methodology:

Project facility: fossil-fuel-based new cogeneration facility developed as a project activity to supply electricity and/or steam directly to two or more industrial, commercial and/or residential entities.

Project customer: industrial, commercial and/or residential entity receiving electricity and/or steam from the project facility. This may include the grid operator and other distribution entities that supply to localized grids. Clusters of smaller residential or commercial customers can be considered as a single project customer.

Applicability

This methodology applies to:

- Fossil-fuel-fired cogeneration project activities that supply steam and electricity generation to multiple project customers, including both grid and off-grid applications.
- If a project customer is expected to undertake, or during the crediting period undertakes, replacement and/or have major repair and maintenance of on-site electricity and/or steam equipment during the project lifetime which might result in fuel switch and/or changes in efficiency they shall be excluded from the project activity after the likely or actual date of the replacement or major repair and maintenance as per Table 2.

¹ Please refer to: <http://cdm.unfccc.int/goto/MPappmeth>



Data/parameter:	<i>STI_{fuel,y}</i>
Data unit:	Tonne
Description:	Steam purchased by the project customer 'i' from the proposed project facility 'j' in year 'y'.
Source of data:	Measured at the project facility 'j' and/or at the project customer 'i'.
Measurement procedures (if any):	Read steam meter and store information until 2 years after the end of the crediting period.
Monitoring frequency:	Monthly
QA/QC procedures:	Meters shall be calibrated as per their data book. Measuring conditions shall be as per meters data book. Check consistency with historical monitored data. Crosscheck with purchase receipts and steam supply data at project site.
Any comment:	-

Data monitored because of Baseline Scenario Selection/Additionality

Data/parameter:	<i>Future energy plans and investment plans</i>
Data unit:	
Description:	Modernization or investment plans outlining planned upgrades or replacement to any generating unit within the project boundaries.
Source of data:	
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	
QA/QC procedures:	
Any comment:	

History of the document

Version	Date	Nature of revision(s)
02	EB 35, Para 24, 19 October 2007	Revision to incorporate the use of the "Tool to calculate emission factor for an electricity system"
01	EB 31, Annex 2, 4 May 2007	Initial adoption



a) The typical average technical lifetime of the type of equipment may be determined taking into account common practices in the sector and country (e.g. based on industry surveys, statistics, technical literature, etc.);

b) The practices of the responsible company regarding replacement schedules may be evaluated and documented (e.g. based on historical replacement records for similar equipment);

The date when the existing equipment would need to be replaced in the absence of the project activity shall be chosen as the earliest point in time among the alternatives listed above.

The determination of this date shall be made on a case-by-case basis, for each piece of equipment that is being replaced.

After this date, the equipment shall be excluded from the project boundary. Therefore, the emission reductions resulting from the specific equipment replacement shall only be accounted from the actual date of replacement due to the project activity until the date when the existing equipment would have been replaced in the absence of the project activity or the end of crediting period, whatever is earlier.

Procedure for the selection of the most plausible baseline scenario

The project proponents shall select the most plausible baseline scenario through the following two steps:

STEP 1. Identification of alternative scenarios

Project proponents shall identify all reasonable potential alternative scenarios that could provide similar services as the proposed project activity. They shall examine the baseline scenario for each project customer as well as for the developer of the project activity. Scenarios elements to be considered and their consequences are shown in Table 2.

The identification of all reasonable potential alternative scenarios shall be made through interviews and/or surveys with each project customer to assess the project customer's future energy planning (plans for switching to a less carbon-intensive fuel, plans to increase the efficiency of on-site generation, plans that influence energy demand, self-generation capacity, etc.). The objective of the interviews/surveys is to assess for each project customer the potential for changes in the type of fuel used on-site, energy efficiency, on-site generation capacity and demand levels.

Assessing potential for fuel switch: for all project customers, the project proponent should assess the potential of fuel switching under the baseline scenario. The project proponent first determines if fuel changes are technically feasible using existing baseline equipment/processes. Is the existing equipment capable of utilizing more than one fuel, without major capital investment? This can then be verified during project validation. If not, then no additional considerations need to be undertaken in the given project period and it will be assumed the same fuel would have been used as in the past. If a fuel switch is a legitimate technical option given the existing equipment, then the project developer should annually monitor parameters that would indicate a fuel switch is also a logistically feasible option. Does the facility in question have access to other potential fuel sources? (Proximity of a natural gas supply line, fuel supply network developed, etc). If a fuel switch is not a legitimate option, then no additional considerations need to be undertaken in the given project year and it will be assumed the same fuel would have been used as in the past.



Plans, by self-generating project customer(s), to upgrade or replace generating equipment during the crediting period shall be documented. For equipment retrofit or lifetime issues the guidance provided above should be taken into account by the project proponent.

The project proponents shall take into consideration the effects of national and sectoral policies in each alternative baseline scenario. When project customers have to change or shut down their facilities because of actively enforced laws (for reasons of emissions, safety, etc.), these changes shall be considered as part of the baseline scenario. The project developer will provide to the DOE documentation of the status of the regulatory situation potentially affecting the project in the selected country concerning self-generation units and new power plants.

STEP 2. Barrier analysis

The barriers section of the latest version of the “Tool for the demonstration and assessment of additionality” shall be used to determine the most likely scenario for the project facility and individual project customers. If the application of the tool is inconclusive, the most conservative alternative shall be chosen as the baseline scenario.

Table 2 - Scenario Elements

Alternative	Project developer		Project customer	How does the methodology apply if this is the most likely scenario element?
		Project facilities in the absence of the project activity (CDM)	Electricity and/or heat sources in the absence of the project activity (CDM)	
Historical	1	No project facility.	Project customer maintains historical characteristics in terms of on-site fuel choice, on-site equipment efficiency, mix of on-site generation and grid purchase (on-site generation capped at self-generation capacity) and on-site generation equipment lifetime (must be greater than the crediting period).	As described in the equations.
	2a	No project facility.	Project customer is likely to switch to less intensive GHG fuel in the absence of the project activity (e.g. a switch from oil to natural gas by the project customer in absence of the project activity).	Such project customers shall be excluded from project boundary after the likely or actual date of implementing the fuel switch.
Fuel choice is likely to change at the project customer in the absence of the project activity	2b	No project facility.	Project customer is likely to switch to more intensive GHG fuel in the absence of the project activity (e.g. a switch from oil to coal by the project customer in absence of the project activity).	As described in the equations.



Alternative	Project developer		Project customer	How does the methodology apply if this is the most likely scenario element?
		Project facilities in the absence of the project activity (CDM)	Electricity and/or heat sources in the absence of the project activity (CDM)	
Efficiency is likely to change at the project customer in the absence of the project activity.	3a	No project facility.	Project customer is likely to increase efficiency of its off-grid electricity/steam production in the absence of the project activity (e.g. replacement of boilers, installation of cogeneration equipment, in absence of the project activity).	Such project customers shall be excluded from project boundary after the likely or actual date of implementing efficiency improvement component.
	3b	No project facility.	Project customer is likely to decrease efficiency of its off-grid electricity/steam production in the absence of the project activity.	As described in the equations.
Energy consumption of project customer is likely to change in the absence of the project activity	4	No project facility.	Project customer energy (electricity and/or heat) consumption in the baseline scenario is likely to be different from that of the project scenario.	As described in the equations.
Project customer is likely to be supplied by external sources of electricity/heat in the absence of the project activity	5	Proposed project activity without the CDM or other external sources of electricity/heat supply the project customer's energy demands.	Project customer is likely to be supplied by external sources of electricity/heat in the baseline scenario.	The methodology is not applicable if project customer demand electricity and/or heat from external sources other than the project activity or the grid.

Additionality

Additionality shall be demonstrated using the latest version of the “Tool for the demonstration and assessment of additionality”. The following details shall be used to supplement the steps of the Additionality Tool.

The additionality shall be demonstrated both for the project facility as well as the project customers. The project participants shall document and prove that a fuel switch in absence of the project activity would not have been undertaken by project consumers.

Step 1. Identification of alternatives to the project activity consistent with current laws and regulations

Implemented as described in the Tool for the demonstration and assessment of additionality.



Project customers that are required to replace self-generation to comply with applicable and enforced laws (e.g. for reasons of emissions, safety, etc.) shall not be included in the project boundary. The DOE shall verify the documentation establishing the compliance with applicable enforced regulation of the project customers included in the project boundary.

Step 2. Investment analysis

Project Developer: If using investment analysis, internal rate of return (IRR) of all the alternatives shall be estimated and compared to assess additionality. If the IRR of the implementing project activity without CDM is less than the other alternatives and less than accepted benchmark for rate of return within the country, then the implementation of project facility is additional. The benchmark, against which the IRR is compared, shall be established as described in the Additionality Tool.

If project facility is additional move to step 4, else, move to Step 3.

Project Customers: If investment analysis is used, the indicator used for comparing the alternatives shall be price of power delivered on project customer site. If the cost of power delivered by the project facility is the highest among all alternatives, then the use of project facility supplied power to the project customer is additional. The project participants shall use data for each project customer to undertake the analysis.

If purchase of power from project facility is the costliest option for the project customer move to step 4, else, move to Step 3.

Step 3. Barrier analysis

The project participants shall follow the sub steps below and the guidance provided in the Tool for the demonstration and assessment of additionality.

If step 3 is used, determine whether the proposed project activity faces barriers that:

- (a) Prevent the implementation of this type of proposed project activity; and,
- (b) Do not prevent the implementation of at least one of the alternatives.

These barriers might include, but are not be limited to:

For the project facility:

- Investment Barriers: It shall be demonstrated that:
 - The project participants will not be able to finance the project activity; and/or,
 - There are barriers to access finances from outside financiers; and/or,
 - The available financial resources will be used by the project participants to finance other investment priorities; and/or,
 - Risks of the investment in project activity are high and prevent its implementation.

Evidence in support of above barriers shall be submitted to the DOE and could include:

- Analysis of the financial health of the other similar generation company or companies (financial statements, records on subsidized electricity prices, non-



payment rates, and other uncertainties regarding utility revenues – such as inflation causing real tariffs to decline, hurting the utility's revenues, etc.);

- Inability of the companies similar to the project participants to raise funds on the capital markets, inability to attract investors, etc;
 - Proposed project activity is not a priority for either the utility or the self-generators, based on records showing lists of priority investments and by comparing against the company's minimum investment criteria.
- Fuel Availability:
- Availability of less carbon-intensive fuels, such as natural gas, is a constraint; and/or,
 - High up-front investment costs, such as the capital required for building the pipeline, LNG terminal or other infrastructure, is a barrier; and/or,
 - Limited availability of less carbon intensive fuel results in competition for the fuel and hence adversely affects the profitability of the project.²

Evidence that switching faces barriers could be supported by the rate of switch to less intensive carbon fuel by self-generators based on publicly available documentation or analysis.

➤ Familiarity:

- The proposed project facility to supply two or more off-grid project customers with electricity or steam is not common. Survey of energy supply industry or published information shall be used to support the barrier.

➤ Technological/Training:

- There is a lack of sufficient trained staff to undertake extensive metering and customer services. Retaining highly skilled workers is difficult.

➤ Political:

- The law prohibits independent power producers to supply to certain category of customers that can improve the revenue profile, as they can only be supplied electricity from state-owned utilities.

Outcome: If fuel is widely available and the upfront costs of switching are not prohibitive, then the project would not be considered additional.

For the project customers: The barriers that inhibit project customers from switching fuels and/or switching to the energy provided by the CDM project facility could include:

➤ Investment Barriers:

² However, in this case, leakage could be considerable, and the PP would need to analyze whether the resulting unavailability of gas would increase emissions at competing sites.



- Investment required switching to natural gas, such as pipe connections and/or re-tuning boilers and other equipment is significant.
 - Investment required to access energy from the project facility, to extend power lines and steam lines to the project customer, are significant and the CDM project facility is unable or unwilling to pay.
- Fuel availability:
- Lower GHG-emitting fuels are not available to off-grid industrial/commercial facilities and/or difficult to obtain long-term supply contracts resulting in uncertainty in availability of fuel.

The project developer should follow the rest of Step 3 as outlined in the *Additionality tool*.

Step 4. Common practice analysis

Implemented as described in the “Tool for the demonstration and assessment of additionality”.

Baseline emissions

The baseline emissions are sum of emissions from generation of electricity and emissions from generation of steam:

$$BE_y = BE_{IC,y} + BE_{ST,y} + BE_{GR,y} \quad (1)$$

Where:

- BE_y Baseline emissions in year ‘y’ (tCO₂). Calculated below.
- $BE_{IC,y}$ Emissions for the production of electricity that would be supplied to individual project customers in year ‘y’ in the baseline scenario (tCO₂). Calculated below under (a).
- $BE_{ST,y}$ Emissions for the production of steam that would be supplied to individual project customers in year ‘y’ in the baseline scenario (tCO₂). Calculated below under (b).
- $BE_{GR,y}$ Emissions for the production of electricity that would be supplied to the grid in year ‘y’ in the baseline scenario (tCO₂). Calculated below (c).

(a) Emissions for the production of electricity that would be supplied to individual project customers in year ‘y’ in the baseline scenario

$$BE_{IC,y} = \sum_j \sum_i (EL_{BL,j,y} \cdot EEF_{BL,j,y}) \quad (2)$$

Where:

- $EL_{BL,j,y}$ Electricity consumed by the project customer ‘i’ from the proposed project facility ‘j’ in year ‘y’ eligible to certified emissions reductions (MWh). Calculated below as per equation (3).
- $EEF_{BL,j,y}$ Baseline CO₂ emission factor for electricity of the project customer ‘i’ in year ‘y’ (tCO₂/MWh). Calculated below as per equation (5).



The electricity eligible to certified emissions reductions is limited to the maximum generating capacity of the project customer existing previous to the implementation of the project activity as per equations below:

$$EL_{BL,j,y} = \min(EL_{PJ,j,y}, EL_{MG,i} - EL_{PCSG,i,y}) \quad (3)$$

Where:

- $EL_{PJ,j,y}$ Electricity purchased by the project customer ‘i’ from the proposed project facility ‘j’ in year ‘y’ (MWh). Measured at the project facility and/or at the project customer.
- $EL_{MG,i}$ Total historical capacity of electricity generation of equipment existing at project customer ‘i’ previous to the implementation of the project activity (MWh). Calculated below as per equation (4).
- $EL_{PCSG,i,y}$ Total electricity self-generated by project customer ‘i’ during year ‘y’ of the crediting period (MWh). Measured at the project customer ‘i’.

The maximum generation capacity of the pre-project electricity generating equipment at project customer is calculated as:

$$EL_{MG,i} = \frac{\sum_n GC_{EL,j,n} \cdot (8760 - MDH_{EL,j,n})}{J_{EL,j,y}} \quad (4)$$

Where:

- $GC_{EL,j,n}$ Nameplate capacity of the electricity generating equipment ‘n’ existing at the project customer ‘i’ previous to the implementation of the project activity (MW). Obtained from the project customer ‘i’.
- $MDH_{EL,j,n}$ Average maintenance and down time hour of the electricity generating equipment ‘n’ existing at the project customer ‘i’ previous to the implementation of the project activity (hour). Obtained from the project customer ‘i’.
- $J_{EL,j,y}$ Number of project facilities ‘j’ supplying the project customer ‘i’ with electricity in year ‘y’ simultaneously (number). Obtained from the project customer ‘i’.

The baseline CO₂ emission factor for electricity of the project customer is calculated as:

$$EEF_{BL,j,y} = w_{SG,j} \cdot EEF_{PC,SG,j,y} + w_{GR,j} \cdot EEF_{PC,GR,j,y} \quad (5)$$

Where:

- $w_{SG,j}$ Fraction of electricity consumed on-site by project customer ‘i’ in the baseline that is self-generated (fraction). Calculated below as per equation (6).
- $w_{GR,j}$ Fraction of electricity consumed on-site by project customer ‘i’ in the baseline that is purchased in the grid (fraction). Calculated below as per equation (7).
- $EEF_{PC,SG,j,y}$ CO₂ emission factor for self-generated electricity of the project customer ‘i’ in year ‘y’ (tCO₂/MWh). Calculated below as per equation (8).



$EF_{PC,GR,t,y}$ CO₂ emission factor of the grid connected to the project customer 'i' in year 'y' (tCO₂/MWh). The emission factor is estimated using the procedure described in the latest version of approved "Tool to calculate emission factor for an electricity system" making $EF_{PC,GR,t,y} = EF_y$.

The fractions of electricity that is self-generated and that produced on-site are calculated as:

$$w_{SG,j} = \frac{\sum_k EL_{SG,j,k}}{EL_{TC,j}} \quad (6)$$

$$w_{GR,j} = \frac{EL_{GR,j}}{EL_{TC,j}} \quad (7)$$

Where:

$EL_{SG,i,k}$ Electricity self-generated by project customer 'i' with fuel 'k' during the most recent three years previous to the implementation of the project activity (MWh). Obtained from the project customer 'i'.

$EL_{GR,i}$ Total amount of electricity obtained from the grid by project customer 'i' during the most recent three years previous to the implementation of the project activity (MWh). Obtained from the project customer 'i'.

$EL_{TC,i}$ Total electricity consumption for project customer 'i' during the most recent three years previous to the implementation of the project activity (MWh). Obtained from the project customer 'i'.

The CO₂ emission factor for self-generated electricity of each project customer is:

$$EF_{PC,SG,i,y} = \frac{44}{12} \cdot \frac{\sum_k (CEF_{i,k} \cdot FC_{SG,i,k})}{\sum_k EL_{SG,i,k}} \quad (8)$$

Where:

$CEF_{i,k}$ Carbon emission factor of fuel 'k' used by project customer 'i' to self-generate electricity in the baseline scenario (tC/TJ). Obtained from the project customer 'i' or technical literature.

$FC_{SG,i,k}$ Consumption of fuel 'k' by project customer 'i' to self-generate electricity in the baseline scenario, calculated as per equation below (TJ). Calculated below as per equation (9).

If data on fuel consumption in the baseline scenario is directly available at project customer 'i', then:

$$FC_{SG,i,k} = F_{SG,i,k} \cdot NCV_{i,k} \quad (9)$$

Where:

$F_{SG,i,k}$ Consumption of fuel 'k' by project customer 'i' to self-generate electricity during the most recent three years previous to the implementation of the project activity (mass or volume



units). Obtained from the project customer 'i'.

$NCV_{i,k}$ Net calorific value of fuel 'k' at project customer 'i' in the baseline scenario (TJ/mass or volume units). Obtained from the project customer 'i' or technical literature.

Otherwise, $FC_{SG,i,k}$ shall be calculated as:

$$FC_{SG,i,k} = \frac{EL_{SG,i,k}}{\eta_{SG,i,k}} \quad (10)$$

Where:

$\eta_{SG,i,k}$ Fuel consumption rate of self-generation of electricity at project customer 'i', with fuel 'k', in the baseline scenario (MWh/TJ). This parameter shall be one of the following:

- i) Highest of the measured fuel consumption rate of electricity generating equipment with similar specifications; or,
- ii) Highest of the efficiency values provided by two or more manufacturers for electricity generating equipment with similar specifications; or,
- iii) Maximum efficiency of 100%, based on net calorific values of fuels.

(b) Emissions for the production of steam that would be supplied to individual project customers in year 'y' in the baseline scenario

It is assumed that steam is produced at constant temperature and pressure.

$$BE_{ST,y} = \sum_j \sum_i (SC_{BL,j,y} \cdot SEF_{BL,j,y}) \quad (11)$$

Where:

$SC_{BL,j,y}$ Steam consumed by the project customer 'i' from the proposed project facility 'j' in year 'y' eligible to certified emissions reductions, calculated as per equation (12) below (TJ).

$SEF_{BL,i,y}$ Baseline CO₂ emission factor for steam of the project customer 'i' in year 'y' (tCO₂/TJ). Calculated below as per equation (15).

The steam eligible to certified emissions reductions is limited to the maximum generating capacity of the project customer existing previous to the implementation of the project activity:

$$SC_{BL,j,y} = \min(SC_{PI,j,y}, SC_{MG,i} - SC_{PCSG,j,y}) \quad (12)$$

Where:

$SC_{PI,j,y}$ Steam purchased by the project customer 'i' from the proposed project facility 'j' in year 'y' (TJ). Calculated below as per equation (13).

$SC_{MG,i}$ Total historical capacity of steam generation of the equipment existing at project customer 'i' previous to the implementation of the project activity (TJ). Calculated below as per equation (14).



$SC_{PCSS,i,y}$ Total steam self-generated by project customer 'i' during year 'y' of the crediting period (MWh). Measured at the project customer 'i'.

The steam purchased by the project customer 'i' from the proposed project facility 'j' in year 'y' is calculated as:

$$SC_{PI,j,y} = S_{PI,j,y} \cdot EN_{PI,j} \quad (13)$$

Where:

$S_{PI,j,y}$ Steam purchased by the project customer 'i' from the proposed project facility 'j' in year 'y' (tonnes). Measured at the project facility 'j' and/or at the project customer 'i'.

$EN_{PI,j}$ Specific enthalpy of the steam purchased by project customer 'i' (TJ/tonnes). This data shall be obtained from steam tables, using temperature and pressure of the steam purchased measured at the project customer 'i'.

The maximum generation capacity of steam of the pre-project generating equipment is calculated as:

$$SC_{MG,i} = \frac{\sum_m GC_{ST,j,m} \cdot (8760 - MDH_{ST,j,m}) \cdot EN_{BL,j,m}}{J_{ST,j,y}} \quad (14)$$

Where:

$GC_{ST,j,m}$ Nameplate capacity of the steam generating equipment 'm' existing at project customer 'i' previous to the implementation of the project activity (tonnes/hour). Obtained from the project customer 'i'.

$MDH_{ST,j,m}$ Normal maintenance and down time hour of the generation equipment 'm' existing at project customer 'i' previous to the implementation of the project activity (hour). Obtained from the project customer 'i'.

$EN_{BL,j,m}$ Specific enthalpy of steam of the pre-project generating equipment 'm' of project customer 'i' (TJ/tonnes). This data shall be obtained from steam tables, using temperature and pressure of the steam measured at the pre-project generating equipment of project customer 'i'.

$J_{ST,j,y}$ Number of project facilities 'j' supplying steam to the project customer 'i', in year 'y', simultaneously (number). Obtained from the project customer 'i'.

The baseline emission factor for self-generated steam $EF_{BL,ST,i,y}$ shall be calculated as:

$$SEF_{BL,j,y} = \frac{44 \cdot \sum_k (CEF_{i,k} \cdot FC_{ST,j,k})}{\sum_k HG_{ST,j,k}} \quad (15)$$

Where:

$CEF_{i,k}$ Carbon emission factor of fuel 'k' used by project customer 'i' to self-generate steam in the baseline scenario (C/TJ). Obtained from the project customer 'i' or technical literature.



$FC_{ST,i,k}$ Consumption of fuel 'k' by project customer 'i' to self-generate steam in the baseline scenario (TJ), calculated as per equation below as per equation (17).

$HG_{ST,i,k}$ Steam self-generated by project customer 'i' with fuel 'k' in the baseline scenario (TJ). Calculated below as per equation (16).

The steam self-generated by project customer 'i' with fuel 'k' in the baseline scenario is:

$$HG_{ST,i,k} = H_{ST,i,k} \cdot EN_{BL,i} \quad (16)$$

Where:

$H_{ST,i,k}$ Steam self-generated by project customer 'i' with fuel 'k' during the most recent three years previous to the implementation of the project activity (tonnes). Obtained from the project customer 'i'.

The consumption of fuel 'k' by project customer 'i' to self-generate steam in the baseline scenario is calculated as:

$$FC_{ST,i,k} = F_{ST,i,k} \cdot NCV_{i,k} \quad (17)$$

Where:

$F_{ST,i,k}$ Amount of fuel 'k' used by project customer 'i' to self-generate steam during the most recent three years previous to the implementation of the project activity (mass or volume units). Obtained from the project customer 'i'.

$NCV_{i,k}$ Net calorific value of fuel 'k' at project customer 'i' in the baseline scenario (TJ/mass or volume units). Obtained from the project customer 'i' or technical literature.

Otherwise, $FC_{ST,i,k}$ shall be calculated as follows:

$$FC_{ST,i,k} = \frac{HG_{ST,i,k}}{\eta_{ST,j,k}} \quad (18)$$

Where:

$\eta_{ST,i,k}$ Fuel consumption rate of self-generation of steam at project customer 'i', with fuel 'k' (TJ/TJ). This parameter shall be one of the following:

- i) Highest of the measured fuel consumption rate of electricity generating equipment with similar specifications; or,
- ii) Highest of the efficiency values provided by two or more manufacturers for electricity generating equipment with similar specifications; or,
- iii) Maximum efficiency of 100%, based on net calorific values of fuels.

(c) Emissions for the production of electricity that would be supplied to the grid in year 'y' in the baseline scenario



$$BE_{GR,y} = \sum_j EL_{PF,GR,j,y} \cdot EF_{PF,GR,j,y} \quad (19)$$

Where:

$EL_{PF,GR,j,y}$ Electricity supplied to the grid and/or to distribution entities by the proposed project facility 'j' in year 'y' (MWh). Measured at the project facility 'j'.

$EF_{PF,GR,j,y}$ CO₂ emission factor for the grid electricity connected to the project facility 'j' and/or to the distribution entities in year 'y' (tCO₂/MWh). The emission factor is estimated using the procedure described in the latest version of approved "Tool to calculate emission factor for an electricity system" making $EF_{GR,PF,j,y} = EF_y$.

Project Emissions

The project activity emissions are calculated as:

$$PE_y = \frac{44}{12} \cdot \sum_j \sum_k (FC_{PJ,PF,j,k,y} \cdot NCV_{j,k} \cdot CEF_{j,k}) \quad (20)$$

Where:

PE_y Project activity emissions (tCO₂).

$FC_{PJ,PF,j,k,y}$ Quantity of fuel consumed (mass or volume units) per fuel type 'k' in the year 'y' in the project facilities 'j'. Measured at the project facility 'j'.

$NCV_{j,k}$ Net calorific value of fossil fuel 'k' used at the project facility 'j' during the crediting period (MJ/mass or volume units of fuel). Obtained from the project customer 'i' or technical literature.

$CEF_{j,k}$ Carbon emission factor of fuel 'k' used by project facility 'j' during year 'y' of the crediting period (tC/TJ). Obtained from the project facility 'j' or technical literature.

Leakage

Leakage may result from the extraction, processing, liquefaction, transportation, re-gasification and distribution of fossil fuels outside of the project boundary. This includes mainly fugitive CH₄ emissions and CO₂ emissions from associated fuel combustion and flaring. In this methodology, the following leakage emission sources shall be considered:

- Fugitive CH₄ emissions associated with the extraction, processing, liquefaction, transportation, re-gasification and distribution of fossil fuels used in the project plant and fossil fuels used in the grid in the absence of the project activity.



- In the case liquefied natural gas (LNG) is used in the project plant: CO₂ emissions from fuel combustion / electricity consumption associated with the liquefaction, transportation, re-gasification and compression into a natural gas transmission or distribution system.

Thus, leakage emissions are calculated as follows:

$$LE_y = LE_{CH_4,y} + LE_{LNG,CO_2,y} \quad (21)$$

Where:

LE_y Leakage emissions (tCO₂).

$LE_{CH_4,y}$ Leakage emissions due to fugitive upstream CH₄ emissions in the year 'y' (tCO₂). Calculated below under (a).

$LE_{LNG,CO_2,y}$ Leakage emissions due to fossil fuel combustion/electricity consumption associated with the liquefaction, transportation, re-gasification and compression of LNG into natural gas transmission or distribution system during the year 'y' of the crediting period (tCO₂). Calculated below under (b).

Note that to the extent that upstream emissions occur in Annex I countries that have ratified the Kyoto Protocol, from 1 January 2008 onwards, these emissions should be excluded, if technically possible, in the leakage calculations.

(a) Fugitive methane emissions

For the purpose of determining fugitive methane emissions associated with the production – and in case of natural gas, the transportation and distribution of the fuels – project participants should multiply the quantity of fuel consumed in the project facilities 'j' with a methane emission factor for these upstream emissions.

$$LE_{CH_4,y} = \frac{44}{12} \cdot GWP_{CH_4} \cdot \sum_j \sum_k (FC_{PJ,PF,j,k,y} \cdot NCV_{j,k} \cdot EF_{CH_4,upst,k}) \quad (22)$$

Where:

GWP_{CH_4} Global warming potential of CH₄ (tCO₂/tCH₄) valid for the commitment period. Obtained from IPCC.

$EF_{CH_4,upst,k}$ Emission factor for upstream fugitive methane emissions from production, transportation and distribution of fuel 'k' (tCH₄/TJ). Obtained from the project facility 'j' or table below.

Where reliable and accurate national data on fugitive CH₄ emissions associated with the production, and in case of natural gas, the transportation and distribution of the fuels is available, project participants should use this data to determine average emission factors by dividing the total quantity of CH₄ emissions by the quantity of fuel produced or supplied respectively³. Where such data is not available, project participants may use the default values provided in Table 3 below. In this case, the fuel emission factor for the location of the project should be used, except in cases where it can be shown that the relevant system element (fuel

³ GHG inventory data reported to the UNFCCC as part of national communications can be used where country specific approaches (and not IPCC Tier 1 default values) have been used to estimate emissions.



production and/or processing/transmission/distribution) is predominantly of recent vintage and built and operated to international standards, in which case the US/Canada values may be used. Note that the emission factor for fugitive upstream emissions for natural gas should include fugitive emissions from production, processing, transport and distribution of natural gas, as indicated in the table below.

Table 3: Default emission factors for fugitive CH₄ upstream

Activity	Unit	Default emission factor	Reference for the underlying emission factor range in Volume 3 of the 1996 Revised IPCC Guidelines
Coal			
Underground mining	t CH ₄ / kt coal	13.4	Equations 1 and 4, p. 1.105 and 1.110
Surface mining	t CH ₄ / kt coal	0.8	Equations 2 and 4, p. 1.108 and 1.110
Oil			
Production	t CH ₄ / PJ	2.5	Tables 1-60 to 1-64, p. 1.129 - 1.131
Transport, refining and storage	t CH ₄ / PJ	1.6	Tables 1-60 to 1-64, p. 1.129 - 1.131
Total	t CH ₄ / PJ	4.1	
Natural gas			
<i>USA and Canada</i>			
Production	t CH ₄ / PJ	72	Table 1-60, p. 1.129
Processing, transport and distribution	t CH ₄ / PJ	88	Table 1-60, p. 1.129
Total	t CH ₄ / PJ	160	
<i>Eastern Europe and former USSR</i>			
Production	t CH ₄ / PJ	393	Table 1-61, p. 1.129
Processing, transport and distribution	t CH ₄ / PJ	528	Table 1-61, p. 1.129
Total	t CH ₄ / PJ	921	
<i>Western Europe</i>			
Production	t CH ₄ / PJ	21	Table 1-62, p. 1.130
Processing, transport and distribution	t CH ₄ / PJ	85	Table 1-62, p. 1.130
Total	t CH ₄ / PJ	105	
<i>Other oil exporting countries / Rest of world</i>			
Production	t CH ₄ / PJ	68	Table 1-63 and 1-64, p. 1.130 and 1.131
Processing, transport and distribution	t CH ₄ / PJ	228	Table 1-63 and 1-64, p. 1.130 and 1.131
Total	t CH ₄ / PJ	296	

Note: The emission factors in this table have been derived from IPCC default Tier 1 emission factors provided in Volume 3 of the 1996 Revised IPCC Guidelines, by calculating the average of the provided default emission factor range.

CO₂ emissions from LNG

Where applicable, CO₂ emissions from fuel combustion / electricity consumption associated with the liquefaction, transportation, re-gasification and compression of LNG into a natural gas transmission or distribution system should be estimated by multiplying the quantity of natural gas combusted in the project with an appropriate emission factor, as follows:



$$LE_{LNG,CO_2,y} = \frac{44}{12} \cdot \sum_j (FC_{LNG,j,y} \cdot NCV_{j,LNG} \cdot EF_{CO_2,up,LNG}) \quad (23)$$

Where:

$FC_{LNG,j,y}$ Quantity of LNG consumed (mass or volume units) in the year 'y' in the project facilities 'j'. Measured at the project facility 'j'.

$NCV_{j,LNG}$ Net calorific value of LNG used at the project facility 'j' during the crediting period (MJ/mass or volume units of fuel). Obtained either at the project facility 'j' or from technical literature.

$EF_{CO_2,up,LNG}$ Emission factor for upstream CO₂ emissions due to fossil fuel combustion / electricity consumption associated with the liquefaction, transportation, re-gasification and compression of LNG into a natural gas transmission or distribution system. Where reliable and accurate data on upstream CO₂ emissions due to fossil fuel combustion / electricity consumption associated with the liquefaction, transportation, re-gasification and compression of LNG into a natural gas transmission or distribution system is available, project participants should use this data to determine an average emission factor. Where such data is not available, project participants may assume a default value of 6 tCO₂/TJ as a rough approximation⁴ (tCO₂/TJ).

Emissions Reductions

The emissions reductions are calculated as:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (24)$$

Changes required for methodology implementation in 2nd and 3rd crediting periods

No changes are required in the second or third crediting periods.

⁴ This value has been derived on data published for North American LNG systems. "Barclay, M. and N. Denton, 2005. Selecting offshore LNG process. http://www.fwc.com/publications/tech_papers/files/LNJ091105p34-36.pdf (10th April 2006)".



Data and parameters not monitored

Data/parameter:	EL_{grid}
Data unit:	MWh
Description:	Total amount of electricity obtained from the grid by project customer 'i' during the most recent three years previous to the implementation of the project activity. Obtained from the project customer 'i'.
Source of data:	Electricity data log available at project customer site.
Measurement procedures (if any):	Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	-

Data/parameter:	$EL_{self,k}$
Data unit:	MWh
Description:	Electricity self-generated by project customer 'i' with fuel 'k' during the most recent three years previous to the implementation of the project activity. Obtained from the project customer 'i'.
Source of data:	Electricity data log available at project customer site.
Measurement procedures (if any):	Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	If a project customer has less than or equal to 100 kW of installed capacity of electricity generation previous to the implementation of the project activity and if this project customer do not have accurate metering of the electricity generated on-site (MWh), estimates can be used as long as they are transparent and appropriately calculated. The estimation shall rely on all possible available data such as operating hours, rated capacity, capacity factor, efficiency, etc., using company records and available data.

Data/parameter:	$EN_{st,k}$ and $EN_{st,im}$
Data unit:	TJ/tonnes
Description:	Specific enthalpy of steam of generating equipment existing at the project customer 'i' previous to the implementation of the project activity. This data shall be obtained from steam tables, using temperature and pressure of the steam measured at the pre-project generating equipment of project customer 'i'.
Source of data:	Steam tables
Measurement procedures (if any):	Use monitored pressure and temperature of the steam to obtain specific enthalpy from steam tables. Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	-

Data/parameter:	Steam temperature
Data unit:	°C
Description:	Temperature of steam purchased by project customer 'i'.
Source of data:	Temperature meters at project customer 'i'.
Measurement procedures (if any):	Read temperature meter daily and calculate monthly average. Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	-



Data/parameter:	Steam pressure
Data unit:	MPa
Description:	Pressure of steam purchased by project customer 'i'.
Source of data:	Pressure meters at project customer 'i'.
Measurement procedures (if any):	Read pressure meter daily and calculate monthly average. Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	-

Data/parameter:	$F_{self,k}$
Data unit:	Mass or volume units
Description:	Consumption of fuel 'k' by project customer 'i' to self-generate electricity during the most recent three years previous to the implementation of the project activity. Obtained from the project customer 'i'.
Source of data:	Fuel data log/purchase receipts available at project customer site.
Measurement procedures (if any):	Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	-

Data/parameter:	$F_{st,k}$
Data unit:	Mass or volume units
Description:	Consumption of fuel 'k' by project customer 'i' to self-generate steam during the most recent three years previous to the implementation of the project activity. Obtained from the project customer 'i'.
Source of data:	Fuel data log/purchase receipts available at project customer site.
Measurement procedures (if any):	Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	-

Data/parameter:	$GC_{st,n}$
Data unit:	MW
Description:	Nameplate capacity of the electricity generating equipment 'n' existing at the project customer 'i' previous to the implementation of the project activity. Obtained from the project customer 'i'.
Source of data:	Equipment at project customer site.
Measurement procedures (if any):	Read nameplate capacity before project implementation. Store the information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	-



Data/parameter:	$GC_{ST,m}$
Data unit:	Tonnes/hour
Description:	Nameplate capacity of the steam generating equipment 'm' existing at the project customer 'i' previous to the implementation of the project activity. Obtained from the project customer 'i'.
Source of data:	Equipment at project customer site.
Measurement procedures (if any):	Read nameplate capacity before project implementation. Store the information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	-

Data/parameter:	$H_{ST,k}$
Data unit:	Tonnes
Description:	Steam self-generated by project customer 'i' with fuel 'k' during the most recent three years previous to the implementation of the project activity.
Source of data:	Steam data log available at project customer site.
Measurement procedures (if any):	Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	If a project customer has less than or equal to 5 MW of installed capacity of steam generation previous to the implementation of the project activity and if this project customer do not have accurate metering of the steam generated on-site (TJ), estimates can be used as long as they are transparent and appropriately calculated. The estimation shall rely on all possible available data such as operating hours, rated capacity, capacity factor, efficiency, etc., using company records and available data.

Data/parameter:	$MDH_{ST,n}$
Data unit:	Hour
Description:	Normal maintenance and down time hour of the electricity generating equipment 'n' existing at the project customer 'i' previous to the implementation of the project activity.
Source of data:	Maintenance data log available at project customer site.
Measurement procedures (if any):	Check maintenance data logs. Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	Check consistency with technical benchmarks and equipment manufacturer data.

Data/parameter:	$MDH_{ST,m}$
Data unit:	Hour
Description:	Normal maintenance and down time hour of the steam generating equipment 'm' existing at the project customer 'i' previous to the implementation of the project activity.
Source of data:	Maintenance data log available at project customer site.
Measurement procedures (if any):	Check maintenance data logs. Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	Check consistency with technical benchmarks and equipment manufacturer data.



Data/parameter:	EL_{TCL}
Data unit:	MWh
Description:	Total electricity consumption for project customer 'i' during the most recent three years previous to the implementation of the project activity.
Source of data:	Electricity data log available at project customer site.
Measurement procedures (if any):	Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	-

Data/parameter:	$\eta_{EG,k}$
Data unit:	MWh/TJ
Description:	Fuel consumption rate of self-generation of electricity at project customer 'i', with fuel 'k', in the baseline scenario. This parameter shall be one of the following: i) Highest of the measured fuel consumption rate of electricity generating equipment with similar specifications; or, ii) Highest of the efficiency values provided by two or more manufacturers for electricity generating equipment with similar specifications; or, iii) Maximum efficiency of 100%, based on net calorific values of fuels.
Source of data:	Fuel and electricity data logs available at project customer site.
Measurement procedures (if any):	Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	-

Data/parameter:	$\eta_{ST,k}$
Data unit:	TJ/TJ
Description:	Fuel consumption rate of self-generation of steam at project customer 'i', with fuel 'k'. This parameter shall be one of the following: i) Highest of the measured fuel consumption rate of electricity generating equipment with similar specifications; or, ii) Highest of the efficiency values provided by two or more manufacturers for electricity generating equipment with similar specifications; or, iii) Maximum efficiency of 100%, based on net calorific values of fuels.
Source of data:	Fuel and steam data logs available at project customer site.
Measurement procedures (if any):	Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Any comment:	-

III. MONITORING METHODOLOGY

Monitoring procedures

Data for carbon content of fuel sources may be taken from IPCC. In the event that more recent or accurate scientific studies are produced and approved by the UNFCCC these data shall be used.

Official electricity generation and transmission company statistics is used to determine the grid electricity coefficient. This data is gathered from the utilities, whether on the national, regional or local level, as appropriate.



Operational records are used for off-grid-generation sources – from individual facilities. Meters and measurements are relatively simple and straightforward for determining total electricity generated and the amount of fuel used to generate the electricity.

It is assumed that the data provided for the electricity grid and from individual facilities are available and transparent, in order to calculate the carbon coefficient of the electricity and steam being displaced from self-generators by the project.

Vintage and spatial level of data: the data is gathered on a national or regional power grid level to determine the combined margin. Local data from the off-grid generator and steam producers is also used in the methodology. As for the vintage of the data, the project developer should try and get three years of data prior to project implementation to determine the baseline emissions factor. If this data is available, the project developer can use the average tCO₂/MWh for each off-grid user over that period. If three years of data is not available, then the project developer must use at least one complete year (two when it exists) and must demonstrate to the DOE that the data does not exist. This will predominately cover cases where the project developer is installing or upgrading meters and/or data collection systems as part of the project.

Non-representative data is included unless there is a major outlying event. Should the project developer wish to exclude non-representative data they must be able to document why this is removed and this should be approved during validation.

Uncertainty Assessment of Key Parameters/Conservative Nature of Values: two key assumptions for this methodology are (1) that the data provided for the electricity grid is available and transparent; and (2) the data will be available, accurate and transparent to calculate the carbon coefficient of the electricity and steam being displaced from self-generators by the project.

The project developer will have to ensure the completeness and accuracy of the data set during the baseline measurement year by installing, repairing, and calibrating meters as appropriate. Completeness/accuracy of data should be relatively easy to verify, and emissions reductions will not be included if the evidence does not demonstrate this point clearly. The project developer should obtain data on metering in the project and try and ascertain that the meter accuracy is 95% or greater – and that quality control procedures are in place to deal with defective meters and/or recalibrate them on a regular basis. The metering covered by this project include:

- Metering of steam and electricity generated by each project customer before the implementation of the project activity.
- Metering of electricity and steam purchased by each project customer from the proposed project facilities.
- Metering of fuel input used to generate steam and electricity at the project facilities;
- Metering of fuel input and electricity output of grid connected power plants to calculate the combined margin, as well as data to determine the daily dispatch-operating margin (OM), if this method for the OM is used.

The project customer shall be monitored to cross check the information provided on its future energy planning during the survey to identify the baseline scenario. When project customer continues using some fossil fuel during the crediting period, changes in fuel use by the project customers shall be monitored throughout the crediting period. The information shall be validated by the DOE both at the validation and verification stages. If a fuel switch is a legitimate technical option given the existing equipment, then the



project developer should annually monitor parameters that would indicate a fuel switch is also a logistically feasible option.

When IPCC data is available, project proponents shall take into consideration that the Board agreed that the IPCC default values should be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain.

Data and parameters monitored

Data/parameter:	$CEF_{j,k}$
Data unit:	tC/TJ
Description:	Carbon emission factor of fuel 'k' used by project facility 'j' to self-generate electricity in the baseline scenario.
Source of data:	Obtained from the project customer 'i' / project facility 'j' or technical literature.
Measurement procedures (if any):	When IPCC data is available, project proponents shall take into consideration that the Board agreed that the IPCC default values should be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain.
Monitoring frequency:	-
QA/QC procedures:	-
Any comment:	-

Data/parameter:	$EF_{PCGR,y}$
Data unit:	tCO ₂ /MWh
Description:	CO ₂ emission factor of the grid connected to the project customer 'i' in year 'y'. The emission factor is estimated using the procedure described in the latest version of approved "Tool to calculate emission factor for an electricity system" making $EF_{PCGR,y} = EF_y$.
Source of data:	As per "Tool to calculate emission factor for an electricity system"
Measurement procedures (if any):	As per "Tool to calculate emission factor for an electricity system"
Monitoring frequency:	As per "Tool to calculate emission factor for an electricity system"
QA/QC procedures:	As per "Tool to calculate emission factor for an electricity system"
Any comment:	-



Data/parameter:	$EF_{CH_4,up,k}$
Data unit:	tCH ₄ /TJ
Description:	Emission factor for upstream fugitive methane emissions from production, transportation and distribution of fuel 'k'.
Source of data:	Obtained from the project facility 'j' or table in the leakage section.
Measurement procedures (if any):	When IPCC data is available, project proponents shall take into consideration that the Board agreed that the IPCC default values should be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain.
Monitoring frequency:	-
QA/QC procedures:	-
Any comment:	-

Data/parameter:	$EF_{CO_2,up,LNG}$
Data unit:	tCO ₂ /TJ
Description:	Emission factor for upstream CO ₂ emissions due to fossil fuel combustion/ electricity consumption associated with the liquefaction, transportation, re-gasification and compression of LNG into a natural gas transmission or distribution system.
Source of data:	Where reliable and accurate data on upstream CO ₂ emissions due to fossil fuel combustion / electricity consumption associated with the liquefaction, transportation, re-gasification and compression of LNG into a natural gas transmission or distribution system is available, project participants should use this data to determine an average emission factor. Where such data is not available, project participants may assume a default value of 6 tCO ₂ /TJ as a rough approximation ³ .
Measurement procedures (if any):	When IPCC data is available, project proponents shall take into consideration that the Board agreed that the IPCC default values should be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain.
Monitoring frequency:	-
QA/QC procedures:	-
Any comment:	-

Data/parameter:	$EF_{PF,GR,j,y}$
Data unit:	tCO ₂ /MWh
Description:	CO ₂ emission factor for the grid connected to the project facility 'j' in year 'y'.
Source of data:	The emission factor is estimated using the procedure described in the latest version of approved "Tool to calculate emission factor for an electricity system" making $EF_{PJ,GR,j,y} = EF_y$.

³ This value has been derived on data published for North American LNG systems. "Barclay, M. and N. Denton, 2005. Selecting offshore LNG process. http://www.fwc.com/publications/tech_papers/files/LNJ091105p34-36.pdf (10th April 2006)".



Measurement procedures (if any):	As per "Tool to calculate emission factor for an electricity system"
Monitoring frequency:	As per "Tool to calculate emission factor for an electricity system"
QA/QC procedures:	As per "Tool to calculate emission factor for an electricity system"
Any comment:	-

Data/parameter:	$EL_{PCSG,i,y}$
Data unit:	MWh
Description:	Total electricity self-generated by project customer 'i' during year 'y' of the crediting period (MWh). Measured at the project customer 'i'.
Source of data:	Electricity meter at the project customer 'i'.
Measurement procedures (if any):	Read electricity meter and store information until 2 years after the end of the crediting period.
Monitoring frequency:	Monthly
QA/QC procedures:	Meters shall be calibrated as per their data book. Measuring conditions shall be as per meters data book. Check consistency with historical monitored data. Crosscheck with purchase receipts and electricity supply data at project site.
Any comment:	-

Data/parameter:	$SC_{PCSG,i,y}$
Data unit:	TJ
Description:	Total steam self-generated by project customer 'i' during year 'y' of the crediting period (TJ). Measured at the project customer 'i'.
Source of data:	Steam meter at the project customer 'i'.
Measurement procedures (if any):	Read steam meter and store information until 2 years after the end of the crediting period.
Monitoring frequency:	Monthly
QA/QC procedures:	Meters shall be calibrated as per their data book. Measuring conditions shall be as per meters data book. Check consistency with historical monitored data. Crosscheck with purchase receipts and electricity supply data at project site.
Any comment:	-

Data/parameter:	$EL_{PF,GR,j,y}$
Data unit:	MWh
Description:	Electricity supplied to the grid by the proposed project facility 'j' in year 'y' (MWh/yr). Measured at the project facility 'j'.
Source of data:	Electricity meter at the project facility 'j'.
Measurement procedures (if any):	Read electricity meter and store information until 2 years after the end of the crediting period.
Monitoring frequency:	Monthly



QA/QC procedures:	Meters shall be calibrated as per their data book. Measuring conditions shall be as per meters data book. Check consistency with historical monitored data. Crosscheck with purchase receipts and electricity supply data at project site.
Any comment:	-

Data/parameter:	EL_{PLU}
Data unit:	MWh
Description:	Electricity purchased by the project customer 'i' from the proposed project facility 'j' in year 'y'.
Source of data:	Electricity meter at the project facility 'j' or the project customer.
Measurement procedures (if any):	Read electricity meter and store information until 2 years after the end of the crediting period.
Monitoring frequency:	Monthly
QA/QC procedures:	Meters shall be calibrated as per their data book. Measuring conditions shall be as per meters data book. Check consistency with historical monitored data. Crosscheck with purchase receipts and electricity supply data at project site.
Any comment:	-

Data/parameter:	EN_{PL}
Data unit:	TJ/tonne
Description:	Specific enthalpy of the steam purchased by project customer 'i' (TJ/tonne). This data shall be obtained from steam tables, using temperature and pressure of the steam purchased measured at the project customer 'i'.
Source of data:	Steam tables
Measurement procedures (if any):	Use monitored pressure and temperature of the steam to obtain specific enthalpy from steam tables.
Monitoring frequency:	Monthly
QA/QC procedures:	Meters shall be calibrated as per their data book. Measuring conditions shall be as per meters data book. Check consistency with historical monitored data.
Any comment:	-



Data/parameter:	Steam temperature
Data unit:	°C
Description:	Temperature of steam purchased by project customer 'i'.
Source of data:	Temperature meters at project customer 'i'
Measurement procedures (if any):	Read temperature meter daily and calculate monthly average. Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Monitoring frequency:	Daily measurements and monthly average.
QA/QC procedures:	Meters shall be calibrated as per their data book. Measuring conditions shall be as per meters data book. Check consistency with historical monitored data.
Any comment:	-

Data/parameter:	Steam pressure
Data unit:	MPa
Description:	Pressure of steam purchased by project customer 'i'.
Source of data:	Pressure meters at project customer 'i'
Measurement procedures (if any):	Read pressure meter daily and calculate monthly average. Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Monitoring frequency:	Daily measurements and monthly average.
QA/QC procedures:	Meters shall be calibrated as per their data book. Measuring conditions shall be as per meters data book. Check consistency with historical monitored data.
Any comment:	-

Data/parameter:	$FC_{LNG,ij}$
Data unit:	Tonnes or m ³
Description:	Quantity of LNG consumed in the year 'y' in the project facilities 'j'. Measured at the project facility 'j'.
Source of data:	Purchase records and fuel data logs.
Measurement procedures (if any):	Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Monitoring frequency:	-
QA/QC procedures:	Meters shall be calibrated as per their data book. Measuring conditions shall be as per meters data book. Check consistency with historical monitored data.
Any comment:	-



UNFCCC/CCNUCC



CDM – Executive Board

AM0048 / Version 02
Sectoral Scope: 01
EB 35

Data/parameter:	$FC_{EL,FA,k}$
Data unit:	Mass or volume units
Description:	Quantity of fuel consumed per fuel type 'k' in the year 'y' in the project facilities 'j'.
Source of data:	Measured at the project facility 'j' from purchase records and fuel data logs.
Measurement procedures (if any):	Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Monitoring frequency:	-
QA/QC procedures:	Meters shall be calibrated as per their data book. Measuring conditions shall be as per meters data book. Check consistency with historical monitored data.
Any comment:	-

Data/parameter:	GWP_{CH_4}
Data unit:	tCO_2e/CH_4
Description:	Global warming potential of CH_4 valid for the commitment period. Obtained from IPCC.
Source of data:	-
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	-
QA/QC procedures:	-
Any comment:	-

Data/parameter:	$J_{EL,i}$
Data unit:	Number
Description:	Number of project facilities supplying the project customer 'i' with electricity in year 'y' simultaneously. Obtained from the project customer 'i'.
Source of data:	Project customer 'i'.
Measurement procedures (if any):	Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Monitoring frequency:	-
QA/QC procedures:	-
Any comment:	-

28/30



UNFCCC/CCNUCC



CDM – Executive Board

AM0048 / Version 02
Sectoral Scope: 01
EB 35

Data/parameter:	$J_{ST,i}$
Data unit:	Number
Description:	Number of project facilities supplying steam to the project customer 'i', in year 'y', simultaneously. Obtained from the project customer 'i'.
Source of data:	Project customer 'i'.
Measurement procedures (if any):	Store information until 2 years after the end of the crediting period.
Monitoring frequency:	-
QA/QC procedures:	-
Any comment:	-

Data/parameter:	NCV_k
Data unit:	TJ/mass or volume units
Description:	Net calorific value of fuel 'k' at project facility 'j'. Obtained from the project customer 'i' or technical literature.
Source of data:	When IPCC data is available, project proponents shall take into consideration that the Board agreed that the IPCC default values should be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain.
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	-
QA/QC procedures:	-
Any comment:	-

Data/parameter:	NCV_{LNG}
Data unit:	TJ/mass or volume units
Description:	Net calorific value of LNG used at the project facility 'j'. Obtained from the project facility 'j' or technical literature.
Source of data:	When IPCC data is available, project proponents shall take into consideration that the Board agreed that the IPCC default values should be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain.
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	-
QA/QC procedures:	-
Any comment:	-

29/30

Anexo 5.2

Datos utilizados para la aplicación de la metodología

	Balance Global de Energía Eléctrica	EE total consumida en el centro (MWH) - EL Tci	EE Comprada a la red de CFE (MWH) - EL Gri	EE recibida de otras plantas por porteo (MWH)	EE enviada a otras plantas por porteo (MWH)	Consumo de combustible - autogeneración - (TJ) - FC Sgik	EE Autogenerada (MWH) - EL SGI,k	Factor de emisión -autogeneración- (tCO2/MWh) - EF PC,Sgi,y	Tiempo de paros programados y no programados (Hrs) - MDH Eli,n
2,005	Ene 2005	21,700.19	4,656.19	0.00	0.00	244.02	17,044.00	0.83995	744.0
	Feb 2005	16,448.32	7,324.32	0.00	0.00	140.56	9,124.00	0.90380	795.0
	Mar 2005	18,588.78	5,325.78	0.00	0.00	198.09	13,263.00	0.87621	816.1
	Abr 2005	17,760.22	2,774.77	290.46	0.00	213.18	14,695.00	0.85107	720.0
	May 2005	18,700.13	338.27	2,127.86	0.00	230.50	16,234.00	0.83298	744.0
	Jun 2005	18,307.69	722.36	2,059.34	0.00	228.02	15,526.00	0.86159	720.0
	Jul 2005	16,600.13	67.28	1,648.85	0.00	203.43	14,884.00	0.80184	744.0
	Ago 2005	21,255.13	3,121.68	1,910.45	0.00	244.37	16,223.00	0.88371	744.0
	Sep 2005	22,529.38	7,867.08	3,416.88	0.00	176.39	11,245.42	0.92019	696.0
	Oct 2005	22,977.38	11,056.95	3,236.08	0.00	144.20	8,684.35	0.97413	744.0
	Nov 2005	21,014.70	9,204.72	3,215.03	0.00	144.42	8,594.96	0.98578	720.0
	Dic 2005	23,473.81	8,913.91	3,402.60	0.00	164.78	11,157.30	0.86643	744.0
	Total anual	239,355.87	61,373.30	21,307.54		2,331.95	156,675.03		8,187.1
2,006	Ene 2006	23,268.56	9,142.97	1,254.51	0.00	283.55338	12,871.09	1.29244	608.0
	Feb 2006	19,356.30	5,520.64	626.70	0.00	184.11799	13,208.97	0.81775	407.0
	Mar 2006	16,483.31	13.33	1.33	0.00	239.17130	16,468.66	0.85201	199.0
	Abr 2006	24,175.39	3,485.88	590.70	0.00	259.74991	20,098.81	0.75819	244.0
	May 2006	24,395.16	13,676.93	277.15	0.00	156.43560	10,441.08	0.87899	782.0
	Jun 2006	23,135.49	11,885.19	1,659.97	0.00	141.68672	9,590.33	0.86674	849.0
	Jul 2006	28,371.68	110.28	106.02	0.00	305.86383	28,155.38	0.63732	314.0
	Ago 2006	25,014.37	94.80	56.41	0.00	225.27693	24,863.16	0.53156	744.0
	Sep 2006	23,681.15	585.75	171.65	0.00	202.54320	22,923.75	0.51835	737.0
	Oct 2006	22,937.63	10.20	6.33	0.00	230.67547	22,921.11	0.59041	622.0
	Nov 2006	16,437.81	3,847.19	0.00	0.00	150.53779	12,590.63	0.70144	672.0
	Dic 2006	14,747.35	1,779.25	850.80	0.00	119.77056	12,117.31	0.57988	744.0
	Total anual	262,004.22	50,152.39	5,601.57		2,499.383	206,250.27		6,922.0
2,007	Ene 2007	18,100.78	1,510.76	3,330.02	0.00	122.47	13,260.00	0.54185	744.0
	Feb 2007	17,558.37	5,615.19	170.08	0.00	116.42	11,773.09	0.58015	665.0
	Mar 2007	21,281.81	287.80	0.00	0.00	224.84	20,994.01	0.62831	709.0
	Abr 2007	20,084.91	1.40	0.54	0.00	241.62	20,082.97	0.70584	720.0
	May 2007	20,691.88	1.29	2.95	0.00	246.80	20,687.64	0.69988	729.0
	Jun 2007	19,358.82	7.74	11.84	0.00	298.91	19,339.24	0.90675	728.0
	Jul 2007	18,217.57	1,188.31	958.26	0.00	289.45	16,071.01	1.05662	709.0
	Ago 2007	15,017.14	2,669.63	1,646.42	0.00	221.56	10,701.09	1.21465	751.0
	Sep 2007	16,210.77	3,600.85	2,377.94	0.00	226.25	10,231.99	1.29722	735.0
	Oct 2007	18,530.46	5,475.71	1,543.09	0.00	245.20	11,511.66	1.24960	744.0
	Nov 2007	17,021.48	2,918.16	2,527.93	0.00	241.98	11,575.39	1.22641	720.0
	Dic 2007	22,175.27	7,635.12	2,229.02	0.00	248.13	12,311.13	1.18244	744.0
	Total anual	224,249.27	30,911.97	14,798.08		2,723.63	178,539.23	Promedio	8,698.0
TOTAL	725,609.35	142,437.66	41,707.18		7,554.97	541,464.53	0.85868	7,935.70	

Fracción de electricidad consumida - comprada de la red- (fracción) w GRi	Fracción de energía consumida - autogenerada- (fracción) - w Sgi	Factor de emisión de la red conectada (tCO2/MWh) - EF PC,GRi,y	Factor de emisión - autogeneración- (tCO2/MWh) - EF PC,SGi,y	Factor de emisión por electricidad del centro 'i' (tCO2/MWh) - EEF BLi,y	Tiempo promedio de paro d equipo del sist.de generacion (hrs) en un año - MDH Eli,n
0.2538	0.7462	0.5328	0.8587	0.7760	7,935.7
Número de nuevas instalaciones que suministran electricidad al cliente del proyecto en el año 'y' simultáneamente (número) - J Eli,y	Capacidad eléctrica instalada para generacion (MW) - GC Eli,n	Capacidad de generación del equipo existente antes de la implementación de la Actividad del Proyecto (MWh) - EL Mgi	Energía auto-generada por el centro 'i' en el periodo de acreditación (MWh) - EL PCSGi,y	Energía comprada por el centro 'i' en el año 'y' (MWh) - EL PJj,i,y	Energía consumida por el centro 'i' en el año 'y' - año elegido para obtener la certificación - (MWh) - EL BLj,i,y
1.0	64.5	53,167.4	262,004.22	262,004.22	262,004.2

	Datos por Turbogenerador	Tiempo de paros programados y no programados (Hrs)	Consumo de gas combustible (mmpcd)	Generacion de energía eléctrica (MWH) - EL SGi,k	Consumo de gas combustible (mmpc)	Consumo de gas combustible (m ³) - F SG,i,k	Consumo de combustible - autogeneración - (TJ) - FC Sgik
2,005	Ene 2005	744	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Feb 2005	672	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Mar 2005	744	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Abr 2005	720	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	May 2005	744	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Jun 2005	720	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Jul 2005	744	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Ago 2005	744	0.05	0.00	1.57	44,462.40	1.68
	Sep 2005	300	2.21	4,026.42	66.26	1,876,483.20	70.08
	Oct 2005	0	4.40	8,684.35	136.28	3,859,449.60	144.20
	Nov 2005	0	4.56	8,594.96	136.79	3,873,892.80	144.42
	Dic 2005	0	5.00	11,157.30	155.02	4,390,166.40	164.78
	Total anual	6,132		32,463.03		14,044,454.40	525.16
2,006	Ene 2006	0	5.05	11,329.11	156.65	4,436,422.40	163.54
	Feb 2006	0	5.05	9,799.38	141.43	4,005,297.60	142.68
	Mar 2006	0	4.70	9,671.04	145.57	4,122,542.40	147.60
	Abr 2006	0	5.12	10,801.26	153.73	4,353,633.60	155.16
	May 2006	38	5.00	10,441.08	154.99	4,389,316.80	156.44
	Jun 2006	129	4.49	9,168.03	134.76	3,816,403.20	135.40
	Jul 2006	303	2.15	3,374.10	66.51	1,883,563.20	64.79
	Ago 2006	744	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Sep 2006	720	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Oct 2006	622	0.49	1,636.72	15.06	426,499.20	14.05
	Nov 2006	131	3.66	9,155.34	109.71	3,106,987.20	109.74
	Dic 2006	0	3.95	12,117.31	122.55	3,470,616.00	119.77
	Total anual	2,687		87,493.37		34,011,281.60	1,209.18
2,007	Ene 2007	0	4.18	13,260.00	129.57	3,669,422.40	122.47
	Feb 2007	0	4.11	11,741.20	115.18	3,261,897.60	116.20
	Mar 2007	673	2.53	6,611.26	78.51	2,223,403.20	80.82
	Abr 2007	720	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	May 2007	729	0.02	97.29	0.55	15,576.00	0.56
	Jun 2007	728	0.04	133.08	1.34	37,948.80	1.36
	Jul 2007	489	2.92	3,561.19	90.38	2,559,561.60	91.07
	Ago 2007	7	7.50	10,701.09	232.58	6,586,665.60	221.56
	Sep 2007	15	7.37	10,231.99	220.97	6,257,870.40	226.25
	Oct 2007	0	7.92	11,511.66	245.51	6,952,833.76	245.20
	Nov 2007	0	8.00	11,575.39	239.85	6,792,552.00	241.98
	Dic 2007	0	8.16	12,311.13	252.88	7,161,486.08	248.13
	Total anual	3,361		91,735.28		45,519,217.44	1,595.60
Promedio anual			70,563.89				
TOTAL	4,060.00		211,691.68		93,574,953.44	3,329.94	
					31,191,651.15		

	Datos por Turbogenerador	Tiempo de paros programados y no programados (Hrs)	Consumo de gas combustible (mmpcd)	Generacion de energía eléctrica (MWH) - EL SGi,k	Consumo de gas combustible (mmpc)	Consumo de gas combustible (m3) - F SG,i,k	Consumo de combustible - autogeneración - (TJ) - FC Sgik
2,005	Ene 2005	0	7.42	17,044.00	230.02	6,514,166.40	244.02
	Feb 2005	123	4.78	9,124.00	133.84	3,790,348.80	140.56
	Mar 2005	72	6.06	13,263.00	187.71	5,315,947.20	198.09
	Abr 2005	0	6.79	14,695.00	203.68	5,768,217.60	213.18
	May 2005	0	7.00	16,234.00	217.13	6,149,121.60	230.50
	Jun 2005	0	7.20	15,526.00	215.94	6,115,420.80	228.02
	Jul 2005	0	6.83	14,884.00	211.76	5,997,043.20	203.43
	Ago 2005	0	7.34	16,223.00	227.43	6,440,817.60	242.69
	Sep 2005	396	3.35	7,219.00	100.50	2,846,160.00	106.30
	Oct 2005	744	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Nov 2005	720	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Dic 2005	744	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total anual	2,799		124,212.00		48,937,243.20	1,806.80
2,006	Ene 2006	608	3.71	1,541.98	114.96	3,255,620.00	120.01
	Feb 2006	407	1.47	3,409.59	41.07	1,163,102.40	41.43
	Mar 2006	199	2.91	6,797.62	90.31	2,557,579.20	91.57
	Abr 2006	244	3.45	9,297.55	103.62	2,934,518.40	104.59
	May 2006	744	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Jun 2006	720	0.21	422.30	6.26	177,283.20	6.29
	Jul 2006	11	7.98	24,781.28	247.47	7,008,350.40	241.07
	Ago 2006	0	7.63	24,863.16	236.47	6,696,830.40	225.28
	Sep 2006	17	7.76	22,923.75	232.68	6,589,497.60	202.54
	Oct 2006	0	7.49	21,284.39	232.17	6,575,054.40	216.62
	Nov 2006	541	1.36	3,435.29	40.78	1,154,889.60	40.79
	Dic 2006	744	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total anual	4,235		118,756.90		38,112,725.60	1,290.20
2,007	Ene 2007	744	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Feb 2007	665	0.01	31.89	0.22	6,230.40	0.22
	Mar 2007	36	4.51	14,382.75	139.91	3,962,251.20	144.02
	Abr 2007	0	7.89	20,082.97	236.58	6,699,945.60	241.62
	May 2007	0	7.81	20,590.35	242.00	6,853,440.00	246.24
	Jun 2007	0	9.75	19,206.16	292.42	8,281,334.40	297.54
	Jul 2007	220	6.35	12,509.82	196.88	5,575,641.60	198.38
	Ago 2007	744	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Sep 2007	720	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Oct 2007	744	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Nov 2007	720	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Dic 2007	744	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total anual	5,337		86,803.95		31,378,843.20	1,128.03
Promedio anual			109,924.28				
TOTAL	4,123.70		329,772.85		118,428,812.00	4,225.03	

REFERENCIAS

- *Agencia Europea de Medio Ambiente (2005). "Vulnerabilidad y adaptación al cambio climático en Europa". Publications Office (2005).*
- *Boyle, G. (2003). "Energy Systems and Sustainability". Oxford University & The Open University. UK (2003).*
- *Breeze, P. (2005). "Power Generation Technologies". Newnes. UK (2005).*
- *Burgos, R. & Elizalde, A. (1994) "La contribución de la cogeneración a la preservación del Medio Ambiente". México (1995).*
- *UK Climate Impacts Program (2008). Climate Digest.. October, 2008.*
- *Comisión Europea (2005). "Cómo hacer más con menos. Libro Verde sobre la eficiencia energética" Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas. Luxemburgo (2005).*
- *Intergovernmental Panel on Climate Change (2007). Fourth Assessment Report: Climate Change 2007.*
- *International Energy Agency (2008). "Key World Energy Statistics". (2008).*
- *International Energy Agency (2008). "The International CHP/DHC Collaborative. Advancing Near-Term Low Carbon Technologies".*
- *International Energy Agency (2008). "World Energy Outlook". (2008).*
- *Homer – Dixon. Memorias de la Conferencia Perspectivas ambientales en América del Norte para el año 2030. Ottawa – Canadá, Junio de 2008.*
- *Memorias del Foro Latinoamericano del Carbono. Santiago de Chile, Octubre de 2008.*
- *Morales, E. (2008). "Utilización de la Energía Nuclear en la Generación Eléctrica en México al Año 2030: Perspectivas e Implicaciones Energéticas y Medioambientales". México (2008).*
- *Nueva orientación relativa la Mecanismo de Desarrollo Limpio. UNFCCC. Diciembre, 2008.*
- *OECD (2008) Environmental Outlook to 2030 (2008).*
- *PricewaterhouseCoopers (2008). "Compete & Collaborate: What is success in connected world?", 11th annual Global CEO Survey (2008).*
- *Protocolo de Kyoto. UNFCCC. 1997.*
- *Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (1994). NOM-085-SEMARNAT-1994. P. 16. México (1994).*

- *Secretaría de Energía (2008a). "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008 – 2017". México (2008).*
- *Secretaría de Energía (2008b). "Balance de Energía 2007". México (2008).*
- *Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (1994). NOM-085-SEMARNAT-1994. P. 16. México (1994).*
- *UNESA, (2005). "Guía Latinoamericana del MDL". Programa Sinergy, 2005.*
- *UNESA, (2005). "Guía Latinoamericana del MDL". Programa Sinergy, 2005.*
- *UNFCCC (2007). "Annual report of the Executive Board of the MDL to the COP serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol". December, 2007.*
- *UNFCCC, (2008). "Combined tool to identify the baseline scenario and demonstrate additionality". Version 02.2. EB 28 Report, (2008).*
- *UNFCCC, (2008). "Tool for the demonstration and assessment of additionality". Version 05.1. EB 39 Report, (2008).*
- *UNFCCC, (2004). "Analysis of the least-cost fuel option for seasonally-operating biomass cogeneration plants". Version 01.*
- *UNFCCC, (2008). "Combined tool to identify the baseline scenario and demonstrate additionality". Version 02.2. EB 28 Report, (2008).*
- *UNFCCC, (2004). "Consolidated methodology for electricity generation from biomass residues". Version 08.*
- *UNFCCC, (2009). "Glossary of CDM terms". Version 04.*
- *UNFCCC, (2004). "Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale MDL project activity categories". I.C./Version 14.*
- *UNFCCC, (2004). "Natural gas-based package cogeneration". Version 04.*
- *UNFCCC, (2007). "New cogeneration facilities supplying electricity and/or steam to multiple customers and displacing grid/off-grid steam and electricity generation with more carbon-intensive fuels". Version 02.*
- *UNFCCC, (2007). "New cogeneration facilities supplying electricity and/or steam to multiple customers and displacing grid/off-grid steam and electricity generation with more carbon-intensive fuels". Version 02.*
- *UNFCCC, (2008). "Tool for the demonstration and assessment of additionality". Version 05.1. EB 39 Report, (2008).*

- Viqueira, J. (2008). "Energía e Impacto Ambiental". Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. México (2008).
- World Alliance for Decentralized Energy (2006). *Clean Development Through Cogeneration*.
- World Bank (1995). "Clean Coal Technologies". USA (1995).
- Zeferino, Y. (2006). "Viabilidad técnico económica de proyectos ambientales en instalaciones de Pemex a través del Mercado de Bonos de Carbono en el Marco del Protocolo de Kyoto". México (2006).

Sitios de internet

International Emissions Trading Association

- www.ieta.org

International Energy Agency

- www.iea.org/g8/chp/chp.asp
- www.iea.org/textbase/papers/2008/chp_ets.pdf
- www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/chp_dhc.pdf
- www.iea.org/Textbase/publications/free_new_result.asp?title=CHP&Submit=Submit
- www.iea.org/textbase/work/workshopdetail.asp?WS_ID=393

Instituto Nacional de Ecología

- www.ine.gob.mx

Secretaría de Energía

- www.sener.gob.mx

UNFCCC

- unfccc.int
- unfccc.int/essential_background/feeling_the_heat
- unfccc.int/cooperation_and_support/financial_mechanism/adaptation_fund
- cdm.unfccc.int
- cdm.unfccc.int/Projects/registered.html
- cdm.unfccc.int/methodologies/index.html

Vattenfall

- www.vattenfall.com/climatemap

World Resources Institute

- www.wri.org
- www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/world.html
- www.localpower.org/documents/reporto_iea_chpwademodel.pdf

Otros

- reports.eea.europa.eu/briefing_2005_3/es/Briefing_3_2005_ES.pdf
- www.greenfacts.org/en/climate-change-ar4/l-3/4-observed-impacts.htm#0p0
- www.bancomext.com/Bancomext/publicasecciones/secciones/11318/QueSeBusca.htm
- www.combatclimatechange.org
- www.jamesoncell.com/es/applications_coal.html
- www.windows.ucar.edu/tour/link=/earth/Atmosphere/ozone_tropo.sp.html