



**DOCUMENTO DE DISEÑO DEL
PROYECTO
Parque Eólico Gibara 2**

UEB Ingeniería y Gestión Ambiental

Marzo 2009



MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

DOCUMENTO DE DISEÑO DEL PROYECTO Parque Eólico Gibara 2

El presente documento constituye la Versión 00 del Documento de Diseño del Proyecto (PDD) del Parque Eólico Gibara 2, para su presentación como Proyecto MDL y el mismo se ha elaborado en el marco del contrato establecido al efecto entre la Unión Electrica y la Empresa INEL.

El documento se ha confeccionado a partir del formato oficial vigente, establecido por la Junta Ejecutiva de MDL del UNFCCC. Esta versión ha sido elaborada en español y se encuentra en estos momentos en proceso de traducción al inglés que es el idioma oficial en que debe presentarse para su validación y registro.

En la elaboración del PDD han participado los siguientes especialistas de INEL:

- Maria de los Ángeles Padrón Palomares.....UEB Ingenieria y Gestion Ambiental
- Rebeca Orozco Cruz.....UEB Ingenieria y Gestion Ambiental
- Maria de las Nieves Lauzarique Rodríguez.....Grupo de Evaluación de Proyectos y Presupuestos
- Andrian Melgarez Vitkoup.....UEB Energía Renovable
- Francisco Marsal Mesa.....UEB Desarrollo Perspectivo



MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO
FORMULARIO DEL DOCUMENTO DE DISEÑO DEL PROYECTO (CDM-SSC-PDD)
Versión 03 – válido a partir del 22 de Diciembre de 2006

CONTENIDO

- A. Descripción general de la actividad de proyecto de pequeña escala
- B. Aplicación de la Metodología de Línea de Base y Monitoreo
- C. Duración de la actividad de proyecto / Periodo de Acreditación.
- D. Impactos Ambientales
- E. Comentarios de las Partes Interesadas

Anexos

- Anexo 1: Información de contacto de los participantes en la actividad de proyecto de pequeña escala
- Anexo 2: Información sobre financiamiento publico
- Anexo 3: Información sobre la Línea de Base
- Anexo 4: Plan de Monitoreo



Historia de la revisión del documento

Versión Número	Fecha	Descripción y causa de la revisión



SECCION A. Descripción general de la actividad de proyecto de pequeña escala**A.1. Título de la actividad de proyecto**

Parque Eólico Gibara 2

Versión 00

16/03/2009

A.2. Descripción de la actividad de proyecto

El proyecto propuesto pretende la implementación de un parque eólico cuya potencia instalada ascienda a 4,5 MW conectado a la red local y sincronizada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El Parque Eólico estará emplazado en el municipio de Gibara, ubicado al norte de la provincia de Holguín. La electricidad producida estará destinada a la sustitución de parte de la energía generada a partir de la quema de combustibles fósiles por las plantas que aportan al SEN, por lo cual se proyecta una disminución en las emisiones de gases de efecto invernadero.

El Parque Eólico Gibara 2 está compuesto por 6 Aerogeneradores Goldwind S50/750(60Hz) de 750 kW cada uno, basados en el modelo RE 48/750, con rotor de 48 metros de diámetro y generador asíncrono de doble enrollado, certificado por Germanischer Lloyd como Clase I-a según IEC 61400-1 Edición 2, 1999.

Desarrollo sustentable

Alcanzar la sustentabilidad ha sido uno de los principios fundamentales que ha distinguido la visión de Cuba en sus programas de desarrollo. La Estrategia Ambiental Nacional de la República de Cuba recoge en uno de sus acápites, las consideraciones sobre el desarrollo económico y social sostenible en las condiciones cubanas. Elementos tales como la utilización de prácticas de producción más limpia, la utilización de fuentes alternativas de energía, la protección de los recursos naturales y la protección del medio ambiente, entre otros, destacan como fundamentales para el logro de este objetivo.

El proyecto del Parque Eólico Gibara 2 es el resultado del esfuerzo del país para desarrollar el uso de energías renovables y tiene la característica de contribuir al desarrollo sustentable de las diversas formas, entre las que se destacan:

- Contribuye a reducir la contaminación atmosférica provocada por la quema de combustibles fósiles, elemento muy importante que está asociado a la generación de electricidad en el país, que por sus características, incorpora anualmente cantidades considerables de SO₂ y de NO_x a la atmósfera, afectando la calidad del aire en zonas cercanas a los emplazamientos de las diferentes instalaciones generadoras de electricidad.
- Contribuye a reducir el consumo de combustible, mediante el empleo de una fuente alternativa de energía.

CDM – Executive Board

- Posibilita la asimilación de tecnologías novedosas, con un desarrollo limitado en el país hasta el momento.
- Constituye una fuente de empleo para personal de la zona de emplazamiento y contribuye al desarrollo industrial de dicha zona.

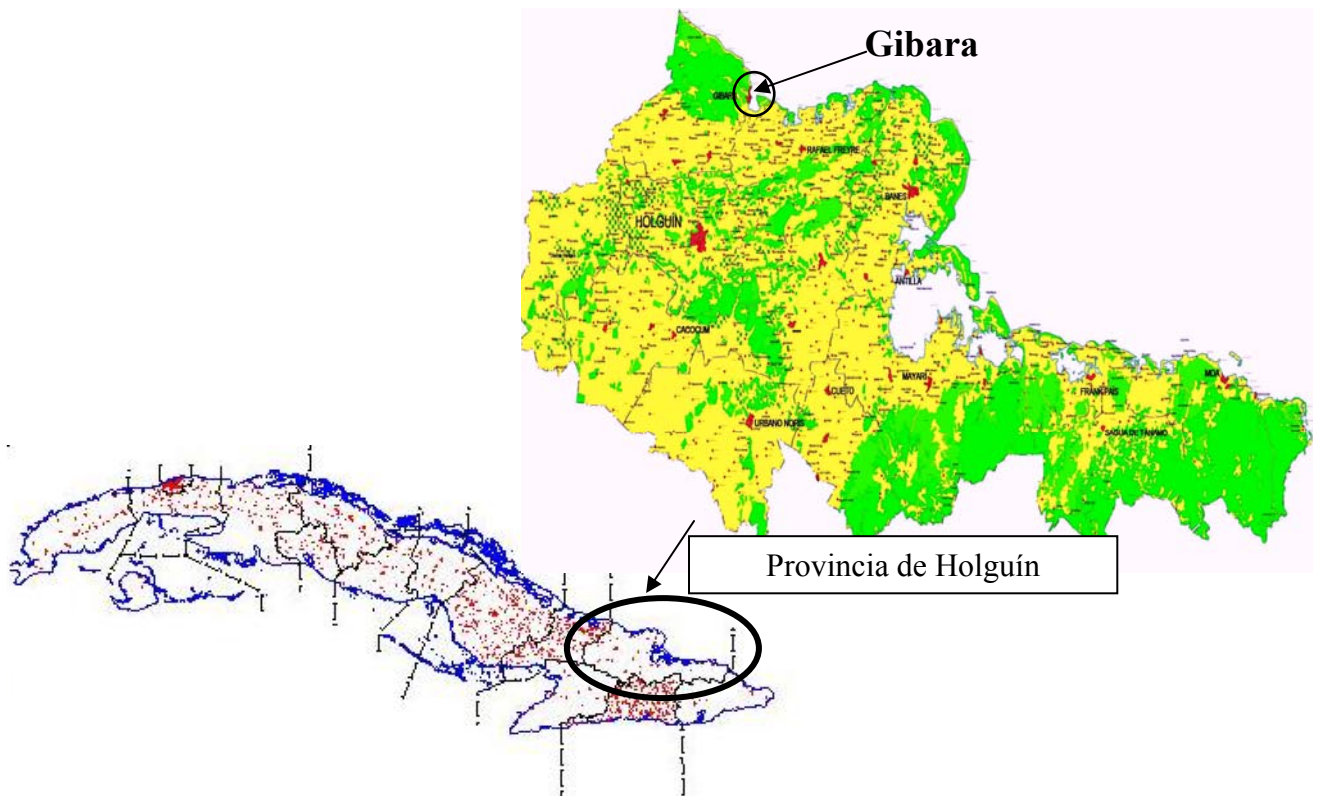
A.3. Participantes del proyecto

Nombre de la Parte involucrada ((anfitrión) indica una Parte anfitriona)	Entidad(es) pública o privada participante del proyecto	Indique si la Parte involucrada desea ser considerada como participante del proyecto (Si/No)
Cuba (anfitrión)	Unión Eléctrica	No

A.4. Descripción técnica de la actividad de proyecto

A.4.1 Localización de la actividad de proyecto

Como ha sido referido anteriormente, el Parque Eólico propuesto estará emplazado en el municipio Gibara, al norte de la provincia Holguín, en el extremo oriental de la República de Cuba, como a continuación se muestra.



CDM – Executive Board

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriona(s)

Cuba

A.4.1.2. Región, estado, provincia, etc.

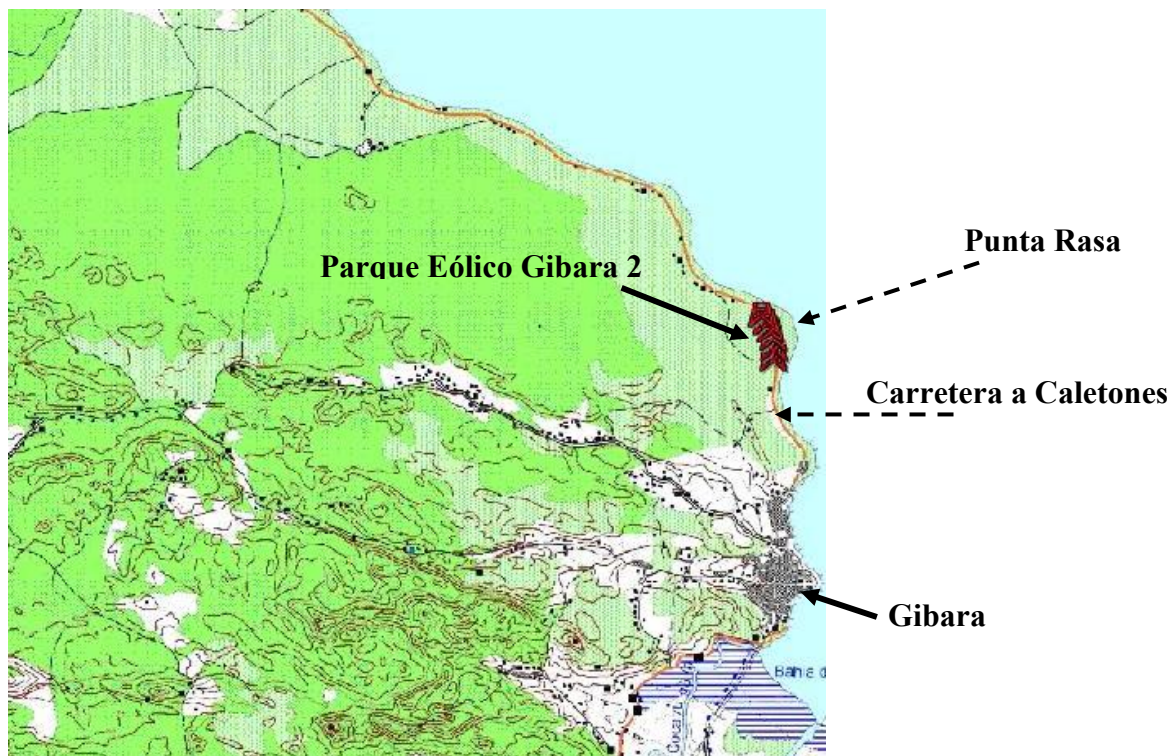
Provincia Holguín

A.4.1.3. Ciudad, municipio, comunidad, etc.

Localidad: Punta Rasa, Municipio Gibara

A.4.1.4.-Detalles de la ubicación física, incluyendo información que permita la identificación única de la actividad de proyecto de pequeña escala.

El área industrial asignada para las obras del Parque Eólico Gibara 2 se ubica a 5 km al Noreste de la ciudad de Gibara y ocupa una franja costera en el área de Punta Rasa, paralela a la carretera de Caletones, que bordea dicha costa. El Parque se encuentra a unos 150 m al oeste de la carretera, la cual que constituye la vía de acceso directo al mismo.


Detalles de la ubicación del Parque Eólico Gibara 2

A.4.2.-Tipo y categoría(s) y tecnología /medidas de la actividad de proyecto de pequeña escala

Tipo I: Proyectos de Energía Renovable

Categoría I.D: Generación eléctrica renovable conectada a Red

El proyecto del Parque Eólico Gibara 2 genera energía eléctrica a partir de una fuente renovable (Eólica) y la misma se suministra al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de la República de Cuba.

La capacidad de generación del proyecto es de 4.5 MW, por lo que se encuentra en el rango establecido de menos de 15 MW, para la categoría de proyectos de pequeña escala dentro del Tipo I.

Tecnología

El Parque Eólico Gibara-2, estará compuesto por 6 aerogeneradores GOLDWIND S50/750, fabricados en China bajo licencia de la compañía REpower de Alemania, y basados en su modelo RE 48/750, con rotor de 48 m de diámetro y generador asíncrono de doble enrollado, certificado por Germanischer Lloyd como Clase I-a según IEC 61400-1 Edición 2, 1999. En esencia, la tecnología a utilizar estará provista de: generador asincrónico con caja multiplicadora y sistema de control por pérdidas de sustentación, basada en el principio de convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica

El aerogenerador GOLDWIND S50/750 es una máquina tripalas de eje horizontal con potencia nominal unitaria de 750 kW, con diámetro de rotor extendido a 50 m, de Clase II-a según IEC 61400-1 Edición 2, 1999, rotor a barlovento (viento arriba) y orientación activa, de velocidad de rotación fija, con paso fijo de palas, regulación de potencia “stall” o por pérdida de sustentación aerodinámica, con generador asíncrono jaula de ardilla de un solo enrollado conectado a la red a través de un transformador. Estos aerogeneradores son capaces de soportar una velocidad extrema de 59.5 m/s (214 km/h), que se define como la racha máxima con duración de 3 segundos, estimada para la altura del buje y con recurrencia de 50 años.

GOLDWIND es el principal productor eólico de China y uno de los principales de Asia, y ha instalado varios cientos de MW en ese país, principalmente con aerogeneradores S48/750 y S50/750, similares a los que serán adquiridos para el Parque Eólico Gibara-2 de Cuba.

Las características de los generadores, multiplicadores y sistemas de control de sus turbinas eólicas han sido adaptadas para su utilización en un país con red eléctrica que utiliza frecuencia de 60 Hz, como es el caso de Cuba.

En la tabla mostrada a continuación se relacionan las características técnicas fundamentales del equipamiento:

CDM – Executive Board

		Unidad	ESPECIFICACION
TURBINA EOLICA	Productor		Goldwind
	Clase de Seguridad		Clase II A (IEC)
	Tipo		Goldwind S50/750(60Hz)
	Potencia Nominal	Kw.	750
	Tipo de ajuste de Potencia		Stall
	Diámetro del rotor	m	50
	Altura de Buje	m	50
	Velocidad de Conexión	m/s	4
	Velocidad Nominal	m/s	14~15
	Velocidad de Corte	m/s	25
	Vida Útil	años	20
	Velocidad de supervivencia (período de 3 seg.)	m/s	59,5
	RED	Voltaje	V
Frecuencia		Hz	60±2%
Amplitud de inestabilidad de voltaje			≤2%
Duración máxima de interrupción de red		días	7
ROTOR	Tipo		HT24
	Material de la Palas		Fibra de resina de vidrio reforzada
	Número de Palas		3
	Dirección		Eje Horizontal
	Frecuencia de rotación	r/min.	21,7
	Angulo de inclinación	°	5
	Angulo de cono	°	2,5
	Dirección del Viento		De cara al viento
	Dirección rotacional		Sentido Horario
CAJA MULTIPLICADORA	Tipo		FDG

CDM – Executive Board

A.4.3.-Cantidad estimada de reducción de emisiones durante el período de acreditación seleccionado

Años	Estimación de las reducciones anuales de emisiones en toneladas de CO ₂ e
2011	7835.24
2012	7835.24
2013	7835.24
2014	7835.24
2015	7835.24
2016	7835.24
2017	7835.24
Total de reducciones estimadas	54846.68
Número total de años de acreditación	7
Promedio anual de reducciones estimadas en el periodo de crédito (t of CO₂ equiv.)	7835.24

A.4.4.- Financiamiento público de la actividad de proyecto

El proyecto no ha recibido ningún tipo de financiamiento público procedente de países del Anexo1.

A.4.5.- Confirmación de que el Proyecto de Pequeña Escala no es una desfragmentación (debundled) de un proyecto de gran escala.

De acuerdo con la definición establecida en el Apéndice C de las *Modalidades y Procedimientos Simplificados para Proyectos de Pequeña Escala*, la Desfragmentación (Debundling) es la separación de una actividad de proyecto grande en partes más pequeñas. Una actividad de proyecto de pequeña escala que es parte de una actividad de proyecto grande no es elegible para utilizar las modalidades y procedimientos simplificados para pequeña escala.

Una actividad de proyecto de pequeña escala bajo el MDL, será considerada como una Desfragmentación (Debundling) de una actividad de proyecto grande, si existe una actividad de proyecto MDL de pequeña escala registrada o en proceso de registro:

- (a) Con los mismos participantes del proyecto
- (b) Registrada dentro de los dos años anteriores
- (c) Cuyas fronteras de proyecto estén dentro de 1 km de distancia de las fronteras del proyecto propuesto de pequeña escala, medida desde el punto más cercano

El proyecto del Parque Eólico Gibara 2 no se encuentra en los alrededores ningún otro proyecto registrado o en proceso de registro para el MDL del cual pudiera formar parte. De hecho, este proyecto constituye el primer proyecto de generación de electricidad a partir de la utilización de energía eólica que se presenta a consideración para su inclusión en el MDL.

SECCIÓN B. Aplicación de la Metodología de Línea de Base y Monitoreo

B.1. Título y referencia de la metodología de línea de base y monitoreo aprobada, aplicada a la actividad de proyecto de pequeña escala.

El proyecto del Parque Eólico Gibara 2 clasifica como proyecto de pequeña escala Tipo I (Proyectos de Energía Renovable con capacidad máxima de 15 MW) y utiliza la metodología de línea de base y monitoreo ASM I.D: Generación de electricidad renovable conectada a Red (Versión 13)¹.

Para el cálculo del factor de emisión de margen combinado se emplea la herramienta para el cálculo del factor de emisión de un sistema eléctrico (Versión 01.1)².

B.2. Justificación de la selección de la categoría de la actividad de proyecto

La energía eólica se encuentra dentro de los tipos de energías que clasifican como energías renovables en la Categoría I.D (*fotovoltaica, hídrica, eólica, olas / mareas, geotérmica y biomasa renovable*)¹. La generación eléctrica del Parque Eólico Gibara 2 es de 4.5 MW, por lo que la misma se encuentra dentro del rango máximo de generación establecido para los proyectos de esta categoría, que es de 15 MW. El proyecto no constituye una etapa de un proyecto de mayor capacidad por lo que su generación no excederá el límite establecido durante todo el período de crédito. La energía generada por el proyecto será entregada al Sistema Eléctrico Nacional.

Lo anterior justifica la clasificación del proyecto como:

- Proyecto de pequeña escala
- Tipo I (Proyectos de energía renovable)
- Categoría I.D (generación eléctrica renovable conectada a Red)

B.3. Descripción de las fronteras del proyecto

Según se establece en [3], las fronteras de un proyecto de pequeña escala que clasifica en la categoría I.D corresponden a los límites físicos geográficos del emplazamiento de la fuente de energía renovable.

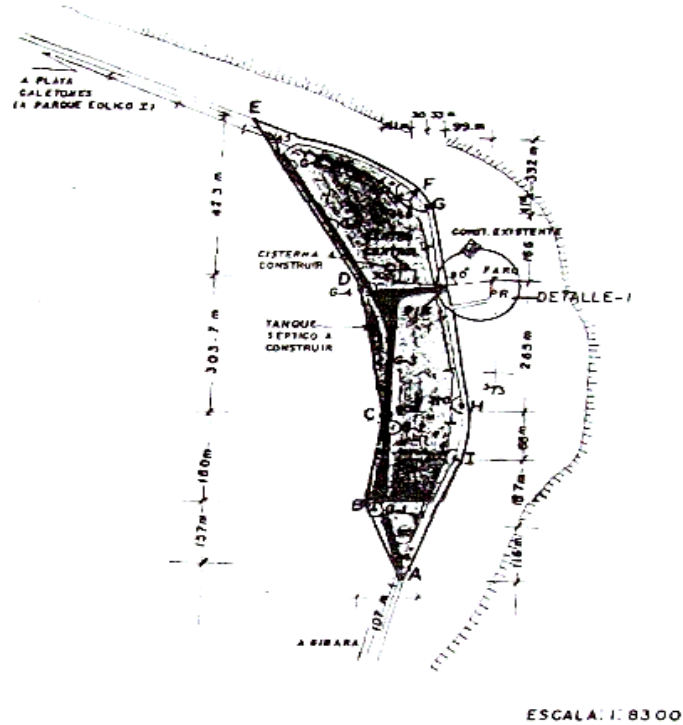
Los límites del área industrial correspondiente al Parque Eólico Gibara 2 están especificados en el plano de microlocalización entregado por la Dirección Provincial de Planificación Física, el cual se muestra en la figura siguiente:

¹ Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small – scale CDM project activity categories. Category I.D.

² “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”. (Version 01.1)

³ Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small – scale CDM project activity categories, (Version 12).

CDM – Executive Board



Las coordenadas que corresponden a cada uno de los vértices del área, son las siguientes:

Punto	Coordenada X	Coordenada Y
A	276570	572832
B	276700	572764
C	276878	572798
D	277176	572737
E	277506	572522
F	277533	572572
G	277332	572846
H	276696	572938
I	276805	572938

B.4.- Descripción de la Línea de base y su desarrollo

La Línea de Base estimada para el proyecto se determina a partir de la metodología ASM.I.D, desarrollada en “Simplified M&P for Small-Scale CDM Project Activity, Category I.D” y que resulta aplicable a proyectos del Tipo I (*Proyectos de energías renovables con una capacidad de generación inferior a los 15 MW*) con categoría I.D (*Generación eléctrica renovable conectada a red*). La generación eólica constituye uno de los tipos de energías renovables incluidos en dicha metodología y el Parque Eólico Gibara 2 tiene una capacidad de generación que está dentro del rango establecido y entregará su energía al Sistema Eléctrico Nacional, por lo que la mencionada metodología es totalmente aplicable al mismo.

CDM – Executive Board

Las disposiciones específicas contenidas en esta metodología establecen dos mecanismos para el cálculo de la Línea de Base, en correspondencia con las características de las unidades generadoras que aportan electricidad al sistema eléctrico. En el caso del proyecto del Parque Eólico Gibara 2, la Línea de Base se determinará según lo establecido en el párrafo 9, inciso (a) del documento anteriormente citado, según el cual dicha Línea de Base corresponde a los kWh producidos por la unidad de generación renovable, multiplicado por un coeficiente de emisión (en kg CO₂e/kWh) calculado como un Margen Combinado (CM), consistente en la combinación de un Margen de Operación (OM) y un Margen de Construcción (BM) y determinados por el procedimiento descrito en la herramienta metodológica desarrollada para calcular el factor de emisión de un sistema eléctrico. Para el cálculo de la Línea de Base se utilizó la versión 01.1 de la citada herramienta⁴.

Según esta herramienta metodológica, el Factor de Emisión de Margen Combinado correspondiente al año “y” ($EF_{grid,CM,y}$) se calcula por la expresión

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times W_{BM} \quad [1]$$

Donde:

$EF_{grid,OM,y}$ = Factor de Emisión de Margen de Operación (tCO₂/MWh)

$EF_{grid,BM,y}$ = Factor de Emisión de Margen de Construcción (tCO₂/MWh)

W_{OM} y W_{BM} son los correspondientes coeficientes de ponderación, cuyas magnitudes varían de acuerdo con la tecnología de generación renovable.

Los factores de emisión de Margen de Operación y Margen de Construcción, por su parte se determinan respectivamente bajo las condiciones que se describen a continuación:

Factor de Emisión de Margen de Operación (FE_{OM})

La herramienta [5] establece en el Paso 2 del proceso de cálculo, cuatro posibles métodos a utilizar para hallar FE_{OM}, cuya selección depende de las características de las plantas generadoras que tributan al sistema eléctrico y de los datos disponibles. De los cuatro métodos propuestos, se selecciona para este proyecto el método (a) correspondiente al OM Simple. Según la metodología, este método puede utilizarse siempre que se cumpla que la generación proveniente de las plantas generadoras que clasifican como “low-cost/must-run” sea inferior al 50 % de la energía suministrada a la Red.

Según la definición establecida en la propia metodología, las plantas que se clasifican como “low-cost/must-run” son aquellas con bajos costos marginales de generación o plantas que son siempre despachadas, independientemente de cual sea la carga diaria o estacional de la Red, y típicamente incluyen la generación hidroeléctrica, geotérmica, eólica, biomasa de bajo costo, nuclear y solar.

⁴ Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Version 01.1. <http://unfccc.int/cdm>

CDM – Executive Board

De acuerdo con la composición del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) de la República de Cuba, al cual entrega su electricidad el Proyecto del Parque Eólico Gibara 2, (ver acápite B.5 de este documento), el aporte de las unidades generadoras que se pueden clasificar como “low-cost/must-run” es muy inferior al 50 % de la generación de energía que se aporta a la Red, por lo que se justifica la utilización del método OM Simple para calcular el Factor de Emisión de Margen de Operación.

Todas las plantas generadoras que suministran electricidad al SEN pertenecen a la Unión Eléctrica de Cuba (UNE), que es el organismo nacional encargado de recepcionar, controlar y registrar los datos fundamentales relativos a los consumos de combustibles y generación de todas las plantas generadoras que aportan al sistema.

En la composición actual del SEN, la generación fundamental de energía eléctrica procede de las Centrales Termoeléctricas (CTE) y de los Grupos Electrógenos (GE) que conforman la Generación Distribuida. En correspondencia con este esquema, la UNE dispone de dos Direcciones Funcionales que atienden respectivamente, la generación termoeléctrica y el resto de la generación no proveniente de GE (Dirección de Generación) y la generación distribuida procedente de los GE (Dirección de Generación Distribuida). Los datos de operación de las diferentes unidades generadoras son sistemáticamente reportados por las áreas de explotación de cada una de ellas, a las Direcciones Funcionales correspondientes que registran y evalúan dicha información. Los datos históricos se conservan, en formato digital, en la Dirección de Estadísticas de la UNE.

Los datos necesarios para el cálculo de la Línea de Base, fueron tomados de los registros que se llevan en la Dirección de Generación de la UNE y de la base de datos que sustenta la página web de la Dirección de Generación Distribuida, respectivamente y que se conservan en formato digital.

Factor de Emisión de Margen de Construcción (FEBM)

La Herramienta para calcular el Factor de Emisión de un Sistema Eléctrico establece que el FEBM se calcula como el factor de emisión promedio ponderado (tCO_2/MWh) de las unidades generadoras incluidas en el Margen de Construcción, durante el año más reciente para el cual se disponen datos.

Para determinar las unidades generadoras que se incluyen en el Margen de Construcción, la metodología ofrece dos posibles opciones en el Paso 4 del proceso de cálculo:

- a) El conjunto de las cinco últimas unidades generadoras construidas.
- b) El conjunto de las unidades generadoras construidas más recientemente y que conformen el 20 % de la generación (en MWh) del sistema.

Teniendo en cuenta que Cuba ha estado inmersa en los últimos años en un intenso proceso inversionista con vistas al desarrollo de la revolución energética que contempla la instalación de numerosos emplazamientos de grupos electrógenos a lo largo y ancho del país, con una capacidad de generación relativamente baja cada uno, en una estructura de generación distribuida, se ha seleccionado la opción (b), y se han incluido en el Margen de Construcción, los últimos

CDM – Executive Board

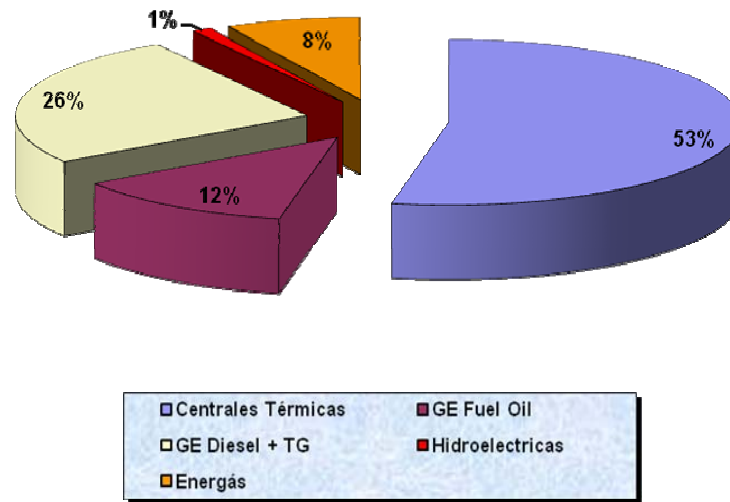
emplazamientos construidos, cuya generación alcance en 20 % de la generación total del SEN, tomando como base los datos correspondientes al 2008.

En este caso las fuentes de datos son las mismas que se mencionaron en el caso del Margen de Operación.

B.5.- Descripción de la manera en que las emisiones antropogénicas de GEI por fuentes se reducen por debajo de las que hubieran ocurrido en ausencia de la actividad de proyecto de pequeña escala registrada.

La generación eléctrica en Cuba que alimenta al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), procede básicamente de la quema de combustible fósil (crudo, fuel, diesel y en mucha menor medida, gas acompañante del petróleo) a partir, en lo fundamental, de centrales termoeléctricas (CTE) y grupos electrógenos (GE).

La estructura de la potencia instalada del SEN, al cierre del 2008 es la que se muestra en la figura siguiente:



Los Grupos Electrógenos, en su conjunto (Diesel y Fuel), han pasado a ocupar un lugar muy importante en el cubrimiento de la demanda eléctrica, en los últimos tres años. Estas características muestran que, cualquier incremento en la capacidad de generación del SEN en un futuro inmediato, será a partir de esta tecnología.

La generación de electricidad proveniente del Parque Eólico Gibara 2, que no tiene asociada ninguna emisión de GEIs, desplazará del SEN una generación equivalente sustentada en la quema de combustible fósil, lo que representa una reducción evidente de estos gases.

La utilización de la energía eólica para la generación de electricidad ha sido un deseo del gobierno cubano que ha tenido que postergarse continuamente debido a dificultades económicas y al hecho de que esta tecnología no resulta competitiva para el país, en comparación con las tecnologías tradicionales empleadas.

CDM – Executive Board

En los últimos años, el estado cubano ha hecho esfuerzos adicionales para tratar de desarrollar las energías renovables, por sus implicaciones para el desarrollo sostenible del país. No obstante, esta voluntad política se ve constantemente amenazada por las dificultades económicas que conlleva invertir en tecnologías más desventajosas desde el punto de vista económico y financiero, entre otros.

El Parque Eólico Gibara-2 se gestiona como resultado de la decisión de la Dirección del Estado Cubano de desarrollar varios parques eólicos de pruebas de diferentes tecnologías, encaminados a estudiar su comportamiento en las condiciones del país, y determinar cuáles serán las más ventajosas para la extensión masiva del aprovechamiento de esta fuente renovable en Cuba.

La utilización del MDL como vía para fomentar el desarrollo de las energías renovables ha sido identificada por el gobierno cubano, desde la ratificación del Protocolo de Kyoto en el año 2000. Incluir los proyectos eólicos dentro del MDL representaría para el país un incentivo financiero fundamental que estimule el desarrollo de estas tecnologías, por lo cual los análisis económicos realizados como parte del estudio de factibilidad del proyecto tuvieron en cuenta los ingresos potenciales por concepto de venta de los CERs, tal y como se muestra más adelante.

La incorporación del MDL hace más atractivo el proyecto desde el punto de vista financiero y los ingresos por concepto de venta de los mismos facilitan el cumplimiento de los compromisos contraídos por Cuba para el pago de la inversión.

Justificación de la Adicionalidad

Teniendo en cuenta las indicaciones establecidas en el Attachment A al Apéndice B de las Modalidades y Procedimientos Simplificados para actividades de proyecto de pequeña escala⁵, la demostración de la Adicionalidad se lleva a cabo a partir de un análisis de barreras.

No obstante, en el presente caso, para demostrar la adicionalidad del proyecto se incluye, además de un análisis de barreras, el análisis de la factibilidad de la inversión, en el cual se tuvo en cuenta el ingreso por ventas de los CERs que genere el proyecto al ser registrado como MDL.

Análisis de Inversión

Para evaluar económicamente el proyecto se calcularon los principales indicadores y se definieron los criterios económicos.

Consideraciones Generales.

- La evaluación se realizó en divisas (MCUC)
- La tasa de actualización es del 8 %.
- La evaluación se realizó a 20 años
- El período de acreditación es cada 7 años con posibilidad de renovarlo hasta dos veces y completar 21 años.
- Potencia a instalar: 4,5 MW
- Disponibilidad: 98,5 %
- Factor de Carga: 24.4 %

⁵ Appendix B to Simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities

CDM – Executive Board

- Índice de Operación y Mantenimiento: 0,013 CUC/kWh
- Costo del kW instalado: 1345 CUC
- Precio del Barril del WTI : 60 USD
- Precio del crudo: 220 CUC/ton
- Precio Fuel Oil: 285 CUC/ton
- Precio del Diesel: 605 CUC/ton
- Índice de Inflación del Precio: 2%
- Sustitución de combustibles fósiles:
 - Crudo en las CTE: 31%
 - Diesel GE y CTE: 38%
 - Fuel Oil de GE: 31 %
- Índice de Consumo Físico del SEN: 268 g/GWh
- Índice de Reducción de Emisiones de CO₂: 0,83 ton CO₂/ MWh
- Precio de los CER : 10 CUC/ton CO₂

Indicadores Económicos

Los principales indicadores calculados son los siguientes:

- Costo de inversión
- Costo de producción
- Ahorros por concepto de combustible.

Costo de Inversión.

El Costo de Inversión se conformó por los costos asociados al equipamiento, construcción y montaje y otros y el mismo se desglosa en la tabla siguiente:

Costo de Inversión (MCUC)			
Desglose	Costo en MCUC	Costo en MPesos	Costo Total
<i>Equipos</i>			
Turbina Modelo Goldwind, incluye torre y transformador	5767,7	552,4	6320
<i>Construcción y Montaje</i>	303	658	961
<i>Otros gastos</i>	23	436	458
Estudios, proyectos y licencias	11	292	304
Transportación del puerto hasta el parque	7	128	136
Gastos administrativos	4	15	19
<i>Costo Total de Inversión</i>	6093	1646	7739

Mantenimiento

Las instalaciones eólicas son de una alta fiabilidad y disponibilidad operativa, cercana al 100%. El mantenimiento es escaso, y no solo es conveniente hacerlo en las horas nocturnas para tener una disponibilidad diurna máxima, sino que es necesario para evitar que existan tensiones en los generadores. Los valores disponibles son del orden del 98 %.

En la evaluación se estima un costo de operación y mantenimiento de 1,3 ¢ CUC/kWh.

CDM – Executive Board

Ingresos o Ahorros del proyecto.

Para evaluar la factibilidad del proyecto se calcularon los ahorros que se originan por concepto de combustible en el SEN, al sustituir el combustible fósil por la energía eólica. Estos ahorros se calcularon teniendo en cuenta que la generación de los aerogeneradores sea 9.46 GWh/año, que sustituyen 2221,2 t de combustible del Sistema Electroenergético Nacional (SEN), ascendentes a 844,92 MCUC.

Flujo de Caja del Proyecto.

Una vez calculado los indicadores económicos, se conformaron los flujos de ingresos y egresos en divisas.

El flujo de ingresos se forma a partir de los ahorros que se producirán al generar con el parque eólico 9460 MWh/año, sustituyendo diesel, fuel oil y crudo nacional en el SEN. El flujo de egresos lo conforman los gastos de inversión y los costos de operación y mantenimiento.

Los criterios de evaluación empleados son:

- Valor Actualizado Neto (VAN).
- Tasa Interna de retorno (TIR).
- Período de Recuperación

Los resultados del Proyecto para 21 años se muestran en la siguiente tabla:

Desglose		SIN MDL			CON MDL		
		10 años	15 años	21 años	10 años	15 años	21 años
VAN	MCUC	-797	950	2.502	-219	1.713	3.429
TIR	%	5,1%	10,3%	12,5%	7,2%	12,1%	14,1%
Período Recup.	Años	13	13	13	11	11	11

Como se observa, el proyecto incrementa su rendimiento de 10,3 % a 12.1 % en 15 años a partir de la venta de los CER y se recupera en 11 años y a los 21 años alcanza un rendimiento de 14.1 % sobre el capital invertido y ahorros de 3,4 MMCUC.

Análisis de Sensibilidad

Para evaluar la solidez del proyecto ante variaciones inesperadas de los parámetros fundamentales utilizados para evaluar la factibilidad del proyecto se realizó un análisis de sensibilidad a los siguientes parámetros

- Precio del Diesel
- Precio del Fuel Oil
- Precio del Crudo
- Índice de Inflación
- Factor de Capacidad
- Factor de Potencia Disponible

En la tabla siguiente se muestran los resultados

CDM – Executive Board

Resumen de escenario	Variante Base	Var I combust bajo y CR y emisiones reducidas	Var II combustible bajo e inflación reducida	Var III Factor de capacidad baja	Var IV combust, capacidad y CR bajos	Var V Combustible alto, CR y emisiones bajas	Var VI combust alto y CR alto	Var VII combust alto y CR bajo	Var VIII combust alto y disponibilidad baja	Var IX CR y disponibilidad baja
Celdas cambiantes:										
Precio del Diesel (USD/ton)	605	450	550	500	425	1040	650	650	650	605
Precio del Fuel Oil (USD/ton)	285	239	260	235	215	553	345	345	345	285
Precio del Crudo (USD/ton)	220	163	200	150	120	380	235	235	235	220
Inflación precio del comb %	2,0%	2,0%	1,5%	2,0%	2,0%	2,0%	1,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Factor capacidad del parque %	24,4%	28,8%	28,8%	23,0%	24,4%	28,8%	25,0%	25,0%	28,8%	24,4%
Disponibilidad del parque %	98,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	95,0%	98,5%
Precio CER (USD/ton CO ₂)	10	8	10	10	6	5	12	7,5	10	4
Emisiones (ton CO ₂ /MWh)	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828
Celdas de resultado:										
VAN 10% E.Eólica 10 años	-219	-1.025	-20	-1.746	-2.385	6.011	368	401	1.353	-561
VAN 10% E.Eólica 15 años	1.713	654	1.897	-309	-1.151	9.958	2.315	2.534	3.798	1.261
VAN 10% E.Eólica 20 años	3.181	1.935	3.316	787	-208	12.943	3.715	4.153	5.653	2.647
TIR E.Eólica 10 años	7%	4%	8%	1%	-1%	26%	9%	9%	13%	6%
TIR E.Eólica 15 años	12%	10%	13%	7%	5%	28%	14%	14%	17%	11%
TIR E.Eólica 20 años	14%	12%	14%	10%	8%	29%	15%	16%	18%	13%
Per. de Recup. E.Eólica	11	13	11	17	21	5	10	10	8	12
Costo Nivelado E.Eólica 15 años (USD/kWh)	0,088	0,077	0,077	0,094	0,089	0,077	0,087	0,087	0,079	0,088

Los parámetros más sensibles son el precio de los combustibles, el factor de capacidad de los aerogeneradores como se observa en las variantes I, III, IV y V respectivamente. El costo de los CER tiene influencia pero en mucho menor medida, como se observa en la variante IX que es el caso base si el precio de los CER fuera 4 CUC/ton CO₂ entonces se recupera la inversión en 12 años, o sea en uno más.

Análisis de Barreras del Proyecto

El término barreras se utiliza para identificar aquellas acciones que deben realizarse prioritariamente para promover la utilización de las fuentes renovables de energía.

Entre las barreras principales con que cuenta el proyecto se encuentran: financieras, institucionales, educativos, comunicación y entrenamiento; técnicas, geográficos y naturales y legislativos.

Barreras Financieras:

- Las inversiones en proyectos eólicos tienen costos superiores a otros proyectos de energías renovables, ya que el factor de carga para energía eólica tiene un máximo de 27%, por lo que la proporción para el retorno de la inversión resulta muy baja y esto es considerado por los financistas como un alto riesgo a la inversión de capital por obtener menos energía y depender de la fiabilidad del viento.
- Falta de líneas de crédito especiales, falta de capacitación y conocimiento de entes financieros, alta tasas de interés, etc.

Barreras Educativas, comunicación y entrenamiento:

- Falta de estos elementos en las diferentes participantes en la cadena (fabricantes, promotores, entes financieros, usuarios, etc.).

CDM – Executive Board

Barreras tecnológicas:

- Algunas tecnologías deben incrementar su capacidad tecnológica para reducir costos, inversión, comodidad a los usuarios, etc.
- No se dispone en el país de una grúa de prestaciones adecuadas para montar máquinas por encima de 50 m, por cuanto su importación puede ser muy cara debido a la elevación de los costos de fletes marítimos.

Barreras Geográficas y naturales:

- El muelle de Puerto Carúpano no tiene certificada su resistencia estructural para manipular cargas excepcionales.
- La reparación de los tramos del camino Peña 2 – Las Codornices – Caletones que se hallan en estado crítico tiene un costo muy elevado, en comparación con la cantidad de unidades a transportar y su costo, el costo de la inversión en la construcción del parque y el rendimiento energético pronosticado de la instalación.
- La carretera de Holguín a Gibara tiene al menos 11 obras de fábrica en mal estado técnico, que deben ser re-inspeccionadas, reparadas o reforzadas para permitir el desplazamiento seguro de los medios que transportarán los componentes más pesados de los aerogeneradores, así como los equipos y materiales de construcción.
- Las líneas de transmisión hasta la Subestación Eléctrica Gibara 2, deben cumplir requisitos extremos de mantenimiento por las elevadas concentraciones de aerosoles salinos a que estarán sometidas por su cercanía al mar.

Los elementos anteriormente mostrados permiten demostrar la Adicionalidad del proyecto propuesto.

B.6.- Reducción de Emisiones

B.6.1.- Explicación de la selección de la metodología

La fórmula general para determinar las emisiones de Línea de Base, aparece descrita en la metodología ACM0002 (metodología consolidada para generación de electricidad a partir de fuentes renovables) desarrollada para proyectos de gran escala⁶.

Las emisiones de Línea de Base (BE_y) se determinan por la expresión:

$$BE_y = (EG_y - EG_{baseline}) * EF_{grid,CM,y} \quad [2]$$

Donde:

BE_y = Emisiones de Línea de Base en el año “y” (tCO₂/año)

⁶ ACM0002 Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources. Version 9

CDM – Executive Board

EG_y = Electricidad suministrada a la Red por la actividad de proyecto en el año “y” (MWh)

EG baseline = Electricidad suministrada a la Red en el caso de modificación o modernización de plantas existentes. Para casos de nuevas plantas EG baseline = 0.

EF_{grid,CM,y} = Factor de Emisión de CO₂ de Margen Combinado para la generación eléctrica conectada a la Red y calculado de acuerdo con la herramienta metodológica^[7]

El Factor de Emisión de Margen Combinado se determina por la expresión [1] presentada anteriormente en el punto B.4 de este documento. Los coeficientes de ponderación tomados corresponden a los valores por defecto establecidos en la herramienta metodológica para el caso de proyectos eólicos y que, para todos los períodos de crédito, son los siguientes:

$$W_{OM} = 0.75$$

$$W_{BM} = 0.25$$

De acuerdo con lo anterior, BE_y se calculará como:

$$BE_y = EG_y * [EF_{grid,OM,y} * W_{OM} + EF_{grid,BM,y} * W_{BM}]$$

$$BE_y = EG_y * [0.75 EF_{grid,OM,y} + 0.25 EF_{grid,BM,y}] \quad [3]$$

Los correspondientes Factores de Emisión de Margen de Operación y Margen de Construcción se determinan como sigue:

Factor de Emisión de Margen de Operación (EF_{grid,OM,y})

Como se mencionó en el punto B.4, de los métodos propuestos en la herramienta metodológica para calcular el EF_{grid,OM,y}, se seleccionó el método OM Simple, el cual a su vez presenta tres opciones para el cálculo del factor de emisión, que dependen de los tipos de datos utilizados. En este caso, se ha seleccionado la Opción A, según la cual el cálculo se realiza a partir de los datos del consumo de combustible y la generación eléctrica neta de todas las plantas energéticas que tributan al sistema eléctrico⁸.

En este caso, el Factor de Emisión de Margen de Operación se calcula por la fórmula siguiente:

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_{i,m} FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO2,i,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad [4]$$

⁷ Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Version 01.1

⁸ Exceptuando las que califican como “low-cost/must-run”

CDM – Executive Board

Donde:

$EF_{grid,OMsimple,y}$ = Factor de Emisión de Margen de Operación Simple en el año “y” (tCO_2/MWh)

$FC_{i,m,y}$ = Cantidad de combustible tipo “i” consumido por la unidad “m” en el año “y” (*unidades de masa o de volumen*)

$NCV_{i,y}$ = Valor calórico neto del combustible fósil tipo “i” en el año “y” (*GJ/unidad de masa o volumen*)

$EF_{CO_2,i,y}$ = Factor de emisión de CO_2 del combustible “i” en el año “y” (tCO_2/GJ)

$EG_{m,y}$ = Electricidad neta generada y entregada a la Red por la unidad “m” en el año “y” (MWh)

m = Unidades que sirven a la Red en el año “y”, exceptuando las “low- cost/must-run”.

i = Tipos de combustibles fósiles usados en las unidad “m” en el año “y”

Dentro de las plantas consideradas como low- cost /must-run se han incluido las centrales hidroeléctricas y la Planta Energás Varadero, esta última teniendo en cuenta que la misma constituye un productor independiente de la UNE y los acuerdos contractuales existentes entre ambas partes establecen la prioridad del despacho de su generación independientemente de las fluctuaciones de la demanda.

Con respecto a los años “y” que se toman para el cálculo, se ha seleccionado, de las dos posibles opciones que brinda la metodología, la correspondiente a los últimos tres años, anteriores al momento de entregar el presente PDD para su validación (opción ex - ante). En este caso se considerarán, por tanto, los datos correspondientes a los años 2006, 2007 y 2008.

En el caso de los Factores de Emisión de CO_2 de los combustibles utilizados ($EF_{CO_2,i,y}$), los mismos se tomaron de los valores por defecto reportados por el IPCC en la Tabla 1.4 de la Guía para la elaboración de los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero del 2006⁹.

Factor de Emisión de Margen de Construcción ($EF_{grid,BM,y}$)

El factor de emisión de Margen de Construcción se calcula por la expresión:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad [5]$$

Donde:

$EF_{grid,BM,y}$ = Factor de Emisión de Margen de Construcción en el año “y” (tCO_2/MWh)

$EF_{EL,m,y}$ = Factor de Emisión de CO_2 de la unidad “m” en el año “y” (tCO_2/MWh)

⁹ 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventory. Volume 2 (Energy)

CDM – Executive Board

EG_{my} = Energía neta generada y entregada a la Red por la unidad “ m ” en el año “ y ” (MWh)

m = Unidades generadoras incluidas en el Margen de Construcción

y = Año histórico más recientes para el cual se disponen de datos de generación.

El Factor de Emisión de CO_2 de la unidad “ m ” ($EF_{EL,m,y}$), por su parte, se calcula utilizando la Opción B1 descrita en el Paso 3(a) de la metodología, mediante la expresión:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}} \quad [6]$$

Donde:

$EF_{EL,m,y}$ = Factor de emisión de CO_2 de la unidad “ m ” en el año “ y ” (t CO_2 /MWh)

$FC_{i,m,y}$ = Cantidad de combustible fósil tipo “ i ” consumido por la unidad “ m ” en el año “ y ”(unidad de masa o volumen)

$NCV_{i,y}$ = Valor calórico neto del combustible fósil tipo “ i ” en el año “ y ”(GJ/unidad de masa o volumen)

$EF_{CO_2,i,y}$ = Factor de emisión de CO_2 del combustible fósil tipo “ i ” en el año “ y ”(t CO_2 /GJ)

$EG_{m,y}$ = Electricidad neta generada y entregada a la Red por la unidad “ m ” en el año “ y ” (MWh)

m = Unidades generadoras incluidas en el Margen de Construcción

i = Todos los tipos de combustibles fósiles usados en la unidad “ m ” en el año “ y ”

y = Año histórico más reciente para el cual se disponen de datos de generación.

Según se expresó en el punto B.4, las unidades generadoras incluidas en el margen de operación corresponden al conjunto de los últimos emplazamientos de GE construidos que representan el 20 % de la generación del SEN.

CDM – Executive Board

B.6.2.- Datos y parámetros disponibles para la validación.

Dato / Parámetro:	$FC_{i,m,y}$
Unidad de medida:	Toneladas métricas
Descripción:	Cantidad de combustible tipo “i” consumido por la unidad “m” en el año “y”
Fuente usada para el dato:	Base de datos de la UNE: - Para los GE, los datos de los consumos por emplazamientos se registran en la base de datos de la página web de Generación Distribuida de la UNE. - Para el resto de las plantas, los datos se registran en los ficheros de generación bruta y consumo de combustibles de la dirección de estadísticas de la UNE
Valor aplicado:	Ver Anexo 3
Justificación de la selección del dato o descripción del método de medición y procedimientos realizados	Los datos registrados en las Direcciones de la UNE son los datos que se aplican a los controles oficiales del país.
Comentarios:	--

Dato / Parámetro:	$NCV_{i,y}$
Unidad de medida:	GJ/t
Descripción:	Valor calórico neto del combustible tipo “i” consumido por la unidad “m” en el año “y”
Fuente usada para el dato:	Base de datos de la UNE (las mismas fuentes usadas para el parámetro anterior)
Valor aplicado:	ver Anexo 3
Justificación de la selección del dato o descripción del método de medición y procedimientos realizados	Los datos registrados en las Direcciones de la UNE son los datos que se aplican a los controles oficiales del país.
Comentarios:	En los casos de emplazamientos de GE que no tienen registrados los valores calóricos de los combustibles usados, se han utilizado los valores por defecto establecidos por el IPCC en las directrices para los Inventarios Nacionales de GEIs del 2006 (<i>Volume 2, Table 1.2</i>)

CDM – Executive Board

Dato / Parámetro:	EF _{CO₂,i,y}
Unidad de medida:	tCO ₂ /GJ
Descripción:	Factor de emisión de CO ₂ del combustible fósil tipo “i” en el año “y”
Fuente usada para el dato:	IPCC (2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventory. Volume 2, Table 1.4) Valores correspondientes al límite inferior del 95% de intervalo de confianza
Valor aplicado:	Ver Anexo 3
Justificación de la selección del dato o descripción del método de medición y procedimientos realizados	--
Comentarios:	--

Dato / Parámetro:	EG _{m,y}
Unidad de medida:	MWh
Descripción:	Electricidad neta generada y entregada a la Red por la unidad “m” en el año “y”
Fuente usada para el dato:	Base de datos de la UNE (Las mismas utilizadas para los dos primeros parámetros descritos anteriormente)
Valor aplicado:	Ver Anexo 3
Justificación de la selección del dato o descripción del método de medición y procedimientos realizados	Los datos registrados en las Direcciones de la UNE son los datos que se aplican a los controles oficiales del país.
Comentarios:	--

B.6.3.- Cálculo de la reducción de emisiones “ex – ante”.

La expresión general para determinar la reducción de emisiones es la siguiente:¹⁰

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad [7]$$

Donde:

ER_y = Reducción de emisiones en un año (tCO₂/año)

¹⁰ ACM0002 Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources. Version 9

CDM – Executive Board

BE_y = Emisiones de Línea de Base en un año ($tCO_2/año$)

PE_y = Emisiones del Proyecto en un año ($tCO_2/año$)

LE_y = Emisiones de Fugas en un año ($tCO_2/año$)

En el caso del proyecto del Parque Eólico Gibara 2, $PE_y = LE_y = 0$, por lo que

$$ER_y = BE_y \quad [8]$$

Sustituyendo BE_y por su equivalente según la expresión [3], tendremos que:

$$ER_y = EGY * [0.75 EF_{grid,OM,y} + 0.25 EF_{grid,BM,y}] \quad [9]$$

Los correspondientes factores de emisión $EF_{grid,OM,y}$ y $EF_{grid,BM,y}$ se determinan por las expresiones [4], [5] y [6], a partir de los datos presentados en el Anexo 3 (Tablas de la 3.1 a la 3.9) y los resultados obtenidos son los siguientes:

$$EF_{grid,OM,y} = 0.884 \text{ tCO}_2/MWh$$

$$EF_{grid,BM,y} = 0.661 \text{ tCO}_2/MWh$$

Teniendo en cuenta que los valores de la energía anual generada por el proyecto (EG_y) corresponden a 9460 MWh por año, la reducción de emisiones corresponde a:

$$ER_y = 7835.24 \text{ tCO}_2$$

B.6.4.- Resumen de la estimación de reducción de emisiones “ex – ante”.

El período de crédito seleccionado para el proyecto es de 7 años. En correspondencia con esto, las reducciones de emisiones estimadas durante dicho período son las mostradas en la siguiente tabla:

Año	Estimado de las emisiones de la actividad de proyecto. ($tCO_2 e$)	Estimado de las emisiones de Línea de Base ($tCO_2 e$)	Estimado de las fugas ($tCO_2 e$)	Estimado de la reducción global de emisiones. ($tCO_2 e$)
2011	0	7835.24	0	7835.24
2012	0	7835.24	0	7835.24
2013	0	7835.24	0	7835.24
2014	0	7835.24	0	7835.24
2015	0	7835.24	0	7835.24
2016	0	7835.24	0	7835.24
2017	0	7835.24	0	7835.24
Total (toneladas de $CO_2 e$)	0	54846.68	0	54846.68

CDM – Executive Board

B.7.- Aplicación de la metodología de monitoreo y descripción del Plan de Monitoreo

B.7.1.- Datos y parámetros monitoreados

Dato / Parámetro:	EGy
Unidad de medida:	MWh
Descripción:	Electricidad suministrada a la Red por la actividad de proyecto en el año “y”
Fuente usada para el dato:	Registros de las mediciones realizadas en el emplazamiento
Valor del dato:	
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a aplicar	Ver Anexo 4
Procedimientos de calidad a usar	Procedimiento de Operación del Operador del Emplazamiento
Comentarios:	--

B.7.2.- Descripción del Plan de Monitoreo

El registro de la energía generada y entregada a la Red por la actividad de proyecto es responsabilidad del personal de operación de la instalación.

El Parque Eólico dispone de un sistema automatizado de control que registra de forma digital los principales parámetros de la instalación. Toda la información sobre el funcionamiento del parque se registra en la PC del cuarto de control en el cual permanece el operador de turno. Además del registro automático, la generación puede leerse directamente de un metro contador instalado en el Cuarto de Celdas.

La energía generada se anota cada una hora y este valor se registra y se reporta al Despacho Provincial de Carga de la provincia de Holguin.

De acuerdo con la estructura actual de la Unión Eléctrica, existe una Dirección de Energía Renovable que es la encargada de controlar y conservar la información sobre la generación eléctrica generada a partir de estas fuentes, tanto si están conectadas al SEN como si funcionan de forma aislada. Esta Dirección ha designado a su vez a la UEB de Energía Renovable (UEB ER) de la Empresa INEL como la entidad responsable de la prospección y evaluación del recurso eólico y a la vez de la recolección de los datos fundamentales de los parques eólicos que funcionan en el país.

La UEB ER es la encargada de confeccionar reportes semanales de la generación del Parque Eólico, así como reportes acumulados mensuales y los correspondientes reportes anuales. Estos reportes contienen la información básica fundamental del parque (Ver Anexo 4) y los mismos se envían y conservan en formato digital en la Dirección de Energía Renovable de la UNE.



CDM – Executive Board

B.8.- Fecha de terminación de la aplicación del estudio de Línea Base y metodología de monitoreo y nombre de la persona/entidad responsable.

Fecha de terminación: 24/03/2009

Entidad responsable: Empresa de Ingeniería y Proyectos para la Electricidad (INEL).

La empresa INEL, aunque está subordinada a la Unión Eléctrica es una entidad jurídicamente independiente de la misma y funciona como consultante, por lo que no es participante del proyecto.

SECCIÓN C.- Duración de la actividad de proyecto / Periodo de Acreditación.

C.1.- Duración de la actividad de proyecto

C.1.1.- Fecha de inicio del proyecto

Junio 2010

C.1.2.-Tiempo estimado de vida operacional del proyecto

20 – 25 años

C.2.- Selección del Período de Acreditación, e información relacionada

C.2.1.- Período de acreditación renovable

C.2.1.1.- Fecha de inicio del primer período de acreditación

01/01/2011

(Si el registro del proyecto es posterior al 01/01/2011, se considerará la fecha de registro como fecha de inicio del primer período de acreditación.)

C.2.1.2.- Duración del primer período de acreditación

7 años

C.2.2.- Período de acreditación fijo

C.2.1.1.- Fecha de inicio

C.2.1.2.- Duración

D. Impactos Ambientales**D.1. Documentación sobre el análisis de los impactos ambientales de la actividad de proyecto, en caso de que el mismo sea requerido por el país anfitrión**

De acuerdo con las regulaciones vigentes en la República de Cuba, toda obra o proyecto a ejecutar debe pasar por un proceso de Evaluación de Impacto Ambiental¹¹, cuyo primer paso consiste en la solicitud y otorgamiento de una Licencia Ambiental. La Solicitud de Licencia Ambiental (SLA) es, por tanto, el documento primario en el cual se identifican los impactos ambientales asociados al proyecto y se describen las medidas de mitigación para los impactos ambientales negativos.

El proyecto del Parque Eólico Gibara 2 dispone de su correspondiente Licencia Ambiental¹², otorgada por las autoridades ambientales a partir del análisis del documento de SLA confeccionado para el mismo, en el cual se evidencia que esta obra, por su naturaleza, no genera impactos ambientales negativos de significación.

Los impactos negativos fundamentales identificados para las distintas etapas de ejecución del proyecto son los siguientes:

Etapa de construcción y montaje

- Afectaciones al hábitat natural de la fauna existente, así como la erosión y compactación del suelo a consecuencia de:
 - La construcción de caminos de acceso, vial de servicios y áreas aledañas para uso de equipos de izajes.
 - Preparación del terreno para la fundición de las bases de los aerogeneradores, canalización de cableado y construcción civil del centro de control.
- Afectaciones al suelo y al entorno natural por la acumulación de desechos de materiales de construcción y de materiales de las excavaciones

Etapa de operación y mantenimiento.

- Afectaciones a la avifauna, lo que se manifiesta en cambios potenciales en las rutas migratorias, la accidentabilidad con las palas de los aerogeneradores, la electrocución de aves con líneas eléctrica áreas dentro del Parque y el cambio de las condiciones de hábitat locales para aves migratorias y autóctonas.
- Afectaciones mínimas a la fauna terrestre que pudiera estar dada por la presencia momentánea de los operadores o visitas técnicas planificadas al Parque.

¹¹ Resolución 77/1999 del CITMA

¹² Licencia Ambiental No. 35/2008 de fecha 12/12/2008

CDM – Executive Board

- Afectaciones potenciales a la vegetación durante por derrames de grasa desde una máquina producto de un desperfecto mecánico o la ejecución de un mal mantenimiento.
- Contaminación asociada a la generación de aguas residuales sociales, que resultan mínimas por el número reducido de operarios del Parque.

La SLA identifica un grupo de medidas de mitigación que minimizan los impactos antes señalados y que han sido consideradas en el proyecto, como parte de sus soluciones tecnológicas o como procedimientos de operación a aplicar durante la explotación del Parque Eólico. Entre estas medidas se pueden citar las siguientes:

- Realizar las podas previas al desbroce y motear las especies de la flora endémica que resulten de interés, realizando el mismo solamente en los lugares que sean necesarios e inevitables, evitando la poda indiscriminada. Luego de concluido todo el proceso de montaje se realizará una reforestación total, y replanteo de especies moteadas con anterioridad de tal forma que se recuperen aquellas áreas afectadas no planificadas y recuperar parte del hábitat natural de la fauna existente, no introduciendo en ningún caso especies exóticas
- Cumplir las distancias establecida en el decreto Ley 212, de protección a la zona costera
- Reforestar 12,5 ha como compensación por la afectación del parque eólico, en el lugar que determine el servicio Forestal del municipio.
- Utilizar el mismo material extraído de las excavaciones para cubrir las bases de las unidades instaladas de tal forma que quede solo un 1% afectado del total del área ocupada por el parque.
- Ubicar temporalmente los desechos de materiales de la construcción en el lugar destinado para ello (cráteres existentes causados por la explotación de la antigua arenera)
- Aplicar las medidas pertinentes para minimizar el vertimiento o derrame de grasas, hidrocarburos u otras sustancias al suelo, o su infiltración al manto freático, así como las afectaciones por polvo y humo a la atmósfera
- Mantener una distancia entre máquinas de 150 m de tal forma que quede un pasillo aéreo que les sirva de corredor a las aves para minimizar la accidentabilidad.
- Instalar un sistema de tratamiento biológico para las aguas residuales sociales

D.2. Si los impactos ambientales se consideran significativos por los participantes o por la parte Anfitriona, suministre conclusiones y referencias que sirvan de base a la evaluación de impacto ambiental realizadas en correspondencia con los procedimientos requeridos por la Parte Anfitriona.

Los impactos ambientales asociados al Parque Eólico Gibara 2 no resultan significativos, y al mismo se le otorgó la correspondiente Licencia Ambiental, a partir de la Solicitud de Licencia Ambiental presentada, exceptuándosele de realizar un Estudio de Impacto Ambiental adicional.

E. Comentarios de las Partes Interesadas**E1. Breve descripción de cómo se han solicitado y recopilado los comentarios de las partes interesadas locales**

Teniendo en cuenta las características del sistema de gobierno de la república de Cuba, en el cual no existen entidades privadas, las partes interesadas locales se corresponden con las organizaciones de las diferentes instancias del gobierno local vinculadas al proyecto. Estas instancias son, fundamentalmente, la Dirección Provincial de Planificación Física (DPPF), que es la encargada de otorgar la microlocalización del área para la ejecución de la obra y las autoridades territoriales del CITMA (Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente) que son las encargadas de otorgar la Licencia Ambiental.

Ambas instituciones son las responsables de realizar un proceso de consulta con otras instituciones estatales involucradas, a fin del otorgamiento de sus correspondientes permisos, en los cuales quedan plasmadas las exigencias o requerimientos que deben tenerse en cuenta durante la ejecución y explotación del proyecto.

E2. Resumen de los comentarios recibidos

El resultado de las consultas con las entidades involucradas, es una documentación interna de los organismos responsables de su realización y solamente las disposiciones finales son las que quedan incluidas en los permisos o licencias otorgados.

E3. Reporte de cómo se tomaron en cuenta los comentarios recibidos.

Las observaciones y comentarios recopilados en el proceso de consultas son evaluadas por cada uno de los organismos rectores (DPPF y CITMA) y finalmente, aquellas que se consideren más importantes son expresadas en forma de disposiciones de obligatorio cumplimiento que forman parte de los dictámenes de microlocalización y licencia ambiental respectivamente.

CDM – Executive Board

Anexo 1**INFORMACIÓN DE CONTACTO DE LOS PARTICIPANTES EN LA ACTIVIDAD DE PROYECTO**

Organization:	Unión Eléctrica
Street/P.O.Box:	Avenida Salvador Allende. / CP.10.....
Building:	Salvador Allende #666
City:	Ciudad de La Habana
State/Region:	Ciudad de La Habana
Postfix/ZIP:	
Country:	Cuba
Telephone:	
FAX:	
E-Mail:	
URL:	
Represented by:	Vicente de la O
Title:	Director General
Salutation:	Ing.
Last Name:	
Middle Name:	De la O
First Name:	Vicente
Department:	
Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	
Personal E-Mail:	



Anexo 2

INFORMACION SOBRE FONDOS PUBLICOS

EL PROYECTO NO HA RECIBIDO NINGÚN TIPO DE FONDO PÚBLICO

Anexo 3

INFORMACIÓN SOBRE LA LINEA DE BASE

Las emisiones correspondientes a la Línea de Base se determinaron a partir de la energía eléctrica entregada por el proyecto a la Red anualmente y de los Factores de Emisión de Margen de Operación (OM) y de Margen de Construcción (BM) aplicables al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), respectivamente, mediante la expresión:

$$BE_y = EG_y * [0.75 EF_{grid,OM,y} + 0.25 EF_{grid,BM,y}]$$

Los factores de emisión $EF_{grid,OM,y}$ y $EF_{grid,BM,y}$ fueron determinados de acuerdo con las consideraciones generales que fueron expuestas en el epígrafe B.6.1 de este documento, empleando las fórmulas [4], [5] y [6].

En las tablas que se muestran a continuación están representados los datos y resultados fundamentales obtenidos al aplicar la metodología de cálculo seleccionada, para los años 2006, 2007 y 2008.

Los datos utilizados para calcular el Factor de Emisión de Margen de Operación se presentan en dos grupos de tablas: unas correspondientes a los emplazamientos de grupos electrógenos (GE) y otras correspondientes al resto de las centrales eléctricas. En el caso de los GE, los datos correspondientes al año 2006 se han presentado de forma global, ya que ese año correspondió al de inicio de las operaciones de los primeros emplazamientos construidos como parte del Programa de Generación Distribuida, y el registro de los datos por emplazamiento a través de la página web aún no estaba sistematizado.

En el caso del factor de Emisión de Margen de Construcción, se presenta el listado de emplazamientos incluidos en el cálculo, así como las correspondientes tablas de datos y resultados obtenidos, referidos al año 2008.

Tabla 3.1
Generación neta y consumo de combustibles de las Centrales Eléctricas que no son GE en el año 2006

Planta	2006					
	Generación neta (EG) (MWh)	Tipo de combustible	Consumo anual de combustible (FC) (t)	Valor calórico neto (NCV) (GJ/t)	FE de CO ₂ (tCO ₂ /GJ)	(FC x NCV x FE _{CO₂}) (tCO ₂)
CTE Máximo Gómez	1521760.1	Fuel	8193.16	41.495	0.0755	25668.04
		Gas oil	114.68	44.865	0.0726	373.54
		Crudo	535491.33	40.240	0.0711	1532074.74
CTE Antonio Guiteras	1700152.8	Fuel	2219.81	41.855	0.0755	7014.65
		Gas oil	223.85	44.874	0.0726	729.26
		Crudo	460595.39	40.092	0.0711	1312930.24
CTE C. M. Céspedes	1679931.1	Fuel	228008.36	42.122	0.0755	725116.25
		Gas oil	727.04	44.121	0.0726	2328.84
		Crudo	226676.13	40.351	0.0711	650329.53
CTE 10 de Octubre	1358606.5	Fuel	107233.02	41.207	0.0755	333613.98
		Gas oil	177.27	44.931	0.0726	578.26
		Crudo	352661.03	39.756	0.0711	996846.05
CTE Antonio Maceo	942442.9	Fuel	236475.67	42.594	0.0755	760469.43
		Gas oil				
		Crudo	78283.95	40.695	0.0711	226510.41
CTE Felton	2305322.7	Fuel	530759.15	41.774	0.0755	1673984.86
		Gas oil	355.33	44.173	0.0726	1139.52
		Crudo	156758.1	40.364	0.0711	449877.68
CTE Otto Parellada	284987.5	Fuel	90232.14	42.045	0.0755	286432.99
		Gas oil	120.35	44.888	0.0726	392.20
UP San José	6314.3	Gas oil	2709.82	44.717	0.0726	8797.26
UP Rincón	3520.2	Gas oil	1615.09	44.839	0.0726	5257.61
CTE Este Habana	1016851	Gas oil	698.08	44.871	0.0726	2274.10
		Crudo	310312.78	40.973	0.0711	903998.78
		Gas	133594.77	42.159	0.0543	305829.00
TOTAL	10819889.1					10212567.2

Tabla 3.2
Generación neta y consumo de combustibles de las Centrales Eléctricas que no son GE en el año 2007

PLANTA	2007					
	Generación neta (EG) (MWh)	Tipo de combustible	Consumo anual de combustible (FC) (t)	Valor calórico neto (NCV) (GJ/t)	FE de CO ₂ (tCO ₂ /GJ)	(FC x NCV x FE _{CO₂}) (tCO ₂)
CTE Máximo Gómez	1116029.80	Fuel	520.01	40.316	0.0755	1582.84
		Gas oil	73.49	44.866	0.0726	239.38
		Crudo	406168.07	40.338	0.0711	1164898.17
CTE Antonio Guiteras	1785489.50	Fuel	2343.12	41.854	0.0755	7404.21
		Gas oil	267.28	44.881	0.0726	870.89
		Crudo	486278.03	40.187	0.0711	1389438.69
CTE C. M. Céspedes	1568618.60	Fuel	129420.71	42.277	0.0755	413099.80
		Gas oil	626.97	44.481	0.0726	2024.68
		Crudo	306369.9	40.368	0.0711	879340.35
CTE 10 de Octubre	1384906.80	Fuel	51717.21	42.208	0.0755	164809.11
		Gas oil	115.91	44.966	0.0726	378.39
		Crudo	419711.61	40.783	0.0711	1217027.12
CTE Antonio Maceo	832719.20	Fuel	247935.58	42.679	0.0755	798914.51
		Gas oil	0.97	43.955	0.0726	3.10
		Crudo	35568.68	41.391	0.0711	104675.63
CTE Felton	2072176.10	Fuel	122245.97	41.945	0.0755	387132.90
		Gas oil	531.85	44.171	0.0726	1705.55
		Crudo	526576.32	40.373	0.0711	1511549.68
CTE Otto Parellada	311548.20	Fuel	101542.01	42.027	0.0755	322198.90
		Gas oil	101.93	44.863	0.0726	331.99
UP San José	1731.30	Gas oil	892.27	44.879	0.0726	2907.19
UP Rincón	1067.10	Gas oil	556.01	44.872	0.0726	1811.31

CDM – Executive Board

PLANTA	2007					
	Generación neta (EG) (MWh)	Tipo de combustible	Consumo anual de combustible (FC) (t)	Valor calórico neto (NCV) (GJ/t)	FE de CO ₂ (tCO ₂ /GJ)	(FC x NCV x FE _{CO₂}) (tCO ₂)
CTE Este Habana	1114034.70	Gas oil	114.05	44.629	0.0726	369.53
		Crudo	293373	40.475	0.0711	844271.10
		Gas	67891.48	44.821	0.0543	165233.76
CTE José Martí	63866.60	Fuel	1625.61	41.765	0.0755	5126.00
		Gas oil	54.25	44.682	0.0726	175.98
		Crudo	22992.15	40.215	0.0711	65741.30
TOTAL	10252187.90					9453262.07

Tabla 3.3
Generación neta y consumo de combustibles de las Centrales Eléctricas que no son GE en el año 2008

Planta	2008					
	Generación neta (EG) (MWh)	Tipo de combustible	Consumo anual de combustible (FC) (t)	Valor calórico neto (NCV) (GJ/t)	FE de CO ₂ (tCO ₂ /GJ)	(FC x NCV x FE _{CO₂}) (tCO ₂)
CTE Máximo Gómez	1124456.1	Fuel	8395.46	42.082	0.0755	26673.95
		Gas oil	27.62	44.887	0.0726	90.01
		Crudo	376253.63	40.397	0.0711	1080687.27
CTE Antonio Guiteras	1597530.3	Fuel	3600.63	41.854	0.0755	11378.00
		Gas oil	340.40	44.869	0.0726	1108.84
		Crudo	432893.44	40.160	0.0711	1236086.72
CTE C. M. Céspedes	881578.3	Fuel	246204.07	42.573	0.0755	791365.82
		Gas oil	434.38	44.934	0.0726	1417.04
		Crudo	2893.73	40.504	0.0711	8333.49
CTE 10 de Octubre	1269812.9	Fuel	19449.93	42.301	0.0755	62118.46
		Gas oil	109.19	45.073	0.0726	357.30
		Crudo	404131.04	40.729	0.0711	1170290.80
CTE Antonio Maceo	912150.4	Fuel	214222.43	43.021	0.0755	695819.84
		Gas oil	1.85	43.608	0.0726	5.86
		Crudo	85173.66	40.736	0.0711	246689.97
CTE Felton	2192600.2	Fuel	0.00	0.000	0.0755	0.00
		Gas oil	531.13	44.171	0.0726	1703.24
		Crudo	691365.15	40.767	0.0711	2003939.99
CTE Otto Parellada	255505.9	Fuel	86142.64	42.401	0.0755	275766.87
		Gas oil	163.33	44.874	0.0726	532.10
UP San José	4363.494	Gas oil	1875.27	42.883	0.0726	5838.30
UP Rincón	2636.332	Gas oil	1326.45	42.687	0.0726	4110.78

CDM – Executive Board

Planta	2008					
	Generación neta (EG) (MWh)	Tipo de combustible	Consumo anual de combustible (FC) (t)	Valor calórico neto (NCV) (GJ/t)	FE de CO ₂ (tCO ₂ /GJ)	(FC x NCV x FE _{CO₂}) (tCO ₂)
CTE Habana	831641.6	Crudo	250191.47	41.143	0.0711	731879.05
		Gas oil	252.96	44.874	0.0726	824.10
		Gas	17164.53	44.012	0.0543	41020.92
CTE José Martí	9242.8	Fuel	190.85	41.853	0.0755	603.06
		Gas oil	26.31	44.866	0.0726	85.70
		Crudo	3213.21	40.700	0.0711	9298.20
TOTAL	9081518.33					8408025.68

CDM – Executive Board

Tabla 3.4
Generación neta y consumo de combustibles de los Emplazamientos de GE en el año 2006
(Valores globales anuales)

Tipo	2006								
	Generación Neta 2006 (MWh)	Diesel				Fuel			
		Consumo (FC) (t)	Valor Calórico Neto (NCV) (GJ/t)	FE de CO ₂ (EFCO ₂) (tCO ₂ /GJ)	(FC x NCV x FECO ₂) (tCO ₂)	Consumo (FC) (t)	Valor Calórico Neto (NCV) (GJ/t)	FE de CO ₂ (EFCO ₂) (tCO ₂ /GJ)	(FC x NCV x FECO ₂) (tCO ₂)
GE Diesel	1465901.02	328492.91	41.400	0.0726	987331.42	0.00	0.00	0.00	0.00
GE Fuel	22291.3	477.36	41.400	0.0726	1434.77	4676.36	39.800	0.0755	14052.01
TOTAL	1488192.32				988766.19				14052.01

CDM – Executive Board

Tabla 3.5
Generación neta y consumo de combustibles de los Emplazamientos de GE en el año 2007

Emplazamiento GE	2007								
	Generación Neta 2007	Diesel				Fuel			
		Consumo Diesel (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EFCO ₂)	FC . NCV . EF _{CO2}	Consumo Fuel (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC . NCV . EF _{CO2}
	(MWh)	(t)	(GJ/t)	(tCO ₂ /GJ)	tCO ₂	(t)	GJ/t	tCO ₂ /GJ	tCO ₂
E. CAAMAÑO	29763.14	6781.93	42.231	0.0726	20792.97				
BRIONES	51112.65	11422.56	42.231	0.0726	35020.86				
MINAS	6743.50	1513.87	42.231	0.0726	4641.43				
GUANE SURÍ	2646.21	608.01	42.231	0.0726	1864.11				
PINAR OESTE	16846.25	3758.67	42.231	0.0726	11523.83				
PASO REAL	20146.25	4487.24	42.231	0.0726	13757.59				
SAN CRISTOBAL	42608.07	9472.26	42.231	0.0726	29041.34				
BAHÍA HONDA	17540.07	3846.62	42.231	0.0726	11793.51				
PONS	1751.36	424.29	42.231	0.0726	1300.85				
EL MANI	3640.06	856.71	42.231	0.0726	2626.61				
MANTUA	3493.99	787.38	42.231	0.0726	2414.04				
SANDINO	2357.84	544.54	42.231	0.0726	1669.53				
BENITO JUAREZ	1086.75	249.80	42.231	0.0726	765.86				
BOCA DE GALAFRE	427.62	103.14	42.231	0.0726	316.22				
COMB MTL (PTA GOLPE)	1642.98	398.30	42.231	0.0726	1221.17				
LA FRANCIA	470.42	113.82	42.231	0.0726	348.95				
JOSÉ MARTÍ	1498.42	360.62	42.231	0.0726	1105.64				
SANTA MARÍA	1610.46	373.99	42.231	0.0726	1146.62				
HERRADURA	1336.34	298.70	42.231	0.0726	915.80				
CUATRO CAMINOS	1617.98	392.93	42.231	0.0726	1204.71				
PICA PICA	1606.74	397.51	42.231	0.0726	1218.75				

CDM – Executive Board

Emplazamiento GE	2007								
	Generación Neta 2007	Diesel				Fuel			
		Consumo Diesel (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EFCO ₂)	FC . NCV . EF _{CO2}	Consumo Fuel (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EFCO ₂)	FC . NCV . EF _{CO2}
	(MWh)	(t)	(GJ/t)	(tCO ₂ /GJ)	tCO ₂	(t)	GJ/t	tCO ₂ /GJ	tCO ₂
GUANE	19209.88	4261.60	42.231	0.0726	13065.80				
MF GUANES 110	1929.90	62.36	42.231	0.0726	191.20	375.708	40.299	0.0755	1143.13
AGUACATE	17162.63	3955.68	42.231	0.0726	12127.86				
ARTEMISA	36739.90	7939.23	42.231	0.0726	24341.19				
BAINOA	2763.36	609.50	42.231	0.0726	1868.68				
SAN JOSE	51992.84	11492.20	42.231	0.0726	35234.37				
RINCÓN	47121.18	10226.45	42.231	0.0726	31353.66				
VEGA	4450.47	995.98	42.231	0.0726	3053.61				
SAN NICOLAS	1367.23	373.79	42.231	0.0726	1146.03				
MAGELA	2533.31	577.43	42.231	0.0726	1770.37				
ELAM	148.26	35.51	42.231	0.0726	108.87				
BATABANÓ	4450.63	992.34	42.231	0.0726	3042.45				
GUIRA DE MELENA	10761.89	2399.41	42.231	0.0726	7356.43				
EL GATO	5358.79	1174.27	42.231	0.0726	3600.24				
LAS MARGARITAS	8201.29	1844.16	42.231	0.0726	5654.06				
MF GÜINES 110	35445.66	313.62	41.400	0.0726	942.62	6858.787	40.299	0.0755	20868.57
GUANABO	14713.70	3180.77	41.814	0.0726	9655.83				
TARARA	3692.92	836.58	41.814	0.0726	2539.60				
NAVAL	1795.40	478.07	41.814	0.0726	1451.28				
BERROA	21048.90	4792.00	41.800	0.0726	14542.17				
RIO VERDE	23624.29	5235.38	41.800	0.0726	15887.71				
EL GLOBO	2740.75	619.21	41.800	0.0726	1879.12				
GUITERAS	5174.33	1155.28	41.800	0.0726	3505.91				
LA GUINERA	2545.70	572.58	41.800	0.0726	1737.59				
LAS GUASIMAS	2765.48	627.80	41.814	0.0726	1905.80				
MANAGUA	3165.90	709.88	41.800	0.0726	2154.27				

CDM – Executive Board

Emplazamiento GE	2007								
	Generación Neta 2007	Diesel				Fuel			
		Consumo Diesel (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EFCO ₂)	FC . NCV . EF _{CO2}	Consumo Fuel (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EFCO ₂)	FC . NCV . EF _{CO2}
	(MWh)	(t)	(GJ/t)	(tCO ₂ /GJ)	(tCO ₂)	(t)	GJ/t	tCO ₂ /GJ	tCO ₂
PARQUE LENIN	2585.31	580.28	41.800	0.0726	1760.97				
MF APOLO 110 KV	93272.57	1001.48	42.231	0.0726	3070.47	19746.907	40.489	0.0755	60364.56
MF NARANJITO 110 KV	92759.01	1169.51	42.231	0.0726	3585.63	20042.068	40.439	0.0755	61191.32
MF REGLA 110 KV	164633.19	1019.96	42.231	0.0726	3127.14	36236.287	38.176	0.0755	104442.11
COLÓN	46503.97	10217.83	42.231	0.0726	31327.24				
GUANÁBANA	45784.74	10099.53	42.231	0.0726	30964.52				
VARADERO	19315.26	4329.06	42.231	0.0726	13272.62				
AUSTRALIA	934.89	226.47	42.231	0.0726	694.35				
PLAYA GIRÓN	906.94	217.21	42.231	0.0726	665.95				
PLAYA LARGA	889.37	212.48	42.231	0.0726	651.44				
COLÓN ESTE	1429.05	308.97	42.231	0.0726	947.29				
SAN PEDRO	8.02	2.24	42.231	0.0726	6.87				
CHIRIMOYA	1836.54	437.76	42.231	0.0726	1342.14				
LOS ARABOS	4038.69	867.80	42.231	0.0726	2660.61				
LA ROSA	2087.99	459.09	42.231	0.0726	1407.53				
MATERIA PRIMA	1295.37	280.07	42.231	0.0726	858.68				
JOVELLANOS	5529.05	1225.36	42.231	0.0726	3756.87				
MF AGRAMONTE 110 KV	125721.44	359.89	42.231	0.0726	1103.40	25928.430	39.891	0.0755	78090.47
CRUCES	20313.07	4600.17	42.357	0.0726	14145.90				
JURAGUA	2051.92	458.22	42.231	0.0726	1404.88				
CIENFUEGOS JUNCO SUR	41944.24	9203.45	42.231	0.0726	28217.19				
ARIMAO	1582.31	370.06	42.231	0.0726	1134.59				
RAMON BALBOA	1229.79	301.71	42.231	0.0726	925.03				
BATEY A. SANCHEZ	3600.43	785.99	42.231	0.0726	2409.80				

CDM – Executive Board

Emplazamiento GE	2007								
	Generación Neta 2007	Diesel				Fuel			
		Consumo Diesel (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EFCO ₂)	FC . NCV . EF _{CO2}	Consumo Fuel (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EFCO ₂)	FC . NCV . EF _{CO2}
	(MWh)	(t)	(GJ/t)	(tCO ₂ /GJ)	tCO ₂	(t)	GJ/t	tCO ₂ /GJ	tCO ₂
HORMIGUERO	3279.27	734.83	42.231	0.0726	2252.94				
EL TABLON	1918.53	425.44	42.231	0.0726	1304.36				
MF CRUCES 110	17944.95	82.02	42.231	0.0726	251.47	3995.447	40.458	0.0755	12204.48
REMEDIOS	34653.16	7629.89	42.231	0.0726	23392.75				
SANTA CLARA INDUS.	41901.40	9561.42	42.231	0.0726	29314.71				
PLACETAS	17679.86	3868.20	42.231	0.0726	11859.66				
SANTA CLARA	28376.73	6148.65	42.231	0.0726	18851.36				
SANTO DOMINGO	3522.11	808.77	42.231	0.0726	2479.63				
CIFUENTES	1728.48	378.58	42.231	0.0726	1160.71				
RANCHUELO	1903.47	416.83	42.231	0.0726	1277.98				
MF SANTA CLARA 110 KV	138.57					35.048	39.800	0.0755	105.32
MF SANTO DOMINGO 110 KV	26.95					7.041	39.800	0.0755	21.16
YAGUAJAY	23673.97	5233.57	42.231	0.0726	16045.81				
TRINIDAD	20630.04	4535.72	42.231	0.0726	13906.23				
BATEY SIMÓN BOLIVAR	1376.35	332.94	42.231	0.0726	1020.76				
CONSTRUCCIÓN PAPELERA	1588.57	382.27	42.231	0.0726	1172.00				
FOMENTO	4925.73	1119.89	42.231	0.0726	3433.52				
MF CIUDAD SANCTI SPIRITUS	51973.22	430.12	42.231	0.0726	1318.71	11150.274	40.620	0.0755	34195.51
MF TRINIDAD 110	30827.91	276.34	42.231	0.0726	847.25	6875.108	40.325	0.0755	20931.74
CEBALLOS	24741.85	5523.78	42.231	0.0726	16935.55				
MORON	27849.43	6162.40	42.231	0.0726	18893.52				
BARAGUA	2729.38	625.58	42.231	0.0726	1918.00				
BOLIVIA	2864.28	646.91	42.231	0.0726	1983.38				

CDM – Executive Board

Emplazamiento GE	2007								
	Generación Neta 2007	Diesel				Fuel			
		Consumo Diesel (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EFCO ₂)	FC . NCV . EF _{CO2}	Consumo Fuel (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EFCO ₂)	FC . NCV . EF _{CO2}
	(MWh)	(t)	(GJ/t)	(tCO ₂ /GJ)	tCO ₂	(t)	GJ/t	tCO ₂ /GJ	tCO ₂
VENEZUELA	2912.78	655.81	42.231	0.0726	2010.68				
CHAMBAS	4206.00	934.97	42.231	0.0726	2866.57				
CIRO REDONDO	2024.59	483.89	42.231	0.0726	1483.56				
VIOLETA	3667.44	802.95	42.231	0.0726	2461.79				
MF CIEGO NORTE	114864.94	1474.34	41.695	0.0726	4462.90	23173.182	39.716	0.0755	69485.72
MF VIOLETA 110	67.39					16.648	39.800	0.0755	50.03
FLORIDA	33306.60	7559.09	39.884	0.0726	21888.14				
GUAIMARO	44486.41	10658.14	39.884	0.0726	30861.78				
CAMAGUEY	47426.87	11002.91	40.008	0.0726	31958.75				
SAN FERNANDO	2442.41	619.96	39.746	0.0726	1788.96				
SIBONEY	2447.82	604.54	39.884	0.0726	1750.51				
IMÍAS	10533.26	2460.74	40.008	0.0726	7147.38				
LA JAGUA	3551.68	864.26	39.884	0.0726	2502.55				
SANTA CRUZ	3708.47	817.67	39.884	0.0726	2367.65				
MF PLANTA MECANICA	66058.54	161.17	43.333	0.0726	507.03	59925.932	40.501	0.0755	183243.90
LAS TUNAS	47175.66	10348.60	40.541	0.0726	30459.03				
PUERTO PADRE	3834.83	873.60	40.311	0.0726	2556.67				
CALERA	1945.68	470.07	40.311	0.0726	1375.69				
MF GUITERAS 110	27.37					6.842	39.800	0.0755	20.56
POBLADO ANTONIO MACEO	2050.39	457.08	41.400	0.0726	1373.81				
BANES 1	3775.63	838.23	41.400	0.0726	2519.43				
BANES 3	1470.29	329.07	41.400	0.0726	989.07				
BARREDERA	887.04	210.98	41.400	0.0726	634.12				
CABONICO	947.02	230.08	41.400	0.0726	691.52				
CACOCÚM	1509.44	369.11	41.400	0.0726	1109.42				
LA CANELA	18044.53	4025.27	41.400	0.0726	12098.53				

CDM – Executive Board

Emplazamiento GE	2007								
	Generación Neta 2007	Diesel				Fuel			
		Consumo Diesel (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EFCO ₂)	FC . NCV . EF _{CO2}	Consumo Fuel (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EFCO ₂)	FC . NCV . EF _{CO2}
	(MWh)	(t)	(GJ/t)	(tCO ₂ /GJ)	tCO ₂	(t)	GJ/t	tCO ₂ /GJ	tCO ₂
LA CARIDAD	19294.02	4310.63	41.400	0.0726	12956.20				
EL CARMEN	797.18	194.85	41.400	0.0726	585.64				
CRUCE DE MIR	3508.47	786.02	41.400	0.0726	2362.49				
EL COCO	1687.80	387.49	41.400	0.0726	1164.65				
FRANK PAÍS	1855.49	451.10	41.400	0.0726	1355.85				
HOLGUIN 220	62109.79	13759.87	41.400	0.0726	41357.23				
HOLGUIN 34.5	21572.05	4789.21	41.400	0.0726	14394.64				
MOA	21256.02	4707.76	41.400	0.0726	14149.84				
NICARO	22467.73	4959.15	41.400	0.0726	14905.42				
POBLADO DE NICARAGUA	775.78	185.81	41.400	0.0726	558.48				
MARCANÉ	1505.36	359.20	41.400	0.0726	1079.61				
NIPE	28025.94	6205.16	41.400	0.0726	18650.49				
CRUCE DE PURNIO	779.51	183.69	41.400	0.0726	552.11				
RETRETE	825.43	200.39	41.400	0.0726	602.31				
LOTE SECO	799.95	190.86	41.400	0.0726	573.66				
SAGUA 2	2658.86	622.48	41.400	0.0726	1870.94				
POBLADO DE TACAJO	2539.46	583.07	41.400	0.0726	1752.50				
POBLADO DE UÑAS	3609.13	802.30	41.400	0.0726	2411.41				
POBLADO URBANO NORIS	4114.96	907.02	41.400	0.0726	2726.16				
SAN ANDRES	1697.21	402.81	41.400	0.0726	1210.72				
BAYAMO	50001.51	11042.06	42.231	0.0726	33854.25				
MANZANILLO	41165.41	9094.49	42.231	0.0726	27883.14				
NIQUERO	19200.30	4266.12	42.231	0.0726	13079.65				
SANTA RITA	1133.29	270.84	42.231	0.0726	830.39				



CDM – Executive Board

Emplazamiento GE	2007								
	Generación Neta 2007	Diesel				Fuel			
		Consumo Diesel (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EFCO ₂)	FC . NCV . EF _{CO2}	Consumo Fuel (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EFCO ₂)	FC . NCV . EF _{CO2}
	(MWh)	(t)	(GJ/t)	(tCO ₂ /GJ)	(t)	(GJ/t)	(tCO ₂ /GJ)	(tCO ₂)	
SAN RAMÓN	1025.65	252.55	42.231	0.0726	774.29				
LAS MERCEDES	459.93	108.17	42.231	0.0726	331.66				
MF NIQUERO 110	171.81					72.358	39.800	0.0755	217.43
SANTIAGO ESTE 110 KV	20239.20	4429.29	42.231	0.0726	13579.92				
SANTIAGO INDUSTRIAL	21629.41	4753.61	42.231	0.0726	14574.26				
MANGOS DE BARAGUA	517.45	126.67	42.231	0.0726	388.35				
PROTESTA DE BARAGUA	4757.16	1050.62	42.231	0.0726	3221.13				
BELLEZA	5098.90	1130.16	42.231	0.0726	3464.99				
PAVON	16092.97	3475.65	42.231	0.0726	10656.11				
GUANTANAMO	66222.46	14602.97	42.231	0.0726	44771.78				
YATERAS	2632.57	591.40	42.231	0.0726	1813.21				
SABANA	1070.75	234.60	42.231	0.0726	719.28				
LA YAYA	2894.65	645.94	42.231	0.0726	1980.42				
BARACOA	8843.95	1992.52	42.231	0.0726	6108.95				
TOTAL	2455769.59				1144986.24				646576.00

CDM – Executive Board

Tabla 3.6
Generación neta y consumo de combustibles de los Emplazamientos de GE en el año 2008

Emplazamiento GE	2008								
	Generación Neta 2008	Diesel				Fuel			
		Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC. NCV. EF _{CO2}	Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC. NCV. EF _{CO2}
		(MWh)	(t)	GJ/t	tCO2/GJ	tCO2	(t)	GJ/t	tCO2/GJ
E. CAAMAÑO	26810.77	6100.290	42.115	0.0726	18651.99				
BRIONES	40071.92	8958.381	42.115	0.0726	27390.77				
MINAS	6823.37	1530.707	42.115	0.0726	4680.23				
GUANE SURÍ	2728.24	631.966	42.115	0.0726	1932.27				
PINAR OESTE	21376.59	4901.490	42.000	0.0726	14945.54				
PASO REAL	15520.74	3628.760	42.115	0.0726	11095.15				
SAN CRISTOBAL	47033.19	10769.105	41.884	0.0726	32746.74				
BAHÍA HONDA	16759.17	3829.983	42.115	0.0726	11710.40				
PONS	1783.04	427.145	41.884	0.0726	1298.86				
EL MANI	3343.59	837.140	42.115	0.0726	2559.60				
MANTUA	2118.77	481.217	42.115	0.0726	1471.35				
SANDINO	2720.29	632.905	41.884	0.0726	1924.54				
BENITO JUAREZ	1980.93	456.475	42.115	0.0726	1395.70				
BOCA DE GALAFRE	24.10	8.250	42.115	0.0726	25.23				
COMB MTL (PTA GOLPE)	1599.60	383.250	42.115	0.0726	1171.81				
LA FRANCIA	930.77	226.014	42.115	0.0726	691.05				
JOSÉ MARTÍ	1304.18	304.505	42.115	0.0726	931.04				
SANTA MARÍA	657.19	165.177	41.884	0.0726	502.27				
HERRADURA	1863.32	434.844	42.115	0.0726	1329.56				
CUATRO CAMINOS	1853.83	449.092	42.115	0.0726	1373.12				
PICA PICA	1683.46	408.451	42.000	0.0726	1245.44				
GUANE	17663.72	4073.554	42.115	0.0726	12455.13				
MF GUANES 110	77115.79	183.651	42.231	0.0726	563.06	17042.75	40.467	0.0755	52069.69
AGUACATE	22577.48	5198.131	42.231	0.0726	15937.14				

CDM – Executive Board

Emplazamiento GE	2008								
	Generación Neta 2008	Diesel				Fuel			
		Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC. NCV. EF _{CO2}	Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC. NCV. EF _{CO2}
	(MWh)	(t)	GJ/t	tCO2/GJ	tCO2	(t)	GJ/t	tCO2/GJ	tCO2
ARTEMISA	36261.35	7956.430	42.231	0.0726	24393.91				
BAINOA	1400.81	331.820	42.231	0.0726	1017.34				
SAN JOSE	44153.92	9885.023	42.231	0.0726	30306.86				
RINCÓN	46057.85	10054.153	42.231	0.0726	30825.40				
VEGA	3518.92	825.468	42.231	0.0726	2530.83				
SAN NICOLAS	83.18	20.488	42.231	0.0726	62.82				
MAGELA	978.12	232.819	42.231	0.0726	713.81				
ELAM	266.44	66.586	42.231	0.0726	204.15				
BATABANÓ	3988.15	924.258	42.231	0.0726	2833.72				
GUIRA DE MELENA	4015.55	930.092	42.231	0.0726	2851.61				
EL GATO	2369.36	562.069	42.231	0.0726	1723.27				
LAS MARGARITAS	3464.90	809.455	42.231	0.0726	2481.74				
TITAN	1199.47	288.048	42.231	0.0726	883.14				
MF GÜINES 110 KV	164750.64	484.598	41.400	0.0726	1456.53	37580.88	40.856	0.0755	115922.05
MF GABRIEL	74312.37	220.595	41.400	0.0726	663.03	17931.71	40.879	0.0755	55343.25
GUANABO	29810.21	6818.584	41.907	0.0726	20745.19				
TARARA	2990.32	699.281	41.906	0.0726	2127.47				
NAVAL	3410.77	795.727	41.906	0.0726	2420.89				
BERROA	23408.91	5507.973	41.907	0.0726	16757.72				
RIO VERDE	12374.63	2742.090	41.907	0.0726	8342.67				
EL GLOBO	2425.13	565.838	41.906	0.0726	1721.51				
GUITERAS	4228.10	973.479	41.906	0.0726	2961.70				
LA GUINERA	1923.88	444.720	41.906	0.0726	1353.02				
LAS GUASIMAS	3507.68	826.310	41.906	0.0726	2513.93				
MANAGUA	4697.08	1115.656	41.906	0.0726	3394.26				
PARQUE LENIN	2806.38	658.954	41.906	0.0726	2004.78				
MF APOLO 110 KV	136263.23	792.352	41.400	0.0726	2381.53	29073.12	40.370	0.0755	88613.48



CDM – Executive Board

Emplazamiento GE	2008								
	Generación Neta 2008	Diesel				Fuel			
		Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC. NCV. EF _{CO2}	Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC. NCV. EF _{CO2}
		(MWh)	(t)	GJ/t	tCO2/GJ	tCO2	(t)	GJ/t	tCO2/GJ
MF HABANA 220	2119.30	38.525	41.400	0.0726	115.79	43.97837	39.800	0.0755	132.15
MF NARANJITO 110 KV	3633.30	708.256	41.400	0.0726	2128.76	132.1159	39.800	0.0755	396.99
MF REGLA 110 KV	208246.06	816.433	41.400	0.0726	2453.90	45456.95	40.430	0.0755	138757.06
COLÓN	45946.81	10817.681	42.000	0.0726	32985.09				
GUANÁBANA	56522.41	13044.284	42.000	0.0726	39774.41				
VARADERO	21201.92	4927.347	42.000	0.0726	15024.38				
AUSTRALIA	733.22	178.533	42.000	0.0726	544.38				
PLAYA GIRÓN	531.26	125.528	42.000	0.0726	382.76				
PLAYA LARGA	761.08	186.610	42.000	0.0726	569.01				
COLÓN ESTE	1809.71	417.157	42.000	0.0726	1271.99				
SAN PEDRO	58.10	15.174	42.000	0.0726	46.27				
CHIRIMOYA	1786.19	429.895	42.000	0.0726	1310.83				
LOS ARABOS	2736.46	632.452	42.000	0.0726	1928.46				
LA ROSA	1728.26	402.310	42.000	0.0726	1226.72				
MATERIA PRIMA	1410.00	311.025	42.000	0.0726	948.37				
JOVELLANOS	4233.71	955.102	42.000	0.0726	2912.28				
MF AGRAMONTE 110 KV	128382.29	329.618	41.400	0.0726	990.71	29109.82	39.800	0.0755	87472.09
CRUCES	20491.23	4744.360	41.400	0.0726	14259.84				
JURAGUA	1424.62	328.290	41.400	0.0726	986.72				
CIENFUEGOS JUNCO SUR	40841.51	9398.387	41.400	0.0726	28248.17				
ARIMAO	1561.65	375.902	41.400	0.0726	1129.83				
RAMON BALBOA	662.89	165.553	41.400	0.0726	497.59				
BATEY A. SANCHEZ	2873.61	660.647	41.400	0.0726	1985.67				
HORMIGUERO	2253.75	523.502	41.400	0.0726	1573.46				
EL TABLON	2741.21	618.733	41.400	0.0726	1859.69				
MF CRUCES 110	121875.87	93.167	41.400	0.0726	280.03	27234.38	39.800	0.0755	81836.59

CDM – Executive Board

Emplazamiento GE	2008								
	Generación Neta 2008	Diesel				Fuel			
		Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC. NCV. EF _{CO2}	Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC. NCV. EF _{CO2}
	(MWh)	(t)	GJ/t	tCO2/GJ	tCO2	(t)	GJ/t	tCO2/GJ	tCO2
REMEDIOS	32278.30	7467.945	42.115	0.0726	22833.68				
SANTA CLARA INDUS.	44391.67	10313.188	42.115	0.0726	31533.17				
PLACETAS	21202.63	4922.893	42.115	0.0726	15052.03				
SANTA CLARA	25871.42	5902.083	42.115	0.0726	18045.96				
SANTO DOMINGO	2451.00	585.350	42.115	0.0726	1789.74				
BERMEJAL	1.15	0.000			0.00				
CIFUENTES	2258.59	519.234	42.115	0.0726	1587.59				
RANCHUELO	1293.80	296.553	42.115	0.0726	906.73				
MF SAGUA 110	35846.25	19.702	41.400	0.0726	59.22	3265.447	39.800	0.0755	9812.34
MF SANTA CLARA 110 KV	70264.15	57.465	41.400	0.0726	172.72	10848.41	39.800	0.0755	32598.38
YAGUAJAY	20710.05	4832.605	42.115	0.0726	14775.97				
TRINIDAD	21726.88	5077.395	42.115	0.0726	15524.43				
BATEY SIMÓN BOLIVAR	1885.25	455.333	42.115	0.0726	1392.21				
CONSTRUCCIÓN PAPELERA	1621.00	397.784	42.115	0.0726	1216.25				
FOMENTO	4786.18	1059.135	42.115	0.0726	3238.37				
MF CIUDAD SANCTI SPIRITUS	88981.61	592.008	42.228	0.0726	1814.96	19463.42	40.576	0.0755	59626.57
MF TRINIDAD 110	50868.19	385.737	42.228	0.0726	1182.58	11569	40.460	0.0755	35339.94
CEBALLOS	26247.67	6087.863	41.208	0.0726	18213.21				
MORON	34356.94	7816.410	41.093	0.0726	23319.05				
BARAGUA	5087.54	1158.877	41.439	0.0726	3486.45				
BOLIVIA	3527.58	803.616	41.324	0.0726	2410.93				
VENEZUELA	4502.32	1012.695	41.439	0.0726	3046.67				
CHAMBAS	4669.01	1048.227	41.324	0.0726	3144.79				
CIRO REDONDO	1234.01	287.136	41.324	0.0726	861.44				
VIOLETA	2856.30	658.348	41.554	0.0726	1986.14				



CDM – Executive Board

Emplazamiento GE	2008								
	Generación Neta 2008	Diesel				Fuel			
		Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC. NCV. EF _{CO2}	Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC. NCV. EF _{CO2}
	(MWh)	(t)	GJ/t	tCO2/GJ	tCO2	(t)	GJ/t	tCO2/GJ	tCO2
MF CHAMBAS 34.5 KV	92215.68	183.226	35.059	0.0726	466.36	16843.25	33.967	0.0755	43194.25
MF CIEGO NORTE	211966.45	2002.210	41.400	0.0726	6017.92	45676.91	40.262	0.0755	138846.83
FLORIDA	38303.68	8743.122	36.557	0.0726	23204.81				
GUAIMARO	40239.77	9248.139	36.679	0.0726	24626.54				
CAMAGUEY	55419.46	12690.460	35.981	0.0726	33150.07				
SAN FERNANDO	1849.92	416.748	36.200	0.0726	1095.25				
SIBONEY	883.24	199.118	36.315	0.0726	524.97				
IMÍAS	4737.59	1043.228	36.200	0.0726	2741.70				
LA JAGUA	3107.30	723.685	36.436	0.0726	1914.34				
SANTA CRUZ	4207.98	963.113	36.200	0.0726	2531.14				
MF CAMAGUEY 110 KV	10075.32	10.200	41.400	0.0726	30.66	883.4676	39.800	0.0755	2654.73
MF PLANTA MECANICA	167826.51	258.486	44.147	0.0726	828.46	36774.22	40.274	0.0755	111817.99
LAS TUNAS	37582.28	8667.438	41.400	0.0726	26051.20				
PUERTO PADRE	2280.75	532.965	41.400	0.0726	1601.90				
CALERA	656.07	132.490	41.400	0.0726	398.22				
MF GUITERAS 110	25836.08	2.702	41.400	0.0726	8.12	1601.733	39.800	0.0755	4813.05
POBLADO ANTONIO MACEO	1944.66	452.460	41.654	0.0726	1368.26				
BANES 1	2220.19	513.927	41.654	0.0726	1554.14				
BANES 3	787.20	180.974	41.654	0.0726	547.28				
BARREDERA	537.84	130.625	41.654	0.0726	395.02				
CABONICO	179.85	44.190	41.654	0.0726	133.63				
CACOCÚM	1598.64	400.313	41.654	0.0726	1210.57				
LA CANELA	14433.98	3386.674	41.654	0.0726	10241.48				
LA CARIDAD	17485.07	4050.368	41.654	0.0726	12248.53				
CRUCE DE MIR	3067.91	716.780	41.654	0.0726	2167.58				
EL COCO	132.62	33.191	41.654	0.0726	100.37				

CDM – Executive Board

Emplazamiento GE	2008								
	Generación Neta 2008	Diesel				Fuel			
		Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC. NCV. EF _{CO2}	Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC. NCV. EF _{CO2}
	(MWh)	(t)	GJ/t	tCO2/GJ	tCO2	(t)	GJ/t	tCO2/GJ	tCO2
FRANK PAÍS	1148.56	279.417	41.654	0.0726	844.97				
HOLGUIN 220	77429.55	17837.751	41.654	0.0726	53942.30				
HOLGUIN 34.5	21308.36	4949.370	41.654	0.0726	14967.16				
MOA	17973.76	4172.076	41.654	0.0726	12616.58				
NICARO	22399.95	5201.090	41.654	0.0726	15728.37				
POBLADO DE NICARAGUA	600.08	146.809	41.654	0.0726	443.96				
MARCANÉ	1883.45	455.693	41.654	0.0726	1378.04				
NIPE	37599.43	8641.810	41.654	0.0726	26133.29				
CRUCE DE PURNIO	227.17	57.197	41.654	0.0726	172.97				
RETRERE	663.76	165.197	41.654	0.0726	499.56				
LOTE SECO	836.60	197.285	41.654	0.0726	596.60				
SAGUA 2	1677.62	396.063	41.654	0.0726	1197.71				
POBLADO DE TACAJO	642.37	154.282	41.538	0.0726	465.26				
POBLADO DE UÑAS	3609.67	844.689	41.654	0.0726	2554.38				
POBLADO URBANO NORIS	3821.19	878.457	41.654	0.0726	2656.50				
SAN ANDRES	1423.50	340.243	41.654	0.0726	1028.91				
BAYAMO	54819.00	12546.559	42.231	0.0726	38466.96				
MANZANILLO	45272.20	10393.539	42.231	0.0726	31865.94				
NIQUERO	23942.23	5516.806	42.231	0.0726	16914.18				
SANTA RITA	1389.50	327.994	42.231	0.0726	1005.61				
SAN RAMÓN	1354.86	335.381	42.231	0.0726	1028.26				
LAS MERCEDES	1614.79	385.033	42.231	0.0726	1180.49				
SANTIAGO ESTE 110 KV	22559.17	4975.582	42.231	0.0726	15254.82				
SANTIAGO	26472.37	5844.274	42.231	0.0726	17918.18				



CDM – Executive Board

Emplazamiento GE	2008								
	Generación Neta 2008	Diesel				Fuel			
		Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC. NCV. EF _{CO2}	Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO2 (EF _{CO2})	FC. NCV. EF _{CO2}
	(MWh)	(t)	GJ/t	tCO2/GJ	tCO2	(t)	GJ/t	tCO2/GJ	tCO2
INDUSTRIAL									
MANGOS DE BARAGUA	778.65	187.622	42.231	0.0726	575.24				
PROTESTA DE BARAGUA	3119.04	683.318	42.231	0.0726	2095.01				
BELLEZA	3106.28	688.386	42.231	0.0726	2110.55				
PAVON	26848.57	5942.871	37.615	0.0726	16229.15				
GUANTANAMO	52257.88	12135.472	41.636	0.0726	36682.54				
YATERAS	2457.01	547.323	41.636	0.0726	1654.42				
SABANA	536.52	119.079	41.636	0.0726	359.94				
LA YAYA	1629.26	370.203	41.637	0.0726	1119.08				
BARACOA	11289.41	2593.924	41.395	0.0726	7795.55				
MF GUANTANAMO 1	105588.50	229.796	42.092	0.0726	702.22	24166.75	40.407	0.0755	73725.99
TOTAL	3434353.52				1164073.39				1132973.44

Tabla 3.7
Emplazamientos de GE incluidos en el Margen de Construcción

Emplazamiento	Fecha inicio operaciones	Generación 2008 (MWh)	Generación acumulada (MWh)	% del total generado en el SEN en 2008
MF HABANA 220 KV	2008	2200.1	2200.1	0.0167
SANTA CLARA INDUS.	2008	46586.57	48786.67	0.3713
MF SAGUA 110 KV	2008	36962.18	85748.85	0.6525
MF CAMAGUEY 110 KV	2008	10381.26	96130.11	0.7315
MF GUI TERAS 110 KV	2008	26649.08	122779.19	0.9343
PARQUE EOLICO GIBARA 1	2008	6704.2	129483.39	0.9854
MF GUANES 110 KV	2007	79478.59	208961.98	1.5902
MF GÜINES 110 KV	2007	169947.3	378909.28	2.8835
MF GABRIEL	2007	76734.82	455644.1	3.4674
MF APOLO 110 KV	2007	141247.7	596891.8	4.5423
MF NARANJITO 110 KV	2007	3865.559	600757.359	4.5717
MF REGLA 110 KV	2007	215232.5	815989.859	6.2096
MF AGRAMONTE 110 KV	2007	132796.1	948785.959	7.2202
CRUCES	2007	125712.5	1074498.459	8.1769
MF SANTA CLARA 110 KV	2007	72268.02	1146766.479	8.7268
MF CIUDAD SANCTI SPIRITUS	2007	91149.55	1237916.029	9.4205
MF TRINIDAD 110 KV	2007	52845.91	1290761.939	9.8226
MF CHAMBAS 34.5 KV	2007	94941.47	1385703.409	10.5451
MF CIEGO NORTE	2007	218488.7	1604192.109	12.2078
MF PLANTA MECANICA	2007	173081.1	1777273.209	13.5249
MF GUANTANAMO 1	2007	108983	1886256.209	14.3543
ELISEO CAAMAÑO	2007	26810.77	1913066.979	14.5583
BRIONES	2007	40071.92	1953138.899	14.8633
MINAS	2007	6823.37	1959962.269	14.9152
GUANE SURÍ	2007	2810.586	1962772.855	14.9366
PINAR OESTE	2007	22715.53	1985488.385	15.1094
PASO REAL	2007	16532.97	2002021.355	15.2353
SAN CRISTOBAL	2007	49985.26	2052006.615	15.6156
BAHÍA HONDA	2007	17761.66	2069768.275	15.7508
PONS	2007	1783.039	2071551.314	15.7644
EL MANI	2007	3498.175	2075049.489	15.7910
MANTUA	2007	2216.207	2077265.696	15.8079
SANDINO	2007	2806.886	2080072.582	15.8292
BENITO JUAREZ	2007	2073.506	2082146.088	15.8450
BOCA DE GALAFRE	2007	24.102	2082170.19	15.8452
COMB MTL (PTA GOLPE)	2007	1599.637	2083769.827	15.8574
LA FRANCIA	2007	930.8	2084700.627	15.8644
JOSÉ MARTÍ	2007	1304.319	2086004.946	15.8744
SANTA MARÍA	2007	665.609	2086670.555	15.8794

CDM – Executive Board

Emplazamiento	Fecha inicio operaciones	Generación 2008 (MWh)	Generación acumulada (MWh)	% del total generado en el SEN en 2008
HERRADURA	2007	1959.237	2088629.792	15.8943
CUATRO CAMINOS	2007	1854.025	2090483.817	15.9085
PICA PICA	2007	1683.457	2092167.274	15.9213
AGUACATE	2007	23602.96	2115770.234	16.1009
ARTEMISA	2007	36261.35	2152031.584	16.3768
BAINOA	2007	1474.654	2153506.238	16.3881
SAN JOSE	2007	44153.92	2197660.158	16.7241
RINCÓN	2007	46057.85	2243718.008	17.0746
VEGA	2007	3680.867	2247398.875	17.1026
SAN NICOLAS	2007	83.18	2247482.055	17.1032
MAGELA	2007	984.134	2248466.189	17.1107
ELAM	2007	266.44	2248732.629	17.1127
BATABANÓ	2007	4167.143	2252899.772	17.1444
GUIRA DE MELENA	2007	4198.513	2257098.285	17.1764
EL GATO	2007	2482.94	2259581.225	17.1953
LAS MARGARITAS	2007	3627.027	2263208.252	17.2229
TITAN	2007	1270.339	2264478.591	17.2325
GUANABO	2007	31141.35	2295619.941	17.4695
TARARA	2007	3123.256	2298743.197	17.4933
NAVAL	2007	3568.87	2302312.067	17.5205
BERROA	2007	24475.62	2326787.687	17.7067
RIO VERDE	2007	12374.63	2339162.317	17.8009
EL GLOBO	2007	2536.421	2341698.738	17.8202
GUITERAS	2007	4424.946	2346123.684	17.8539
LA GUINERA	2007	2013.344	2348137.028	17.8692
LAS GUASIMAS	2007	3668.386	2351805.414	17.8971
MANAGUA	2007	4921.147	2356726.561	17.9345
PARQUE LENIN	2007	2937.567	2359664.128	17.9569
COLÓN	2007	49034.38	2408698.508	18.3301
GUANÁBANA	2007	59379.4	2468077.908	18.7819
VARADERO	2007	22166.54	2490244.448	18.9506
AUSTRALIA	2007	733.224	2490977.672	18.9562
PLAYA GIRÓN	2007	531.26	2491508.932	18.9602
PLAYA LARGA	2007	761.078	2492270.01	18.9660
COLÓN ESTE	2007	1891.205	2494161.215	18.9804
SAN PEDRO	2007	58.097	2494219.312	18.9809
CHIRIMOYA	2007	1786.192	2496005.504	18.9945
LOS ARABOS	2007	2863.059	2498868.563	19.0162
LA ROSA	2007	1803.716	2500672.279	19.0300
MATERIA PRIMA	2007	1410	2502082.279	19.0407
JOVELLANOS	2007	4233.712	2506315.991	19.0729
CRUCES	2007	21429.85	2527745.841	19.2360
JURAGUA	2007	1488.975	2529234.816	19.2473
CIENFUEGOS JUNCO SUR	2007	42691.65	2571926.466	19.5722

CDM – Executive Board

Emplazamiento	Fecha inicio operaciones	Generación 2008 (MWh)	Generación acumulada (MWh)	% del total generado en el SEN en 2008
ARIMAO	2007	1561.648	2573488.114	19.5841
RAMON BALBOA	2007	662.892	2574151.006	19.5891
BATEY A. SANCHEZ	2007	3007.463	2577158.469	19.6120
HORMIGUERO	2007	2335.345	2579493.814	19.6298
EL TABLON	2007	2741.206	2582235.02	19.6507
REMEDIOS	2007	33865.47	2616100.49	19.9084
SANTA CLARA INDUS.	2007	46586.57	2662687.06	20.2629

CDM – Executive Board

Tabla 3.8
Datos de los Emplazamientos de GE incluidos en el Margen de Construcción
(Año 2008)

Emplazamiento	Generación (EG)	Diesel				Fuel				EF _{EL}	EF _{EL} *EG
		Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EF _{CO2})	FC * NCV * EF _{CO2}	Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EF _{CO2})	FC* NCV * EF _{CO2}		
	(MWh)	(t)	GJ/t	tCO ₂ /GJ	tCO ₂	(t)	GJ/t	tCO ₂ /GJ	tCO ₂	tCO ₂ /MWh	tCO ₂
STGO ESTE 110	22559.17	4975.58	42.231	0.0726	15254.82					0.676	15254.82
MF CHAMBAS 34.5	92215.68	183.23	35.059	0.0726	466.36	16843.25	33.967	0.0755	43194.25	0.473	43660.62
MF CAMAGUEY 110	10075.32	10.20	41.400	0.0726	30.66	883.48	39.800	0.0755	2654.73	0.267	2685.39
MF GUI TERAS 110	25836.08	2.70	41.400	0.0726	8.12	1601.73	39.800	0.0755	4813.05	0.187	4821.17
MF GÜINES 110	164750.64	484.60	41.400	0.0726	1456.53	37580.88	40.856	0.0755	115922.05	0.712	117378.58
MF CIEGO NORTE	211966.45	2002.21	41.400	0.0726	6017.92	45676.91	40.262	0.0755	138846.83	0.683	144864.75
NAVAL	3410.77	795.73	41.906	0.0726	2420.89					0.710	2420.89
MANZANILLO	45272.20	10393.54	42.231	0.0726	31865.94					0.704	31865.94
NIQUERO	23942.23	5516.81	42.231	0.0726	16914.18					0.706	16914.18
MANAGUA	4697.08	1115.66	41.906	0.0726	3394.26					0.723	3394.26
CACOCÚM	1598.64	400.31	41.654	0.0726	1210.57					0.757	1210.57
SANTA CRUZ	4207.98	963.11	36.200	0.0726	2531.14					0.602	2531.14
BAINOA	1400.81	331.82	42.231	0.0726	1017.34					0.726	1017.34
SANTO DOMINGO	2451.00	585.35	42.115	0.0726	1789.74					0.730	1789.74
GUAIMARO	40239.77	9248.14	36.679	0.0726	24626.54					0.612	24626.54
MF AGRAMONTE 110	128382.29	329.62	41.400	0.0726	990.71	29109.82	39.800	0.0755	87472.09	0.689	88462.80
MF CRUCES 110	121875.87	93.17	41.400	0.0726	280.03	27234.38	39.800	0.0755	81836.59	0.674	82116.62
MF SAGUA 110 KV	35846.25	19.70	41.400	0.0726	59.22	3265.45	39.800	0.0755	9812.34	0.275	9871.56
MF SANTA CLARA 110 KV	70264.15	57.46	41.400	0.0726	172.72	10848.41	39.800	0.0755	32598.38	0.466	32771.10
MF CIUDAD SANCTI SPIRITUS	88981.61	592.01	42.228	0.0726	1814.96	19463.42	40.576	0.0755	59626.57	0.690	61441.53
MF TRINIDAD 110	50868.19	385.74	42.228	0.0726	1182.58	11569.00	40.460	0.0755	35339.94	0.718	36522.52
MF GUANES 110	77115.79	183.65	42.231	0.0726	563.06	17042.75	40.467	0.0755	52069.69	0.683	52632.76
MF APOLO 110 KV	136263.23	792.35	41.400	0.0726	2381.53	29073.12	40.370	0.0755	88613.48	0.668	90995.00

CDM – Executive Board

Emplazamiento	Generación (EG)	Diesel				Fuel				EF _{EL}	EF _{EL} *EG
		Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EF _{CO2})	FC * NCV * EF _{CO2}	Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EF _{CO2})	FC* NCV * EF _{CO2}		
		(MWh)	(t)	GJ/t	tCO ₂ /GJ	tCO ₂	(t)	GJ/t	tCO ₂ /GJ		
MF NARANJITO	3633.30	708.26	41.400	0.0726	2128.76	132.12	39.800	0.0755	396.99	0.695	2525.76
MF REGLA 110 KV	208246.06	816.43	41.400	0.0726	2453.90	45456.95	40.430	0.0755	138757.06	0.678	141210.96
BARACOA	11289.41	2593.92	41.395	0.0726	7795.55					0.691	7795.55
EL GLOBO	2425.13	565.84	41.906	0.0726	1721.51					0.710	1721.51
GUITERAS	4228.10	973.48	41.906	0.0726	2961.70					0.700	2961.70
LA GUINERA	1923.88	444.72	41.906	0.0726	1353.02					0.703	1353.02
PARQUE LENIN	2806.38	658.95	41.906	0.0726	2004.78					0.714	2004.78
LAS GUASIMAS	3507.68	826.31	41.906	0.0726	2513.93					0.717	2513.93
BAYAMO	54819.00	12546.56	42.231	0.0726	38466.96					0.702	38466.96
FLORIDA	38303.68	8743.12	36.557	0.0726	23204.81					0.606	23204.81
FOMENTO	4786.18	1059.14	42.115	0.0726	3238.37					0.677	3238.37
BERROA	23408.91	5507.97	41.907	0.0726	16757.72					0.716	16757.72
RIO VERDE	12374.63	2742.09	41.907	0.0726	8342.67					0.674	8342.67
LAS MARGARITAS	3464.90	809.46	42.231	0.0726	2481.74					0.716	2481.74
EL GATO	2369.36	562.07	42.231	0.0726	1723.27					0.727	1723.27
GUANABO	29810.21	6818.58	41.907	0.0726	20745.19					0.696	20745.19
CHAMBAS	4669.01	1048.23	41.324	0.0726	3144.79					0.674	3144.79
EL TABLON	2741.21	618.73	41.400	0.0726	1859.69					0.678	1859.69
IMÍAS	4737.59	1043.23	36.200	0.0726	2741.70					0.579	2741.70
LAS TUNAS	37582.28	8667.44	41.400	0.0726	26051.20					0.693	26051.20
SANTIAGO IND.	26472.37	5844.27	42.231	0.0726	17918.18					0.677	17918.18
GUANTANAMO	52257.88	12135.47	41.636	0.0726	36682.54					0.702	36682.54
MATERIA PRIMA	1410.00	311.03	42.000	0.0726	948.37					0.673	948.37
JOVELLANOS	4233.71	955.10	42.000	0.0726	2912.28					0.688	2912.28
BARAGUA	5087.54	1158.88	41.439	0.0726	3486.45					0.685	3486.45
BOLIVIA	3527.58	803.62	41.324	0.0726	2410.93					0.683	2410.93
VENEZUELA	4502.32	1012.69	41.439	0.0726	3046.67					0.677	3046.67
CAMAGUEY	55419.46	12690.46	35.981	0.0726	33150.07					0.598	33150.07
NIPE	37599.43	8641.81	41.654	0.0726	26133.29					0.695	26133.29
BANES 1	2220.19	513.93	41.654	0.0726	1554.14					0.700	1554.14
BANES 3	787.20	180.97	41.654	0.0726	547.28					0.695	547.28

CDM – Executive Board

Emplazamiento	Generación (EG)	Diesel				Fuel				EF _{EL}	EF _{EL} *EG
		Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EF _{CO2})	FC * NCV * EF _{CO2}	Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EF _{CO2})	FC* NCV * EF _{CO2}		
		(MWh)	(t)	GJ/t	tCO ₂ /GJ	tCO ₂	(t)	GJ/t	tCO ₂ /GJ		
HOLGUIN 220	77429.55	17837.75	41.654	0.0726	53942.30					0.697	53942.30
HOLGUIN 34.5	21308.36	4949.37	41.654	0.0726	14967.16					0.702	14967.16
YATERAS	2457.01	547.32	41.636	0.0726	1654.42					0.673	1654.42
LA CARIDAD	17485.07	4050.37	41.654	0.0726	12248.53					0.701	12248.53
LA CANELA	14433.98	3386.67	41.654	0.0726	10241.48					0.710	10241.48
NICARO	22399.95	5201.09	41.654	0.0726	15728.37					0.702	15728.37
CIENFUEGOS JUNCO SUR	40841.51	9398.39	41.400	0.0726	28248.17					0.692	28248.17
BATABANÓ	3988.15	924.26	42.231	0.0726	2833.72					0.711	2833.72
GUIRA MELENA	4015.55	930.09	42.231	0.0726	2851.61					0.710	2851.61
CALERA	656.07	132.49	41.400	0.0726	398.22					0.607	398.22
SIBONEY	883.24	199.12	36.315	0.0726	524.97					0.594	524.97
SAN RAMÓN	1354.86	335.38	42.231	0.0726	1028.26					0.759	1028.26
POBLADO ANTONIO MACEO	1944.66	452.46	41.654	0.0726	1368.26					0.704	1368.26
AGUACATE	22577.48	5198.13	42.231	0.0726	15937.14					0.706	15937.14
SAN FERNANDO	1849.92	416.75	36.200	0.0726	1095.25					0.592	1095.25
CABONICO	179.85	44.19	41.654	0.0726	133.63					0.743	133.63
SANTA RITA	1389.50	327.99	42.231	0.0726	1005.61					0.724	1005.61
LAS MERCEDES	1614.79	385.03	42.231	0.0726	1180.49					0.731	1180.49
E. CAAMAÑO	26810.77	6100.29	42.115	0.0726	18651.99					0.696	18651.99
BRIONES	40071.92	8958.38	42.115	0.0726	27390.77					0.684	27390.77
MINAS	6823.37	1530.71	42.115	0.0726	4680.23					0.686	4680.23
SAN CRISTOBAL	47033.19	10769.11	41.884	0.0726	32746.74					0.696	32746.74
BAHÍA HONDA	16759.17	3829.98	42.115	0.0726	11710.40					0.699	11710.40
GUANE	17663.72	4073.55	42.115	0.0726	12455.13					0.705	12455.13
LA JAGUA	3107.30	723.68	36.436	0.0726	1914.34					0.616	1914.34
LA FRANCIA	930.77	226.01	42.115	0.0726	691.05					0.742	691.05
BENITO JUAREZ	1980.93	456.48	42.115	0.0726	1395.70					0.705	1395.70
PUERTO PADRE	2280.75	532.97	41.400	0.0726	1601.90					0.702	1601.90
ELAM	266.44	66.59	42.231	0.0726	204.15					0.766	204.15



CDM – Executive Board

Emplazamiento	Generación (EG)	Diesel				Fuel				EF _{EL}	EF _{EL} *EG
		Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EF _{CO2})	FC * NCV * EF _{CO2}	Consumo (FC)	Valor Calórico (NCV)	FE de CO ₂ (EF _{CO2})	FC* NCV * EF _{CO2}		
	(MWh)	(t)	GJ/t	tCO ₂ /GJ	tCO ₂	(t)	GJ/t	tCO ₂ /GJ	tCO ₂	tCO ₂ /MWh	tCO ₂
RANCHUELO	1293.80	296.55	42.115	0.0726	906.73					0.701	906.73
SAN ANDRES	1423.50	340.24	41.654	0.0726	1028.91					0.723	1028.91
PAVON	26848.57	5942.87	37.615	0.0726	16229.15					0.604	16229.15
BARREDERA	537.84	130.63	41.654	0.0726	395.02					0.734	395.02
TARARA	2990.32	699.28	41.906	0.0726	2127.47					0.711	2127.47
PICA PICA	1683.46	408.45	42.000	0.0726	1245.44					0.740	1245.44
MANGOS DE BARAGUA	778.65	187.62	42.231	0.0726	575.24					0.739	575.24
PROTESTA DE BARAGUA	3119.04	683.32	42.231	0.0726	2095.01					0.672	2095.01
BELLEZA	3106.28	688.39	42.231	0.0726	2110.55					0.679	2110.55
SABANA	536.52	119.08	41.636	0.0726	359.94					0.671	359.94
LA YAYA	1629.26	370.20	41.637	0.0726	1119.08					0.687	1119.08
GUANE SURÍ	2728.24	631.97	42.115	0.0726	1932.27					0.708	1932.27
BOCA DE GALAFRE	24.10	8.25	42.115	0.0726	25.23					1.047	25.23
YAGUAJAY	20710.05	4832.61	42.115	0.0726	14775.97					0.713	14775.97
TRINIDAD	21726.88	5077.40	42.115	0.0726	15524.43					0.715	15524.43
BATEY SIMÓN BOLIVAR	1885.25	455.33	42.115	0.0726	1392.21					0.738	1392.21
CONSTRUCCIÓN PAPELERA	1621.00	397.78	42.115	0.0726	1216.25					0.750	1216.25
COLÓN	45946.81	10817.68	42.000	0.0726	32985.09					0.718	32985.09
GUANÁBANA	56522.41	13044.28	42.000	0.0726	39774.41					0.704	39774.41
VARADERO	21201.92	4927.35	42.000	0.0726	15024.38					0.709	15024.38
TOTALES	2631717.43										1738558.04

Tabla 3.9

RESUMEN DE RESULTADOS

FACTOR DE EMISION DE MARGEN DE OPERACIÓN			
2006			
Coficiente	CTE	GE	TOTAL
Σ FC.NCV.EF_{CO2} (tCO₂)	10212567.2	1002818.20	11215385.4
Σ EG (MWh)	10819889.1	1488192.32	12308081.42
EFOM_{simple 2007} (tCO₂/MWh)			0.911
2007			
Coficiente	CTE	GE	TOTAL
Σ FC.NCV.EF_{CO2} (tCO₂)	9453262.07	1791562.24	11244824.31
Σ EG (MWh)	10252187.9	2455769.59	12707957.49
EFOM_{simple 2007} (tCO₂/MWh)			0.885
2008			
Coficiente	CTE	GE	TOTAL
Σ FC.NCV.EF_{CO2} (tCO₂)	8408025.68	2297046.83	10705072.5
Σ EG (MWh)	9081518.33	3434353.52	12515871.85
EFOM_{simple 2007} (tCO₂/MWh)			0.855
F.E de Margen de Operación Promedio (tCO₂/MWh)			0.884
F.E de Margen de Construcción (tCO₂/MWh)			0.661

Anexo 4**INFORMACIÓN SOBRE EL MONITOREO**

A partir de los datos de generación registrados en el Parque cada 1 hora se confeccionan los reportes semanales y el acumulado mensual, el que contienen la siguiente información:

RESUMEN POR SEMANAS			SEM 1	SEM 2	SEM 3	SEM 4	SEM 5	ACUMULADO MES
1	Generación	MWh						
2	Velocidad Prom. Viento	m / s						
3	Factor de Disponibilidad	%						
4	Factor de Capacidad	%						
5	Consumo Esp. Bruto	g / kWh						
6	Combustible sustituido	ton						
7	Consumo Total	MWh						
8	Participación Eólica	%						
9	CO ₂ no emitido	ton						

Los datos anuales se van registrando en el modelo de registro de datos acumulados, a partir del cual se conoce la generación total anual del Parque:

RESUMEN GENERACION PARQUE EOLICO AÑO.....															
Parámetro	U/M	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	AÑO	Situación Operacional
Generación	MWh														
Disponibilidad	%														
Factor de Capacidad	%														
Combustible sustituido	ton														
Participación Consumo	%														
CO ₂ no emitido	ton														

Estos reportes son confeccionados por la UEB ER de INEL y enviados en formato digital a la Dirección de Energía Renovable de la UNE que es la encargada de controlarlos y conservarlos.

El combustible sustituido se calcula a partir del consumo específico bruto del SEN que es un parámetro que se reporta diariamente por el Despacho Nacional de Carga. Las toneladas de CO₂ dejadas de emitir se calculan a partir del Factor de Emisión del SEN

Apéndice A

Siglas y abreviaturas empleadas en el documento

Símbolo	Significado
BM	Margen de Construcción (en inglés)
CDM	Mecanismo de Desarrollo Limpio (en inglés)
CER	Certificado de Reducción de emisiones (en inglés)
CITMA	Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente
CM	Margen Combinado (en inglés)
CTE	Central Termoeléctrica
CUC	Peso Cubano Convertible
DPPF	Dirección Provincial de Planificación Física
GE	Grupo Electrógeno
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GJ	Giga Joule
INEL	Empresa de Ingeniería y Proyectos para la Electricidad
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático (en inglés)
kWh	Kilo watt hora
MCUC	Miles de CUC
MMCUC	Millones de CUC
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MW	Mega watt
MWh	Mega watt hora
OM	Margen de Operación (en inglés)
PDD	Documento de Diseño del Proyecto (en inglés)
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SLA	Solicitud de Licencia Ambiental
SSC	Categoría de Pequeña Escala (en inglés)
t	Toneladas métricas
TIR	Tasa Interna de Retorno
UEB	Unidad Empresarial de Base
UEB ER	Unidad Empresarial de Base de Energía Renovable
UNE	Unión Eléctrica
UNFCCC	Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (en inglés)
USD	Dollars de Estados Unidos (en inglés)
VAN	Valor Actualizado Neto