



## **Mecanismo para un Desarrollo Limpio Documento de Diseño de Proyecto**

### **Bio Energía en General Deheza -Generación eléctrica a partir de cáscara de maní y cáscara de girasol-**

**Preparado para**

**Aceitera General Deheza**

**Mayo 2006**



**MECANISMO PARA UN DESARROLLO LIMPIO  
DOCUMENTO DE DISEÑO DE PROYECTO SIMPLIFICADO  
PARA ACTIVIDADES DE PROYECTO EN PEQUEÑA ESCALA (SSC-CDM-PDD)  
Versión 02 – en vigencia desde el 8 de Julio de 2005**

**TABLA DE CONTENIDOS**

Sección A. Descripción general de la actividad del proyecto de pequeña escala

Sección B. Metodología de línea de base

Sección C. Duración de la actividad de proyecto / Período de crédito

Sección D. Metodología y plan de monitoreo

Sección E. Estimación de emisiones de gases de efecto invernadero por fuentes

Sección F. Impacto ambiental

Sección G. Comentarios de las partes interesadas

**Anexos**

Anexo 1: Información de los participantes de la actividad de proyecto

Anexo 2: Información respecto de fondos públicos

**Sección A. Descripción general de la actividad del proyecto de pequeña escala****A.1 Título del proyecto de pequeña escala:**

Bio energía en General Deheza –Generación eléctrica a partir de cáscara de maní y cáscara de girasol-.  
Versión 01, 23 de Mayo 2006.

**A.2 Descripción del proyecto de pequeña escala:****Resumen**

El proyecto consiste en instalar generación eléctrica dentro de la planta de Aceitera General Deheza. Ésta se encuentra ubicada en la localidad de General Deheza -provincia de Córdoba-, Argentina. Se utilizarán residuos de biomasa para generación de energía e intercambio con el sistema eléctrico argentino. Esto reducirá, en su proporción, la dependencia del sistema eléctrico que opera a partir de, entre otras, fuentes de combustibles fósiles y, consecuentemente, disminuirán las emisiones de gases de efecto invernadero.

La planta de bio energía usará tecnología de combustión directa en una caldera. La capacidad instalada del proyecto será de 10 MW<sub>el</sub>. El combustible usado será principalmente cáscara de maní. Ésta es abundante ya que es un residuo de las plantas de selección de maní ubicadas en la región. Esta área es la principal zona productora del país. También se empleará como combustible cáscara de girasol, desecho del proceso de extracción de aceite de la planta de Aceitera General Deheza. La proporción será de 65-70% cáscara de maní y 30-35% cáscara de girasol. La electricidad generada será usada principalmente en la planta de aceite. La energía eléctrica producida reemplazará la generación del sistema. El sistema eléctrico argentino está basado en generación hidráulica, térmica y nuclear. La producción térmica emplea gas natural, fuel oil, diesel oil, y carbón, estos últimos en cantidades crecientes.

Como se mencionara, la capacidad instalada de generación será de 10 MW<sub>el</sub>. Se estima una generación anual a partir de biomasa exclusivamente de 63.359 MWh año. En base a esta hipótesis, la cantidad total de CERs que se espera obtener a lo largo de los 21 años de créditos es 585.760,9 ton CO<sub>2</sub>.

La actividad de proyecto (generación eléctrica) alimentará parte de la demanda de la planta de producción de aceite. Actualmente Aceitera General Deheza toma toda su demanda eléctrica de la red.

El compromiso con el medioambiente de AGD obligó, en abril de 2001, a la instalación de una caldera que pudiera emplear parte de los residuos agroindustriales como combustible para producir vapor de proceso, permitiendo sustituir, en los procesos de generación de energía térmica, otros combustibles fósiles, no renovables, como el gas natural y el fuel oil.

La actividad de proyecto MDL -generación de energía eléctrica- no tiene en cuenta la producción de vapor, actividad que se viene desarrollando y continuará haciéndolo pero como complemento a la generación eléctrica.

El proyecto es instalar un sobrecalentador y una turbina de vapor que impulse un generador eléctrico de 10 MW<sub>el</sub> para lo cual, además, se deberán realizar modificaciones en la caldera existente, una nueva línea de vapor de alta presión y la transformación del nivel de tensión de la energía generada para poder vincularse a la red interna de la planta de aceite. La actividad de proyecto entonces, será la generación de



energía eléctrica. Esta actividad, muy ajena al núcleo de operación de AGD, inusual para la industria en general, y para la aceitera en particular, y actualmente no rentable en Argentina<sup>1</sup>, se inicia en aras de desarrollo sustentable y del compromiso con el medio ambiente.

La electricidad producida a partir de la bio energía -neutra en términos de efecto invernadero- reemplazará generación eléctrica convencional del sistema, dependiente de combustibles fósiles disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta unidad sólo emplea gas natural durante situaciones excepcionales como transitorios de arranque.

#### **Datos básicos del proyecto:**

Capacidad de generación	10 MW <sub>el</sub>
Consumo anual de biomasa Estimado	183.000 toneladas biomasa. Cáscara de Maní: entre 119.000 y 128.000 ton/año Cáscara de Girasol: entre 55.000 y 64.000 ton/año

#### **Objetivo del proyecto**

El objetivo del proyecto de generación con biomasa en General Deheza es contribuir al desarrollo, económico, medioambiental y socialmente sustentable en la región, a través de la operación integral de una planta de generación de energía. Esto redundará en un claro beneficio social para toda el área y las partes interesadas.

#### **Contribución al desarrollo sustentable**

El proyecto contribuye al desarrollo sustentable de la región y del país en las siguientes formas:

- Tras la salida de la convertibilidad y posterior renegociación de la deuda externa, han disminuido significativamente las inversiones en Argentina. En este sentido, la actividad de proyecto propuesto conlleva una inversión genuina de alrededor de US\$ 7.000.000.
- La instalación, montaje y ulterior operación de la actividad de proyecto requerirá de mano de obra calificada en una actividad muy diferente del núcleo de operación de AGD. Esto llevará tanto a capacitar como incorporar personal en nuevas especialidades.
- El proyecto está alineado con la política de desarrollo sustentable de AGD, ya que utiliza una fuente renovable de combustible.
- Ayuda a evitar la quema a cielo abierto de residuos del procesamiento de productos agropecuarios, mejorando la calidad de vida del área. Con la quema a cielo abierto se generan y liberan al ambiente dioxinas y furanos.
- Se evita el riesgo de incendio de los campos aledaños a donde se realiza la quema a cielo abierto.
- Se dispone del combustible empleado (biomasa) tanto en la planta como en sus alrededores.
- La actividad de proyecto (generación eléctrica) disminuye la demanda de energía del sistema. Éste requiere volúmenes anualmente crecientes de combustibles alternativos al gas natural. Éstos son, en su gran mayoría, importados con el consiguiente impacto negativo en la balanza comercial argentina.
- La unidad reducirá pérdidas de transmisión y distribución del sistema eléctrico argentino.
- La generación eléctrica disminuirá la demanda del área del sistema nacional, mejorando la confiabilidad del suministro para toda la zona.

<sup>1</sup> El precio promedio anual 2005 de la energía a nivel mayorista es aproximadamente de 22,13 US\$/MWh. Este precio no repaga inversiones privadas en generación.

**Sustentabilidad medioambiental**

El proyecto tendrá un impacto positivo en el medio ambiente ya que reducirá la producción de energía basada en combustibles fósiles y llevará a un incremento sustentable en el sector de la generación.

Además la planta de generación estará equipada con tecnología de alta eficiencia que reduce el consumo por unidad de salida e incrementa la eficiencia de la combustión.

Cuenta con un equipamiento de control de polución (electrofiltro) ya instalado para asegurar el mínimo de emisiones de partículas desde la planta.

El proyecto llevará a reducir la eliminación de residuos a través de la incineración indiscriminada a cielo abierto, aumentando la auto suficiencia en la alimentación eléctrica.

**Adicional al escenario de práctica usual**

El proyecto es adicional al escenario de práctica usual ya que será la primer planta de cogeneración quemando principalmente cáscara de maní para alimentar de energía eléctrica a la propia planta de aceite y/o al sistema eléctrico de Argentina.

Además, el escenario de práctica usual para el sector de generación de energía es incrementar la capacidad basada en el gas natural, y esta práctica se espera que continúe así en el futuro.

Adicionalmente esta es la primera inversión privada desde la crisis de 2001-2002 para desarrollar generación: La resolución de Secretaría de Energía 1427 de diciembre de 2004 detalla un acuerdo entre los principales generadores privados de Argentina y el Estado Nacional para llevar adelante conjuntamente la construcción de dos unidades térmicas de ciclo combinado de 800 MW cada una. Éstas serán las primeras ampliaciones de porte desde 2001. Ambas unidades operarán con gas natural y gas oil.

La práctica usual, tanto para la industria en general, como para las plantas de aceite es comprar energía eléctrica al sistema interconectado nacional.

De lo expuesto el proyecto resulta adicional a ambos escenarios de práctica usual, tanto para el desarrollo en el sector de generación eléctrica como para la industria manufacturera.

**A.3 Participantes del proyecto:**

Nombre de la parte involucrada (*) ((anfitriona) indica la parte anfitriona)	Entidad (des) Privadas y/o Públicas participantes del proyecto (*) (como es aplicable)	Por favor indicar si la parte involucrada desea ser considerada como un participante del proyecto (Sí/No)
<b>Argentina (anfitriona)</b>	<b>Aceitera General Deheza S.A. (AGD)</b>	No

(\*) De acuerdo con las modalidades y procedimientos del MDL, en el momento de hacer público el Documento de Diseño de Proyecto en la etapa de validación, una parte involucrada puede o no dar su aprobación. Al momento de requerir el registro, es requerida la aprobación de las partes involucradas.



Dueño del proyecto

**Aceitera General Deheza S.A.** Es una compañía privada argentina.

Rol en el proyecto

AGD es el inversor y quien desarrolla el proyecto de generación con biomasa. Será el dueño de los créditos de carbono.

Consultor MDL

**Ing. Mariela Beljansky**

Rol en el proyecto

Mariela Beljansky es el contacto oficial para la actividad de proyecto y se está encargando de elaborar el Documento de Diseño de Proyecto para Aceitera General Deheza S.A.

Dirección: Discépolo 983, B1886DDA Ranelagh, Buenos Aires, Argentina

Teléfono: +(54 11) 4223-6483

Correo electrónico: [mbeljansky@eco-energia.com.ar](mailto:mbeljansky@eco-energia.com.ar)

**A.4 Descripción técnica de la actividad del proyecto de pequeña escala:**

**A.4.1 Ubicación de la actividad del proyecto de pequeña escala:**

**A.4.1.1 País Anfitrión:**

Argentina.

**A.4.1.2 Región/ Estado/ Provincia:**

Provincia de Córdoba. Departamento Juarez Celman.

**A.4.1.3 Localidad:**

General Deheza.

**A.4.1.4 Detalle de la ubicación física, incluyendo información que permita la identificación única de la actividad del proyecto de pequeña escala:**

La planta de bio energía estará ubicada dentro de la planta de Aceitera General Deheza sita en Intendente Adrián P. Urquía N° 149 General Deheza, departamento Juarez Celman, provincia de Córdoba, Argentina.

La localidad de General Deheza se encuentra ubicada en el centro de la Pampa Húmeda, región de producción agrícola por excelencia, a aproximadamente 200 km de la ciudad de Córdoba, hacia el sur de



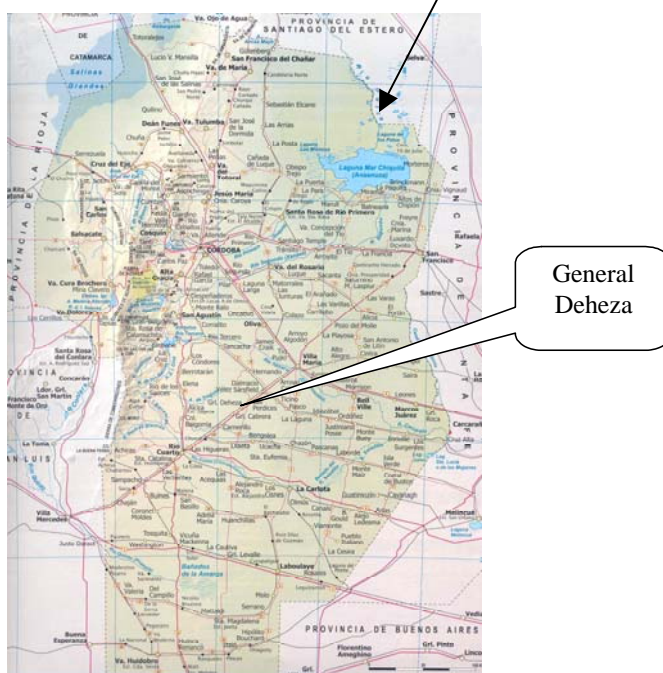
la misma, ubicada sobre la ruta nacional N° 158 que vincula las ciudades de Río Cuarto y Villa María. Cuenta con alrededor de 10.000 habitantes.

El clima es templado con período seco en invierno. Las precipitaciones más abundantes se producen en Noviembre, Diciembre y Enero.

A continuación se muestra la ubicación de la Argentina y de la provincia de Córdoba, para luego ver la ubicación de General Deheza dentro de la provincia de Córdoba:



Sud América / República Argentina/ Provincia de Córdoba/General Deheza



**A.4.2 Tipo, categoría y tecnología de la actividad de proyecto de pequeña escala:****Tipo y categoría del proyecto**

El proyecto es de pequeña escala que aplica en la categoría **I.D.** de acuerdo al Apéndice B de las Modalidades y Procedimientos Simplificados para la actividad de proyectos MDL de pequeña escala. Es un proyecto de energía renovable -“Generación de energía renovable conectada a la red”-. Para ser considerado de pequeña escala no deben superarse los 15 MW<sub>el</sub>.

La categorización se justifica con los siguientes parámetros:

- 1- Capacidad de generación de electricidad 10 MW<sub>el</sub>
- 2- El tipo de combustible es residuos de biomasa.

**Tecnología de la actividad del proyecto de pequeña escala**

El proyecto involucra la implementación de una unidad de generación basada en biomasa con una capacidad instalada de 10 MW<sub>el</sub> usando tecnología de combustión directa sobre grilla, con sobrecalentador y turbogenerador a vapor de ciclo semiabierto.

La planta de generación será diseñada para operar con residuos agropecuarios de biomasa. La mayor parte del combustible comprenderá cáscara de maní y cáscara de girasol.

La cáscara de maní es abundante en la zona, es la región por excelencia de producción de maní en Argentina.

Las cáscaras de maní son un residuo de las plantas de selección de maní. En Argentina casi no tiene uso alternativo que sea económicamente rentable. Las plantas de selección de maní de la zona transportan la cáscara de maní a algún campo cercano para quemarlas a cielo abierto. Esta práctica ha traído serios inconvenientes a los pobladores a causa del humo y las cenizas además de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Las cáscaras de girasol son desechos de la extracción de aceite de girasol que se producen en la planta de aceite de AGD. Durante 45-60 días al año se producen 600 ton/día de cáscara de girasol, en tanto que el resto del año se produce 200 ton/día.

El compromiso con el medioambiente de AGD obligó a la instalación en el año 2001 de una caldera cascarera. Para evitar la quema a cielo abierto AGD traslada cáscara de maní de plantas propias de selección de maní de la zona a la planta de aceite para procesarlas adecuadamente en la caldera.

Con la actividad de proyecto, los residuos propios de AGD (cáscara de girasol que se produce en la planta de aceite y cáscara de maní que se produce en las plantas de selección de maní de AGD) se obtiene alrededor del 70-75% de la biomasa necesaria para la generación de energía eléctrica. Esto permite procesar también residuos de plantas de selección de maní de terceros, también de la zona. Esto reduce las quemas a cielo abierto con las consiguientes emisiones de humo y cenizas. Para esto AGD asumirá el costo de retiro y transporte de 50.000 toneladas anuales. El viaje promedio será de 35 km.

El proyecto propone utilizar entre el 50 y 70% de la cáscara de maní que se produce en la zona para generación de energía eléctrica, reduciendo los efectos ambientales de la quema de biomasa a cielo abierto.



El girasol es transportado con su cáscara desde los campos a la planta aceitera y eso ocurriría con el proyecto o sin él. En caso de no existir el proyecto la cáscara de maní de las plantas de selección de maní de terceros se quemaría a cielo abierto. La actividad de proyecto -generación de 10 MW<sub>el</sub>- incrementa el procesamiento controlado de estos residuos.

El transporte de la cantidad de cáscara que no hubiera venido a la planta de aceite sin la actividad de proyecto produce emisiones fuera de los límites del proyecto aunque como contrapartida se evitan las emisiones de la quema a cielo abierto y las inherentes a las pérdidas del sistema por transporte de energía.

La tecnología de generación a partir de biomasa basada en vapor de alta presión, es en sí misma conocida y está en uso en Argentina. Sin embargo el uso de cáscara de maní como combustible para generación de energía eléctrica es un esfuerzo pionero de AGD. Este proyecto es el primero en que la cáscara de maní es usada para generación de energía eléctrica en una escala comercial.

Los componentes principales de la planta de bio energía son la caldera de combustión directa de la biomasa, el sobrecalentador, la turbina de vapor, el generador eléctrico, el transformador de tensión, las cañerías de vapor y el sistema de acopio.

#### Caldera de combustión directa de biomasa

La caldera instalada, es de combustión directa de biomasa con eficiencia de conversión de energía garantizada del 81%. Tiene una capacidad máxima de producción de vapor de 120 ton/h regulares y sistema de control automático de combustión que asegura la efectividad de la combustión de la biomasa y el control de las emisiones. Cuenta con un electro filtro o equipo de filtrado de gases de combustión que elimina las partículas sólidas (cenizas) que se forman en el hogar. Utiliza para ello un principio de ionización de las partículas, que a través de una diferencia de potencial de 45 kV entre placas colectoras y un electrodo central, son orientadas eléctricamente y depositadas sobre las placas. Simultáneamente y a través de un programa, se aplican determinados golpes sobre las placas y por gravedad las cenizas caen a una tolva para luego ser retiradas por transportes de cadena. El equipo opera internamente a 170 °C, tiene 2 campos eléctricos y una eficiencia del 90% en cada campo.

Con la inversión propuesta, la caldera quemará como máximo hasta 25-26 ton/h de una “mezcla variable” de cáscara de maní y girasol. En valores anuales promedio se prevé que la proporción sea 65-70% de cáscara de maní y 30-35% cáscara de girasol. Se deberán efectuar modificaciones en la caldera para instalar el sobrecalentador, además de la instalación de nuevas cañerías de vapor.

#### Turbina de vapor, generador eléctrico y transformador

La turbina de vapor recibe vapor sobrecalentado a 44 bar 400 °C del sobrecalentador de vapor. El vapor es usado para impulsar una turbina solidaria a un generador eléctrico de 10 MW<sub>el</sub>.

El vapor que ya se utiliza en el proceso en la planta de aceite -no considerado en el proyecto MDL- surge de una extracción a 12 bar y contrapresión a 6 bar.

Dependiendo del nivel de tensión con el que genere el generador, se colocará un transformador para obtener la energía generada en 33 kV (nivel de tensión de la red interna de la planta de aceite).



### Sistema de acopio

La cáscara de girasol no se acopia, los residuos del proceso de extracción de aceite se emplean directamente como combustible en la caldera.

El flujo de cáscara de maní es prácticamente continuo. El acopio es empleado sólo como reserva operativa. Éste sólo cubre aproximadamente 15 días de operación exclusiva con este residuo.

La cáscara de maní se acopia en silos a cielo abierto. Puede estar almacenada entre 2 y 3 meses, en función de la demanda y los ingresos programados. Se lleva control de los ingresos y de la rotación de la cáscara para minimizar el tiempo de almacenaje empleándose siempre la cáscara más antigua (FIFO, First In, First Out). Sólo en marzo no llega cáscara de maní a la planta.

La cáscara de maní no requiere tratamiento para extraer la humedad ya que ingresa con el 5%. Durante su acopio puede disminuir levemente el poder calorífico por incrementarse la humedad de la capa superior de los silos de almacenaje, lo que simplemente obliga a la quema de mayor cantidad de cáscara.

A la cáscara de girasol tampoco se le hace tratamiento para extraer la humedad ya que la humedad promedio es de 7-9%.

**A.4.3 Breve explicación de cómo la actividad del proyecto de pequeña escala propuesto logrará reducir las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero (GEIs) antropogénico por fuentes, incluyendo por qué la reducción de emisiones no ocurriría en ausencia de la actividad del proyecto de pequeña escala propuesto, teniendo en cuenta políticas nacionales y/o sectoriales y circunstancias:**

Como la mayoría de las industrias en Argentina, la planta de procesamiento de oleaginosas de AGD cubre sus necesidades de energía eléctrica desde la red nacional. Sin embargo el compromiso con el medio ambiente y con su comunidad lleva a implementar la actividad de proyecto de modo de aumentar el consumo de residuos agroindustriales.

Este esfuerzo de AGD es una iniciativa propia, sin ninguna obligación regulatoria y/o legal, ni promoción o asistencia pública para la generación a partir de biomasa.

El proyecto producirá energía basada en recursos de biomasa renovables, los que son fuente de energía **neutra** en términos de gases de efecto invernadero. Esto se debe a que durante la fotosíntesis las plantas captan el CO<sub>2</sub> atmosférico para formar su estructura tisular, mientras que durante la quema de la biomasa ese mismo CO<sub>2</sub> es liberado. Si bien existen emisiones de CO<sub>2</sub> durante la quema, el CO<sub>2</sub> liberado iguala al CO<sub>2</sub> captado por la planta a lo largo de su vida.

La producción de bio energía -con CO<sub>2</sub> neutro- reemplazará la de la red nacional basada en combustibles fósiles con emisiones de CO<sub>2</sub> que sería generada en ausencia del proyecto. Por lo tanto la actividad de proyecto redundará en un claro beneficio.

Como se mencionó, las ampliaciones de parque de generación previstas en los próximos años son unidades que emplearán gas natural y gas oil.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> La resolución 1427 de la Secretaría de Energía y que se publicara en diciembre de 2004, plasma un acuerdo entre el sector público y privado de generación, para llevar conjuntamente adelante la construcción de dos unidades de generación térmica de tipo ciclo combinado de 800 MW cada uno. Se espera su habilitación parcial en junio de 2007 (como ciclo abierto) y alcanzar la potencia plena en 2008.



Se espera que el monto total de CERs alcance, a lo largo del período de crédito, 585.760,9 ton CO<sub>2</sub>.

**A.4.3.1 Cantidad estimada de reducción de emisiones a lo largo del período de crédito elegido:**

El período de crédito elegido es de 21 años.

<b>Año</b>	<b>Estimación anual de reducción de emisiones en toneladas de CO<sub>2</sub>equiv</b>
2008	27.893,38
2009	27.893,38
2010	27.893,38
2011	27.893,38
2012	27.893,38
2013	27.893,38
2014	27.893,38
2015	27.893,38
2016	27.893,38
2017	27.893,38
2018	27.893,38
2019	27.893,38
2020	27.893,38
2021	27.893,38
2022	27.893,38
2023	27.893,38
2024	27.893,38
2025	27.893,38
2026	27.893,38
2027	27.893,38
2028	27.893,38
<b>Total estimado de reducciones (toneladas de CO<sub>2</sub>equiv)</b>	<b>585.760,9</b>
<b>Total de años de crédito</b>	<b>21</b>
<b>Promedio anual a lo largo del período de crédito de reducciones estimadas (toneladas de CO<sub>2</sub>equiv)</b>	<b>27.893,38</b>

**A.4.4 Fondos Públicos para la actividad de proyecto de pequeña escala:**

No hay fondos públicos involucrados en la financiación de este proyecto.

**A.4.5 Confirmación de que la actividad del proyecto de pequeña escala no es componente de una actividad de escala mayor:**



Este proyecto de Aceitera General Deheza no puede ser considerado como parte de una escala mayor ya que es la primer planta de generación eléctrica a partir de cáscara de maní y girasol en Argentina y el primer proyecto MDL de Aceitera General Deheza S.A.

**SECCIÓN B Aplicación de una metodología de línea de base****B.1 Título y referencia de la metodología de línea de base aprobada aplicada a la actividad de proyecto de pequeña escala:**

La metodología de línea de base aprobada aplicada a la actividad de proyecto de pequeña escala es:  
**I.D.: ‘Generación de energía eléctrica renovable conectada a la red’. (Versión 08, 3 de Marzo de 2006)**

**B.2 Categoría aplicable a la actividad de proyecto de pequeña escala:**

De acuerdo con el Apéndice B de Modalidades y Procedimientos Simplificados para actividades de proyectos MDL de pequeña escala, la **categoría I.D.** “comprende unidades de generación de energía renovable, tales como fotovoltaica, hidroeléctrica, mareomotriz: mareas/olas, eólica, geotérmica y biomasa renovable, que alimenten de electricidad a/o desplace electricidad de un sistema de distribución de electricidad que es o hubiera sido alimentado con al menos una unidad de generación quemando combustible fósil”.

El proyecto MDL propuesto, de pequeña escala, es una planta de generación a partir de biomasa que produce electricidad para consumo propio y/o para la red nacional. El sistema eléctrico nacional está basado en generación hidráulica, nuclear y térmica. Esta última emplea fuel oil, diesel oil, carbón y gas natural como combustible. Por lo cual la generación de la actividad de proyecto reduce emisiones ya que es obtenida a partir de residuos de biomasa que evitan las emisiones en el sistema eléctrico reduciendo la generación y por ende las emisiones de las plantas de generación con capacidades existentes.

El proyecto es instalar generación de energía eléctrica. La capacidad a instalarse es de 10 MW<sub>el</sub>. La electricidad a producirse no excede el umbral de los 15 MW<sub>el</sub> para proyectos MDL de pequeña escala (Apéndice B de Modalidades y Procedimientos Simplificados para actividades de proyectos MDL de pequeña escala – Metodología aprobada ID, Versión 08 del 3 Marzo de 2006).

La biomasa también se emplea para producir vapor para el proceso, pero esto no será parte del proyecto MDL ya que se venía haciendo de este modo desde el año 2001.

**B.3 Descripción de cómo las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero por fuentes son reducidas por debajo de aquellas que hubieran ocurrido en ausencia de la actividad registrada del proyecto MDL de pequeña escala:****a. Descripción del Mercado Eléctrico argentino****a.1. Mecanismos de Formación de Precios de la energía eléctrica. Ley 24065. Año 1992:**

Para desarrollar el concepto de eficiencia económica, se constituyó un Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M.). En él se sancionan precios horarios de la energía sobre la base del costo marginal de la oferta. CAMMESA<sup>3</sup> es el organismo encargado de la coordinación de la operación técnica y administración del

<sup>3</sup> Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.



MEM, y entre sus responsabilidades debe realizar la programación de la operación del mercado eléctrico, es decir cubriendo la demanda de energía, cumplir con los siguientes objetivos:

- Operación al mínimo costo operativo
- Consideración de las restricciones impuestas por las instalaciones de transporte y generación
- Operación atendiendo a estrictas normas de seguridad de suministro

Para efectuar el despacho se conforma una lista de mérito, de menor a mayor, de las máquinas generadoras según su costo de generación de energía eléctrica de acuerdo con los costos de combustible declarados por los generadores que emplean combustibles fósiles y una valorización del agua por los operadores de centrales hidráulicas. En la medida que la demanda va requiriendo energía, se convoca a generar a las diferentes unidades. El costo de generación de la máquina que abastecerá la próxima unidad física, fijaba el precio con que se remuneraba la energía de todas las convocadas. En 2003 esta forma de sancionar precios se modificó (resolución de Secretaría de Energía 240) como se detallará luego.

Por otro lado, se instituyó un mecanismo por el cual las tarifas del suministro eléctrico de las distribuidoras a sus usuarios finales, reflejen las señales de abundancia o escasez que surgen de los precios del mercado mayorista. Es decir, como el precio de la energía varía hora a hora es necesario establecer un precio estabilizado para realizar la vinculación entre la tarifa para el usuario residencial y el costo en el mercado mayorista. Por esto se adopta una estabilización del precio en función del precio horario de la energía (Mercado Spot). Ésta estimación es realizada por el Organismo Encargado del Despacho (CAMMESA, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA). El precio de la energía propuesto surge de un análisis que tiene en cuenta el costo horario probable, y un precio de la potencia por requerimientos de la demanda, nivel de reservas óptimas y otros servicios. Para compensar diferencias, en exceso o defecto, se cuenta con un Fondo, llamado de Estabilización. Así, con la mejor estimación de precios y el estado de recursos del Fondo, la Secretaría de Energía dicta trimestralmente por resolución el precio estacional. La demanda de las distribuidoras se transa entonces a precio estacional.

Los excesos o defectos de la demanda industrial no cubierta por contratos se transan en el mercado spot.

#### **a.2. Ajustes regulatorios en el sector eléctrico tras la ley 25 561. Año 2002:**

Las nuevas autoridades del Poder Ejecutivo a partir del 2002 impulsaron un cambio profundo en las normas económicas vigentes a ese momento. En ese sentido, el 6 de enero de 2002, el Poder Legislativo Nacional aprobó el proyecto de Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario (ley 25561). Esta ley derogó el régimen de convertibilidad y dispuso, entre otras cuestiones, que se conviertan a pesos todas las tarifas de los servicios públicos, incluidas las del gas y la energía eléctrica suministrada por los distribuidores y transportistas, se prohibió su indexación y se abrió una instancia de renegociación de los contratos de servicios públicos aún inconclusa<sup>4</sup>.

Dentro de esta situación las autoridades de la Secretaría de Energía dictaron la resolución 2/02 por la que se transforman en pesos en la relación de un peso igual a un dólar, entre otras cosas, el pago por potencia y el costo de la energía no suministrada.

Las autoridades sectoriales en tren de sostener sus objetivos políticos dictaron diversas medidas que no se condecían con el modelo regulatorio originalmente adoptado. Las medidas afectaron en forma dispar al sector eléctrico que perdió el dinamismo que lo caracterizaba.

---

<sup>4</sup> A diciembre 2005 sólo 4 empresas del sector han finalizado la primera parte de la renegociación de su contrato de concesión.



### a.3. Deudas en el MEM

Hasta 2003, los generadores recibían por cada unidad física entregada el precio horario de la energía (spot). Este precio horario es solventado por los Grandes Usuarios que operan en ese mercado. Los distribuidores abonan, por su demanda, el precio estacional. Las diferencias entre lo que se paga a los generadores y la demanda de las distribuidoras valuadas a precio estacional se cubren, en un sentido y el otro, con aportes del Fondo de Estabilización.

Por otra parte, y quizás forzadas por las circunstancias, las autoridades sectoriales debieron adoptar diferentes medidas que paulatinamente fueron incrementando el precio de la energía. La resolución de Secretaría de Energía 8/02 incorporó otros costos en el precio de la energía, por ejemplo, por mantenimiento. La resolución SE 246/02 incrementó el precio de la potencia y modificó la mecánica de cálculo de la asignación. Los contratos de concesión de las distribuidoras emplean el precio estacional para la construcción de la tarifa. La necesidad política de mantener en el mismo valor las tarifas llevó a que no se modifique el precio estacional prácticamente hasta mediados de febrero de 2004, para mantenerlo luego constante hasta mediados de 2005. Con esto se profundizó el desequilibrio entre los costos del mercado y la tarifa final de los usuarios de las distribuidoras. Esa distorsión provocó el agotamiento del Fondo de Estabilización a mediados de junio de 2003.

Como mensualmente lo abonado por las distribuidoras no alcanzaba a cubrir sus acreencias el déficit se siguió incrementando. Así es que las autoridades sectoriales establecieron una mecánica de distribución de los ingresos. La resolución de la Secretaría de Energía N° 406 de septiembre de 2003 adoptó prioridades de pago de los créditos de los generadores y demás acreedores. Se buscó, asegurar los aspectos más delicados, como es el mantenimiento del sistema de transporte, el combustible de las unidades térmicas y los costos de operación y mantenimiento para asegurar su disponibilidad.

La resolución SE 406/03 también estableció que las deudas pendientes de cada mes se enmarcaran como pagos sin fecha de vencimiento definida, además, se instauró un cierre de las deudas en cada mes.

En el invierno 2004, los bajos aportes en la cuenca del río Uruguay y en las cuencas del Comahue provocaron que la generación hidroeléctrica se retrajera. Esto devino en que, para abastecer a la demanda, deba utilizarse más que lo usual el parque térmico. También produjo un aumento del costo de la generación hidráulica por la disminución de su disponibilidad (menos agua) en los embalses con regulación estacional. Los incrementos del precio horario de la energía extendían aún más el déficit del Fondo de Estabilización. Esto llevó a la Secretaría de Energía al dictado de la resolución N° 240 del 14 de agosto de 2004. La resolución mencionada, con el objeto de limitar los precios de energía del mercado spot, excluye en su formación al Valor del Agua y al Costo Variable de Producción de las unidades que operan con otro combustible que no sea gas natural. Es decir, supone, al solo efecto de determinar el precio horario, un abastecimiento de gas sin restricciones para todas las unidades térmicas. El despacho de las unidades de generación necesarias para abastecer la demanda se realiza en función de los costos reconocidos de las unidades disponibles efectivamente. La diferencia entre el precio horario y los costos reales de cada generador operados los cubre la demanda a través de un fondo específico.

De todo este problema resulta que los acreedores del Mercado, en especial los generadores, no están recibiendo el 100% de sus acreencias.

Según publica CAMMESA en su informe mensual, el déficit es de \$ 1.463.148.832 en diciembre de 2005.



#### a.4. Plan de expansión de generación

Como se señalara previamente los generadores no cobran la totalidad de sus acreencias dado que el precio estacional no refleja el precio horario. Como la deuda continuó incrementándose mensualmente y dadas las restricciones a la inversión que muestra el sector privado, el Estado Nacional creó mediante la resolución de Secretaría de Energía N° 712 de julio de 2004 un “Fondo para Inversiones Necesarias que permitan incrementar la oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista”. Se invitó a los acreedores del MEM (generadores) a que invirtieran en este fondo parte de sus acreencias.

En agosto de 2004, la resolución N° 826 reitera la invitación a todos los agentes acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). También propone que se inviertan las acreencias del período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006 inclusive. Finalmente en diciembre de 2004, la resolución 1427 y luego en enero 2005 con la resolución 3, la Secretaría de Energía refleja un acuerdo con los principales grupos privados de generación. Con este acuerdo el pago de las deudas con el sector generación se aplicará a la construcción de dos unidades térmicas del tipo ciclo combinado de 800 MW cada uno. Estas unidades se instalarán en el área del Gran Buenos Aires y Litoral, emplearán como combustible gas natural y -eventualmente- gas oil.

#### a.5. Fuentes de generación eléctrica en la Argentina

Argentina cuenta con un parque de generación variado aunque altamente dependiente de la disponibilidad de hidrocarburos. A continuación se muestra cómo es la participación de las distintas fuentes de generación, todo expresado en MW.

Área	Turbina		Ciclos Combinados	Diesel	Sub total			Total
	Vapor	Gas			Térmico	Nuclear	Hidráulica	
Cuyo	120	90	374		584		850	1434
Comahue		578	741		1319		4637	5956
Noroeste Argentino	261	399	828	4	1492		219	1711
Centro	233	297	99		629	648	914	2191
Gran Buenos Aires y Litoral	3887	636	4287		8810	357	945	10112
Noreste Argentino (NEA)	25	123			148		1850	1998
<b>Total</b>	<b>4526</b>	<b>2123</b>	<b>6329</b>	<b>4</b>	<b>12982</b>	<b>1005</b>	<b>9415</b>	<b>23402</b>
Sistema Patagónico		196	63		259		519	<b>777</b>

Potencia instalada por región.

Fuente: Informe Mensual CAMMESA Diciembre 2005.

#### a.6. Práctica predominante en la industria.

En Argentina no es usual la instalación de generación en industrias. En general, sólo las mayores industrias argentinas disponen de instalaciones de producción de energía propia: ALUAR SA -planta de aluminio con una demanda propia cercana a los 400 MW- o SIDERAR -siderúrgica productora de aceros



planos- y en refinerías petroleras que tienen asociadas ciclos de cogeneración (Refinería de Repsol YPF de la localidad de Ensenada -Bs. As.- y Luján de Cuyo -Mendoza-). Las industrias de menor porte prácticamente no disponen de generación propia significativa respecto de su demanda.

## b. Adicionalidad

De acuerdo al Anexo A del Apéndice B de Modalidades y Procedimientos Simplificados para actividades de proyectos MDL de pequeña escala (versión 06, 30 de Septiembre de 2005), el participante de proyecto debe proveer una explicación que muestre que la actividad de proyecto no hubiera ocurrido por **al menos una** de las siguientes barreras:

- a) **Barrera a la inversión:** Una alternativa a la actividad de proyecto más viable financieramente hubiera conducido a emisiones más altas.
- b) **Barrera tecnológica:** Una alternativa a la actividad de proyecto con una tecnología menos avanzada que involucra menores riesgos debido a la incertidumbre de la performance o a la menor participación en el mercado de la nueva tecnología hubiera conducido a emisiones más altas.
- c) **Barrera debida a la práctica usual:** La práctica usual o los requerimientos de la regulación y políticas existentes hubieran conducido a la implementación de una tecnología con emisiones más altas.
- d) **Otras barreras:** sin la actividad de proyecto, por otras razones específicas identificadas por el participante de proyecto, hubiera habido emisiones más altas. Estas barreras podrían ser institucionales o debidas a limitaciones en la información o en los recursos de gerenciamiento, o en la capacidad organizativa, o en los recursos financieros o en la capacidad para absorber nuevas tecnologías.

A continuación quedarán demostradas las barreras que debe vencer nuestra actividad de proyecto:

### b.1. Barreras a la inversión

Tras la devaluación y ulterior cese unilateral de los pagos (default) de la deuda externa de US\$ 95 mil millones, Argentina no fue un lugar elegido por los inversores externos. La gran incertidumbre generada por el abandono del régimen de convertibilidad de la moneda que había regido desde 1991 en el cual 1 \$ equivalía a 1 US\$, impactó muy fuertemente sobre la inversión y el ingreso de capitales. Si bien Argentina está saliendo de la crisis la inestabilidad jurídica y la falta de confianza hacen que siga habiendo serias barreras para invertir. Esto hace que la industria deba enfrentar dificultades a la hora de financiarse. En este sentido el compromiso con el medio ambiente y el desarrollo sustentable de la región hace que AGD invierta más de US\$ 7 millones para la ampliación de la utilización de la cáscara de maní y girasol a través de la incorporación de generación eléctrica.

Como se mencionó la expansión de la generación de energía eléctrica necesitó una interacción entre el sector privado y el Estado Nacional. Esto demuestra las barreras para la inversión que presenta Argentina.

Por otra parte la energía que eventualmente puedan vender a la red tendrá el riesgo de no percibir la totalidad de sus acreencias como ocurre actualmente con el resto de los generadores.



## b.2. Barreras Tecnológicas

Si bien la caldera es existente y funciona generando vapor de proceso desde 2001, con la implementación de la actividad de proyecto se instalará un generador eléctrico, un sobrecalentador y una turbina de vapor. Los equipos deberán operarse y mantenerse por personal de AGD que tendrá que capacitarse.

La energía eléctrica es un insumo importante para la planta y la alternativa de generar su propia energía es más riesgosa que alimentarse de la red nacional. Si bien es cierto que AGD seguirá conectada a la red y tomando parte de su demanda eléctrica, la salida de servicio de su generador ocasionará inconvenientes transitorios que no hubieran existido en ausencia de la actividad de proyecto.

## b.3. Práctica usual

- ✓ El proyecto es adicional al escenario de práctica usual ya que será la primer planta de cogeneración quemando principalmente cáscara de maní para alimentar de energía eléctrica a la propia planta de aceite y/o al sistema eléctrico de Argentina.

Además, el escenario de práctica usual para el sector de generación de energía es incrementar la capacidad basada en el gas natural, y esta práctica se espera que continúe así en el futuro. La resolución de Secretaría de Energía 1427 de diciembre de 2004 detalla un acuerdo entre los principales generadores privados de Argentina y el Estado Nacional para llevar adelante conjuntamente la construcción de dos unidades térmicas de ciclo combinado de 800 MW cada una. Ambas unidades operarán básicamente a partir de gas natural. Éstas serán las primeras ampliaciones de porte desde 2001 y se espera su habilitación comercial plena a finales de 2008.

- ✓ La industria manufacturera es demandante de energía. Salvo casos excepcionales (industrias de gran porte) la industria adquiere su energía del sistema interconectado nacional. Es decir, la práctica usual, tanto para la industria en general, como para las plantas de aceite es comprar energía eléctrica al sistema interconectado nacional.

## b.4. Otras barreras

- ✓ Como se mencionó la actividad de proyecto -generación de energía eléctrica- obliga a la empresa a interactuar con el sector eléctrico. Esta actividad es totalmente nueva y ajena al núcleo de operación de la empresa. La actividad de proyecto obliga a AGD a ingresar al Mercado Eléctrico Mayorista. Para llevar adelante este desafío se deberá capacitar personal y adaptar la estructura de operación de AGD.
- ✓ Además, esta nueva actividad no es rentable. El precio promedio anual 2005 de la energía a nivel mayorista es de alrededor de 22,13 US\$/MWh. Este precio no repaga inversiones privadas en generación.

## b.5. Riesgos

Se prevé emplear entre el 50-70% de toda la cáscara de maní que se produce en la zona. El 60-65% de la cáscara de maní que se empleará para generación de energía eléctrica será cáscara de maní de plantas de selección de maní de AGD. Hasta el momento la cáscara de maní no tiene usos alternativos que sean económicamente rentables en la zona. Pueden surgir nuevas actividades que demanden cáscara de maní. En este sentido la venta de los CERs acota los riesgos y colabora con el repago de la inversión de AGD.



Como se señalara en nota del 4 de octubre de 2005 al Organismo argentino encargado del Mecanismo para un Desarrollo Limpio, la venta de los CERs fue tenida en cuenta.

### **c. Emisiones causadas por la actividad de proyecto.**

Durante la operación de la planta de bio energía, las emisiones directas dentro de los límites del proyecto pueden deberse al consumo de gas natural durante el transitorio de arranque, al acopio y a la combustión de la biomasa. En lo que sigue quedará demostrado que las emisiones debidas al acopio y a la combustión son despreciables y por lo tanto consideradas cero y que sólo deberán tenerse en cuenta las emisiones debidas al consumo de gas natural excepcional.

#### **c.1. Acopio de la biomasa**

El acopio de las cáscaras de maní es en silos a cielo abierto. La cáscara de maní puede estar almacenada sólo entre 2 y 3 meses, este plazo es función de la demanda y los ingresos programados. Se minimiza el tiempo de almacenaje empleando la cáscara más antigua.

Durante 11 meses del año ingresa constantemente cáscara de maní a la planta. Se puede decir que sólo en marzo no llega cáscara de maní. La cáscara de maní llega con 5% de humedad y durante su acopio puede disminuir levemente el poder calorífico por incrementarse la humedad de la capa superior de los silos de almacenaje, pero, esta disminución del poder calorífico es despreciable y sólo conlleva un mayor consumo de cáscara. Se lleva un control de ingreso de la cáscara y de su rotación.

En lo que respecta a la cáscara de girasol, la provisión de cáscara a la caldera es prácticamente continua.

En principio podrían surgir del acopio emisiones de  $N_2O$  y  $CH_4$ . Sin embargo, no se esperan emisiones significativas de gases de efecto invernadero ya que la rotación de la cáscara de maní es controlada y su acopio es corto en el tiempo. Las emisiones de  $N_2O$  son mínimas por el corto tiempo de almacenamiento y por lo tanto no han sido consideradas. A continuación se explicará por qué son despreciables las emisiones de metano.

Hay tres argumentos para que no se esperen emisiones de metano debidas al almacenamiento de cáscara de maní:

1. Las emisiones de metano sólo se dan en condiciones anaeróbicas. La biomasa de este proyecto es almacenada seca (llega con 5% de humedad y puede alcanzar menos del 10% de contenido de humedad a causa de su acopio en silos a cielo abierto). La cáscara no está sellada y por lo tanto siempre hay presencia de oxígeno. Bajo estas condiciones es muy poco probable que ocurra una digestión anaeróbica.
2. Como no hay disponible información sobre emisiones como consecuencia del almacenamiento de biomasa, se hace una comparación con las emisiones de metano de un relleno sanitario. Un estudio de Adviescentrum Stortgas (centro de consulta de gases de rellenos sanitarios) describe cuáles son las emisiones de metano en las diferentes fases desde que la basura es dejada en el relleno sanitario. Luego de dos meses, se comienza a emitir metano y al cabo de dos años la emisión de metano llega al máximo. En función de esto, se puede concluir que aunque se dieran condiciones anaeróbicas en el almacenamiento de la biomasa durante un período de lluvia, las emisiones de metano requerirían al menos dos meses antes de comenzar a emitir a la atmósfera y que no se llegaría al máximo hasta después de dos años. Como el tiempo promedio de almacenamiento es de dos meses y medio y el clima es seco, si hubiera alguna producción de metano, ésta sería despreciable.



- Los residuos de biomasa utilizados en este proyecto tienen muy pocos componentes orgánicos que sean degradables en condiciones anaeróbicas

La composición aproximada en peso de la cáscara de girasol es: Carbono 42%, Oxígeno 39%, Hidrógeno 5%, Nitrógeno 1%, Agua 9%, Cenizas 3%. Poder calorífico medio: 17500 kJ/kg. Densidad: 0,11 kg/dm<sup>3</sup>.

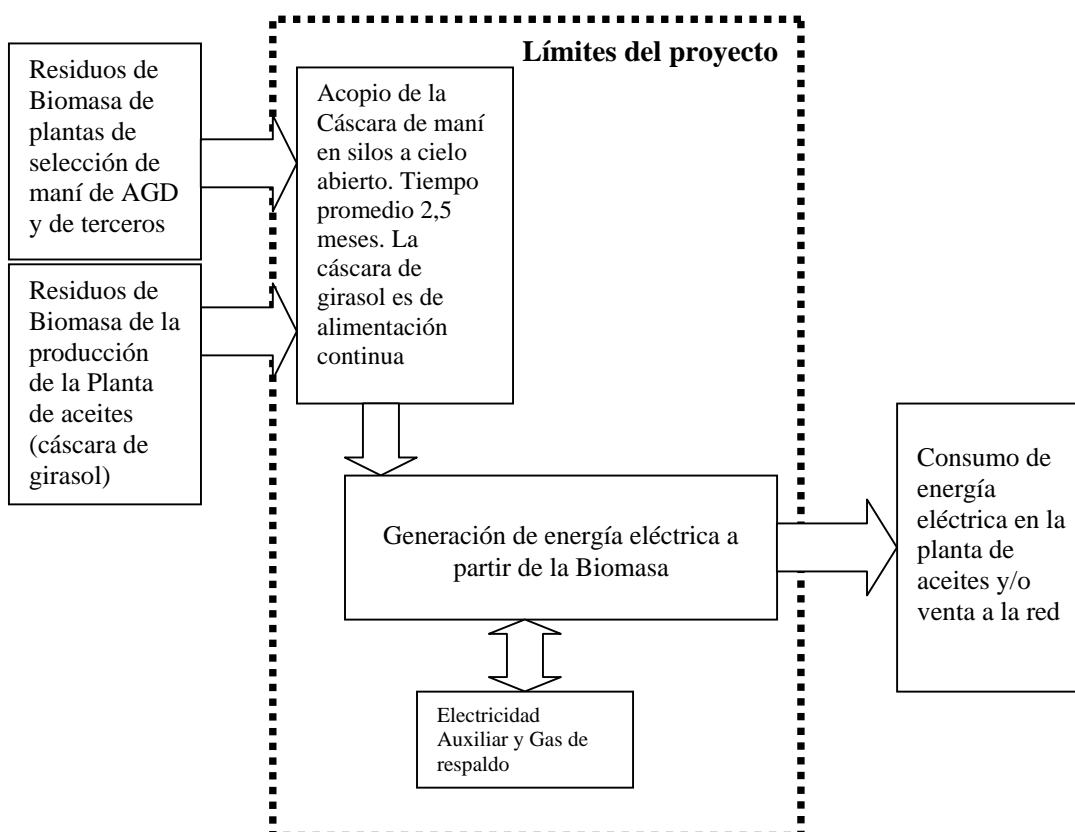
La composición aproximada en peso de la cáscara de maní es: Carbono 39%, Oxígeno 37%, Hidrógeno 3%, Alcalinos (Calcio/Potasio/Magnesio) 8%, Agua 6%, Cenizas 5%. Poder calorífico medio: 17800 kJ/kg. Densidad: 0,10 kg/dm<sup>3</sup>.

### c.2. Combustión de la biomasa

Directamente en el sitio después de la implementación del proyecto se generarán emisiones de CO<sub>2</sub> que resultan de la quema de la biomasa en la caldera. El CO<sub>2</sub> liberado iguala la cantidad de CO<sub>2</sub> capturado por la biomasa durante su crecimiento, por lo tanto no ocurren emisiones netas.

### **B.4 Descripción de cómo se aplica la definición del límite de proyecto a la actividad de proyecto de pequeña escala de acuerdo con la metodología de la línea de base seleccionada:**

De acuerdo a la metodología aplicada, los límites del proyecto comprenden el lugar físico, geográfico de la planta de generación eléctrica a partir de biomasa, incluyendo la electricidad auxiliar y el almacenamiento de la biomasa. Electricidad auxiliar se refiere a la pequeña porción de energía generada que es consumida por la propia planta de generación. El transporte de la biomasa, la red eléctrica y el consumo de la energía no están incluidos dentro de los límites del proyecto.





## Emisiones fuera de los límites del proyecto

### *Transporte de la cáscara de maní de terceros.*

Surgen emisiones directas fuera del ámbito del proyecto propuesto como consecuencia del transporte de 50.000 toneladas de cáscara de maní faltante (la que no se hubiera transportado en ausencia de este proyecto). La cáscara será transportada por camión un promedio de 35 km. Sin embargo, en la situación de la línea de base, el transporte del fuel oil, del diesel oil y del carbón para la generación eléctrica en escala nacional debe ser tenido en cuenta. En promedio, la distancia a través de la cual los combustibles deben ser transportados, será sustancialmente mayor para plantas de generación térmica que queman combustibles fósiles que las distancias de nuestro proyecto (35 km). Como ejemplo, Argentina se procura fuel oil de la empresa venezolana PdVSA. Como el fuel oil venezolano no es apto para las unidades argentinas por su alto contenido de azufre, PdVSA adquiere el fuel oil que luego vende a Argentina en el Golfo de México. Es decir que el combustible es traído desde más de 10.000 km. Por lo tanto, las emisiones del transporte en la línea de base serán mayores que las emisiones de transporte relacionadas con el proyecto propuesto. No hemos incluido emisiones debidas al transporte en la situación actual ni en la de proyecto. La estimación de reducción de emisiones entonces es conservadora.

### *Biomasa quemada a cielo abierto.*

El proyecto resultará en una reducción directa fuera del sitio comparado con la situación habitual en la cual parte de los residuos de biomasa se queman a cielo abierto, pudiendo emitirse  $N_2O$ . El  $N_2O$  tiene un potencial de calentamiento mayor (310 veces) que el del  $CO_2$ . Estas emisiones sin embargo no están tenidas en cuenta, proveyendo una estimación más conservadora para las emisiones de la línea de base.

Adicionalmente se disminuye la generación de dioxinas y furanos ya que la combustión en la caldera es un proceso más controlado y con filtros que permiten que los gases que se emiten al ambiente estén dentro de valores aceptables y muy inferiores a los que se producen en una combustión a cielo abierto. Las dioxinas y los furanos son similares y se tratan de una familia de compuestos químicamente muy estables, muy similares estructuralmente entre sí. También se los llama la *hormona ambiental*, ya que afecta el desarrollo normal y el crecimiento de aves, peces, reptiles, anfibios y mamíferos incluyendo los humanos. Además, produce efectos negativos sobre el sistema nervioso central, el sistema inmunitario, el sistema hormonal endocrino (todas las glándulas de secreción interna, como la hipófisis, por ejemplo) y el reproductivo, impidiendo el desarrollo de los juveniles (crías) y causando una gran variedad de cánceres.

### *Pérdidas en el transporte y distribución de energía*

La generación de energía eléctrica en la planta demandante disminuye las pérdidas de transporte y distribución. Esta disminución no se tuvo en cuenta en aras de asumir un criterio conservador.

## **B.5 Detalles de la línea de base y su desarrollo:**

La línea de base está basada en la metodología para actividades de proyecto de pequeña escala incluida en el Apéndice B, Tipo **LD**: ‘Generación eléctrica renovable conectada a la red’ (UNFCCC, Versión 08, 3 de Marzo de 2006). La línea de base propuesta aquí es la opción (a): El promedio entre “margen de operación aproximado” y el “margen de construcción”, donde:



- (i) El “margen de operación aproximado” es el promedio ponderado de emisiones (en kg CO<sub>2equiv</sub>/kWh) de todas las fuentes de generación que están sirviendo al sistema<sup>5</sup>, excluyendo hidro, geotérmica, eólica, bajo costo de biomasa, nuclear y generación solar;
- (ii) El “margen de construcción” es el promedio ponderado de emisiones (en kgCO<sub>2equiv</sub>/kWh) de la capacidad adicional reciente del sistema, cuyas capacidades adicionales se definen como (en MW) el 20% más reciente de plantas existentes o las 5 plantas más recientes. De estas dos opciones debe tomarse la de mayor generación anual. En caso de que el 20% caiga en parte de la capacidad de una planta, la planta será incluida en el cálculo. Deben excluirse las unidades de generación que han sido registradas como actividad MDL.

### Cálculo de Margen de Operación:

Según se especifica en el Apéndice B, Tipo I -Proyecto de energía renovable- categoría **I.D.** -Generación eléctrica renovable conectada a la red- (UNFCCC, Versión 08, 3 de Marzo de 2006), opción 1, el margen de operación se calculará como el promedio de 3 años de las emisiones que son el producto entre los volúmenes de combustibles empleados por la generación térmica convencional (no nuclear) y los coeficientes de emisiones respectivos. Se deberán tomar las más recientes estadísticas disponibles al momento de la confección del presente documento.

Por lo tanto el “margen de operación aproximado” será las emisiones totales ponderadas por la generación de todas las fuentes de generación que están, en 2005, 2004 y 2003 sirviendo al sistema, excluyendo hidro, geotérmica, eólica, bajo costo de biomasa, nuclear y generación solar.

$$\text{Margen de Operación} = \frac{\sum_{i=1}^{\text{hasta completar todos los combustibles}} \left[ \sum_{j=1}^{\text{hasta completar todo el parque}} (\text{Volumen de Combustible})_{i,j} \times (\text{Coeficiente de Emisión})_{i,j} \right]}{\sum_{j=1}^{\text{hasta completar el parque}} (\text{Energía térmica})_j}$$

Siendo, *i* tipo de combustible (gas natural, fuel oil, gas oil y carbón mineral) consumido por cada una de las *j* unidades de parque térmico.

De los Informes Mensuales de CAMMESA se dispone del volumen de combustible empleado y la generación por tipo de central (térmica, nuclear, hidroeléctrica, e importaciones y exportaciones). En todos los casos se analiza los años 2005, 2004 y 2003.

Para los coeficientes de emisiones se emplearon los publicados en la Primera Comunicación Nacional que coinciden con los indicados por el IPCC (Panel Intergubernamental de Cambio Climático) en 1996.

Finalmente resulta que:

$$\text{Margen de Operación} = \frac{68.567.563}{136.216} = 503,38 \left[ \frac{\text{kg CO}_{2equiv}}{\text{MWh}} \right]$$

### Cálculo de Margen de Construcción:

Según lo indicado en el Apéndice B, Tipo I -Proyecto de energía renovable- categoría **I.D.** -‘Generación eléctrica renovable conectada a la red’- (UNFCCC, Versión 08, 3 de Marzo de 2006), opción 1, el

<sup>5</sup> Excluyendo las actividades de proyecto MDL registradas.



“margen de construcción” es el promedio ponderado de emisiones (en kg CO<sub>2</sub>equiv/MWh) de la capacidad adicional reciente del sistema, cuyas capacidades adicionales (en MW) se definen como el 20% más reciente de plantas existentes o las 5 plantas más recientes. Las emisiones son el producto entre los volúmenes de combustibles empleados por la generación térmica convencional y los coeficientes de emisión respectivos. En la siguiente tabla se presenta generación que se ha adicionado al sistema hasta completar el 20% de la energía generada por el sistema en 2005. Puede observarse que las últimas 5 plantas representaron un aporte de menos de 1% de la generación en 2005.

#	Habilitación Comercial		Central	Tipo	Generación acumulada [MWh año]	Participación acumulada respecto de la generación 2005
	Año	Mes				
1	2005	nov	Arcor M Seveso	CC	28.945	0,03%
2	2004	jun	Consorcio Potrerillos (Cacheuta N)	Hidráulica	403.682	0,47%
3	2004	abr	CT San Nicolás	TG	-	0,47%
4	2003	nov	Autogenerador Shell	TG	99.183	0,58%
5	2003	jun	CT Pluspetrol Norte	TG	86.137	0,67%
6	2002	ago	Consorcio Potrerillos (El Carrizal)	Hidráulica	80.034	0,76%
7	2002	nov	Petrolera Chevron San Jorge	MTG	-	0,76%
8	2002	jun	CT Pluspetrol Norte	TG	86.137	0,85%
9	2002	ago	CT San Miguel de Tucumán	CC	757.409	1,67%
10	2001	nov	C.T. AES Paraná	CC	4.182.800	6,21%
11	2001	ago	Ave Fénix Energía SA	TG	-	6,21%
12	2001	jun	Dock Sud	CC	3.809.281	10,34%
13	2000	sep	Autogenerador Entre Lomas	TG	12.922	10,36%
14	2000	may	CT Puerto Nuevo	CC	2.790.569	13,38%
15	2000	feb	CT Tucumán	CC	859.635	14,32%
16	2000	ene	Agua del Cajón	CC	1.303.922	15,73%
17	1999	dic	Pichi Picún Leufú	Hidráulica	1.177.263	17,01%
18	1999	sep	Central Dique	TG	6.320	17,02%
19	1999	jul	CT Costanera (*)	CC	1.890.205	19,07%
19	1999	ene	CT Costanera (**)	TG	1.561.782	20,76%

**Fuente:** Informe Mensual CAMMESA. Elaboración propia.

(\*) C. COSTANERA. Ingreso de TV10 de 320 MW, con la que se completa el ciclo combinado. Esta unidad se conecta a barras de 220 kV. Habilitada comercialmente desde 1/07/99.

(\*\*) C. COSTANERA. TG9 de 264 MW habilitada comercialmente el 15/1/99. Segunda TG que conformará luego el ciclo combinado de la central.

Por lo tanto el “margen de construcción aproximado” será las emisiones totales ponderadas por la generación adicional del sistema, hasta completar el 20%.

$$\text{Margen de Construcción} = \frac{\sum_{i=1}^{\text{hasta completar los tipos de combustibles}} \left[ \sum_{j=1}^{\text{de capacidad adicional hasta completar el 20\% del sistema}} (\text{Volumen de Combustible})_{i,j} \times (\text{Coeficiente de Emisión})_{i,j} \right]}{\sum_{j=1}^{\text{de capacidad adicional hasta completar el 20\% de la demanda}} (\text{Energía térmica})_j}$$



Siendo,  $i$  tipo de combustible (en este caso sólo gas natural y gas oil) consumido por cada una de las  $j$  unidades que se han adicionado al sistema hasta completar el 20% de la generación del sistema en 2005.

De los Informes Mensuales de CAMESA se dispone del volumen de combustible empleado por estas máquinas, la generación total y el consumo de gas oil.

Para los coeficientes de emisiones se emplearon los publicados en la Primera Comunicación Nacional que coinciden con los indicados por el IPCC (Panel Intergubernamental de Cambio Climático) en 1996.

Finalmente resulta que:

$$\text{Margen de Construcción} = \frac{7.218.750 \cdot 10^3}{19.142.223} = 377,11 \left[ \frac{\text{kg CO}_{2\text{equiv}}}{\text{MWh}} \right]$$

#### Cálculo de Factor de Emisión de Carbono:

Para calcular las emisiones en el escenario de base se determina el factor de emisión de carbono, de acuerdo a lo que se especifica en el Apéndice B, Tipo I -Proyecto de energía renovable categoría **I.D.** – ‘Generación eléctrica renovable conectada a la red’- (UNFCCC, Versión 08, 3 de Marzo de 2006). Será entonces el promedio entre “margen de operación aproximado” y el “margen de construcción”: Ambos márgenes se han calculado de acuerdo a su opción 1.

$$\text{Coeficiente de Emisiones de Carbono} = \frac{\text{Margen de Operación} + \text{Margen de Construcción}}{2} =$$

$$\text{Coeficiente de Emisiones de Carbono} = \left[ \frac{503,38 + 377,11}{2} \right] \cdot \left[ \frac{\text{kg CO}_{2\text{equiv}}}{\text{MWh}} \right] =$$

$$\text{Coeficiente de Emisiones de Carbono} = 440,24 \left[ \frac{\text{kg CO}_{2\text{equiv}}}{\text{MWh}} \right]$$

A partir de este coeficiente se calculan las emisiones totales del escenario de base como el producto entre éste y la energía producida por la actividad de proyecto.

Fecha de finalización de la línea de base: Abril de 2006

Nombre de la persona que determinó la línea de base: Ing. Mariela Beljansky

Organización:	
Calle/Numeración:	Discépolo N° 983
Edificio:	
Ciudad:	Ranelagh
Distrito/Provincia:	Distrito Berazategui/ Provincia Buenos Aires
Código Postal:	B1886DDA
País:	Argentina



Teléfono:	+(54) (11) 42236483.
FAX:	
E-Mail:	<a href="mailto:mbeljansky@eco-energia.com.ar">mbeljansky@eco-energia.com.ar</a>
Webmail:	
Representado por:	
Cargo:	
Título:	Ing.
Apellido:	Beljansky
Segundo nombre:	
Primer nombre:	Mariela
Departamento:	
Celular:	+(54 9 11) 1561597638
FAX Directo:	
Tel. Directo:	+(54) (11) 42236483
E-Mail Personal:	mbeljansky@fi.uba.ar

La Ing. Mariela Beljansky es un consultor para el proyecto MDL, no es un participante del proyecto.



**SECCIÓN C: Duración de la actividad de proyecto / Período de crédito**

**C.1 Duración de la actividad de proyecto de pequeña escala:**

**C.1.1 Fecha de comienzo de la actividad de proyecto de pequeña escala:**

Se espera que la actividad de proyecto comience el 01/01/2008.

**C.1.2 Expectativa de vida útil del proyecto de pequeña escala:**

La vida útil de operación se espera que sea de 30 años, 0 meses.

**C.2 Elección del período de crédito e información relacionada:**

**C.2.1 Período de crédito renovable (al menos (7) años por período de crédito)**

Sí.

**C.2.1.1 Fecha de comienzo del primer período de crédito (DD/MM/AAAA):**

01/01/2008

**C.2.1.2 Duración del primer período de crédito:**

7 años, 0 meses.

**C.2.2 Período de crédito fijo:**

No

**C.2.2.1 Fecha de comienzo:**

N/A

**C.2.2.2 Duración (máx. 10 años):**

N/A

**SECCIÓN D. Aplicación de una metodología y plan de monitoreo****D.1 Nombre y referencia de la metodología de monitoreo aprobada aplicada a la actividad de proyecto de pequeña escala:**

La metodología de monitoreo tal como está definida en el Apéndice B (UNFCCC, Versión 08, 3 de Marzo de 2006) para la categoría: **I.D. ‘Generación eléctrica renovable conectada a la red’** es aplicada a este PDD. Esta metodología involucra la medición de la electricidad generada por la biomasa, la medición de la cantidad de biomasa y de combustible fósil ingresado. La caldera requiere gas natural para el transitorio de arranque y como respaldo, por lo tanto se medirá el gas natural que sea consumido exclusivamente por la planta de generación de electricidad.

**D.2 Justificación de la elección de la metodología y por qué es aplicable a la actividad de proyecto de pequeña escala:**

El proyecto es elegible como proyecto de pequeña escala (ver sección B.2), categoría **I.D. ‘Generación eléctrica renovable conectada a la red’**. La metodología de monitoreo es consistente con la metodología requerida en el Apéndice B (UNFCCC, Versión 08, 3 de Marzo de 2006). La metodología propuesta provee así datos medidos de cantidad de electricidad generada, del gas natural consumido y de la cantidad de biomasa empleada. Con esta información, puede ser hecha una estimación confiable de la cantidad de reducción de emisiones.

**D.3 Datos a ser monitoreados:**

La tabla de abajo incluye las variables que serán monitoreadas para este proyecto.

	Tipo de Dato	Variable Dato	Unidad Dato	Medida (m) Calculada (c) Estimada (e)	Frecuencia de registro	Proporción de datos monitoreados	Archivado de datos (electrónico o papel)	Tiempo de guardar los archivos	Comentarios
1	Energía	Electricidad entregada a la red	MWh	m	Continua	100%	Electrónico y papel	2 años después del fin del período de crédito	Datos del medidor de energía SMEC de la unidad de generación. Mide la energía entregada por la unidad, ya sea para consumo propio en la planta o para la venta al sistema interconectado nacional, descontados sus consumos propios. Sirve para calcular la reducción de emisiones.
2	Combustible	Gas natural	m <sup>3</sup>	m	Continua	100%	Electrónico y papel	2 años después del fin del período de crédito	El dato es relevante en los casos excepcionales en los que se usa gas natural.



3	Combustible	Biomasa: Cáscara de girasol	ton	e	mensual	100%	Electrónico y papel	2 años después del fin del período de crédito	Este dato no es relevante para estimar la reducción de emisiones
4	Combustible	Biomasa: Cáscara de maní	ton	e	mensual	100%	Electrónico y papel	2 años después del fin del período de crédito	Este dato no es relevante para estimar la reducción de emisiones
5	Factor de emisiones	Coefficiente	ton CO <sub>2</sub> equiv/ MWh	c	Al comienzo de cada período de crédito	100%	Electrónico y papel	2 años después del fin del período de crédito	Se calcula al comienzo de cada período de crédito. Es el promedio entre el margen operativo y el margen de construcción. Se calcula a partir de valores publicados por CAMMESA

Los datos serán relevados de la siguiente forma:

- La generación de electricidad será medida y monitoreada por el Sistema de Medición Comercial (SMEC) ubicado a la salida de la unidad de generación de acuerdo a la regulación argentina. Ésta determina que la medición releva las variables controladas cada 15 minutos. Reporta diariamente, de manera automática, al centro de despacho de CAMMESA.
- El uso de gas natural durante situaciones excepcionales como el transitorio de arranque de la caldera cancela una medida de reducción de emisiones. El consumo de gas natural de la planta de bio energía será tenido en cuenta y reflejado en el cálculo final de las reducciones de emisiones. La cantidad de gas natural será medida y monitoreada por un medidor de gas exclusivo de las siguientes características:
  - Elemento primario:  
Placa orificio diseñada para pasaje de gas natural de red a presión reducida. La norma de diseño es ISO 5167 – 1979 (E)  
caudal máximo de diseño 5400 Nm<sup>3</sup>/h  
caudal de diseño 3817 Nm<sup>3</sup>/h  
diámetro del conducto 202,7 mm  
diámetro del orificio 101,35 mm  
relación beta 0,5  
presión diferencial para caudal máximo 853 mmca  
presión diferencial para caudal de diseño 583 mmca  
temperatura de diseño 25 °C  
presión de diseño 4 kg./cm<sup>2</sup>
  - Sensor de transmisión:  
corresponde a un sensor de presión diferencial marca ABB.  
rango de operación normal 0 – 100 mbar
- La estimación de la cáscara utilizada en la combustión se estima de acuerdo al siguiente esquema:
  - 1) se conoce la cantidad de vapor producida gracias a la existencia de una placa orificio a la salida del domo.



- 2) se estima el rendimiento de energía térmica, es decir cuántas toneladas de vapor a 21 bar se obtienen a partir de 1 tonelada de biomasa (ese valor está entre 5/5,2). Se puede estimar entonces las toneladas de cáscara quemada.
- 3) se conoce el valor promedio de cáscara de girasol recibida desde la línea propia (es aproximadamente el 20-21 % de las toneladas de girasol empleadas en la producción de aceite)
- 4) por diferencia se obtiene la cantidad de cáscara de maní empleada en la combustión, que se contrasta con la cantidad estimada de cáscara de maní que se encuentra acopiada en los silos australianos
- 5) La estimación de cáscara de maní ingresada a la planta de aceite se realiza mediante el conteo de la cantidad de camiones ingresados y conociendo la capacidad de dichos camiones.

Este control se hace en detalle en forma mensual, y se estima diariamente.

### Datos perdidos

Eventualmente, los datos perdidos sólo son relevantes en caso en que los medidores de energía eléctrica estén temporariamente dañados. En las plantas de generación en Argentina, hay tres medidores, uno principal, uno de respaldo (ambos miden los intercambios del agente con el sistema eléctrico nacional) y un tercero que tiene como objeto específico la medición de la producción de la unidad de generación descontado sus propios consumos auxiliares. Si el medidor que opera como principal está fuera de servicio, los otros permiten reconstruir los datos faltantes siendo el respaldo de la medición.

En caso de que se pierdan los datos de la energía generada, no se podrán contabilizar las emisiones ahorradas de gases de efecto invernadero.

### Incertidumbre en la medición.

Según lo especifica la normativa argentina, la energía generada se mide con instrumentos de medición Clase 0,5s<sup>6</sup>. Hay tres medidores que permiten contabilizar la energía generada. Por consiguiente la incertidumbre de la medición es muy baja.

En el caso excepcional de usar gas natural (por ejemplo, transitorio de arranque) se medirá la cantidad de gas natural utilizado. El medidor es exclusivo para el gas de ingreso a la caldera. La incertidumbre en la medición es muy baja.

La actividad de proyecto es generar energía eléctrica a partir de cáscara de maní y girasol y no se espera que la planta opere con gas natural salvo en un caso excepcional.

En el caso de la biomasa empleada en la combustión se trata de valores estimados. Para estimar las emisiones ahorradas, no hace falta una cuantificación exacta de dicha variable. Este dato sirve para evaluar el rendimiento de la unidad (cantidad de biomasa necesaria para generar un kWh) y detectar posibles deficiencias.

---

<sup>6</sup> Resolución Secretaría de Energía 472/98

**D.4 Explicación cualitativa de cómo el control de calidad (CC) y los procedimientos de aseguramiento de la calidad estarán bajo su responsabilidad**

<b>Procedimientos de Control de Calidad (CC) y de Aseguramiento de la Calidad (AC) comprometidos para el monitoreo de variables</b>		
<b>Dato</b>	<b>Nivel de incertidumbre de la variable (Alto/Medio/bajo)</b>	<b>Explicación de los procedimientos de CC/AC planificados para estos datos o la razón por la cual estos procedimientos no son necesarios.</b>
1	Bajo	Estos datos se usarán para calcular las emisiones ahorradas.
2	Bajo	Estos datos se usarán para calcular las emisiones del proyecto.
3	Medio	Este dato no se usa para calcular el ahorro de emisiones
4	Medio	Este dato no se usa para calcular el ahorro de emisiones

Los siguientes procedimientos serán aplicados:

- El parámetro principal a monitorear es la electricidad generada. Como esto es realizado por medidores confinados precintados, sellados y certificados, se asegura la precisión de la medición. Estos medidores no pueden ser manipulados. Hay tres medidores que relevan cada 15 minutos. Diariamente CAMMESA consulta a través de la red telefónica los estados de los medidores. El mantenimiento del equipo de medición (monitoreo) de la generación de energía eléctrica es realizado por un agente autorizado. Cuando el medidor principal y/o el de respaldo y/o el específico de la unidad de generación y/o algunas de sus componentes se encuentra fuera del límite aceptable de precisión o no funciona correctamente, debe ser reparado, recalibrado o reemplazado por AGD, lo antes posible. La normativa del sector eléctrico especifica plazos perentorios para llevar adelante esto. Caso contrario se aplican fuertes sanciones.
- La veracidad de la información es certificada por CAMMESA. Ésta coteja los resultados obtenidos de las mediciones relevadas en los medidores de los restantes agentes del MEM y en los sistemas de operación en tiempo real.
- El electrofiltro es mantenido anualmente. Anualmente se efectúan mediciones de material particulado y emisiones en ductos de la chimenea, antes y después del filtro para verificar su correcto funcionamiento.
- La performance de los equipos de generación será revisada anualmente.

Todas las variables de estado de la planta de generación reportarán a la sala de control en donde se contará con un software de supervisión. En pantallas se podrá ver el estado de todas las variables y elementos que constituyen la planta de generación. Entre otras cosas se tiene la característica del vapor producido, de la generación de energía eléctrica total y de la entregada a la red, los consumos de electricidad auxiliar de la planta y el consumo de gas de la misma. Diariamente se imprimirán los datos del día anterior y se archivarán durante 9 años. El software de supervisión almacena automáticamente y durante dos meses los datos. Mensualmente se tomarán los datos de dicho software y se pasarán a una planilla de cálculo para su archivo electrónico final.

**D.5 Describir someramente la estructura de operación y gerenciamiento que el participante del proyecto implementará a fin de monitorear la reducción de emisiones y los efectos de las fugas generadas por la actividad del proyecto:**



El sector de Servicios de la Planta de Aceite será el encargado de operar la planta de generación y de monitorear la reducción de emisiones y los efectos de las fugas generadas por la actividad. Este sector cuenta actualmente con 31 personas, de las cuales 20 trabajan en turnos rotativos. La planta funciona las 24 hs.

La persona responsable de la operación de la planta de bio energía y del monitoreo de las variables será el Ing. Fabián La Valle. (Ver Anexo I)

**D.6 Nombre de la persona/entidad responsable de la metodología de monitoreo:**

Ing. Mariela Beljansky (ver Anexo 1).

**SECCIÓN E: Estimación de emisiones de gases de efecto invernadero por fuentes****E.1 Fórmula utilizada:****E.1.1 Fórmula seleccionada tal como estaba previsto en el Apéndice B:**

No aplicable, ya que no hay fórmula incluida en el Apéndice B.

**E.1.2 Descripción de la fórmula cuando no estaba provista en el Apéndice B:****E.1.2.1 Describa la fórmula utilizada para estimar emisiones antropogénicas por fuente de gases de efecto invernadero debidas a la actividad de proyecto dentro de los límites del mismo (para cada gas, fuente, fórmula/algorithm, emisiones en unidades de CO<sub>2</sub>equivalente):**

El proyecto es de generación de energía basada en biomasa, neutro respecto del CO<sub>2</sub>. La planta está diseñada para entregar electricidad para consumo propio de AGD y/o para la red. Debido a la necesidad de gas natural para situaciones excepcionales, se medirá el consumo de este combustible fósil. Las emisiones que se generen, dentro de los límites del proyecto, como consecuencia del empleo de gas natural para generación serán descontadas. La cuantificación de las emisiones de gases de efecto invernadero como consecuencia del uso de gas natural para generación eléctrica será el producto entre el volumen de gas empleado (en decímetros cúbicos) y el coeficiente de emisiones del gas natural (2,10 ton CO<sub>2</sub>/dam<sup>3</sup>).

Durante la operación normal de la planta (a partir de biomasa) no se espera que haya emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero debidas a la actividad del proyecto que se generen dentro de los límites del proyecto. Para mayor información ver sección B.3.

**E.1.2.2 Describa la fórmula usada para estimar las fugas debidas a la actividad de proyecto, cuando sea requerido, para la categoría aplicable al proyecto de acuerdo al Apéndice B de Modalidades y Procedimientos Simplificados para actividades de proyectos MDL de pequeña escala:**

Las fugas han sido evaluadas de acuerdo con la definición del Apéndice B (UNFCCC, Versión 08, 3 de Marzo de 2006) para la categoría **I.D.** ‘Generación eléctrica renovable conectada a la red’. ‘Las Fugas deben ser consideradas si el equipamiento de generación de energía es transferido de otra actividad o si el equipamiento existente es transferido a otra actividad’. El proyecto propuesto no está dentro de este contexto, por lo tanto no se han tenido en cuenta fugas (L = 0).

Por otro lado se han evaluado las emisiones fuera de los límites del proyecto y se ha concluido que pueden considerarse nulas. (Ver B.4)

**E.1.2.3 La suma de E.1.2.1 y E.1.2.2 representa las emisiones de la actividad de proyecto de pequeña escala:**

Emisiones de la actividad de proyecto = Volumen de gas (dam<sup>3</sup>) x Coef. de emisión del gas (2,10 ton CO<sub>2</sub>/dam<sup>3</sup>).



Para el Coeficiente de emisión del gas se ha considerado el publicado en la Primera Comunicación Nacional que coincide con el valor publicado por el IPCC (Panel Intergubernamental de Cambio Climático) en 1996.

**E.1.2.4 Describa la fórmula usada para estimar las emisiones antropogénicas por fuente de gases de efecto invernadero en la línea de base usando la metodología de la línea de base para la categoría aplicable al proyecto de acuerdo al Apéndice B de Modalidades y Procedimientos Simplificados para actividades de proyectos MDL de pequeña escala:**

La línea de base propuesta basada en el Apéndice B de Modalidades y Procedimientos Simplificados para actividades de proyectos MDL de pequeña escala (UNFCCC, Versión 08, 3 de Marzo de 2006) corresponde a la Opción (a): El promedio entre “margen de operación aproximado” y el “margen de construcción”, donde:

- (i) El “margen de operación aproximado” es el promedio ponderado de emisiones (en kg CO<sub>2equiv</sub>/kWh) de todas las fuentes de generación que están sirviendo al sistema, excluyendo hidro, geotérmica, eólica, bajo costo de biomasa, nuclear y generación solar;
- (ii) El “margen de construcción” es el promedio ponderado de emisiones (en kgCO<sub>2equiv</sub>/kWh) de la capacidad adicional reciente del sistema, cuyas capacidades adicionales se definen como (en MW) el 20% más reciente de plantas existentes o las 5 plantas más recientes. De estas dos opciones debe tomarse la de mayor generación anual. En caso de que el 20% caiga en parte de la capacidad de una planta, la planta será incluida en el cálculo. Deben excluirse las unidades de generación que han sido registradas como actividad MDL.

#### Cálculo de Margen de Operación:

Según se especifica en el Apéndice, Tipo I -Proyecto de energía renovable- categoría **LD**. –‘Generación eléctrica renovable conectada a la red’- (UNFCCC, Versión 08, 3 de Marzo de 2006), opción 1, el margen de operación se calculará como el promedio de 3 años de las emisiones que son el producto entre los volúmenes de combustibles empleados por la generación térmica convencional (no nuclear) y los coeficientes de emisiones respectivos. Se deberán tomar las más recientes estadísticas disponibles al momento de la confección del presente documento.

Por lo tanto el “margen de operación aproximado” será las emisiones totales ponderadas por la generación de todas las fuentes de generación que están, en 2005, 2004 y 2003 sirviendo al sistema, excluyendo hidro, geotérmica, eólica, bajo costo de biomasa, nuclear y generación solar.

$$\text{Margen de Operación} = \frac{\sum_{i=1}^{\text{hasta completar todos los combustibles}} \left[ \sum_{j=1}^{\text{hasta completar todo el parque}} (\text{Volumen de Combustible})_{i,j} \times (\text{Coeficiente de Emisión})_{i,j} \right]}{\sum_{j=1}^{\text{hasta completar el parque}} (\text{Energía térmica})_j}$$

Siendo, *i* tipo de combustible (gas natural, fuel oil, gas oil y carbón mineral) consumido por cada una de las *j* unidades de parque térmico.



De los Informes Mensuales de CAMMESA se dispone del volumen de combustible empleado y la generación por tipo de central (térmica, nuclear, hidroeléctrica, e importaciones y exportaciones). En todos los casos se analiza los años 2005, 2004 y 2003.

Para los coeficientes de emisiones se emplearon los publicados en la Primera Comunicación Nacional, que coinciden con los indicados por el IPCC (Panel Intergubernamental de Cambio Climático) en 1996. Se toma entonces:

Fuente (*)	Índice (c)
Carbón Mineral (a)	<b>2,54</b>
Fuel Oil (a)	<b>3,44</b>
Gas Natural (b)	<b>2,10</b>
Gas Oil (a)	<b>3,36</b>

(\*)IPCC, 1996 e Inventario Argentino de emisiones, 1999.

#### Referencias:

- carbón, fuel oil y gas oil en toneladas
- gas natural en decímetros cúbicos
- el valor índice corresponde a las emisiones de CO<sub>2</sub> (en toneladas) por tonelada de combustible (carbón, fuel oil o gas oil) o decímetro cúbico de gas natural

Finalmente resulta que:

$$\text{Margen de Operación} = \frac{68.567.563}{136.216} = 503,38 \left[ \frac{\text{kg CO}_{2\text{equiv}}}{\text{MWh}} \right]$$

#### Cálculo de Margen de Construcción:

Según lo indicado en el Apéndice, Tipo I- Proyecto de energía renovable- categoría **LD**. –‘Generación eléctrica renovable conectada a la red’- (UNFCCC, Versión 08, 3 de Marzo de 2006), opción 1, el “margen de construcción” es el promedio ponderado de emisiones (en kg CO<sub>2equiv</sub>/MWh) de la capacidad adicional reciente del sistema, cuyas capacidades adicionales (en MW) se definen como el 20% más reciente de plantas existentes o las 5 plantas más recientes. Las emisiones son el producto entre los volúmenes de combustibles empleados por la generación térmica convencional y los coeficientes de emisión respectivos. En la siguiente tabla se presenta generación que se ha adicionado al sistema hasta completar el 20% de la energía generada por el sistema en 2005. Puede observarse que las últimas 5 plantas representaron un aporte de menos de 1% de la generación en 2005.

Se consideró como fecha de ingreso cuando la unidad fue habilitada comercialmente. Este dato se obtuvo de la información publicada por CAMMESA.



#	Habilitación Comercial		Central	Tipo	Generación acumulada [MWh año]	Participación acumulada respecto de la generación 2005
	Año	Mes				
1	2005	nov	Arcor M Seveso	CC	28.945	0,03%
2	2004	jun	Consorcio Potrerillos (Cacheuta N)	Hidráulica	403.682	0,47%
3	2004	abr	CT San Nicolás	TG	-	0,47%
4	2003	nov	Autogenerador Shell	TG	99.183	0,58%
5	2003	jun	CT Pluspetrol Norte	TG	86.137	0,67%
6	2002	ago	Consorcio Potrerillos (El Carrizal)	Hidráulica	80.034	0,76%
7	2002	nov	Petrolera Chevron San Jorge	MTG	-	0,76%
8	2002	jun	CT Pluspetrol Norte	TG	86.137	0,85%
9	2002	ago	CT San Miguel de Tucumán	CC	757.409	1,67%
10	2001	nov	C.T. AES Paraná	CC	4.182.800	6,21%
11	2001	ago	Ave Fénix Energía SA	TG	-	6,21%
12	2001	jun	Dock Sud	CC	3.809.281	10,34%
13	2000	sep	Autogenerador Entre Lomas	TG	12.922	10,36%
14	2000	may	CT Puerto Nuevo	CC	2.790.569	13,38%
15	2000	feb	CT Tucumán	CC	859.635	14,32%
16	2000	ene	Agua del Cajón	CC	1.303.922	15,73%
17	1999	dic	Pichi Picún Leufú	Hidráulica	1.177.263	17,01%
18	1999	sep	Central Dique	TG	6.320	17,02%
19	1999	jul	CT Costanera (*)	CC	1.890.205	19,07%
19	1999	ene	CT Costanera (**)	TG	1.561.782	20,76%

Fuente: Informe Mensual CAMMESA. Elaboración propia.

(\*) C. COSTANERA. Ingreso de TV10 de 320 MW, con la que se competa el ciclo combinado. Esta unidad se conecta a barras de 220 kV. Habilitada comercialmente desde 01/07/99.

(\*\*) C. COSTANERA. TG9 de 264 MW habilitada comercialmente el 15/01/99. Segunda TG que conformará luego el ciclo combinado de la central.

De los informes mensuales se obtiene la generación de cada una de estas unidades y el volumen de gas oil consumido.

En cuanto al Consumo unitario cuando la unidad térmica emplea combustible alternativo al gas natural -como el gas oil- se toma el consumo unitario publicado por CAMMESA para el empleo de la unidad con gas natural. Cuando se necesita operar las unidades con gas oil, en algunas ocasiones se arranca la máquina con un mix de gas natural y gas oil. Las proporciones son cambiantes en función del nivel de carga de la máquina y la disponibilidad de gas natural. En todos los casos la incorporación de gas oil en el combustible de la unidad desmejora el rendimiento en alrededor de un 10%. Así es que, asumiendo un criterio conservador, se toma el mismo consumo unitario para gas oil y gas natural.

La generación de energía eléctrica a partir de gas oil, se calcula a partir del dato publicado del volumen de gas oil consumido por agente y asumiendo, como se dijo, de manera conservadora<sup>7</sup> el mismo consumo unitario que cuando se emplea gas natural.

En lo que hace a la generación de los autoprodutores que ingresaron en los últimos años, y en aras de sostener un criterio conservador, se toma sólo el intercambio con la red y no la generación neta de la unidad, ya que sólo se tienen datos públicos de los intercambios con la red nacional.

<sup>7</sup> El consumo unitario de combustible alternativo al de diseño es mayor.



Por lo tanto el “margen de construcción aproximado” será las emisiones totales ponderadas por la generación adicional al sistema, hasta completar el 20% de la generación del sistema en 2005.

$$\text{Margen de Construcción} = \frac{\sum_{i=1}^{\text{hasta completar los tipos de combustibles}} \left[ \frac{\sum_{j=1}^{\text{de capacidad adicional hasta completar el 20\% del sistema}} (\text{Volumen de Combustible})_{i,j} \times (\text{Coeficiente de Emisión})_{i,j}}{\sum_{j=1}^{\text{de capacidad adicional hasta completar el 20\% de la demanda}} (\text{Energía térmica})_j} \right]}{1} =$$

Siendo,  $i$  tipo de combustible (en este caso sólo gas natural y gas oil) consumido por cada una de las  $j$  unidades que se han adicionado al sistema hasta completar el 20% de la generación del sistema en 2005.

De los Informes Mensuales de CAMMESA se dispone del volumen de combustible empleado para estas máquinas, la generación total y el consumo de gas oil.

Para los coeficientes de emisiones se emplearon los publicados en la Primera Comunicación Nacional que coinciden con los indicados por el IPCC (Panel Intergubernamental de Cambio Climático) en 1996. Finalmente resulta que:

$$\text{Margen de Construcción} = \frac{7.218.750 \times 10^3}{19.142.223} = 377,11 \left[ \frac{\text{kg CO}_{2\text{equiv}}}{\text{MWh}} \right]$$

#### Cálculo de Factor de Emisión de Carbono:

Para calcular las emisiones en el escenario de base se determina el factor de emisión de carbono, de acuerdo a lo que se especifica en el Apéndice, Tipo I -Proyectos de energía renovable- **I.D.**: ‘Generación eléctrica renovable conectada a la red’ (UNFCCC, Versión 08, 3 de Marzo de 2006). Será entonces el promedio entre “margen de operación aproximado” y el “margen de construcción”. Ambos márgenes se han calculado de acuerdo a su opción 1.

$$\text{Coeficiente de Emisiones de Carbono} = \frac{\text{Margen de Operación} + \text{Margen de Construcción}}{2} =$$

$$\text{Coeficiente de Emisiones de Carbono} = \left[ \frac{503,38 + 377,11}{2} \right] \cdot \left[ \frac{\text{kg CO}_{2\text{equiv}}}{\text{MWh}} \right] =$$

$$\text{Coeficiente de Emisiones de Carbono} = 440,24 \left[ \frac{\text{kg CO}_{2\text{equiv}}}{\text{MWh}} \right]$$

A partir de este coeficiente se calculan las emisiones totales del escenario de base como el producto entre éste y la energía producida por la actividad de proyecto.

Finalmente, la siguiente fórmula es usada para estimar el total de emisiones que habría si el proyecto no existiera.



$$\text{Emisiones escenario de base} = \sum_{n=1}^{\text{hasta completar 21 años}} (\text{Volumen de energía generada})_n \times (\text{Coeficiente de Emisión de Carbono})_n =$$

En donde:

$\sum_{n=1}^{\text{hasta completar 21 años}}$  Es la sumatoria a lo largo de los 21 años (período de crédito) del Volumen de la energía generada en cada uno de los  $n$  años por la unidad de bio energía (en MWh). Esta energía ya tiene descontada la que consume para auxiliares. La energía se multiplica por el Factor de emisión de carbono en el escenario de la línea de base (en kg CO<sub>2equiv</sub>/MWh).

**E.1.2.5 La diferencia entre E.1.2.4 y E.1.2.3 representa la reducción de emisiones gracias a la actividad de proyecto durante un período determinado:**

$$\begin{aligned} \text{Emisiones reducidas} = & \left( \sum_{n=1}^{\text{hasta completar 21 años}} (\text{Volumen de energía generada})_n \times (\text{Coeficiente de Emisión de Carbono})_n \right) - \\ & \left( \sum_{n=1}^{\text{hasta completar 21 años}} (\text{Volumen de gas empleado})_n \times (\text{Coeficiente de Emisión de Gas})_n \right) \end{aligned}$$

La reducción de emisiones gracias a la actividad de proyecto será entonces el producto de la energía total generada por la planta y el coeficiente de emisiones del escenario de base (son las emisiones que hubieran existido en el sistema) descontadas las emisiones que se generan cuando se emplea gas natural en la planta de bio energía.

Dado que el gas natural sólo se empleará en forma excepcional, por ejemplo, durante el transitorio de arranque se asume que las emisiones de la actividad de proyecto equivalen al 2% de las emisiones que se evitarían si sólo se generara a partir de biomasa.

**E.2 Tabla de valores obtenidos cuando se aplica la fórmula de arriba:**

La fórmula incluida arriba se usa para calcular la cantidad de reducción de emisiones por MWh para cada uno de los períodos de créditos. Para el primer período de crédito se espera:

Año	Emisiones en la línea de base	Emisiones de proyecto (2% de las emisiones del escenario de base)	Reducción de Emisiones
	[ton CO <sub>2equiv</sub> ]		
2008	28.462,63	569,25	27.893,38
2009	28.462,63	569,25	27.893,38
2010	28.462,63	569,25	27.893,38
2011	28.462,63	569,25	27.893,38
2012	28.462,63	569,25	27.893,38
2013	28.462,63	569,25	27.893,38
2014	28.462,63	569,25	27.893,38

**SECCIÓN F. Impacto ambiental****F.1 Si es requerido por la parte anfitriona, documentación del análisis de impacto ambiental de la actividad de proyecto:**

De acuerdo a la regulación de la provincia de Córdoba, la Agencia Córdoba Ambiente Sociedad del Estado es quien tiene competencia en todo lo inherente a la coordinación y ejecución de las acciones tendientes a la protección del ambiente.

El decreto 2131/00 en sus páginas 5 y 7 establece que los proyectos de generación menores a 100 MW deben presentar un Aviso de proyecto con información relevante del mismo, para que la Agencia Córdoba Ambiente Sociedad del Estado decida si es necesario un Estudio de Impacto Ambiental.

Por otro lado el Ente Nacional Regulador de la Electricidad requiere por tratarse de un autogenerador la Implementación de un Sistema de Gestión Ambiental y control de emisiones a la atmósfera (resoluciones ENRE 0013/1997; 881/1999; 555/2001 y Secretaría de Energía 108/2001).

En ausencia de un estudio de impacto ambiental completo al momento de confeccionarse este documento, se adelantan aquí los resultados más relevantes del preliminar de dicho estudio que ha sido realizado por Ingeniería Laboral y Ambiental S.A.:

- Emisiones al aire
- Residuos sólidos
- Agua utilizada
- Emisiones al agua

**Emisiones al aire**

La biomasa emite considerablemente menos NOx en comparación con el carbón, fuel oil, diesel oil y gas natural y menos SOx que el que emite el carbón, fuel oil y diesel oil.

Este proyecto evita la quema a cielo abierto de la biomasa, disminuyendo la generación de dioxinas y furanos. La combustión en la caldera es un proceso más controlado y con filtros que permiten que los gases que se emiten al ambiente estén dentro de valores aceptables y muy inferiores a los que se producen en una combustión a cielo abierto. Las dioxinas y los furanos son similares y se tratan de una familia de compuestos químicamente muy estables, muy similares estructuralmente entre sí. También se los llama la hormona ambiental, ya que afecta el desarrollo normal y el crecimiento de aves, peces, reptiles, anfibios y mamíferos incluyendo los humanos. Además, produce efectos negativos sobre el sistema nervioso central, el sistema inmunitario, el sistema hormonal endócrino (todas las glándulas de secreción interna, como la hipófisis, por ejemplo) y el reproductivo, impidiendo el desarrollo de los juveniles (crías) y causando una gran variedad de cánceres.

**Residuos sólidos**

Las partículas sólidas (cenizas) son propias de cada combustible. La cáscara de girasol genera un 3% en peso de cenizas y la cáscara de maní genera un 5% en peso de cenizas. Se espera entonces que aproximadamente el 4,4% del peso total de la biomasa quemada se convierta en cenizas.



La configuración de las corrientes de aire para completar la combustión origina dos clases de cenizas, las llamadas cenizas del hogar que son gruesas y pesadas y las cenizas finas y livianas que se trasladan con los gases de combustión hacia la salida por la chimenea.

Las cenizas del hogar, similares a una arena gruesa color gris a marrón, se retiran mediante un sistema de vibrado de cada una de las dos grillas. Este movimiento está prefijado en la operación. A través de un transporte de cadena se las depositan en acoplados con tolva.

Las cenizas finas tienen dos tipos de descarga en forma continua: una por cambio de dirección, en la que quedan en tolvas y luego caen por gravedad hasta un transporte colector y otra a través del electrofiltro. Las cenizas livianas que superaron los cambios de dirección siguen viajando por los conductos hasta que las captura el electrofiltro basado en la ionización de las partículas. Aplicando una diferencia de potencial de 45 kV entre placas colectoras y un electrodo central, logra que se orienten eléctricamente las partículas depositándose sobre las placas. Simultáneamente y a través de un programa, se aplican determinados golpes sobre las placas y por gravedad las cenizas caen a una tolva para luego ser retiradas por transportes de cadena.

El aspecto de la ceniza fina es como de un polvo de color blanco a grisáceo.

Las cenizas así obtenidas se dividen en finas y gruesas. Las cenizas finas se utilizan como fertilizante debido a su alto contenido de nutrientes, en tanto que las restantes se usan para relleno de terrenos y/o caminos propios dentro de la planta de aceite o en los campos de AGD.

### **Uso de agua**

Con una capacidad máxima de producción de vapor de 120 ton/h, el consumo de agua en caldera oscilará entre 125/128 ton/h ( $m^3/h$ ) de agua de partida. El agua se extrae de napas subterráneas (pozos) y se le hace un tratamiento para quitarle las sales. Está previsto que una vez iniciado el ciclo de producción y transporte de vapor retornen como condensados entre el 48-55% del total de vapor producido. Esto significa que se deben reponer al ciclo entre 58-65  $m^3/h$  de agua tratada y fría. La diferencia entre el agua de partida y el agua de reposición al ciclo es el efluente de ósmosis (tratamiento utilizado para retirar las sales del agua de partida). Como se mencionó antes en la actualidad AGD produce el vapor necesario para sus procesos, con la actividad de proyecto -generación de energía eléctrica renovable conectada a la red- el consumo de agua se incrementará en un 30-35% debido a la mayor y mejor calidad del vapor necesario para generar la energía eléctrica.

### **Emisiones al agua**

Las purgas de caldera se reúnen con el resto de los efluentes acuosos de la planta de aceite y se derivan a un tratamiento biológico.

**SECCIÓN G. Comentarios de las partes interesadas****G.1 Descripción sucinta de cómo se ha invitado a las partes interesadas locales a hacer sus comentarios y cómo se los ha compilado.**

Se ha confeccionado un resumen ejecutivo y un formulario de encuesta, además de una carta que fue dirigida a cada entidad y/o persona consultada en la que se les explica la importancia de sus comentarios y se les indica a quién deben enviar la encuesta completa y debidamente firmada. Este mecanismo permitió a AGD un mayor acercamiento a su comunidad y abrió mucho interés en los consultados.

El resumen ejecutivo que se entregó consta de dos partes:

**Primera parte:** Consiste en una explicación de los conceptos generales del efecto invernadero, las acciones internacionales que se han tomado: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el protocolo de Kyoto, el Mecanismo para un Desarrollo Limpio y por último el marco institucional nacional.

**Segunda parte:** Es la descripción del proyecto de Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la planta de Aceitera General Deheza S.A. gracias a la generación de electricidad que usa como combustible cáscara de maní y girasol, ambos residuos agroindustriales de la zona.

La consulta se realizó durante el mes de Marzo de 2006. Los primeros días de abril se han recibido las respuestas de dichas encuestas.

Los consultados fueron:

- La Municipalidad de General Deheza
- El Hospital de la comunidad
- La Asociación de Bomberos Voluntarios de General Deheza
- La Cooperadora Policial
- La escuela primaria
- La escuela secundaria
- La parroquia Nuestra Sra. de la Asunción
- La Mutual de las comunidades (Asociación privada)
- Particulares:
  - Farmacia
  - Gomería
  - Estudio de ingeniería
  - Industria Caffarati

**G.2 Resumen de los comentarios recibidos:**

Todas las encuestas fueron respondidas y con comentarios absolutamente positivos. Los comentarios reflejan un gran interés por el cuidado del medioambiente y que están orgullosos de que un proyecto a realizarse en su comunidad pueda enmarcarse dentro de mecanismos internacionales para mitigar el cambio climático que consideran es un problema de todos.

En todos los casos consideran que el proyecto contribuirá a lograr un desarrollo sustentable de la región y de la Argentina.



El tema de la quema a cielo abierto de la cáscara de maní, es un tema muy preocupante y pendiente de solución y por lo tanto reciben muy positivamente el proyecto porque contribuirá a disminuir esta práctica tan contaminante

**G.3 Reporte de cómo se han tenido en cuenta los comentarios recibidos:**

Al ser todos los comentarios muy positivos no hizo falta tenerlos particularmente en cuenta.



---

**Anexo 1**

---

**INFORMACIÓN DE CONTACTO DE LOS PARTICIPANTES DE LA ACTIVIDAD DE PROYECTO****Descripción de Aceitera General Deheza S.A. (AGD)**

**Aceitera General Deheza S.A.** es una empresa argentina, de capitales privados, fundada en el año 1948 que opera en la industrialización de semillas oleaginosas. Apuesta, con fuerte convicción, al desarrollo y la producción dentro del sector agroindustrial para abastecer una demanda global creciente y proyectarse al futuro. Contribuye con más del 13% de las exportaciones de la industria aceitera.

Aceitera General Deheza S.A. procesa las semillas oleaginosas pudiendo operar con soja, girasol y maní en forma simultánea a través de sus tres líneas de extracción multi semillas, transforma los aceites vegetales crudos en comestibles dentro de su moderna refinería, y almacena los aceites y semillas procesadas. El complejo incluye, también, una planta automatizada de envasado de aceites, produciendo sus propias botellas de PET y tapas de Polietileno. Estas instalaciones cuentan con certificaciones bajo las normas de aseguramiento de calidad ISO 9001.

Las empresas que constituyen el grupo AGD son:

- Aceitera General Deheza S.A.
- Aceitera Chabás S.A.I.C.
- Niza S.A.
- Terminal 6 (Puerto – Industria)
- NCA (Ferrocarril)

Además de abastecer el mercado local, AGD se posicionó sólidamente en el MERCOSUR a través de la apertura de oficinas en los países miembros, y se consolidó en el mercado internacional exportando sus productos a más de 45 países en los 5 continentes. El 50% de la facturación actual proviene de sus clientes en el exterior.

AGD articula todas las etapas del proceso, desde el cultivo y la molienda de oleaginosas hasta el envasado de productos bajo normas de calidad ISO 9001. Se trata de una empresa sólidamente integrada y con un perfil tecnológico de alta competitividad.

Este grupo industrial mantiene su sede central en la localidad de General Deheza y ocupa a más de 2000 personas.

El grupo industrial liderado por Aceitera General Deheza produce aceites crudos de soja, girasol y maní; aceites refinados y envasados; proteínas vegetales; maní apto para consumo humano (HPS) y blanchado (maní pelado); manteca de maní; mayonesas; salsas, aderezos y alimentos bebibles de soja orgánica y jugos de frutas.

Además, explota establecimientos agropecuarios propios, arrendados y en asociación con terceros productores, y brinda servicios ferroviarios y portuarios.

AGD llegó a facturar, en el ejercicio 2003/4, cerca de 1.100 millones de dólares si se computan los totales en concepto de exportaciones y de ventas en el mercado local.

**Información de contacto de los participantes en la actividad de proyecto:**

Organización:	Aceitera General Deheza S.A.
Calle/Numeración:	Int. Adrián P. Urquía N° 149
Edificio:	
Ciudad:	General Deheza
Distrito/Provincia:	Departamento Juarez Celman/ Provincia Córdoba
Código Postal:	X5923CBC
País:	Argentina
Teléfono:	+(54) (358) 4955100
FAX:	+(54) (358) 4951100
E-Mail:	
Webmail:	
Representado por:	
Cargo:	Presidente
Título:	Sr.
Apellido:	Urquía
Segundo nombre:	Alberto
Primer nombre:	Adrián
Departamento:	
Celular:	
FAX Directo:	
Tel. Directo:	
E-Mail Personal:	

Organización:	Aceitera General Deheza S.A.
Calle/Numeración:	Int. Adrián P. Urquía N° 149
Edificio:	
Ciudad:	General Deheza
Distrito/Provincia:	Departamento Juarez Celman/ Provincia Córdoba
Código Postal:	X5923CBC
País:	Argentina
Teléfono:	+(54) (358) 4955100
FAX:	+(54) (358) 4951100
E-Mail:	rsandri@agd.com.ar
Webmail:	www.agd.com.ar
Representado por:	
Cargo:	Gerente de compras y suministros
Título:	C.P.N.
Apellido:	Sandri
Segundo nombre:	Atilio
Primer nombre:	Raúl
Departamento:	
Celular:	
FAX Directo:	
Tel. Directo:	
E-Mail Personal:	



Organización:	Aceitera General Deheza S.A.
Calle/Numeración:	Int. Adrián P. Urquía N° 149
Edificio:	
Ciudad:	General Deheza
Distrito/Provincia:	Departamento Juarez Celman/ Provincia Córdoba
Código Postal:	X5923CBC
País:	Argentina
Teléfono:	+(54) (358) 4955122
FAX:	+(54) (358) 4951100
E-Mail:	flavalle@agd.com.ar
Webmail:	www.agd.com.ar
Representado por:	
Cargo:	Jefe de Servicios de Planta
Título:	Ing.
Apellido:	La Valle
Segundo nombre:	
Primer nombre:	Fabián
Departamento:	
Celular:	
FAX Directo:	
Tel. Directo:	
E-Mail Personal:	

Organización:	
Calle/Numeración:	Discépolo N° 983
Edificio:	
Ciudad:	Ranelagh
Distrito/Provincia:	Distrito Berazategui/ Provincia Buenos Aires
Código Postal:	B1886DDA
País:	Argentina
Teléfono:	+(54) (11) 42236483.
FAX:	
E-Mail:	<a href="mailto:mbeljansky@eco-energia.com.ar">mbeljansky@eco-energia.com.ar</a>
Webmail:	
Representado por:	
Cargo:	
Título:	Ing.
Apellido:	Beljansky
Segundo nombre:	
Primer nombre:	Mariela
Departamento:	
Celular:	+(54 9 11) 1561597638
FAX Directo:	
Tel. Directo:	+(54) (11) 42236483
E-Mail Personal:	mbeljansky@fi.uba.ar



**Anexo 2**

---

**INFORMACIÓN REFERENTE A FONDOS PÚBLICOS**

No hay previstos fondos públicos para la financiación del proyecto.