



**INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
CENTRO NACIONAL DE PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA
PROCESO PLANEAMIENTO AMBIENTAL**

**PROPUESTA DE FACTORES PARA EL CÁLCULO DE EMISIONES DE
GASES DE EFECTO INVERNADERO DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
Y SU APLICACIÓN A UN INVENTARIO DEL 2008**



Jorge Mario Montero

Diciembre 2009
San José – Costa Rica

INDICE

I.	INTRODUCCIÓN	3
II.	METODOLOGIA	7
III.	LOS GASES DE EFECTO INVERNADERO	9
IV.	COMPARACIÓN DE ESTUDIOS DE FACTORES DE EMISIONES DE SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	11
V.	PROPUESTA DE FACTORES PARA CALCULAR LOS GEI EN EL SEN	15
VI.	INVENTARIO E EMISIONES DE GEI DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL AÑO 2008	21
VII.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	23
VIII.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	26
IX.	ANEXOS	29

I. INTRODUCCIÓN

La generación de electricidad utilizando hidrocarburos como carbón, bunker, diesel o gas natural son responsables de las emisiones del 25,9% de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el mundo (IPCC 2007).

En el contexto del Protocolo de Kyoto, Costa Rica no tiene obligaciones, pero sí podría beneficiarse ampliamente certificando las emisiones de GEI de sus plantas que aquí se demuestra, son bajas. Esta característica podría utilizarse para posicionar al país como un lugar donde se pueden producir bienes y servicios con mínimas emisiones de carbono asociadas al consumo de electricidad.

Este estudio pretende proveer a usuarios de información sobre emisiones del sistema eléctrico, con factores de emisiones adaptados a la realidad del SEN costarricense, que hayan sido determinados por medio de una metodología explícita y sistemática. Se pretende llenar un vacío de información al respecto e iniciar el camino hacia la estandarización de metodologías y criterios para inventariar los gases de efecto invernadero producidos por la generación de electricidad en Costa Rica.

El estudio se divide en varias partes. La segunda parte trata generalidades del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Costa Rica, la justificación y objetivos del estudio. Incluye una descripción bastante detallada de la metodología visto que es uno de los primeros estudios de su clase realizados en el país se requiere tener claridad de cómo se llega a los resultados obtenidos.

La tercera parte introduce brevemente conceptos sobre los GEI, explica el contexto y alcances del Protocolo de Kyoto, y describe las distintas fuentes de emisión de GEI que hay en el SEN. Particularmente se explica cómo se relaciona este estudio los mecanismos de desarrollo limpio (MDL) que propone dicho convenio.

La cuarta parte ofrece una discusión sobre los supuestos y alcances de varios estudios que buscan integrar factores de emisión de varias tecnologías de generación eléctrica. Se incluyen también algunos estudios particulares, como en el caso de geotermia que normalmente no se incluyen ésta en las compilaciones generales. Se discute sobre el grado de afinidad o incompatibilidad con las condiciones del SEN costarricense.

La sección siguiente es una memoria de cálculo de los factores de emisión de cada tecnología o recurso de generación eléctrica utilizados en Costa Rica, donde explícitamente se discuten las premisas utilizadas.

La sexta parte es una aplicación de caso. Se realiza un inventario general de las emisiones del SEN de Costa Rica para el año 2008 basado en los factores de emisión obtenidos en la parte cuatro, y en la generación eléctrica del país

para dicho año. La parte séptima contiene las conclusiones y recomendaciones de este estudio.

La octava cita las referencias que soportan lo que se expone. Un anexo extenso contiene todas las tablas y datos en que se basan los cálculos de este estudio, que no fueron explícitamente incluidos en otras partes de mismo, dándole trazabilidad al mismo.

1.1 El Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN), lo conforma el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y varias empresas distribuidoras, a saber: el ICE, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC) y cuatro cooperativas de electrificación rural: COOPEGUANACASTE, COOPELESCA, COOPESANTOS Y COOPEALFARO. También incluye los generadores privados independientes que le venden energía al ICE. Asimismo la red nacional de transmisión es responsabilidad del ICE.

El ICE es el mayor productor de electricidad aunque otros participan en la generación de energía como la CNFL, COOPELESCA, ESPH, JASEC y los generadores privados.

En el Cuadro 1 se nota que la generación hidroeléctrica es la dominante en el país produciendo el 78% en el último quinquenio. En segundo lugar de importancia está la fuente geotérmica con un 14%. Junto con la energía eólica (2,7%), la cual complementa a la hidroeléctrica en estacionalidad, en el último quinquenio estas tres fuentes han producido un 94.5% de la generación a partir de recursos renovables para el país. Luego, hay una producción incipiente de energía eólica y energías biomásicas.

Cuadro 1. SEN: generación de electricidad por tipo de planta 2004-2008

TIPO PLANTA	2004 (GWh)	2005 (GWh)	2006 (GWh)	2007 (GWh)	2008 (GWh)	PERÍODO	
						(TWh)	(%)
HIDROELECTRICA	6514.5	6565.4	6601.2	6768.6	7386.1	33.84	78.11
TERMOELECTRICA	66.5	270.9	533.1	722.3	677.0	2.27	5.24
GEOTERMICA	1205.6	1147.7	1214.9	1238.5	1130.9	5.94	13.71
EOLICA	257.5	203.6	273.5	241.1	198.2	1.17	2.71
BIOMASA	17.7	24.6	19.0	17.1	23.6	0.10	0.24
TOTAL	8061.9	8212.2	8641.8	8987.5	9415.6	43.319	100

Fuente: ICE. UEN Centro Nacional de Control Energía (CENCE), 2009.

La energía termoeléctrica, no renovable, aporta solo 5,2% de la energía pero constituye un importante soporte de las renovables cuando no hay disponibilidad de estas, por ejemplo, en épocas secas.

Esta composición del parque de generación tan renovable sugiere que las emisiones de GEI son relativamente bajas comparadas con sistemas eléctricos donde se utiliza generación con hidrocarburos de manera más amplia (bunker, diesel, gas natural). Las emisiones globales y por fuente para el 2008 se determinan más adelante en este estudio.

Varios factores inciden sobre la demanda eléctrica. El crecimiento demográfico, la mejora en la calidad de vida en algunos sectores, así como el crecimiento de sectores productivos como de industria y servicios. Lo anterior ha hecho que el crecimiento de la demanda haya sido proyectado en un 5,5% anual, dándose este comportamiento en los últimos años. Sin embargo, dicho porcentaje de aumento ha venido disminuyendo. Según los datos suministrados por el Proceso de Demanda Eléctrica (Mayo, 2009), desde el 2006 al 2008 los crecimientos anuales registrados son de 6,1%, 4,6% y 2,3% respectivamente.

De acuerdo al Plan de Expansión de la Generación (2007), la estructura del parque de generación eléctrico se mantendrá muy similar a la actual para los próximos 15 años.

1.2 Justificación del Estudio

Este estudio se escribe en víspera de la cumbre de Copenhagen 2009 sobre el Cambio Climático, donde los países subdesarrollados plantearán formas nuevas de que se reconozca su herencia o su contribución a la estabilización de los GEI. En este contexto, es oportuno para Costa Rica poder mostrar las ventajas estructurales que respecto a la emisión de GEI tiene la composición del parque de generación eléctrica del país. Según datos del ICE (2009) un 94,5% de la generación nacional se realizó con fuentes de energía renovable en los últimos cinco años. Esto indica con claridad que posiblemente el SEN presenta ventajas en cuanto a emisiones de GEI respecto a sistemas eléctricos que utilizan los combustibles fósiles en mayor medida para su generación eléctrica.

Para demostrar esto, primero debe desarrollarse un método sistemático para cuantificar periódicamente las emisiones totales del sistema. Por ejemplo, se puede establecer una Línea Base para realizar estudios de emisiones de alternativas o inclusiones al sistema y registrar desplazamiento de emisiones ante el comité ejecutivo de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL). Para proyectos de 15 MW o menos, el método que este estudio presenta es válido. También se produce información general que ayudara al país posicionarse y aprovechar otros MDL que estableció el Convenio de Kyoto, y otros nuevos que puedan establecerse en Copenhagen.

También servirá de referencia para que el ICE y otros actores del SEN establezcan metas mejoramiento en cuanto a sus emisiones de GEI, y a que en sus modelos de planificación y análisis de expansión de la generación considere los efectos ambientales y económicos de los GEI.

1.3 Objetivos

1.3.1 General

Este estudio se pretende cuantificar sistemáticamente las emisiones GEI del SEN, así como dejar las bases metodológicas sentadas para que esto se pueda hacer sistemáticamente año con año.

1.3.2 Específicos

- Determinar factores para el cálculo de emisiones para cada una de las combinaciones de fuente de energía y tecnología que se usan actualmente en Costa Rica: hidroelectricidad, geotermia, térmica, eólica y biomásica.
- Determinar un factor para el cálculo de las emisiones de GEI global del sistema.
- Aplicar los factores propuestos para el cálculo de las emisiones en un inventario de gases de efecto invernadero del Sistema Eléctrico Nacional en el año 2008, para obtener una Línea Base.
- Disponer de una Línea Base para comparación de proyectos MDL que clasifiquen para procesos de evaluación simplificados.

1.4 Alcance y Limitaciones

En general, no existen estudios que todos los métodos de generación de energía eléctrica comercial. Se han usado varios estudios que ofrecen compilaciones amplias de varias fuentes de energía que son exhaustivas. En algunos casos se debió considerar solo las emisiones directas de algunas fuentes y no el ciclo de vida completo.

La información para energía geotérmica es particularmente escasa y no se han encontrado estudios que incluyan todo el ciclo de vida de las plantas.

En algunos casos, como en el de las energías biomásicas, se ha recurrido a generalización de casos, visto que no se tiene acceso a información primaria. En estos casos, es evidente que no se incluye tampoco el análisis de ciclo de vida completo sino solo emisiones directas.

El estudio se limita solamente a la etapa de generación de la electricidad, omitiendo las emisiones que se pudieran producir en otros procesos como transmisión y distribución de la misma.

II. METODOLOGÍA

2.1 Tipo de Estudio

Se trata de un análisis bibliográfico para obtener factores de emisión de GEI o metodologías que lleven a su determinación, adaptándolos a las particularidades del SEN costarricense. Una vez determinados se utilizan para realizar un inventario de GEI para 2008.

2.2 Fuentes de Información

Con el fin de definir factores de emisión apropiados para el país se consultó literatura relacionada con este tema y se analizaron cuatro estudios que consideran el ciclo de vida completo de las plantas generadoras de distintos tipos.

Dichos estudios son compilaciones de investigaciones que han determinado factores para el cálculo de emisiones. El World Energy Council (WEC 2004) elaboró uno de estos estudios más conservadores, en el sentido de que los factores de emisiones consideran el ciclo de vida completo de las plantas y son los de mayor magnitud. Constituyó la base inicial de la propuesta para el caso del SEN.

Los restantes son estudios basados en análisis de ciclos de vida completo o de una tecnología específica de generación. Estos complementaron la información proveniente del estudio antes señalado.

La guía elaborada por Intergovernmental Panel for Climate Change (IPCC 2006) para estimar emisiones de GEI, fue otra fuente empleada en este estudio. Existen estudio empíricos puntuales sobre plantas térmicas, que incluyen emisiones de dióxido de carbono, hechos por el ICE. Estos no se consideraron hasta tanto se consolide su medición sistemática varias veces al año.

Los estudios mencionados anteriormente no incluyen información sobre emisiones de la generación geotérmica por lo que se recurrió a publicaciones de la Geothermal Energy Association (2007) y del Renewable Energy Policy Project (2003).

Adicionalmente, se consultaron otras fuentes provenientes del World Resources Institute y Word Business Concil for Sustainable Development (2009), relacionadas con aspectos metodológicos sobre cuantificación de gases de efecto invernadero para proyectos de generación eléctrica.

Además, se consultó información documental del ICE relacionada con el SEN, información histórica de generación eléctrica general y por planta para el período 2004-2008, así como los planes de expansión de la generación.

2.3 Tratamiento de la Información

La información recopilada se analizó, de manera tal, que se extrajeran aquellos elementos que podrían servir de base para la definición de factores requeridos para el caso del SEN. Cada tipo de planta tiene sus particularidades metodológicas, las cuales se detallan a continuación.

2.3.1 Plantas Hidroeléctricas

Para la definición de factores en este tipo de fuente se procedió de la siguiente manera:

- Comparación de la densidad de potencia y energía de embalses de Costa Rica, con casos internacionales en los cuales se han estudiado o estimado emisiones de gases de efecto invernadero.
- Desarrollo de un criterio para asignar el factor.
- El factor se determinó para dos tipos de planta: a filo de agua y con embalse.

2.3.2 Plantas Geotérmicas

El factor se definió con base en el tipo de planta geotérmica. A las binarias se les asignó cero emisiones y se utilizan datos agregados para EEUU del Renewable Energy Policy Project (2003) los cuales se ajustaron para excluir las binarias.

2.3.3 Plantas térmicas

Para determinar los factores de las plantas térmicas, se realizó una comparación entre tres metodologías empleadas en la estimación de este tipo de factores. La base de datos de plan de expansión de la generación, los factores del estudio del WEC y los factores del Intergovernmental Panel for Climate Change (IPCC) con el consumo real de combustible. Se utilizó esta última debido a que es más conservadora (indica emisiones más altas) y considera la eficiencia real de cada planta.

2.3.4 Plantas Eólicas

Para definir este factor se tomó como base el rango de factores de emisiones establecido por el WEC. Dicho rango indica el máximo y mínimo de las emisiones de las plantas eólicas consideradas en el estudio de dicha entidad.

Se tomó en cuenta el hecho de que las plantas térmicas de Costa Rica se localizan en zonas donde el recurso eólico es de excelente calidad a nivel mundial (Hidalgo 2009), por lo cual se asignó un factor bajo dentro del rango señalado por WEC.

2.3.5 Factor Global

Se determinó un factor agregado para el sistema haciendo un promedio ponderado por la generación de los últimos 5 años de cada tecnología.

III. LOS GASES DE EFECTO INVERNADERO

3.1 Definiciones y caracterización

Los gases que atrapan calor en la atmósfera son llamados gases de efecto invernadero (GEI). Algunos son producidos naturalmente y otros son creados por el hombre y emitidos por sus procesos productivos (EPA 2009).

Existe un fenómeno que se conoce como “forzamiento radiativo”. Se refiere a cualquier efecto que altere el punto de equilibrio natural entre la radiación incidente y la radiación saliente de la tierra. Estos fenómenos son típicamente variaciones en la irradiación solar en la troposfera, presencia de aerosoles en la atmósfera y perturbaciones en las concentraciones de gases con efecto invernadero (IPCC 2001). Estos gases tienen la característica de cambiar el equilibrio en los niveles de radiación naturales de la tierra, haciendo que aumente la temperatura de la atmósfera (Environment Canada 2009).

Los GEI son producidos por efectos directos de la actividad humana, por ejemplo al quemar combustibles y liberar CO₂ en la atmósfera, como por efecto indirecto al cambiar el uso de los suelos y permitir la degradación de materia orgánica uno de cuyos productos es el metano (CH₄).

3.2 El Protocolo de Kyoto y sus instrumentos

El Protocolo de Kyoto es un convenio internacional que regula las emisiones de GEI. Concretamente busca reducir los niveles de GEI del planeta a un 95% de los que existían en 1990. Establece límites vinculantes para 37 países desarrollados (Anexo B del Protocolo) aunque no en forma uniforme, y exime de límites de emisiones al resto de las naciones del planeta. Entró en vigencia el 16 de febrero de 2005 y lo han suscrito 187 países. Costa Rica lo ratificó el 9 de agosto del 2002 (UNFCCC 1998).

Regula seis gases con efecto invernadero, a saber:

- Dióxido de carbono (CO₂)
- Metano (CH₄)
- Óxido nitroso (N₂O)
- Hidrofluorocarbonos (HFC)
- Perfluorocarbonos (PFC)
- Hexafluoruro de Azufre (SH₆)

Los negociadores del Kyoto incluyeron tres mecanismos para ayudar a los países en desarrollo y al sector privado a contribuir con la disminución de los GEI: Un mercado de emisiones, la implementación conjunta (JI) y los mecanismos de desarrollo limpio (MDL).

El MDL autoriza a un país con limitación de emisiones a implementar o adquirir certificados de reducción de emisiones (CER en inglés) equivalentes a una tonelada de CO₂. Los países en desarrollo pueden obtenerlos por medio de

proyectos que reduzcan las emisiones de GEI y una vez certificados, pueden venderlos a los países con obligaciones.

Este mecanismo, por un lado flexibiliza los medios para alcanzar sus metas a los países desarrollados y le permite a los países en desarrollo contribuir a las metas globales de Kyoto, a la vez que reciben un flujo de capital que ayuda a financiar sus proyectos de desarrollo que reduzcan emisiones.

3.3 Emisiones de GEI en el SEN

Una de las principales fuentes de emisiones de GEI es el quemado de hidrocarburos como fuente de energía. Esto incluye combustibles para vehículos de transporte (autos, camiones, aviones, barcos), así como otros usos para generar calor industrialmente. Las plantas estacionarias generadoras de electricidad que pueden funcionar con gas natural, diesel, bunker o carbón para producir electricidad son fuentes importantes de emisiones. Según el Intergovernmental Panel for Climate Change (IPCC) emiten el 25,9% de las emisiones del planeta (IPCC 2007).

No obstante, otras fuentes de electricidad también pueden generar emisiones de manera indirecta, cosa que se puede determinar por medio de un análisis de ciclo de vida completo. Por ejemplo, la construcción de un proyecto hidroeléctrico requiere de cemento, en cuya producción se producen emisiones en los hornos de clinker. También se requiere formar partes de acero en forma de varilla de construcción, secciones estructurales, etc. Y también se requiere de transporte masivo de materiales. En todas estas actividades producen cantidades importantes de emisiones. Estas se consideran emisiones indirectas al no producirse directamente cuando la planta genera electricidad.

Como vimos anteriormente, el país cuenta con generación térmica con turbinas de gas y con motores de pistón. También con plantas hidroeléctricas a filo de agua y con embalse de distintos tamaños, plantas eólicas, plantas geotérmicas y alguna generación con fuentes secundarias como el calor de las calderas de los ingenios y biogás producido por un relleno sanitario. También se utilizan otras fuentes menores como gas de biodigestores pero no se consideran en este estudio porque no tienen escala comercial.

IV. COMPARACIÓN DE ESTUDIOS DE FACTORES DE EMISIONES DE SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

4.1 Importancia

Los factores de emisiones por unidad de producción facilitan la estimación de emisiones de GEI. Contar con un factor o una referencia aceptada es ventajoso para todos los actores involucrados en transacciones que involucran GEI puesto que facilita los cálculos de proyectos y permite realizar inventarios o proyecciones rápidamente.

En planificación eléctrica son particularmente útiles porque permiten incluir estimaciones de emisiones para los distintos escenarios de expansión del sistema de generación y compararlas de una manera conveniente. Esto facilita su consideración como variables del sistema.

4.2 Algunos estudios internacionales

Dada su relevancia relativa a las obligaciones adquiridas por los países desarrollados en el Protocolo de Kyoto, algunas agencias nacionales y asociaciones de la industria, así como organizaciones no-gubernamentales internacionales hacen estudios sobre las emisiones de distintas tecnologías de generación eléctrica.

Cuadro 2. Factores de Emisiones del IPCC 2006.

- kg CO₂ equivalentes por TJ combustible con base calórica neta -

COMBUSTIBLE	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	defecto	menor	mayor	defecto	menor	mayor	defecto	menor	mayor
Petróleo crudo	73300	71100	75500	3	1	10	0.6	0.2	2
Orimulsión	77000	69300	85400	3	1	10	0.6	0.2	2
Gas/Diesel	74100	72600	74800	3	1	10	0.6	0.2	2
Bunker	77400	75500	78800	3	1	10	0.6	0.2	2
Lignita	101000	90900	115000	1	0.3	3	1.5	0.5	5
Gas Natural	56100	54300	58300	1	0.3	3	1.5	0.5	5

Fuente: Resumido de 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Capítulo 2: Stationary Sources.

Entre estos destaca el Intergovernmental Panel for Climate Change (IPCC), un órgano de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (UNFCCC en inglés), la cual se ha avocado a establecer factores de emisiones genéricos para distintos sectores de la industria. Estos se han determinado por unidad de entrada de algún insumo principal de cada industria. En el caso de la producción de energía eléctrica, estos se indican como masa de dióxido de carbono equivalente por unidad energética de combustible. El IPCC sostiene que sus indicadores genéricos son apropiados para inventarios nacionales. Se adjuntan algunos de estos factores en Cuadro 2.

No obstante, los factores del IPCC se refieren a emisiones directas y no consideran el ciclo de vida completo de la planta por lo cual subestiman las emisiones de GEI, especialmente de las renovables. Asimismo puede observarse que las emisiones de CH₄ y N₂O son despreciables respecto a las de CO₂.

Otros estudios son síntesis de otros estudios específicos. Dentro de estos se revisó un estudio de la oficina de ciencia y tecnología del Parlamento Británico (POST en inglés, 2006), y un estudio del World Energy Council (WEC 2004), una ONG internacional con intereses en promocionar la energía renovable. En el cuadro No. 3 se observa una síntesis que se ha construido a partir de estos dos estudios.

En este cuadro se incluyeron también otras fuentes cuando las dos fuentes principales no ofrecían indicadores apropiados para la tecnología, o cuando se consideró importante incluir el indicador de otra fuente. Entre estos se citan estudios particulares de Geothermal Energy Association (GEA 2007) de EEUU y del Renewable Energy Policy Project (REPP 2003) una ONG de Washington DC. También se utilizó un estudio de Alain Tremblay (2004) sobre hidroelectricidad, y documentos metodológicos del World Resources Institute (WRI), a saber, el Protocolo para contabilidad de gases en proyectos de GEI (2009) y una guía para cuantificación de GEI para proyectos de generación eléctrica conectados a la red (2009).

Se observa que todavía la literatura presenta discrepancias apreciables de emisiones respecto a la misma tecnología o fuente, Esto es esperable debido a las variaciones que puede haber de calidad de combustibles, características de los recursos de generación, de diseños, configuraciones y de modos de operar las plantas, y según el despacho de la red a la que estén conectadas, entre muchos otros factores. También podría esperarse variación según los intereses del autor o la fuente del informe.

Como se ve, la literatura en general cita las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en forma de dióxido de carbono equivalente (CO₂ eq). En este estudio se utiliza esta forma también.

Los estudios del WEC, POST, WRI y de Tremblay reflejan estimaciones de emisiones de GEI del ciclo de vida completo de las plantas de generación. Mientras que los estudios de la GEA y del REPP indican que se refieren a emisiones directas únicamente, al igual que los factores estandarizados del IPCC.

Relativo a fuentes de generación, las emisiones por unidad de energía más bajas las ofrece la generación eólica, en "offshore" (sobre el mar) y en tierra variando entre 7 y 22 ton CO₂/GWh. En segundo lugar la generación hidroeléctrica a filo de agua. La generación hidroeléctrica con embalse es un poco mayor, pero igualmente de una magnitud muy baja.

Con emisiones un poco más grandes se sitúa la generación geotérmica, la cual no incluye emisiones indirectas. Y luego, con casi un orden de magnitud

superior, todas las tecnologías de generación a base de hidrocarburos que van desde 400 ton CO₂/GWh para ciclos combinados con gas natural hasta más de 1300 ton CO₂/GWh para carbón.

Entre los estudios se observa algunas tendencias consistentes. Por ejemplo, el estudio del POST ofrece emisiones consistentemente más bajas que el del WEC a lo largo de todas las fuentes analizadas.

Cuadro 3. Emisiones de dióxido de carbono equivalente por unidad de energía eléctrica producida considerando todo el ciclo de vida de la planta.

Tipo de Planta	Emisiones (ton CO ₂ eq/GWh)		Fuente
	Rango	Valor	
Lignita	1062-1372		WEC 2004
Lignita/Carbón duro	940-1340		Tremblay
Carbón convencional	>1000		POST 2006
Carbón con FGD	972-1085		WEC 2004
Carbón IGCC	766-823		WEC 2004
Carbón gasificación	<800		POST 2006
Carbón A o P FBC	803-1075		WEC 2004
"Oil fired"		650	POST 2006
Oil	690-890		Tremblay2004
Diesel		600	WRI 2007
"Heavy Fuel Oil"	774-866		WEC 2004
Gas Natural		500	POST 2006
Gas Natural	650-770		Tremblay2004
Gas Natural Ciclo Combinado	398-469		WEC 2004
Biomasa	25-93		POST 2006
Fotovoltaica	81-260		Tremblay
Fotovoltaica UK		58	POST 2006
Fotovoltaica Mediterráneo		35	POST 2006
Marina (est.)	25-50		POST 2006
Hidroeléctrica	4-18		Tremblay2004
Hidroeléctrica embalse	10-30	15	POST 2006
Hidroeléctrica embalse	3,5-20		WEC 2004
Hidroeléctrica filo de agua	<5	5	POST 2006
Hidroeléctrica filo de agua	4-33		WEC 2004
Eólica Onshore		4,64	POST 2006
Eólica	16-120		Tremblay2004
Eólica Onshore	6,9-14,5		WEC 2004
Eólica Offshore		5,25	POST 2006
Eólica Offshore	9-22		WEC 2004
Geotérmica*		40	GEA, 2007
Geotérmica (flash)*		106	REPP, 2003
Geotérmica (binary)*		0	REPP, 2003
Nuclear		5	POST 2006
Nuclear	3-40		WEC 2004
Nuclear	8-27		Tremblay2004

Fuentes: POST 2006, REPP 2003, WEC 2004, WRI 2007, Tremblay 2004.

V. PROPUESTA DE FACTORES PARA CALCULAR LOS GEI EN EL SEN

5.1 Energía Hidroeléctrica

Existe discusión sobre la cantidad de emisiones reales de los embalses, especialmente los asociados a embalses con muy baja densidad de energía, como Petit Saute, Cedar Lake o Tucuruí (WCD 2000). Al respecto, Svensson (2004) ha observado que se incurre en sesgo al considerar casos con extremadamente baja densidad de energía en algunos estudios y generalizarlos para todos los estudios.

En el Cuadro 4 se comparan algunos embalses de Costa Rica con otros embalses en el trópico donde estudios citados por la World Commission on Dams (WCD) han mostrado que tienen altas emisiones de GEI. En general, los embalses de Costa Rica son de al menos un orden de magnitud superior, a veces más, en cuanto a densidad de potencia y de energía, comparando muy favorablemente con Petit Saute o Tucuruí casos conocidos de embalses con altas emisiones de GEI.

Se puede ver que por densidad de energía o potencia, los embalses de plantas hidroeléctricas de Costa Rica producen mucha más energía por unidad de área. Solamente Belo Monte tiene una densidad de potencia mayor que Arenal, pero este es considerado un embalse de alta densidad energética típico en el estudio de WCD.

Cuadro 4. Comparación de embalses costarricenses y embalses característicos citados por la Comisión Mundial de Presas.

País	Embalse	Area (km ²)	Potencia (MW)	Energía (GWh/año)	Densidad de Potencia (MW/km ²)	Densidad de Energía (GWh/año/km ²)
Costa Rica	Arenal	87.8	331	1300	3.8	15
	Cachí	3.23	101	616.1	31	191
	Angostura	2.46	177	846.2	72	344
	Sandillal	0.71	32	135.9	45	191
Guyana	Petit Saut	350	37	116	0.11	0.33
Brazil	Balbina	2360	112.2		0.05	
Brazil	Samuel	560	217		0.39	
Brazil	Tucuruí	2430	3960		1.63	
Brazil	Belo Monte	1100	11000		10	

Fuente: ICE 2009, World Comision on Dams 2003, Fearnside 1989

En Costa Rica no se han medido directamente las emisiones de los embalses. No obstante, no se espera que las emisiones de los embalses de Costa Rica se desvíen de los valores medios que cita la literatura. Más bien, estando en el extremo de alto de densidad de potencia, se esperaría que se minimizaran los factores unitarios de emisiones a largo plazo porque producen mucha más energía por unidad de área que los casos críticos citados. No obstante esto, al

contabilizar las emisiones de plantas con embalse se utiliza conservadoramente el extremo alto del estudio del WEC de 20 ton CO₂eq/GWh.

La plantas a filo de agua se caracterizan por sus bajas emisiones. Los estudios revisados indican que la estimación empleada en el Plan de Expansión de la Generación del 2007 (PEG 2007) fué sumamente conservadora. Considerando que algunas plantas tienen embalses de regulación pequeños, y que no son completamente filo de agua se revisa el valor que asignó el PEG 2007 y se considerará un valor de 8 ton CO₂eq/GWh para este tipo de plantas.

5.2 Energía Eólica

La generación eólica en Costa Rica es todavía pequeña en cuanto a potencia instalada, aunque tiene una penetración relativamente alta en el sistema (PEG 2007). No obstante los sitios donde se desarrolla la energía eólica en el país tienen un recurso eólico privilegiado y la producción de energía se mantiene durante casi todo el año (Hidalgo, 2009), siendo muy intensa entre diciembre y abril. Por esta razón se puede asumir que la emisiones por unidad de energía de las plantas eólicas son relativamente bajas respecto a otras plantas en el mundo. Por ello, se asumirá un factor de 10 ton CO₂eq/GWh para plantas eólicas.

5.3 Energía Geotérmica

El PEG 2007 no presenta una estimación de las emisiones de GEI de la energía geotérmica. Esta tecnología normalmente no se incluye en las síntesis de emisiones de tecnologías de generación publicadas. En este estudio se considera la opinión del Renewable Energy Policy Project (REPP 2003) que asigna aproximadamente 106 ton CO₂eq/GWh para plantas flash y cero emisiones para plantas con ciclo binario. Estas estimaciones se refieren únicamente a emisiones directas, no consideran el ciclo de vida completo de las plantas. Existen otros estudios producidos por misma industria de la geotermia (Geothermal Energy Association) pero se prefiere la aproximación de REPP por ser más conservadora y provenir de una organización independiente.

Para Costa Rica se asume que la fracción de la energía geotérmica producida con plantas binarias es de un 10% (Anexo C), correspondiente a la generación de Miravalles V en el quinquenio estudiado. Este factor se podrá utilizar para el sistema siempre y cuando la composición del parque geotérmico se mantenga.

5.4 Energía Termoeléctrica

Para la determinación de factores de la energía termoeléctrica se analizaron preliminarmente varias metodologías. En un primer momento, se construyó un índice con algunos factores de emisiones de la literatura especialmente del estudio del World Energy Council (WEC 2004), el cual considera el ciclo de

vida completo de las plantas, y la generación del período 2004-2008 mostrada en el Anexo D. Estos valores se revisaron comparándolos con los factores de emisiones unitarios obtenidos a partir del IPCC 2006, y los consumos de combustibles reales de las máquinas y con las plantas ICE con los consumos unitarios de la base de datos del Plan de Expansión (Anexo E).

Se encontró que los factores de emisiones unitarios utilizando consumos reales de combustibles y factores del IPCC eran los mayores, y que eran superiores a los que cita el estudio de WEC, aunque no incluyan el ciclo de vida completo. Siguiendo el principio de utilización de los supuestos más conservadores (WRI 2005), en este estudio se considera apropiado utilizar la metodología y factores de emisiones del IPCC 2006.

Las emisiones de CH₄ y N₂O (metano y óxido nitroso) indicadas en el Cuadro No. 2, se consideran relativamente pequeñas en el caso de la combustión, aún considerando su potencial de calentamiento global (21 y 310 respectivamente), por lo que no se consideran en las estimaciones.

La estimación de los factores de emisiones se basó en el consumo de combustibles en el período 2004-2008, la eficiencia registrada de las plantas y los factores del IPCC en cual se muestra en el Cuadro 5. Estos factores dependen de la serie de tiempo que se utilice para obtenerlos. En la práctica, es más preciso utilizar una tabla semejante al Cuadro 5 para estimar las emisiones totales del parque térmico a partir del factor de emisión de cada planta y el consumo de combustible para el período en que se requiera las emisiones, no obstante se infieren factores para cada tipo de combustible para uso en estimaciones generales.

Los factores ponderados por producción de las plantas en el quinquenio estudiado son 735 tonCO₂/GWh para bunker y 965 tonCO₂/GWh para diesel.

Cuadro 5. Determinación de factores de emisiones para el parque térmico.

Tipo de Planta	Energía Producida 2004-2008 (kWh)	Tipo de Combustible	Eficiencia (kWh _e /l _c)	Energía del Combustible (kJ/l)	Eficiencia Planta	Combustible (TJ/año)	Factor de Emisión (ton CO ₂ /TJ)			Factor Emisiones (ton CO ₂ /GWh)
							Valor	Rango		
								min	max	
Colima	66891322	bunker	3.19	39354	0.292	825	77.4	75.5	78.8	955
Moín Pistón	63290243	bunker	3.90	39354	0.357	639	77.4	75.5	78.8	781
Moín Gas	780735895	diesel	2.82	36462	0.278	10095	74.1	72.6	74.8	958
San Antonio Gas	191926263	diesel	2.50	36462	0.247	2799	74.1	72.6	74.8	1081
Moin Gas -CNFL	499124817	diesel	2.82	36462	0.278	6454	74.1	72.6	74.8	958
Barranca	143107446	diesel	2.30	36462	0.227	2269	74.1	72.6	74.8	1175
Pujol-Caldera	126411216	bunker	4.48	39354	0.410	1110	77.4	75.5	78.8	680
Pujol-Guápiles	194770671	bunker	4.48	39354	0.410	1711	77.4	75.5	78.8	680
TEIC San Antonio	143521863	diesel	3.60	36462	0.355	1454	74.1	72.6	74.8	751
Alstom Barranca	59936227	diesel	3.60	36462	0.355	607	74.1	72.6	74.8	751
	2269715963									

Fuente: Elaboración propia con base en ICE 2009 e IPCC 2006.

5.5 Energía Biomásica

En el país se genera con biomasa a partir de combustible sólido como lo es el bagazo de la caña y a partir de biogás en el relleno sanitario de Río Azul. Este tipo de fuente representó durante el 2008 un 0,24% de la generación del país, una magnitud sumamente baja. El factor de emisiones para el gas de relleno sanitario se determinó a partir de fuentes secundarias puesto que no se tuvo acceso a los análisis pertinentes en Río Azul.

Se considera que el poder calórico del gas de relleno sanitario (landfill gas en inglés) está entre 13 y 22 MJ/m³ (SCS Engineers 1997). El Canadian Renewable Energy Guide (SESC 1999) estimó una eficiencia de 13,3 MJ/kWh para la planta de Gazmont, con lo que se puede estimar un factor de emisiones para el gas de relleno sanitario de 726 ton CO₂/GWh.

Para el caso de la producción de los ingenios, se contó con información primaria del Ingenio Taboga (Díaz 2009) que fue comparada con literatura con casos internacionales. El estudio de Ho (2006) considera dos instalaciones de cogeneración con bagazo que producen respectivamente 0,215 y 0,396 MWh/ton bagazo. El poder calórico del bagazo se estima entre 6,9 y 7,2 MJ/kg cuando tiene un contenido de humedad aproximado del 50% (Electrowatt-Ekono 2005, Sugartech 2009). Los datos de Taboga asumidos, una eficiencia de conversión de energía de 0,351 kWh/kg_B de bagazo a electricidad y 4,65 MJ/kg_B como el valor calorífico neto para el bagazo, están dentro de los valores expuestos en el trabajo de Ho, en eficiencia, aunque el valor calorífico neto del bagazo de Taboga parece relativamente bajo.

A partir del factor promedio para lo que el IPCC denomina “otros combustibles biomásicos sólidos”, se puede inferir un factor de emisiones para la producción eléctrica en ingenios de 1 320 ton CO₂eq/GWh.

El Cuadro 6 muestra los factores de emisiones determinados para cada fuente y tecnología de generación del SEN. Se puede observar que los factores de emisiones más altos son los de la generación térmica. Los de la biomasa son altos pero esta se considera un recurso renovable.

El factor de emisiones promedio para el período de cinco años considerado es de 75 tonCO₂/GWh y es el factor promedio que debe usarse en proyecciones del SEN y otros estudios a nivel de país o de sistema eléctrico.

Cuadro 6. Factores de emisiones promedio para las plantas del SEN y Promedio ponderado del SEN

Tipo de Generación	Generación Promedio (2004-2008)	Generación Promedio (2004-2008)	Factor de Emisión (ton CO ₂ /GWh)
Hidroeléctrica- Embalse	78%	38%	20
Hidroeléctrica- Filo de Agua		41%	8
Eólica	2.7%	2.7%	10
Geotérmica	14%	12%	106
Geotérmica- binaria		1.3%	0
Termoeléctrica- Bunker	5.2%	1.0%	735
Termoeléctrica- Diesel		4.2%	965
Biomásico- Bagazo	0.24%	0.22%	1320
Biomásico- Biogas		0.01%	726
Promedio		100.0%	75.4

Fuente: Elaboración propia.

VI. INVENTARIO DE EMISIONES DE GEI DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL AÑO 2008

El Cuadro 7 muestra los resultados de la estimación realizada. Se incluye la energía producida por el SEN durante el año 2008, los factores promedio y las emisiones totales por cada tecnología de generación en unidades apropiadas y en porcentajes. El detalle con la información de respaldo se encuentra en el Anexo.

Cuadro 7. Estimación de las emisiones del Sistema Eléctrico Nacional 2008

Tipo de Generación	Generación Eléctrica 2008		Factor de Emisión (ton CO ₂ /GWh)	Total de Emisiones	
	(GWh)	(%)		(ton CO ₂)	(%)
Hidroeléctrica- Embalse	3333	35%	20	66667	8%
Hidroeléctrica- Filo de Agua	4053	43%	8	32422	4%
Eólica	198	2%	10	1982	0.2%
Geotérmica	1023	11%	106	108473	13%
Geotérmica- binaria	108	1%	0	0	0%
Termoeléctrica- Bunker	109	1%	719	78432	9%
Termoeléctrica- Diesel	568	6%	895	508482	61%
Biomásico- Bagazo	22.4	0.2%	1320	29570	4%
Biomásico- Biogas	1.15	0.01%	726	834	0.1%
	9414	1.0		826861	1.0

Fuente: Elaboración propia con base en ICE (2009)

Los factores de emisiones para el años 2008 se calcularon de acuerdo a la generación del SEN en el período 2004-2008, excepto para la generación térmica. Para ésta, se calcularon los factores del 2008 para cada planta térmica, por lo que los factores incluidos en el Cuadro 6 (marcados con amarillo) son ligeramente menores a los factores promedio por usarse plantas más eficientes.

Del análisis de este cuadro se pueden inferir varias cosas. Dentro de las fuentes renovables, el 78% de la energía producida es hidroeléctrica, pero esta tecnología solo produce el 12% de las emisiones totales. Las emisiones de las eólicas son despreciables no solo por el factor de emisiones utilizado sino porque la instalación del país es muy pequeña, produciendo apenas un 0,2% de la energía del año. Las emisiones de la geotérmica son apreciables (13% del total), aunque más o menos en línea con el porcentaje de la energía que se produce con esta fuente.

Con las emisiones de las plantas térmicas ocurre lo inverso. Producen solo el 7% de la energía del sistema, pero son responsables del 71% de las emisiones de GEI del SEN. Dentro del grupo de plantas térmicas, producen más emisiones las plantas con diesel que las de bunker, pudiéndose lograr ahorros

si se privilegian las de bunker, aunque se aumentarían las emisiones de otros contaminantes locales.

Dentro de la biomasa, las emisiones con biogás son despreciables debido a que solo existe una planta de este tipo conectada a la red en el país. Las emisiones brutas de GEI de las térmicas a partir de bagazo son importantes representando un 4% del total, aunque estas plantas producen solo el 0,2% de la energía del 2008. Aunque estos datos se deben incluir en el inventario, debe indicarse que las emisiones de estas posiblemente son recapturadas en la siembra de caña siguiente, y así sucesivamente por lo que las emisiones netas serán de una magnitud mucho menor o inclusive cero o negativas.

Las emisiones totales del SEN para el 2008 son de 827 000 ton de CO₂, y el factor de emisiones promedio para este año es 88 tonCO₂/GWh.

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

1. Se determinan valores para los factores de emisión de cada tecnología de generación utilizada comercialmente en Costa Rica con certidumbre razonable y supuestos explícitos. Para generación térmica se recomienda utilizar la metodología y factores del IPCC 2006.
2. Estos factores permiten realizar estimaciones a nivel del Sector Eléctrico Nacional (SEN) en forma sistemática, ya sea a posteriori (inventarios de generación eléctrica) o a priori (la planificación del sistema de generación), y considerar la variable de emisiones de GEI como una variable cuantificable para la toma de decisiones.
3. Se ha obtenido un inventario de emisiones de GEI para el SEN costarricense durante el año 2008 por el método del promedio ponderado de las emisiones, que se muestra en el Cuadro 6. Estos son aptos para su uso en inventarios nacionales y/o en estudios de planificación del SEN.
4. Las emisiones del Sistema Eléctrico Nacional para el año 2008 se estiman en **827 000 ton CO₂ eq.** El detalle por fuente de generación se encuentra en el Cuadro 7. El promedio del sistema fue 88 ton CO₂/GWh.
5. El Comité Ejecutivo de CDM acepta la metodología anterior para usarse directamente como base simplificada para la certificación de proyectos de energía renovable de pequeña escala (<15 MW).
6. Es muy notorio que el 7% de la generación térmica del país es responsable del 71% de las emisiones de gas de efecto invernadero del SEN. Y por el contrario, el 80% de la generación hidroeléctrica y eólica solo emiten el 12% de las emisiones.
7. Las emisiones promedio del último quinquenio (2004-2008) por unidad de energía eléctrica producidas por el parque de generación de Costa Rica son **75 ton CO₂/GWh.** Esta magnitud compara muy favorablemente con sistemas de generación que dependen en mayor medida de generación con hidrocarburos, como se puede apreciar en el Cuadro 2.
8. El uso de mayor generación térmica en el 2008 aunque con mayor eficiencia, produjo un aumento sustancial de emisiones de GEI. Esto se nota comparando las emisiones del 2008 (88 ton CO₂/GWh) con las del período de estudio 2004-2008 (75 ton CO₂/GWh).
9. La composición del sistema eléctrico de Costa Rica podría ser una ventaja comparativa sustancial y de suma importancia para empresas y

organizaciones que procuren operar minimizando o neutralizando sus emisiones de carbono (“carbono neutro”). Siendo la electricidad un insumo fundamental para producir bienes y servicios, las emisiones de industrias y organizaciones interesadas en reducir su huella de carbono, podrían reducir sus emisiones estructuralmente si trasladaran sus operaciones de producción y apoyo a Costa Rica.

10. Existe investigación en curso respecto a las emisiones de los embalses. Es posible que los factores de emisiones de las plantas hidroeléctricas con embalse sean revisados a futuro, cuando las características morfológicas de los embalses y otros elementos, se puedan asociar mediante un modelo cuantitativo a las características de emisiones de los mismos. Sin embargo, dadas las características de los embalses de Costa Rica, no se esperaría variaciones muy grandes respecto a lo que plantea este estudio.
11. Este estudio constituye un primer paso en dirección a que Costa Rica estandarice el cálculo de emisiones anuales del SEN de modo que todos sus proyectos puedan estructurarse fácilmente para obtener certificados de emisiones desplazadas y mejorar sus opciones de financiamiento, si tienen mérito para ello.

7.2 Recomendaciones

1. Costa Rica debe mercadear agresivamente la ventaja comparativa que implican las bajas emisiones de GEI por unidad de energía generada que ofrece la estructura del parque de generación eléctrica del país. Con esto se puede atraer inversión, empresas interesadas en producir bienes carbono neutro. Esto no solo atraería inversión productiva al país, sino que posiblemente se trate de empresas con códigos de ética exigentes en lo ambiental y social.
2. El siguiente paso natural para el ICE es estandarizar el método de contabilización anualmente sus emisiones para que sea compatible con los principios del MDL administrado por el Convenio Marco sobre Cambio Climático (UNFCCC en inglés). De esta manera, se contaría con un marco de referencia consistente que facilitaría la presentación de proyectos de energía renovable, de cualquier tamaño, según las reglas del Comité Ejecutivo de MDL. Esto resultaría en una metodología estándar del país que facilitaría la validación de sus créditos de carbono en materia de generación eléctrica, la atracción de capital para proyectos y la consecuente mejora en su rentabilidad. En el área de la generación eléctrica esto abriría una extensa gama de posibilidades en cuanto a negocios con desplazamiento de carbono y atracción de inversión que el ICE ni el país ha explotado hasta ahora.
3. Del proceso anterior se obtendría una validación internacional importante para el SEN y un posicionamiento de los proyectos renovables nuevos en el país asociándolos a bajas emisiones.

4. Este estudio permite establecer un punto de referencia objetivo para medir el avance del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) respecto a emisiones GEI. Se recomienda realizar el inventario de GEI anualmente y publicarlo.
5. Existen estudios en proceso por parte de la Comisión Mundial de Represas (CMP 2003) tendientes a aclarar las emisiones de dióxido de carbono y de metano en embalses a largo plazo (50 y 100 años), y su relación con la topología de los embalses. Debe dársele seguimiento a estos estudios, e inclusive se podría ofrecer los embalses de Costa Rica como un caso.
6. Debe darse seguimiento a los estudios de análisis de ciclo de vida de la generación térmica y geotérmica para poder ajustar los factores de emisión a valores que consideren el ciclo de vida completo cuando estos existan o estén disponibles.
7. Se sugiere revisar el formato en que CENCE reporta la generación mensual y anual de modo que se indique con explícitamente la generación con fuentes biomásicas. Al momento de escribir este estudio, estas se refieren a la planta de biogás de Río Azul y a las turbinas de vapor de los ingenios, pero no se hace diferencia entre estas dos fuentes, lo cual podría dificultar su diferenciación en el futuro.

VIII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Canadian Solar Energy Society (CSES). 1999. Canadian Renewable Energy Guide. Second Edition. Edited by Alexandra McKirdy.
- Chinchilla, Oscar y Salinas, Zenia. Factor de Emisiones de CO2 para Proyectos MDL de Energía Renovable de Pequeña Escala Interconectados a la Red Eléctrica Costarricense. Documento de Trabajo. Grupo de Cambio Global. Centro Agronómico Tropical de Investigación y Enseñanza. 2005.
- Comisión Mundial Presas (CMP). 2000. Certainty and Uncertainty on the Science of Greenhouse Gas Emissions from Hydroelétric Reservoirs (Part II). Pinguelli, Luiz y dos Santos, Marco. World Comission on Dams: WCD Thematic Review Environmental Issues II.2 November 2000. Disponible en http://www.dams.org/docs/kbase/thematic/drafts/tr22_part2_finaldraft.pdf [setiembre 2009].
- Díaz, Giovanny. 2009. Ingenio Taboga. Comunicación personal. Octubre 2009.
- Electrowatt-Ekono OY. 2005. Assessing alternative and supplementary sources to bagasse for biomass energy generation, Belize. Disponible en http://www.sica.int/busqueda/busqueda_archivo.aspx?Archivo=odoc_3807_1_10112005.pdf [noviembre 2009].
- Environment Canada. Science of Climate Change. Greenhouse Gases and Radiative Forcing. Disponible en http://www.msc.ec.gc.ca/education/scienceofclimatechange/understanding/greenhouse_gases/index_e.html [noviembre 2009].
- Environmental Protection Agency, USA. 2009. Greenhouse Gas Emissions. Disponible en <http://www.epa.gov/climatechange/emissions/index.html> [noviembre 2009].
- Fearnside, Philip. 2005. Brazil's Balbina Dam: Environment versus the legacy of the Pharaohs in Amazonia. *Environmental Management*. Volume 13, Number 4.
- Geothermal Energy Association. Kagel. 2007. A Guide to Geothermal Energy and the Environment. Washington D.C, Geothermal Energy Association. Disponible en <http://www.geo-energy.org/publications/reports/Environmental%20Guide.pdf> [octubre 2009].
- Hidalgo, A. 2009. Proceso Expansión Integrada. Instituto Costarricense de Electricidad. Comunicación Personal. Setiembre 2009.

- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). 2009. Capacidad Generación Bruta Cargas Máximas Factor de Carga. Centro Nacional de Control de Electricidad (CENCE), Sistema de Información del SEN, corte a diciembre 2008. Costa Rica
- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). 2007. Plan de Expansión de la Generación 2007. Editado por Proceso Expansión Integrada, Centro Nacional de Planificación Eléctrica, Subgerencia de Energía, Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). 2007. Costa Rica.
- Intergovernmental Panel for Climate Change (IPCC). 2006. IPCC Guidelines for Greenhouse Gas National Inventories. Volume 2: Energy. IPCC 2006.
- Intergovernmental Panel for Climate Change (IPCC) Working Group III. 2001. Climate Change 2001, The Scientific Basis. Disponible en http://www.grida.no/publications/other/ipcc_tar/ [noviembre 2009].
- Intergovernmental Panel for Climate Change (IPCC) 2007. Climate Change 2007, Synthesis Report: Summary for Policymakers. Disponible en http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_ipcc_fourth_assessment_report_synthesis_report.htm [noviembre 2009].
- Ho, Kevin. 2006. The potential of Bagasse based cogeneration in the US. Columbia University. Disponible en <http://www.columbia.edu/~kjh2103/US-Bagasse-Cogen-Potential.pdf> [octubre 2009].
- Renewable Energy Policy Project (REPP). 2003. Geothermal Energy for Electric Power: A REPP Issue Brief. Shibaki, Masashi y Beck, Frederic (editor ejecutivo). Washington D.C.: Renewable Energy Policy Project (REPP). Disponible en http://www.repp.org/articles/static/1/binaries/Geothermal_Issue_Brief.pdf [setiembre 2009].
- SCS Engineers. 1997. Comparative Analysis of landfill gas utilization technologies. Northeast Regional Biomass Program. CONEG Policy Research Center, Inc. Washington D.C. Disponible en <http://www.nrbp.org/pdfs/pub07.pdf> [noviembre 2009].
- Svenson, Bjorg. 2004. Greenhouse Gas Emissions: The Need for a New World Appraisal. Presentation given at the COP6 meeting in The Hague, The Netherlands.
- Tremblay, A., L. Varfalvy, C. Roehm and M. Garneau. 2004. The issue of greenhouse gases from hydroelectric reservoirs: from boreal to tropical regions. In: *Proceedings of the United Nations Symposium on Hydropower and Sustainable Development, Beijing, China*. October 27-29, 2004.

- UK. Parliament Office of Science and Technology (POST). 2006. Carbon Footprint of Electricity Generation. London. *Postnote*. Disponible en www.parliament.uk/post [setiembre 2009].
- United Nations Framework Convention for Climate Change. 1998. Kyoto Protocol. Disponible en http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php [noviembre 2009].
- United Nations Framework Convention for Climate Change. Clean Development Mechanism (CDM). Disponible en http://unfccc.int/kyoto_protocol/mechanisms/clean_development_mechanism/items/2718.php [Consultado noviembre 2009].
- World Energy Council. 2004. Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Analysis. London, July 2004. Disponible en <http://www.worldenergy.org/documents/lca2.pdf> [setiembre 2009].
- World Resources Institute y World Business Council for Sustainable Development. 2007. Guidelines for Quantifying GHG Reductions from Grid-Connected Electricity Projects. Disponible en www.wri.org [octubre 2009]
- World Resources Institute y World Business Council for Sustainable Development. 2005. The Greenhouse Gas Protocol. The GHG Protocol for Project Accounting. Disponible en www.wri.org [octubre 2009]

IX. ANEXOS

A. Generación de plantas hidroeléctricas en el período 2004-2008.

Generación Hidroeléctrica Total	2004 (kWh)	2005 (kWh)	2006 (kWh)	2007 (kWh)	2008 (kWh)	TOTAL
Otras Empresas Hidro	646989881	609394289	580364260	653281140	816047304	3306076874
Generación Paralela Hidro	794419865	693495762	709906661	680768738	701866108	3580457134
ICE Hidro	5073109517	5262506019	5009474850	4974421529	5388695418	25708207333
BOT Hidro	0	0	301466439	460138614	479494949	1241100002
TOTAL	6514519263	6565396070	6601212210	6768610021	7386103779	33835841343

Generación Plantas con Embalse						
2008						
Arenal	955149370	894162430	685786830	644925790	788676124	3968700544
Corobici	902688850	988070952	791663338	754079674	847027464	4283530278
Sandillal	171869616	165269250	128036490	118918742	150850454	734944552
Cachí	465300465	559837841	678667668	629251450	643318224	2976375648
Angostura	746616250	879114500	901672791	874523528	903452811	4305379880
Subtotal	3241624551	3486454973	3185827117	3021699184	3333325077	16268930902

Energía Plantas con embalse	0.48
Energía Plantas filo de agua	0.52
TOTAL	1.0

0.45
0.55
1.0

Fuente: ICE, CENCE 2009

B. Generación de plantas eólicas en el período 2004-2008

Generación Eólica	2004 (kWh)	2005 (kWh)	2006 (kWh)	2007 (kWh)	2008 (kWh)	TOTAL (kWh)
Generación Paralela Eólica	178151612	143482065	187586560	167656547	145175115	822051899
ICE Eólica	79386291	60089843	85910176	73401506	52989423	351777239
TOTAL	257537903	203571908	273496736	241058053	198164538	1173829138

Fuente: ICE, CENCE 2009

C. Generación de plantas geotérmicas en el período 2004-2008

Generación Geotérmica	2004 (kWh)	2005 (kWh)	2006 (kWh)	2007 (kWh)	2008 (kWh)	TOTAL
BOT Geotérmico (M III)	219200925	214959816	212214740	228718608	220007578	1095101667
Miravalles I	393355090	453476440	447468900	465086180	432171452	2191558062
Miravalles II	428156140	360591540	429511470	415171810	328691766	1962122726
Boca de Pozo	20487960	18065070	16456360	36163868	42456118	133629376
Miravalles V	144409625	100619350	109236860	93387893	107536759	555190487
TOTAL	1205609740	1147712216	1214888330	1238528359	1.131E+09	5937602318

Fuente: ICE, CENCE 2009

Geotérmicas Flash	0.91
Geotérmicas Binarias (M V)	0.09
	1

0.90
0.10
1.0

Fuente: ICE, CENCE 2009

D. Generación de plantas térmicas en el período 2004-2008

Generación Térmica	2008 (kWh)	Tipo de Combustible	2004 (kWh)	2005 (kWh)	2006 (kWh)	2007 (kWh)	2008 (kWh)	TOTAL (kWh)
Colima	12399291	bunker	6886317	16142815	12707599	18755300	12399291	66891322
Moín Pistón	8305441	bunker	2387100	16934904	15534294	20128504	8305441	63290243
Moín Gas	187937179	diesel	28866836	81933240	187832700	294165940	187937179	780735895
San Antonio Gas	23349639	diesel	3869108	34880226	52521220	77306070	23349639	191926263
Moin Gas -CNFL	135591580	diesel	13078636	97692020	133109411	119653170	135591580	499124817
Barranca	17517820	diesel	11391861	23279439	35447766	55470560	17517820	143107446
Pujol-Caldera	36007292	bunker	0	0	34111955	56291970	36007292	126411217
Pujol-Guápiles	52394657	bunker	0	0	61883084	80493020	52394657	194770761
TEIC San Antonio	143521863	diesel	0	0	0	0	143521863	143521863
Alstom Barranca	59936227	diesel	0	0	0	0	59936227	59936226.9
TOTAL	676960988		66479858	270862644	533148029	722264534	676960988	2269716053

2004-2008

Fracción con Bunker	0.20
Fracción con Diesel	0.80
	1.0

0.16
0.84
1.0

Fuente: ICE, CENCE 2009

E. Comparación de metodologías para determinar emisiones del parque térmico.

Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Energía Producida 2008 (kWh/año)	Considerando eficiencias futuras del PEG		Considerando consumo real e IPCC		Considerando Ciclo de Vida según WEC	
			Emisiones (ton CO ₂)	Factor (tonCO ₂ /GWh)	Emisiones (ton CO ₂)	Factor (tonCO ₂ /GWh)	Emisiones (ton CO ₂)	Factor (tonCO ₂ /GWh)
Colima	bunker	12399291	8427	680	11840	955	10229	825
Moín Pistón	bunker	8305441	5644	680	6487	781	6852	825
Moín Gas	diesel	187937179	169946	904	180062	958	122159	650
San Antonio Gas	diesel	23349639	21114	904	25235	1081	15177	650
Moin Gas -CNFL	diesel	135591580	122612	904	129910	958	88135	650
Barranca	diesel	17517820	15841	904	20578	1175	11387	650
Pujol-Caldera	bunker	36007291	24471	680	24482	680	29706	825
Pujol-Guápiles	bunker	52394697	35608	680	35624	680	43226	825
TEIC San Antonio	diesel	143521863	117441	818	107715	751	93289	650
Alstom Barranca	diesel	59936227	46210	771	44983	751	38959	650
676961028			567314		586914		459118	

Fuentes: Elaboración propia con base en ICE CENCE 2009, IPCC 2006, WEC 2004.

F. Generación de plantas biomásicas en el período 2004-2008

Generación Biomásica	2004 (kWh)	2005 (kWh)	2006 (kWh)	2007 (kWh)	2008 (kWh)
Río Azul-CNFL	4890989	12061301	6765456	4160246	1149307
Ingenios	12827797	12547437	12239840	12911434	22401400
TOTAL	17718786	24608738	19005296	17071680	23550707

Fuente: ICE, CENCE
2009

2004-2008

Fracción con Bagazo	0.95
Fracción con Biogas	0.05
	1.0

0.95
0.05
1

Fuente: ICE, CENCE 2009

Vita

Jorge Mario Montero es licenciado en ingeniería civil por la Universidad de Costa Rica (1989), y graduado con maestría científica en Planificación y Gestión Ambiental por Louisiana State University (1996). Ha sido ingeniero de construcción de plantas hidroeléctricas, y cuenta con trece años de experiencia en planificación ambiental y desarrollo de proyectos de generación eléctrica renovable, especialmente hidroeléctrica y eólica. Actualmente labora en el Proceso Planeamiento Ambiental del Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE) en el Instituto Costarricense de Electricidad de Costa Rica.