

“APLICACIÓN DE PROYECTOS DE MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO  
(MDL), EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES  
INDUSTRIALES DE PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A.”

JOERGEN CARRILLO GUERRERO  
JULIO LEONARDO CASTELLANOS B.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
ESPECIALIZACION EN ALTA GERENCIA  
BUCARAMANGA, 2007

“APLICACIÓN DE PROYECTOS DE MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO  
(MDL), EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES  
INDUSTRIALES DE PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A.”

JOERGEN CARRILLO GUERRERO  
JULIO LEONARDO CASTELLANOS B.

Monografía para optar el título de  
Especialista en Alta Gerencia

Director:  
Ingeniero Edinson Torrado

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
ESPECIALIZACION EN ALTA GERENCIA  
BUCARAMANGA, 2007

## **DEDICATORIA**

A mi esposa Alexandra, mi hija Paula Andrea y el nuevo miembro de la familia, gracias por estar a mi lado, y ser mi apoyo en los momentos buenos y malos de mi vida. Los amo.

A mis padres Julio Ernesto y Carmen Celina, por todo el esfuerzo, apoyo, dedicación, cariño y comprensión en todos estos años. Este y otros triunfos es el resultado de todo esto. Me siento orgulloso de ser su hijo.

A mis hermanos David Ernesto y Judith Andrea, por el cariño que tengo por ellos.

A todas aquellas personas que de una u otra manera han aportado en el logro de este nuevo peldaño de mi vida.

A mi madre Primitiva Guerrero, porque con su tenacidad y entrega he logrado culminar cada uno de los proyectos de mi vida, su aporte y dedicación han permitido que cada día busque más y mejores oportunidades para mi profesión.

A mi novia, Adriana por su compañía y comprensión.

## **AGRADECIMIENTO**

A nuestras Familias, por toda su comprensión por las horas y días que dejamos de disfrutar de su compañía, buscando más y mejores conocimientos.

A los docentes de la Especialización, por sus conocimientos y aportes entregados día a día en las aulas de clase.

A Alexa porque su ayuda fue muy valiosa, por su compañía y aportes en cada etapa de esta monografía, por sus conocimientos y por su entrega para la culminación exitosa de este proyecto.

Al doctor EDINSON TORRADO, por su guía permanente y asesoría para lograr culminar con éxito esta monografía.

A nuestros compañeros de Especialización, por sus aportes en cada una de nuestras reuniones y por el inicio de una nueva amistad que mantendremos por mucho tiempo.

## CONTENIDO

1	REVISIÓN BIBLIOGRAFICA	20
1.1	CALENTAMIENTO GLOBAL.	20
1.1.1	Efecto invernadero	20
1.1.2	Calentamiento global	21
1.1.3	Registros de temperatura	22
1.2	EL PROTOCOLO DE KYOTO <sup>3</sup>	22
1.2.1	Antecedentes	22
1.2.2	Entrada en vigor	23
1.2.3	Actividades que producen gases de efecto invernadero	23
1.3	CERTIFICADOS DE EMISIONES REDUCIDAS (BONOS DE CARBONO) <sup>4</sup> .	26
1.4	PROYECTOS MDL Y ESTADO ACTUAL EN EL MUNDO <sup>5</sup>	27
1.4.1	Criterios de elegibilidad para los proyectos MDL	29
2	MARCO LEGAL <sup>6</sup>	30
2.1	LEYES	30
2.2	DECRETOS	31
2.3	RESOLUCIONES	32
2.4	OTROS	32
3	PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA <sup>7</sup>	35
3.1	PROCESOS EN LA PLANTA DE BENEFICIO PRIMARIO	36
3.1.1	Recepción de fruto	38
3.1.2	Esterilización	38
3.1.3	Desfrutamiento	38
3.1.4	Digestión y prensado	39
3.1.5	Clarificación	39
3.1.6	Almacenamiento	39
3.1.7	Deslodado.	39
3.2	ORIGEN DE RESIDUOS LÍQUIDOS	40
3.3	LAS PRINCIPALES FUENTES DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI).	40
3.4	SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES	41

3.4.1	Pretratamiento	41
3.4.2	Tratamiento	42
4	INTRODUCCION AL MDL, PROYECTOS SOMBRILLA Y SU APLICACIÓN <sup>7</sup>	44
4.1	MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO MDL	44
4.1.1	Ciclo del proyecto MDL	44
4.1.2	Proyectos de pequeña escala en el ciclo de proyecto MDL	51
4.1.3	Costos de transacción	52
4.1.4	Los beneficios económicos y ambientales de aplicar el MDL en el sector palmero	53
4.2	PROYECTO SOMBRILLA	53
4.2.1	Fundamentos del proyecto sombrilla MDL	54
4.2.2	Antecedentes del proyecto sombrilla MDL	54
4.2.3	Actores en el proyecto sombrilla MDL	55
5	METODOLOGÍA <sup>8</sup>	56
5.1	TIPO DE INVESTIGACIÓN	56
5.2	ESTRUCTURA DE LA EVALUACIÓN	56
5.2.1	Encuesta	56
5.2.2	Hoja de cálculo	57
5.3	METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE LOS PROCESOS PRODUCTIVOS, EL USO DE ENERGÍA Y LAS EMISIONES DE GEI.	58
5.3.1	Análisis Técnico	59
5.3.2	Análisis financiero	60
5.3.3	Análisis ambiental	64
5.4	EXPLICACIÓN DE FORMULAS USADAS	64
5.4.1	Situación actual	64
6	ANÁLISIS TECNICO Y FINANCIERO DE LAS OPCIONES DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO CON EL MDL.	67
6.1	ANALISIS TÉCNICO	67
6.2	ANALISIS FINANCIERO: APLICACIÓN DE FORMULAS Y MODELO MATEMATICO.	69
6.2.1	Datos de Entrada	69

6.2.2	Proyección de CER e Ingreso Total	71
6.2.3	Flujo de Caja para el accionista	73
6.2.4	Costo del Proyecto:	76
6.2.5	Indicadores de Bondad Financiera	78
6.2.6	Matriz comparativa	79
<b>7</b>	<b>EVALUACIÓN AMBIENTAL DEL PROCESO EN PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA ANTES Y DESPUES DE MDL<sup>10</sup></b>	<b>82</b>
7.1	DIAGNÓSTICO AMBIENTAL DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE PROCESAMIENTO DE ACEITE EN PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A.	82
7.2	EVALUACIÓN DE LOS ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES Y LAS CONDICIONES ACTUALES (LÍNEA BASE)	83
7.2.1	Generación de vertimientos líquidos	83
7.2.2	Estado actual del sistema de tratamiento	83
7.2.3	Generación de ruido	85
7.2.4	Emisiones atmosféricas	85
7.2.5	Subproductos sólidos	86
7.3	IMPACTOS AMBIENTALES INCREMENTALES RELACIONADOS A LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS MDL, UTILIZANDO LAS OPCIONES MDL I, II O III	87
7.4	CAMBIOS Y RESULTADOS ESPERADOS EN LA CALIDAD AMBIENTAL CON LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO MDL	88
<b>8</b>	<b>EL MERCADO INTERNACIONAL PARA CERS.</b>	<b>92</b>
8.1	GOBIERNOS	94
8.2	ENTIDADES INTERNACIONALES	96
8.3	MERCADOS VOLUNTARIOS	97
8.4	OPORTUNIDADES PARA COLOMBIA.	97
<b>10</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>99</b>
<b>11</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>101</b>

## LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Emisiones de gases de efecto invernadero por sector	24
Tabla 2. Posición de países con compromisos cuantificados de limitación y reducción en millones de tCO <sub>2</sub> e en el marco del Protocolo de Kyoto	25
Tabla 3. Metodologías aprobadas de línea de base y monitoreo para proyectos MDL y las herramientas para demostrar la adicionalidad.	32
Tabla 4. Metodologías de línea de base – experiencia del PCF	48
Tabla 5. Variables del análisis financiero	60
Tabla 6. Promedios de Resultados de Demanda Química de oxígeno (DQO) del afluente del sistema de tratamiento de aguas residuales de palmas Oleaginosas Bucarelia S.A.	68
Tabla 7. Datos de Producción	69
Tabla 8. Datos Técnicos	70
Tabla 9. Datos Financieros	70
Tabla 10. Proyección Precio CER Alto Escenario No 2	72
Tabla 11. Flujo de Caja Alto Escenario No 2	74
Tabla 12. Amortización del préstamo Escenario 2	75
Tabla 13. Depreciación e Interés Deflectadas Escenario 2	75
Tabla 14. VPN y TIR Para el Proyecto Escenario 2 para precio de CER a US\$20	76
Tabla 15. Costo del Proyecto Escenario No 2	77
Tabla 16. Costos de Operación Escenario 1, 2 y 3.	78
Tabla 17. Indicadores de Bondad Financiera (Escenario 2)	78

Tabla 18. Matriz Comparativa	80
Tabla 19. Matriz de aspectos e impactos ambientales del proceso de extracción de aceite de palma y su infraestructura de tratamiento de aguas residuales industriales en PALMAS OLAGINOSAS BUCARELIA S.A.	82
Tabla 20. Características fisicoquímicas de las aguas residuales de PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA antes y después del tratamiento.	83
Tabla 21. Estado Actual del sistema de tratamiento de BUCARELIA	84
Tabla 22. Características y usos de los subproductos y residuos sólidos generados en el proceso de extracción de palma de aceite en PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A.	86
Tabla 23. Descripción de los complementos a la infraestructura de tratamiento de aguas residuales, para la maximización de la captura de biogás	87
Tabla 24. Impactos y cambios esperados con la implementación del proyecto MDL.	88
Tabla 25. Precios de CER en el Mercado internacional del carbono	93

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Predicciones basadas en diferentes modelos del incremento de la temperatura media global respecto de su valor en el año <u>2000</u> .	21
Figura 2. Distribución geográfica de los 27 millones de CER en proyectos MDL.	28
Figura 3. Tipos de proyectos desarrollándose que van a generar Certificados.	28
Figura 4. Ubicación geográfica de PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA.	36
Figura 5. Diagrama de proceso de Extracción de BUCARELIA	37
Figura 6. Sistema de tratamiento de efluentes líquidos de Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A.	43
Figura 7. Ciclo de Proyecto MDL	45
Figura 8. Línea base y adicionalidad	47
Figura 9. Requerimientos metodología AM0013 versión 4	58
Figura 10. Grafica de sensibilidad (Escenario 2)	79
Figura 11. Grafica de sensibilidad comparativa VPN	80
Figura 12. Grafica de sensibilidad comparativa TIR	81
Figura 13. Planta de Beneficio sin MDL	90
Figura 14. Planta de Beneficio con MDL	91

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Ejemplo de carta de aprobación nacional por parte del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	105
Anexo B. Encuesta realizada al director de PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A.	108
Anexo C. Memorias análisis técnico-financiero de los escenarios 1, 2 Y 3	110
Anexo D. Costo unitario de energía de la Electrificadora de Santander S.A. en el mes de Octubre de 2007	138
Anexo E. Matriz comparativa del retorno de la inversión y periodo de recuperación descontado en los tres escenarios	139

## RESUMEN

### TITULO:

**APLICACIÓN DE PROYECTOS DE MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL), EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES DE PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A.\***

### AUTORES

**JOERGEN CARRILLO GUERRERO.-Ingeniero Mecánico \*\*  
JULIOLEONARDO CASTELLANOS B.-Ingeniero Químico \*\***

### PALABRAS CLAVES

MDL, CER, Bonos de carbono, GEI

### DESCRIPCIÓN

El trabajo presentado a continuación revisa El Protocolo de Kyoto mediante el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), como una oportunidad para que Colombia como país en vía de desarrollo y en especial Palmas Oleaginosas Bucarelia invierta en nuevas tecnologías de producción mas limpia y en energía renovable, que ayuden a reducir la producción de GEI, mediante incentivos económicos como son los Certificados de Emisiones Reducidas (CER).

La monografía presenta una recopilación de información donde se repasan diferentes temas relacionado con del calentamiento Global, El protocolo de Kyoto, los Mecanismos de Desarrollo Limpio, enmarcando dicha información en el proceso de la industria de la palma de aceite en el país en especial en las plantas de tratamiento de las aguas residuales.

No es un Secreto que en el tratamiento de las Aguas residuales de las plantas Extractoras de Aceite se produce metano y que dicho metano, 21 veces mas contaminante que el Dióxido de carbono, se puede recoger mediante proyectos de Mecanismo de Desarrollo limpio, ayudando la planta a reducir los GEI, y adicional obteniendo ingresos, por la venta de los CER, y por el ahorro del costo de la energía que se consume en el proceso, al producirse dicha energía con el desarrollo del proyecto.

Para tal fin se desarrollaron 3 escenarios del proyecto unos con ingresos por CER y otro que adiciona el ahorro por la energía producida, variando para cada uno de ellos el precio del CER en tres valores, y calculando para tal fin la viabilidad de cada una de las opciones desde el punto de vista técnico – financiero.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas.-Escuela de Estudios Industriales y Empresariales.-Especialización en Alta Gerencia.-Director: Hernán Pabón Barajas—Ingeniero Industrial.

## SUMMARY

### TITLE:

APPLICATION OF PROJECTS OF MECHANISM OF CLEAN DEVELOPMENT (MDL), IN THE PLANT OF INDUSTRIAL RESIDUAL WATER TREATMENT OF OILY PALMS BUCARELIA S.A. \*

### AUTHORS

JOERGEN CARRILLO GUERRERO.- Mechanical engineer  
JULIOLEONARDO CASTELLANOS B.- Chemical Engineer\*\*

### KEY WORDS

MDL, CER, carbon bonds, GEI

### DESCRIPTION:

Work presented/displayed next reviews Protocol of Kyoto by means of Mechanism of of clean Development (MDL), like opportunity so that Colombia as country in via of special development and Oily Palms Bucarelia invests in new technologies of clean production but and in renewable energy, that help to reduce the GEI production, by means of economic incentives as they are the Certificates of Reduced emissions (CER).

The monograph presents/displays a information compilation where different subjects are reviewed related to from the Global heating, the protocol of Kyoto, the Mechanisms of Clean Development, framing this information in the process of the industry of the oil palm in the country in special in the plants of treatment of residual waters.

It is not a Secret that in the treatment of residual Waters of the plants Oil Extractors takes place methane and that this methane, 21 times but polluting that carbon Dioxide, can be gathered by means of projects of Mechanism of clean Development, helping the plant to reduce the GEI, and additional obtaining income, by the sale of the CER, and by the saving of the cost of the energy that is consumed in the process, when taking place this energy with the development of the project.

For such aim CER and a other were developed to 3 scenes of the project with income by that the saving by the produced energy adds, varying for each one of them the price of the CER in three values, and calculating for such aim the viability of each one of the options from the technical point of view - financier.

---

\* Monograph

\*\* Faculty of Engineerings Physical Mechanical.-School of Industrial and Managemental Studies.- Specialization in High Managemental.-Director: Hernán Pabón Barajas.- Industrial Engineering.

## GLOSARIO

Adicionalidad: El Protocolo de Kyoto establece el requisito de que para la Implementación Conjunta y el Mecanismo de Desarrollo Limpio, solamente pueden calificar proyectos que son "adicionales a lo que habría pasado en la ausencia del MDL". Las reducciones reclamadas por estos proyectos deben ser reales, medibles, a largo plazo y deben ser cuantificados respecto a una línea de base, en la cual las reducciones adicionales se pueden medir y verificar.

Anexo A: El Anexo A del Protocolo de Kyoto contiene la lista de los Gases de Efecto Invernadero cuyas concentraciones quieren ser estabilizadas a través del Protocolo. También incluye los principales sectores y fuentes de Gases Efecto Invernadero. Los gases son: Dióxido de Carbono - CO<sub>2</sub>, Metano - CH<sub>4</sub>, Oxido Nitroso - N<sub>2</sub>O, Hidrofluorurocarbonados - HFC, Perfluorurocarbonados - PFC y Hexafluoruro - SF<sub>6</sub>. Para los tres primeros gases, el año base para calcular los compromisos de reducción es 1990 y 1995 corresponde al año base para los restantes. Los principales sectores y categorías son: Energía (quema de combustibles, emisiones fugitivas de combustibles), Procesos Industriales (productos minerales, industria química, producción de metales, producción y consumo de halocarbonos y hexafluoruro de azufre, entre otros), Utilización de disolventes y otros productos, Agricultura (fermentación entérica, aprovechamiento de estiércol, cultivo de arroz, suelos agrícolas, quema prescrita de sabanas, quemadas en el campo de residuos agrícolas) y Desechos (eliminación de desechos sólidos en la tierra, tratamiento de aguas residuales e incineración de desechos)

Certificación: Después de que las Entidades Operaciones, encargadas por la Junta Ejecutiva, realizan la auditoria de los proyectos MDL y verifican que las reducciones o capturas de los mismos sean adicionales, la Entidad entrega una constancia de la reducción/captura de las emisiones de GEI, para un lapso de tiempo determinado, que no hubieran ocurrido en ausencia de la actividad MDL. Al finalizar, debe informar el resultado a la Junta Ejecutiva y a los participantes, y el reporte de certificación debe ser colocado a disposición pública.

Certificados de Emisiones Reducidas (CERs): Un Certificado de Emisiones Reducidas (CER) es una unidad de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la cual ha sido generada y certificada bajo el esquema del Artículo 12 del Protocolo de Kyoto - PK que trata el MDL. De igual forma las unidades de reducción de emisiones generadas bajo el mecanismo de Implementación Conjunta, a que hace referencia el Artículo 6 del PK, se denominan ERUs.

Comercio Internacional de Emisiones. El artículo 17 del PK permite que países del Anexo I puedan hacer intercambios comerciales de porciones de sus cantidades asignadas, para cumplir con sus compromisos y metas de reducción.

Entidades Operativas: Entidades encargadas por la Junta Ejecutiva de auditar los proyectos MDL y verificar que las reducciones sean adicionales para justificar la generación de Certificados de Reducción de Emisiones. Expedición de Certificados El reporte de certificación entregado por la entidad operacional a la Junta Ejecutiva equivale a una solicitud de expedición de Certificados de Reducción de Emisiones - CERs. La cantidad de certificados expedidos para un proyecto específico deberá ser igual a la cantidad de emisiones de GEI reducidas/secuestradas especificada en el reporte de certificación. La expedición de los CERs es responsabilidad de la Junta Ejecutiva y esta deberá finiquitar dicha tarea dentro de los 15 días siguientes a la fecha de recepción del reporte.

Fugas: Se trata de los efectos indirectos de proyectos de reducción de emisiones que causan incrementos (fugas negativas) o reducciones (fugas positivas) en las emisiones de GEI en otros lugares diferentes al proyecto y que no fueron contempladas en el diseño del proyecto.

Gases de Efecto Invernadero (GEI): La atmósfera juega un papel clave en la determinación del clima y la temperatura del planeta. Aproximadamente el 30% de los rayos de onda corta del sol (radiación solar), que no han sido reflejados por la atmósfera o absorbidos por la superficie terrestre son devueltos al espacio. Una vez caliente la superficie del planeta, el suelo emite radiaciones calóricas (de onda larga), conocidos como rayos infrarrojos, que son absorbidos parcialmente por algunos gases de la Atmósfera. Los gases que tienen el poder de absorber estas radiaciones son conocidos como Gases de Efecto Invernadero - GEI. Los principales gases son el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), metano (CH<sub>4</sub>), ozono (O<sub>3</sub>) y vapor de agua, además de los compuestos producidos por el hombre (CFC, HFC, CF, PFC, y SF<sub>6</sub>)<sup>12</sup>, algunos de los cuales tienen el más alto potencial de calentamiento global conocido. El vapor de agua contribuye en cerca de dos terceras partes al efecto invernadero. El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), que forma apenas el 0,03% de la atmósfera baja, sin embargo representa la mayor parte por volumen (356 ppmv<sup>13</sup>) de los gases de efecto invernadero.

Gases de Efecto Invernadero – Equivalencias: Las estimaciones internacionales de reducción de emisiones que deberán ser alcanzadas durante el periodo de cumplimiento se realizan en toneladas métricas de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e). Por ejemplo, una tonelada de Metano - CH<sub>4</sub>- es equivalente a 21 toneladas de CO<sub>2</sub>. Del mismo modo, una tonelada de Oxido Nitroso - N<sub>2</sub>O - equivale a 310 toneladas de CO<sub>2</sub>.

Junta Ejecutiva: La Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio fue establecida por el artículo 12 del Protocolo de Kyoto y puesto en marcha por los Acuerdos de Marrakech en 2001. Su función principal es supervisar el MDL, las entidades operacionales que certifican las reducciones de emisiones en proyectos del MDL y desarrollar la reglamentación y procesos necesarios para el funcionamiento del programa.

Línea Base: Con base en artículo 12 del PK, los proyectos que se realicen bajo el esquema del MDL deben producir CRE que representan reducciones adicionales a las que se habían alcanzado en ausencia del proyecto. La Línea base es el escenario de emisiones sin proyecto y en donde estiman las reducciones que se habrían realizado en la ausencia del Protocolo.

Mecanismo de Desarrollo Limpio – MDL: El MDL es uno de los mecanismos de flexibilidad del Protocolo y su fin es ayudar a los Países - No Anexo B a lograr un desarrollo sostenible y ayudar a los países del Anexo B a dar cumplimiento de sus compromisos cuantificados de reducción de las emisiones de GEI. Bajo este escenario, el MDL ofrece grandes oportunidades para reducir el stock atmosférico de GEI a los niveles establecidos por el Protocolo con eficiencia económica. El MDL ofrece la oportunidad a los países en vías de desarrollo de invertir en nuevas tecnologías limpias en sectores industriales, energéticos y de transporte nacionales que generen reducciones de emisiones de GEI.

Países Anexo B: Teniendo en cuenta que el Protocolo de Kyoto es un instrumento legal aparte de la Convención Marco de Cambio Climático y por lo tanto requiere una ratificación separada de la Convención, el Protocolo incluye una lista de países en la cual se especifican los límites de emisión y los compromisos de reducción para cada una de las Partes. Esta lista esta conformada por todos los países industrializados incluidos en el Anexo I de la Convención, a excepción de Turquía y Checoslovaquia, y se adicionan Croacia, la República Checa, Liechtenstein, Mónaco, Eslovaquia y Eslovenia.

Países Anexo I - Países No Anexo I: El Anexo I de la Convención Marco de Cambio Climático incluye los países industrializados que fueron miembros de la OECD (Turquía nunca ratificó la Convención Marco, por lo que no se incluye dentro de los Países Anexo I) más los países de la Comunidad Europea y los países que se consideran como economías en transición. Los Países No Anexo I son el resto de las Partes de la Convención Marco de Cambio Climático no incluidos en el Anexo I.

Países Anexo II: Son los países del Anexo I menos aquellos que se consideran economías en transición (Bielorrusia, Bulgaria, Checoslovaquia, Estonia, Federación Rusa, Hungría, Letonia, Lituania, Polonia, Rumania y Ucrania). Adicionalmente a sus compromisos de adoptar políticas y medidas para reducir las emisiones antropogénicas de GEI, los Países Anexo II tiene la obligación de proporcionar ayuda financiera y asistencia técnica a los países en desarrollo para enfrentar sus costos de mitigación así como establecer medidas de vulnerabilidad individuales y adaptarse a los impactos del cambio climático.

Registro: En esta etapa el proyecto es aceptado formalmente por la Junta Ejecutiva como proyecto MDL. La Junta Ejecutiva deberá registrar el proyecto dentro de las ocho semanas siguientes a la fecha de recepción del reporte de validación enviado por la entidad operacional. El registro es un prerrequisito para llevar a cabo las etapas de verificación, certificación y emisión de certificados.

Validación: La validación es una evaluación independiente, realizada por una entidad operacional designada. Las entidades operacionales son firmas consultoras, calificadas para hacer la evaluación y acreditadas por la Junta Ejecutiva del MDL. En esta etapa, la entidad operacional revisará el documento de diseño del proyecto y cualquier otro documento de soporte, y determinará si el proyecto cumple con los requisitos del MDL. Si cumple, la entidad operacional enviará a la Junta Ejecutiva un reporte de validación, reporte que equivale para los efectos a una solicitud de registro del proyecto. Este reporte será hecho público, una vez haya sido enviado a la Junta Ejecutiva.

Verificación: Segunda evaluación a la cual es sometido el proyecto, una vez ha sido implementado, después de cumplir el primer periodo de reducción de emisiones. En esta evaluación se verifica si la reducción de emisiones establecida en los documentos de diseño del proyecto, ha ocurrido en realidad, y se evalúan los resultados contra unos criterios previamente establecidos.

## INTRODUCCION

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es un programa de incentivos económicos establecido por Naciones Unidas, para promover nuevas inversiones en energía renovable y producción más limpia, que reduzcan emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). El sistema está creando un mercado global de demanda y oferta para el servicio certificado de reducción de GEI.

Los proyectos MDL deben ser formulados, revisados y aprobados de acuerdo con la reglamentación establecida por la Junta Ejecutiva del MDL de Naciones Unidas. Igualmente, deben ser evaluados por auditores especializados y aprobados por el país donde se desarrollan. Se han establecido múltiples criterios de aprobación, entre los que se encuentran la elegibilidad, temporalidad de implementación, y la adicionalidad, donde cada proyecto debe demostrar que no se habría implementado en la ausencia del incentivo adicional del MDL.

Cómo se puede aplicar el MDL al proceso de beneficio al aceite de palma? El proyecto es elegible y adicional con respecto a las reglas de Naciones Unidas y su Junta Ejecutiva MDL? Cuales serán las etapas de aplicación de este instrumento financiero a proyectos? Cuales serán los beneficios que esta estrategia ofrece a los empresarios a través de un proyecto general presentado por Fedepalma?

Estas preguntas las queremos responder en este trabajo de monografía presentando la oportunidad para las plantas extractoras que estén interesados en acogerse a los proyectos MDL de aprender sobre la aplicación de los mismos y específicamente en su gremio.

El objetivo general de esta monografía es Aplicar la tecnología de los proyectos MDL a los sistemas de tratamiento de aguas industriales de la planta de extracción de aceite de palma Oleaginosas Bucarelia, encontrando la mejor tecnología, para aplicarse en los diferentes procesos y la Implementación y aprovechamiento de las ventajas económicas de la aplicación del Protocolo de Kyoto en la Industria palmera Colombiana.

Los objetivos específicos plantearon

- ✓ Determinar la viabilidad técnico - económica de la implementación de proyectos MDL en Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A.
  
- ✓ Realizar un análisis financiero para determinar la viabilidad técnico – económica de la implementación de proyectos MDL en Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A.
  
- ✓ Planteamiento de diferentes escenarios financieros para determinar cual es el mejor según la relación costo y beneficio.

# 1 REVISIÓN BIBLIOGRAFICA

## 1.1 CALENTAMIENTO GLOBAL.

### 1.1.1 Efecto invernadero

El efecto invernadero es un fenómeno natural que permite la vida en la Tierra es causado por una serie de gases que se encuentran en la atmósfera, provocando que parte del calor del sol que nuestro planeta refleja quede atrapado manteniendo la temperatura media global en +15° centígrados, favorable a la vida, en lugar de -18 ° centígrados, que resultarían nocivos<sup>1</sup>.

Así, durante muchos millones de años, el efecto invernadero natural mantuvo el clima de la Tierra a una temperatura media relativamente estable y permitía que se desarrollase la vida. Los gases invernadero retenían el calor del sol cerca de la superficie de la tierra, ayudando a la evaporación del agua superficial para formar las nubes, las cuales devuelven el agua a la Tierra, en un ciclo vital que se había mantenido en equilibrio. Desde hace unos años el hombre está produciendo un aumento de los gases de efecto invernadero, con lo que la atmósfera retiene más calor y devuelve a la Tierra aún más energía causando un desequilibrio del balance radiactivo y un calentamiento global.

Los denominados gases de efecto invernadero o gases invernadero, responsables del efecto descrito, son: vapor (H<sub>2</sub>O), dióxido (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxidos (NO<sub>x</sub>), ozono (O<sub>3</sub>), clorofluorocarburos (artificiales).

Ante ello, la comunidad científica internacional ha alertado de que si el desarrollo mundial, el crecimiento demográfico y el consumo energético basado en los combustibles fósiles, siguen aumentando al ritmo actual , antes del año 2050 las concentraciones de dióxido de carbono se habrán duplicado con respecto a las que había antes de la Revolución Industrial. Esto podría acarrear consecuencias funestas para la vida planetaria.

---

<sup>1</sup> IPCC Climate Change 2001. The scientific Basis. Thecnical summary

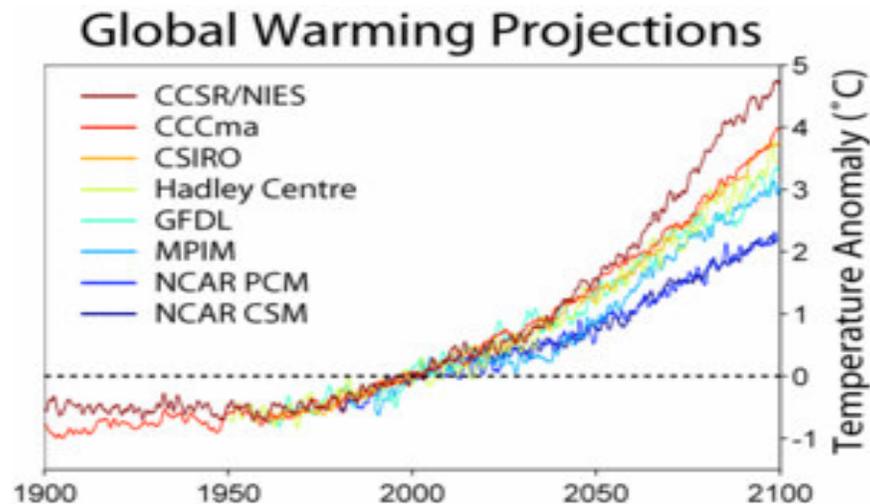
### 1.1.2 Calentamiento global

El Calentamiento global es un término utilizado habitualmente en dos sentidos:

1. Es el fenómeno observado en las medidas de la temperatura que muestra en promedio un aumento en la temperatura de la atmósfera terrestre y de los océanos en las últimas décadas.
2. Es una teoría que predice, a partir de proyecciones basadas en simulaciones computacionales, un crecimiento futuro de las temperaturas.

La denominación "calentamiento global" suele llevar implícita las consideraciones de la influencia de las actividades humanas. Las simulaciones parecen indicar que la principal causa del componente de calor inducido por los humanos se debería al aumento de dióxido de carbono. La temperatura del planeta ha venido elevándose desde finales del siglo XIX, cuando se puso fin a la etapa conocida como la pequeña edad de hielo<sup>2</sup>.

Figura 1. Predicciones basadas en diferentes modelos del incremento de la temperatura media global respecto de su valor en el año 2000.



Fuente: [www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com)

---

<sup>2</sup> Global Climate Change Information Programme.

### 1.1.3 Registros de temperatura

El período sobre el que el calentamiento varía según el enfoque. En ocasiones desde la Revolución Industrial, otras desde el comienzo de un registro histórico global de temperatura alrededor de 1860; o sobre el siglo XX, o los 50 años más recientes.

Las temperaturas en la troposfera inferior se han incrementado entre 0,08 y 0,22 °C por decenio desde 1979. El aumento de la temperatura no sigue una ley lineal, sino que presenta fluctuaciones debidas a la variabilidad natural, siendo la más notable de ellas el fenómeno de El Niño. Durante el mismo periodo las temperaturas en la superficie terrestre muestran un incremento de aproximadamente 0,15 °C por decenio.

## 1.2 EL PROTOCOLO DE KYOTO<sup>3</sup>

El Protocolo de Kyoto sobre el cambio climático es un instrumento internacional que tiene por objeto reducir las emisiones de seis gases provocadores del calentamiento global (dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>), en un porcentaje aproximado de un 5%, dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012, en comparación a las emisiones al año 1990. Por ejemplo, si la contaminación de estos gases en el año 1990 alcanzaba el 100%, al término del año 2012 deberá ser del 95%.

### 1.2.1 Antecedentes

El 11 de diciembre de 1997 los países industrializados se comprometieron, en la ciudad de Kyoto, a ejecutar un conjunto de medidas para reducir los gases de efecto invernadero. Los gobiernos signatarios pactaron reducir en un 5,2% de media las emisiones contaminantes entre 2008 y 2012, tomando como referencia los niveles de 1990. El acuerdo entró en vigor el 16 de febrero de 2005, después de la ratificación por parte de Rusia el 18 de noviembre de 2004.

---

<sup>3</sup> **Protocolo de Kyoto de la Convención sobre el cambio climático.** FCCC/INFORMAL/83\*. Naciones Unidas 1998.

El objetivo principal es disminuir el cambio climático de origen antropogénico cuya base es el efecto invernadero. Según las cifras de la ONU, se prevé que la temperatura media de la superficie del planeta aumente entre 1,4 y 5,8 °C de aquí a 2100, a pesar que los inviernos son más fríos y violentos.

### **1.2.2 Entrada en vigor**

Se estableció que el compromiso sería de obligatorio cumplimiento cuando lo ratificasen los países industrializados responsables de, al menos, un 55% de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Con la ratificación de Rusia en Noviembre de 2004, después de conseguir que la UE pague la reconversión industrial, así como la modernización de sus instalaciones, en especial las petroleras, el protocolo ha entrado en vigor. Además del cumplimiento que estos países hicieron en cuanto a la emisión de gases de efecto invernadero se promovió también la generación de un desarrollo sostenible, de tal forma que se utilice también energías no convencionales y así disminuya el calentamiento global.

El gobierno de Estados Unidos firmó el acuerdo pero no lo ratificó (ni Bill Clinton, ni George W. Bush), por lo que su adhesión solo fue simbólica hasta el año 2001 en el cual el gobierno de Bush se retiró del protocolo, no porque no compartiese su idea de fondo de reducir las emisiones, sino porque considera que la aplicación del Protocolo es ineficiente e injusta al involucrar solo a los países industrializados y excluir de las restricciones a algunos de los mayores emisores de gases en vías de desarrollo (China e India en particular), lo cual considera que perjudicaría gravemente la economía estadounidense.

El Protocolo de Kyoto contempla la utilización de tres mecanismos de flexibilidad para ayudar al cumplimiento de las obligaciones contraídos por los países desarrollados respecto a la limitación de los Gases de Efecto Invernadero (GEI): el Comercio de Emisiones, y dos mecanismos basados en la realización de proyectos, como son, la Aplicación Conjunta (AC) y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

### **1.2.3 Actividades que producen gases de efecto invernadero**

Los sectores y actividades responsables de las mayores emisiones de gases de efecto invernadero se encuentran listados en el Anexo A del Protocolo de Kyoto, que se muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Emisiones de gases de efecto invernadero por sector

<b>Energía</b>	<b>Procesos Industriales</b>	<b>Agricultura</b>	<b>Residuos</b>
<b>CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub>-N<sub>2</sub>O</b>	<b>CO<sub>2</sub>-N<sub>2</sub>O-HFC-PFC-SF 6</b>	<b>CH<sub>4</sub>-N<sub>2</sub>O</b>	<b>CH 4</b>
Quema de combustibles Generación de energía Industrias de manufactura Construcción Transporte Otros sectores Emisiones fugitivas de combustibles Combustibles sólidos (petróleo y gas natural)	Productos minerales Industria química Producción metálica Producción y consumo de halocarbonos y hexafluoruro de azufre Uso de solventes Otros	Fermentación entérica Manejo de residuos de ganaderos Cultivo de arroz Suelos agrícolas Quema de campos y de residuos agrícolas Otros	Disposición de residuos sólidos Manejo de aguas residuales Incineración de basura Otros

Fuente: Carbon Market Intelligence Reports Executive Summary, Prepared for PCFplus Research by EcoSecurities Ltd. PCFplus Report 9, Washington DC, March 2002.

En la tabla 2 aparecen los países que conforman el Anexo B del Protocolo de Kyoto y sus compromisos de reducción de emisiones. Además, muestra la cantidad de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente que cada país tiene por encima o por debajo de sus metas de reducción o limitación de gases de efecto invernadero y, por tanto, su posición como comprador o vendedor de créditos de carbono.

Los resultados indican que, para poder cumplir con las metas de emisiones, los países compradores del Anexo B necesitan adquirir alrededor de 1,020 millones de tCO<sub>2</sub>e durante cada uno de los cinco años de compromiso. Para 1999, países como Rusia y Ucrania, que no han asumido medidas de reducción, registraron niveles de emisiones por debajo de las metas del Protocolo de Kyoto. Esta diferencia entre las emisiones reales y las metas del Protocolo es conocida como Hot Air. Tal excedente de créditos puede ser vendido bajo el mecanismo de comercio de emisiones a precios bajos, ya que estos créditos o permisos de emisión se asignan, no se crean.

Tabla 2. Posición de países con compromisos cuantificados de limitación y reducción en millones de tCO<sub>2</sub>e en el marco del Protocolo de Kyoto.

País (Anexo B)	Compromiso de reducción (% del nivel de 1990)	Demanda / oferta de emisiones (millones de tCO <sub>2</sub> e)		Posible posición para el 2010
		Último reporte (1999)	Proyecciones BAU* para el 2010	
Austria				Comprador
Bélgica	108	31	18	Comprador
Canadá	92	9	9	Vendedor
Dinamarca	92	19	8	Comprador
Finlandia	92	-45	-10	Vendedor
Francia	94	117	103	Comprador
Alemania	92	-38	-27 a -53	Comprador
Grecia	92	+6.5	+12	Comprador
Hungría	92	+7	+37	Comprador
Italia	92	+49	+70	Comprador
Japón	92	-95	+66	Vendedor
Holanda	92	+24	+32 a +49	Comprador
Nueva Zelanda	94	-8	-10	Comprador
Zelanda	92	+63	+103	Comprador
Polonia	94	+176	+319	Comprador
Portugal	92	+34	+53	Vendedor
Australia	100	+2	+15	Comprador
Bulgaria	101	+6.7	+16	Comprador
Republica Checa	94	-130	-3 a -85	Vendedor
Noruega	92	+16	+16	Vendedor
Rumania	92	-80	+41	Comprador
Rusia	100	-1073	89 a -122	Comprador
Eslovaquia	92	-17	-5.4 a -13	Comprador
España	92	+82	+84	Vendedor
Suecia	92	+6.4	+9	Vendedor
Suiza	92	+4.3	+4.2	Comprador
Ucrania	92	-455	152 a -68	Comprador
Reino Unido EEUU	93	-11	+5	Comprador
	100	+1033	+2154	
	TOTAL Compradores UE total	Anexo B sin EEUU: -1299 + 653 +168	Anexo B sin EEUU: +690 +1020.2 +473	

Fuente: Carbon Market Intelligence Reports Executive Summary, Prepared for PCFplus Research by EcoSecurities Ltd. PCFplus Report 9, Washington DC, March 2002.

Nota: Cálculos hechos por EcoSecurities basados en los niveles de emisión y proyección BAU al 2010 Incluidos en las últimas comunicaciones Nacionales al UNFCCC.  
BAU = Business as Usual (Prácticas usuales).

Como se muestra en la tabla 2, según los niveles de emisión de 1999 es posible que haya suficiente Hot Air para cumplir con la mayor parte de los requerimientos de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) sin considerar la demanda de los Estados Unidos. Ello no obstante, se espera que para el periodo de compromiso este Hot Air haya disminuido sensiblemente por el crecimiento de la economía rusa. Por tanto, Rusia está limitada en la venta de todo su Hot Air porque necesita cumplir con sus metas de limitación de emisiones establecidas en Kyoto. El resultado neto de la demanda por créditos de carbono sería de alrededor de 690 millones de tCO<sub>2</sub>e anuales, incluyendo el Hot Air.

### **1.3 CERTIFICADOS DE EMISIONES REDUCIDAS (BONOS DE CARBONO)<sup>4</sup>.**

Los bonos de carbono son un mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente; es uno de los tres mecanismos propuestos en el Protocolo de Kyoto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero (GEI o gases de efecto invernadero).

El sistema ofrece incentivos económicos para que empresas privadas contribuyan a la mejora de la calidad ambiental y se consiga regular la contaminación generada por sus procesos productivos, considerando el derecho a contaminar como un bien canjeable y con un precio establecido en el mercado. La transacción de los bonos de carbono (un bono de carbono representa el derecho a contaminar emitiendo una tonelada de dióxido de carbono), permite mitigar la generación de gases contaminantes, beneficiando a las empresas que no contaminan o disminuyen la contaminación y haciendo pagar a las que contaminan más.

Las reducciones de emisiones de GEI se miden en toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, y se traducen en Certificados de Emisiones Reducidas (CER). Un CER equivale a una tonelada de CO<sub>2</sub> que se deja de emitir a la atmósfera, y puede ser vendido en el mercado de carbono a países industrializados, de acuerdo a la nomenclatura del protocolo de Kyoto.

---

<sup>4</sup>LORENZO EUGEREN C. **El mercado de carbono en América Latina y el Caribe: balance y perspectivas**. Medio Ambiente y Desarrollo. Marzo 2004

Los tipos de proyecto que pueden aplicar a una certificación son, por ejemplo, generación de energía renovable, mejoramiento de eficiencia energética de procesos, forestación, limpieza de lagos y ríos, etc.

En un esfuerzo por reducir las emisiones que provocan el cambio climático en el planeta, como el calentamiento global o efecto invernadero, los principales países industrializados -menos Estados Unidos y Australia- han establecido un acuerdo que establece metas cuantificadas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para el 2012: el Protocolo de Kyoto. Para cumplir se están financiando proyectos de captura o abatimiento de estos gases en países en vías de desarrollo, acreditando tales disminuciones y considerándolas como si hubiesen sido hechas en su territorio

#### **1.4 PROYECTOS MDL Y ESTADO ACTUAL EN EL MUNDO<sup>5</sup>**

De acuerdo con el último informe de la OCDE<sup>4</sup>, 37 países hoy están desarrollando proyectos MDL, que representan 27 millones de Certificados de Emisiones Reducidas. Estos proyectos se han desarrollado con base en cuatro elementos fundamentales.

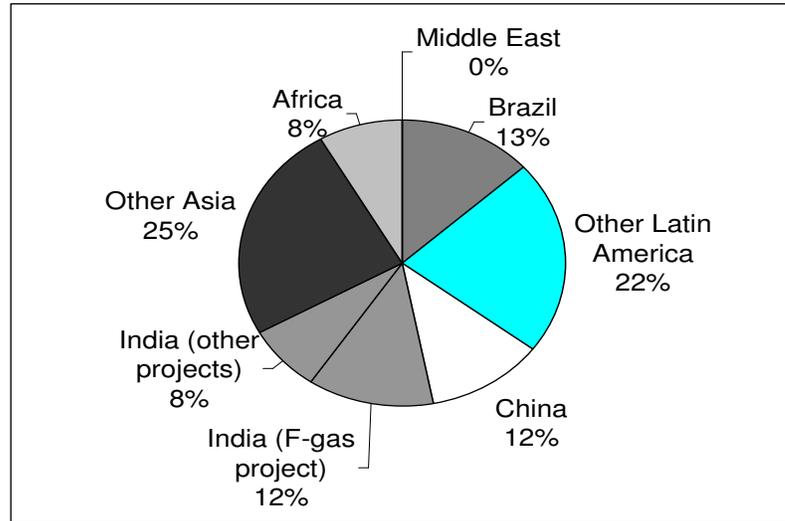
- La clarificación de las reglas del juego y la puesta en marcha de las instituciones MDL establecidas en los Acuerdos de Marrakech (2001)
- La ratificación del Protocolo de Kyoto por la UE, Canadá y Japón
- La consolidación del programa regional de reducción de emisiones (ETS) de la Unión Europea con penalizaciones por no-cumplimiento
- La disponibilidad a pagar por CERs de manera efectiva en el mercado: US\$ 800 millones se han comprometido a estos proyectos por parte de inversionistas de los países de origen y de países industrializados desde el 2001.

Estas actividades confirman la viabilidad y demanda por proyectos del tipo que está desarrollando el gremio Palmero a través de Fedepalma con la generación de energía de fuentes orgánicas y la mitigación del CH<sub>4</sub> asociado al desplazamiento de fuentes fósiles (diesel). Como se puede observar, el mercado para el servicio de reducción de emisiones bajo el MDL está abierto y actualmente existen inversionistas buscando portafolios con este tipo de proyectos.

---

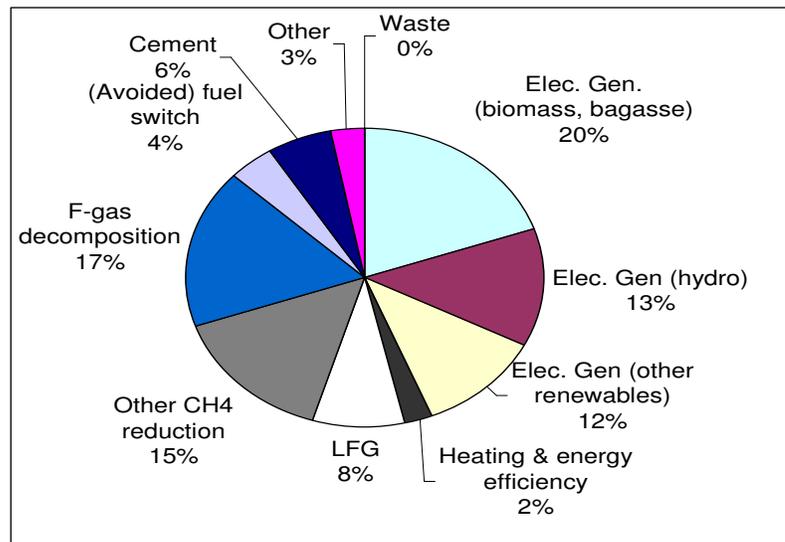
<sup>5</sup>Thomas Black-Arbeláez. El mecanismo de desarrollo limpio (MDL): oportunidades para el sector palmero en el mercado internacional del protocolo de Kyoto. 2004

Figura 2. Distribución geográfica de los 27 millones de CER en proyectos MDL.



Fuente: Estudio sobre prefactibilidad para la identificación y evaluación del potencial de generación de certificados de reducción de emisiones a través del mecanismo de desarrollo limpio para el sector palmero en Colombia. Agosto 2004

Figura 3. Tipos de proyectos desarrollándose que van a generar Certificados.



Fuente: Estudio sobre prefactibilidad para la identificación y evaluación del potencial de generación de certificados de reducción de emisiones a través del mecanismo de desarrollo limpio para el sector palmero en Colombia. Agosto 2004

### 1.4.1 Criterios de elegibilidad para los proyectos MDL

El Protocolo de Kyoto y los Acuerdos de Marrakech establecieron criterios para definir la elegibilidad de los proyectos dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

- Contribuye al desarrollo sostenible del país anfitrión, bajo criterios definidos soberanamente por cada país. En el caso de Colombia, la Oficina Colombiana para la Mitigación del Cambio Climático (OCMCC) define la contribución al desarrollo sostenible de un proyecto según su: Cumplimiento con la normatividad sectorial vigente; Contribución, pertinencia y coherencia con la política y planificación estatal; Contribución al mejoramiento del bienestar social y económico a largo plazo de las comunidades locales y de la sociedad en general; e, Implementación de sistemas de producción más limpia.
- Contribuye a la mitigación del cambio climático. Al implementarse el proyecto, se evitará la emisión de metano y dióxido de carbono resultantes del proceso actual. Estas reducciones de GEI reales, mensurables y permanentes permitirán al sector contribuir a la mitigación del cambio climático.
- Se implementó después del año 2000. Dado que el Mecanismo de Desarrollo entró en operación en el 2000, proyectos anteriores a dicho año no son elegibles.
- No representa una desviación de recursos oficiales de asistencia para el desarrollo. La inversión necesaria para implementar el Proyecto MDL debe provenir de recursos en su totalidad de la empresa y por lo tanto no representa una desviación de recursos oficiales de asistencia al desarrollo.
- Resulta en reducciones de emisión adicionales a lo que hubiese ocurrido en ausencia del proyecto MDL. Este es uno de los puntos más críticos al evaluar la elegibilidad del proyecto, por lo que se juzga importante analizar en detalle la adicionalidad del Proyecto MDL.

## 2 MARCO LEGAL<sup>6</sup>

En el país, el gremio palmero se encuentra regulado por el Ministerio del Medio ambiente para el tratamiento de sus efluentes en sistemas de tratamiento de aguas industriales mediante el decreto 1594, y a su vez están controladas en el caso de Palmas Bucarelia por la Corporación Autónoma Regional CAS.

### 2.1 LEYES

**Ley 09 de 1979.** Por la cual se aprueba en código sanitario nacional toman medidas para preservar, restaurar y mejorar las condiciones sanitarias que se relaciona a la salud humana y para regular, legalizar y controlar descargas de residuos y materiales que afecten o puedan afectar las condiciones sanitarias del ambiente.

**Ley 99 de 1993.** Por la cual se crea el Ministerio de Medio Ambiente, reordena el sector público encargado de la gestión y conservación del ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el sistema nacional ambiental SINA, y se dictan otras disposiciones.

**Ley 101 de 1993.** Por la cual se definen los lineamientos generales desarrollo agropecuario y pesquero.

**Ley 164 de 1994.** Por la cual se aprueba la convención marco de las Naciones Unidas sobre cambio climático.

**Ley 165 de 1994.** Por la cual se aprueba la convención sobre la diversidad biológica.

**Ley 373 de 1997.** Por la cual se establece el programa para el uso eficiente y ahorro del agua.

---

<sup>6</sup> [www.acercar.org.co/industria/noticias/docs](http://www.acercar.org.co/industria/noticias/docs)

**Ley 388 de 1997.** Por la cual se definen los lineamientos generales del ordenamiento territorial y se establecen los determinantes ambientales en los planes de ordenamiento territorial de los municipios.

**Ley 430 de 1998.** Por la cual se dictan normas prohibitivas en materia ambiental referentes a los desechos peligrosos y se dictan otras disposiciones.

**Ley 491 de 1999.** Por la cual se establece el seguro ecológico, se modifica el código penal y se dictan otras disposiciones.

**Ley 629 de 2000.** Por la cual Colombia se adhiere al protocolo de Kyoto.

**LEY 223 DEL 20 DE DICIEMBRE DE 1995. ARTICULO 4. El artículo 424-5 del Estatuto Tributario.** Bienes Excluidos del Impuesto. Quedan excluidos del impuesto sobre las ventas los siguientes bienes: 4. Los equipos y elementos nacionales o importados que se destinen a la construcción, instalación, montaje y operación de sistemas de control y monitoreo, necesarios para el cumplimiento de las disposiciones, regulaciones y estándares ambientales vigentes, para lo cual deberá acreditarse tal condición ante el Ministerio del Medio Ambiente.

## **2.2 DECRETOS**

### **Sobre aguas: usos y concesiones**

**Decreto 1541 de 1978.** Por el cual se establecen los permisos de aprovechamiento o concesiones de agua y se dictan normas específicas para los diferentes usos del agua.

**Decreto 1594 de 1984.** Por la cual se reglamenta parcialmente el título I de la ley 09 de 1979, así como el Capítulo II del Título VI – Parte III, libro II y el Título III del decreto ley 2811 de 1974 sobre criterios de calidad del agua para consumo humano, uso agrícola e industrial entre otros.

**Decreto 901 de 1997.** Por el cual se reglamentan las tasas retributivas por la utilización directa e indirecta del agua como receptor de los vertimientos puntuales y se establecen las tarifas de estas.

## Tributarios

**Decreto. 2532/2001.** Exclusión del IVA en la compra e importación de bienes destinados al control y monitoreo de programas ambientales.

**Decreto. 3172/2003.** Por medio del cual se reglamenta el artículo 158-2 del estatuto tributario

## 2.3 RESOLUCIONES

**Res 0136/2004.** Por la cual se establecen los procedimientos para solicitar ante las autoridades ambientales competentes la acreditación o certificación de las inversiones de control y mejoramiento del medio ambiente.

## 2.4 OTROS

Para poder aplicar a un proyecto MDL, se deben cumplir con una metodología establecida para cada caso.

En nuestro caso, la metodología que aplica es la AM0013 versión 4 referida a la extracción de metano utilizando sistemas de tratamiento de aguas residuales en sistemas de lagunas abiertas con tratamiento anaerobios, con los que cuenta la planta extractora para su operación (ver tabla 3).

Tabla 3. Metodologías aprobadas de línea de base y monitoreo para proyectos MDL y las herramientas para demostrar la adicionalidad.

<b>Código</b>	<b>Nombre</b>	<b>Dirección web</b>
AM0001	Incineración del flujo residual del hfc 23	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/AM0001.pdf">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/AM0001.pdf</a> >
AM0002	Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a través de la captura y quema del gas de relleno	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/AM0002.pdf">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/AM0002.pdf</a> >

	sanitario donde la línea de base está establecida por un contrato de concesión pública	
AM0003	Análisis financiero simplificado para proyectos de captura de gas de rellenos sanitarios	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_529250970">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_529250970</a> >
AM0004	Planta eléctrica de biomasa conectada a la red que evita la quema incontrolada de biomasa	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_383333082">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_383333082</a> >
AM0005	Generación eléctrica renovable de cero emisiones conectada a una pequeña red eléctrica	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/AM0005.pdf">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/AM0005.pdf</a> >
AM0006	Reducción de gases de efecto invernadero procedentes de sistemas de gestión de estiércol	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_343163180">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_343163180</a> >
AM0007	Análisis de la opción de menor costo de combustible de operaciones estacionales.	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_374220993">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_374220993</a> >
AM0008	Cambio de uso de carbón y combustibles derivados del petróleo por gas natural sin extender la capacidad ni el tiempo de vida de la instalación	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_446454474">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_446454474</a> >
AM0009	Recuperación y utilización de gas proveniente de pozos que de otra manera hubieran sido flameados	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_577581847">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_577581847</a> >
AM0010	Captura de gas de relleno sanitario y proyectos de generación eléctrica en los que la captura del gas del relleno no es exigida por ley	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_675903718/">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_675903718/</a> >
AM0011	Recuperación de gas de metano con generación de electricidad y no captura o destrucción de metano en el escenario de línea de base	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_385122402">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_385122402</a> >
AM0012	Biometanización de desechos sólidos municipales en la India acatando las reglas municipales	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_627397095">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_627397095</a> >
AM0013	Extracción forzada de metano de plantas de tratamiento de desechos orgánicos para suministro de electricidad conectada a la red	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_993713108">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_993713108</a> >
AM0014	Cogeneración con gas natural	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_303247792">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_303247792</a> >

AM0015	Cogeneración basada en bagazo conectada a la red eléctrica	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_678093135">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_678093135</a> >
AM0016	Mitigación de gases de efecto invernadero mejorando en la gestión de desechos provenientes de centros concentrados de engorde de animales	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_525171634">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_525171634</a> >
AM0017	Mejoras en la eficiencia de vapor al reemplazar almacenes de energía y retornarla condensada	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_620003005">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_620003005</a> >
AM0018	Optimización de sistemas de vapor	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_616352530">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_616352530</a> >
AM0019	Actividades de proyecto de energías renovables reemplazando parte de la producción eléctrica de una sola planta térmica de combustible fósil	< <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_610874500">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_610874500</a> >
ACM0001	Metodología consolidada de actividades de proyectos de gas de rellenos sanitarios	< <a href="http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan1.pdf">http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan1.pdf</a> >
ACM0002	Metodología consolidada para proyectos de energías renovables de generación eléctrica conectadas a la red	< <a href="http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan2.pdf">http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan2.pdf</a> >
	Herramienta para demostrar y evaluar la adicionalidad de los proyectos	< <a href="http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/016/eb16repan1.pdf">http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/016/eb16repan1.pdf</a> >

Fuente: Guía MDL-FONAM 2004

### 3 PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA<sup>7</sup>

PALMAS OLEAGINOSAS DE BUCARELIA S.A es una empresa agroindustrial fundada en el año de 1960 siendo su objeto el cultivar, explotar y extraer el fruto de la palma africana (*Eleais Guinensis*) de forma industrial en un área de 530 hectáreas; en 1966 se adquiere la planta extractora a causa del incremento en la producción; Tres años mas tarde se compra una nueva planta de extracción la cual iniciará operaciones a finales de 1971; en el año 1991 el Grupo Empresarial **LLOREDA S.A.** compro la empresa. Actualmente cuenta con 250000 hectáreas de palma africana y una planta extractora de capacidad nominal de 27 Toneladas por hora. La planta extractora trabaja 22 horas diarias y 24 días al mes.

Los consumos de energía son del orden de 14 a 17 kw / ton de fruto procesado. Se dispone de un turbogenerador de 500w, una planta eléctrica de 300kw y otra de 150 kw. Las fuentes de energía son 50% turbogenerador, 25% plantas eléctricas y 25% red pública.

#### Posición Geográfica

La plantación y la planta extractora de **Bucarelia** se encuentran ubicadas en la zona centro, al nor-occidente del Departamento de Santander, en Puerto Wilches, el mayor municipio palmero del país.

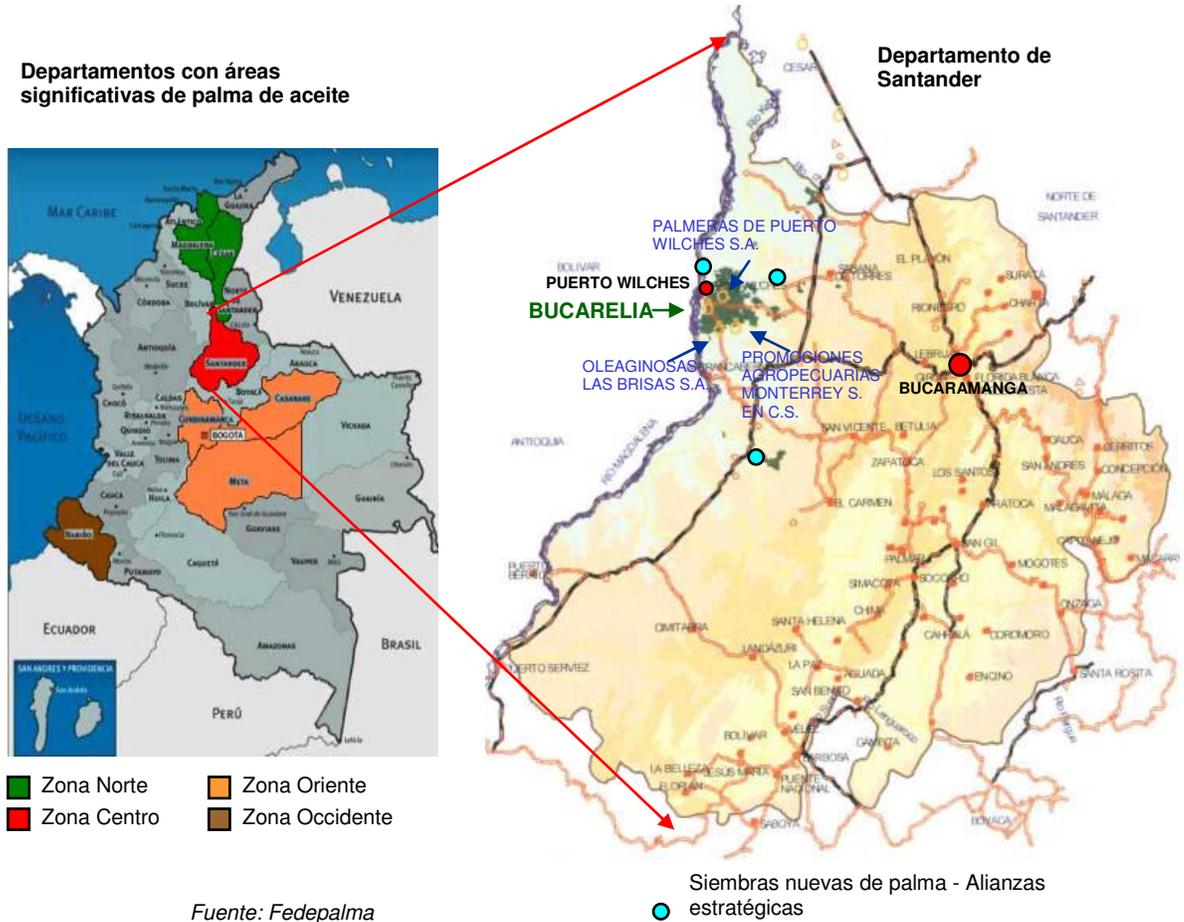
La plantación se encuentra ubicada a 35 Km. de Barrancabermeja, 142 Km. de Bucaramanga, 744 Km. de Cali, 636 Km. de Barranquilla, 474 Km. de Bogotá. Se encuentra contigua a la Troncal de la Paz, (47 Km.), nueva vía que corre paralela al río Magdalena y con alternativas futuras de acceso fluvial (puerto multimodal) y de riego de los cultivos al encontrarse, por el occidente de la plantación, el río Magdalena y por el sur, el río Sogamoso.

A una altura de 110 metros sobre el nivel del mar gozando de una temperatura promedio de 28.5 °C y lluvias de 2.800 mm/año. El Magdalena Medio posee las mejores condiciones climatológicas y fitosanitarias para el cultivo de Palma Africana en Colombia.

---

<sup>7</sup>Martha Ospina. La palma Africana en Colombia. Fedepalma 1998.

Figura 4. Ubicación geográfica de PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA.

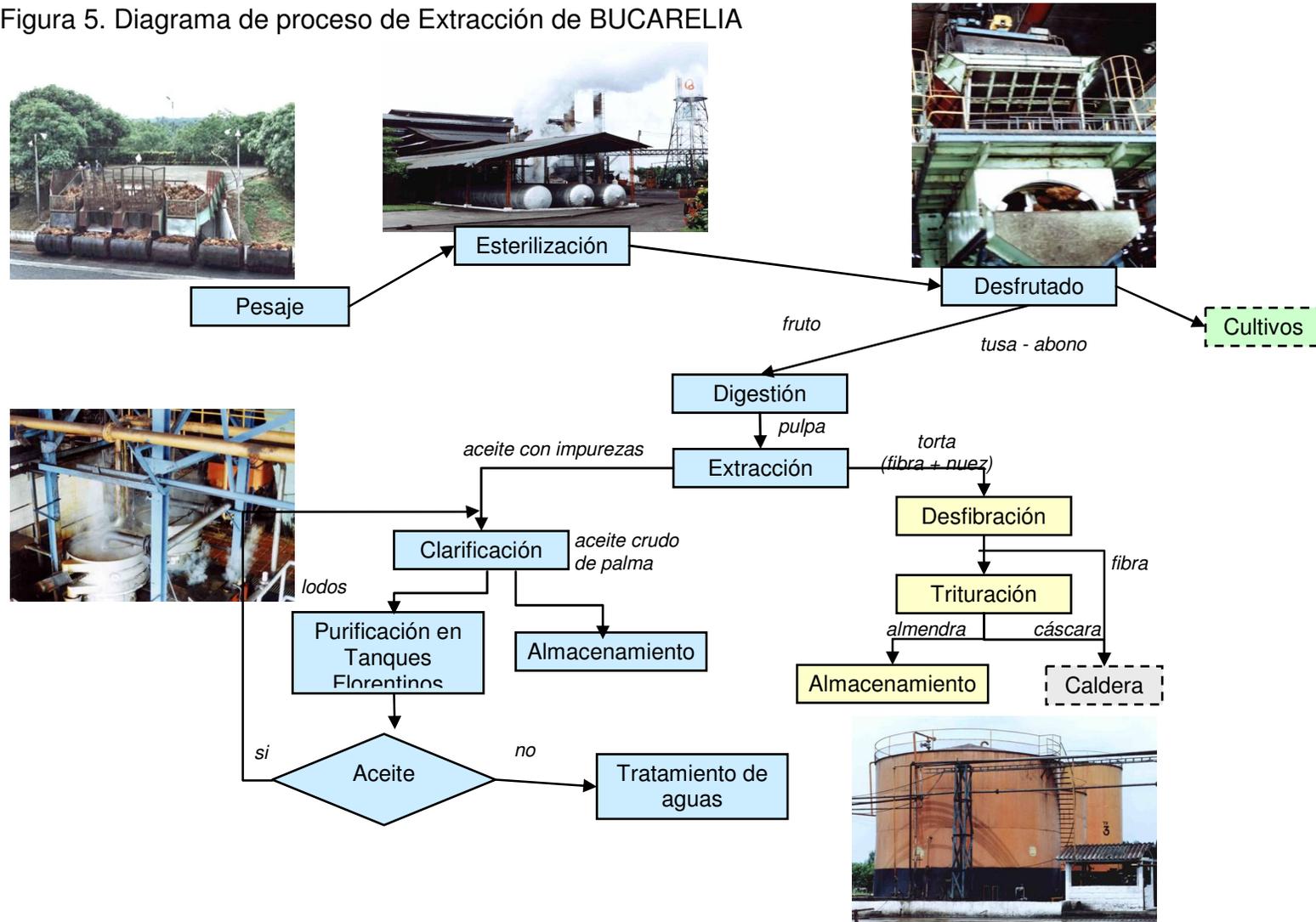


La producción de aceite de palma tiene dos procesos:

- El proceso de producción de racimos de fruta fresca (agronómico): que es la fase agrícola que inicia con la siembra y termina con los racimos puestos en la palma listos para ser cosechados.
- El proceso de Extracción de aceite planta: Inicia con el corte y recolección de los rff en campo y termina en la extractora; es el proceso en el que se obtienen el aceite crudo de la pulpa de los frutos y las almendras que están dentro de las semillas, de las cuales a su vez se obtiene el aceite de palmiste.

### 3.1 PROCESOS EN LA PLANTA DE BENEFICIO PRIMARIO

Figura 5. Diagrama de proceso de Extracción de BUCARELIA



### **3.1.1 Recepción de fruto**

Los racimos que llegan a las instalaciones de la planta de beneficio son pesados y según los criterios de la empresa se establece el tipo de control para evaluar la calidad del fruto. Los racimos se descargan en una plataforma de recibo y mediante un sistema de tolvas se alimentan las vagonetas. Una vez cargadas, éstas se trasladan por medio de rieles a la zona de esterilización.

En lo posible se deben mejorar los controles para eliminar las impurezas (arena, piedras) porque causan desgaste y daños en los equipos de extracción del aceite.

### **3.1.2 Esterilización**

La esterilización se realiza en autoclaves de diferente capacidad por medio de vapor de agua saturada a presiones relativamente bajas, durante más o menos 90 minutos, aumentando y disminuyendo la presión. Este proceso acelera el ablandamiento de la unión de los frutos, lo cual facilita la separación, la extracción del aceite y el desprendimiento de la almendra. Mediante este proceso de esterilización se inactiva la enzima lipasa para controlar los ácidos grasos libres.

Así como las autoclaves disponen de líneas de entrada de vapor, también tienen los dispositivos de salida para los condensados. Éstos son los primeros efluentes y contienen aceite, impurezas de diferentes formas y materia orgánica. Estos residuos son conducidos por canales a los tanques florentinos, donde se hace una recuperación significativa del aceite.

### **3.1.3 Desfrutamiento**

Este proceso se realiza en el tambor desfrutador para separar, mediante un proceso mecánico, el fruto de la tusa o raquis. El fruto es transportado mediante sinfines o elevadores a los digestores. Las tusas o caquis son conducidos por medio de bandas transportadoras y se recolectan para disponerlas en los cultivos, donde se inicia su descomposición y la incorporación de sus elementos al suelo, para luego ser absorbidos como nutrientes por las palmas.

### **3.1.4 Digestión y prensado**

Los frutos son macerados hasta formar una masa homogénea blanda para extraer el aceite mediante prensas que separan la torta (compuesto de fibra, cuesco y nueces) y el aceite crudo. El compuesto aceitoso pasa por bombeo al proceso de decantación y clarificación. La torta o parte sólida pasa a desfibración para separar las nueces que van a un proceso de secado en un silo y se lleva a palmistería. La fibra se usa como combustible de las calderas que generan el vapor de agua que necesita la planta.

### **3.1.5 Clarificación**

Por el principio de decantación estática en tanques metálicos, al aceite se le extraen las impurezas (agua, arena, pedazos de nuez, fibras, etc.). El aceite se somete a secado y se almacena en tanques con control de temperatura para evitar el incremento de acidez.

El aceite clarificado pasa a los tanques sedimentadores, donde las partículas pesadas se van decantando por reposo. Así se separa de la mezcla lodosa restante que pasa a las centrifugas desladoras.

### **3.1.6 Almacenamiento**

Una vez realizados los controles de calidad en el laboratorio, el aceite es llevado a los tanques de almacenamiento para ser despachado a las industrias procesadoras.

### **3.1.7 Deslodo.**

Las aguas aceitosas se tamizan y pasan por centrifugas desladoras para recuperar el aceite y separar las aguas efluentes. Esta agua ya no tiene ningún contenido de aceite recuperable, por tanto, pasan a las piscinas de desaceitado para continuar con el sistema de tratamiento como aguas residuales.

### 3.2 ORIGEN DE RESIDUOS LÍQUIDOS

La generación de vertimientos durante el proceso de extracción, provienen de las etapas de la esterilización, clarificación y de la palmisteria. Otras provienen del mantenimiento y lavado de los equipos. En el caso de los condensados de vapor, éstos contienen aceite, sólidos en diferentes formas y materia orgánica. Las aguas aceitosas provenientes de la clarificación pasan generalmente por centrífugas desludadoras para recuperar el aceite, y el efluente, junto con el de la esterilización, pasa a una serie de trampas de grasas o tanques florentinos. El efluente que sale de aquí se convierte en el principal vertimiento de la planta de beneficio.

### 3.3 LAS PRINCIPALES FUENTES DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI).

La planta de beneficio emite GEI principalmente en tres áreas:

**Lagunas para el manejo de aguas residuales:** Los altos niveles de materia orgánica (DQO) descritos en la sección anterior son descompuestos por bacteria en la etapa anaeróbica, produciendo flujos constantes de biogás (CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>) a la atmósfera. Cabe mencionar que el metano tiene un factor de emisión 21 veces más alto que CO<sub>2</sub>, es decir, cada tonelada de CH<sub>4</sub> emitida tiene un impacto sobre el efecto invernadero igual a 21 toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas.

**Los generadores diesel:** Parte de las plantas de beneficio utilizan diesel para generar energía eléctrica, dando lugar a emisiones de CO<sub>2</sub>.

**Electricidad de la red:** Otras plantas compran energía de la red para su proceso de producción. La red interconectada genera un factor de emisión de CO<sub>2</sub> por cada kWh generado.

El Proyecto MDL propuesto esta dividido en tres componentes de los cuales se hará una evaluación para determinar el más acertado para las necesidades de PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA:

1. Se instala la infraestructura y se implementa la tecnología para capturar el biogás generado por las lagunas metanogénicas, y este gas se quema en Teas de alta eficiencia, transformando todo el metano (21 veces más contaminante que el CO<sub>2</sub>) en CO<sub>2</sub>.

2. Las emisiones de metano se llevan a plantas de generación eléctrica a base de biogás, reemplazando las plantas de generación con diesel.
3. La quema de estas emisiones en calderas de alta eficiencia con cogeneración, lo que conlleva al desplazamiento del diesel y al autoabastecimiento de la energía requerida para el proceso de extracción de aceite y palmiste.

### **3.4 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES**

El efluente total del proceso de la planta de extracción esta compuesto por: condensados de esterilización, descarga de efluentes de la sección de clarificación, aguas de desecho del hidroclay (baño de arcilla), purgas de la caldera, el agua para lavado general.

El efluente del proceso de extracción de aceite y almendra llega a las trampas de grasas o florentinos donde fluye por gravedad al sistema de pre-enfriamiento, luego se bombea y llega a una caja de distribución con el fin de alimentar un tren de lagunas: ecualizadoras - Anaerobias. La salida de cada laguna anaerobia llega a una caja donde se unen y esta es conducida a la laguna facultativa, para después ir al sistema de riego o al sistema de la ESE.

El sistema de tratamiento de aguas residuales industriales esta compuesto por:

#### **3.4.1 Pretratamiento**

Que tiene por objeto separar del agua la mayor cantidad posible de materias que por su naturaleza o tamaño puedan ser motivo de posteriores problemas en el tratamiento. Los procesos de pretratamiento son las trampas de grasas o florentinos y un sistema de pre-enfriamiento.

A continuación se describe la operación y finalidad de cada una de estas unidades:

- Florentinos: Son tanques en donde las aguas del subproducto del proceso, pasan por flujo continuo de un tanque a otro con el fin de recuperar aceite y retener sólidos.

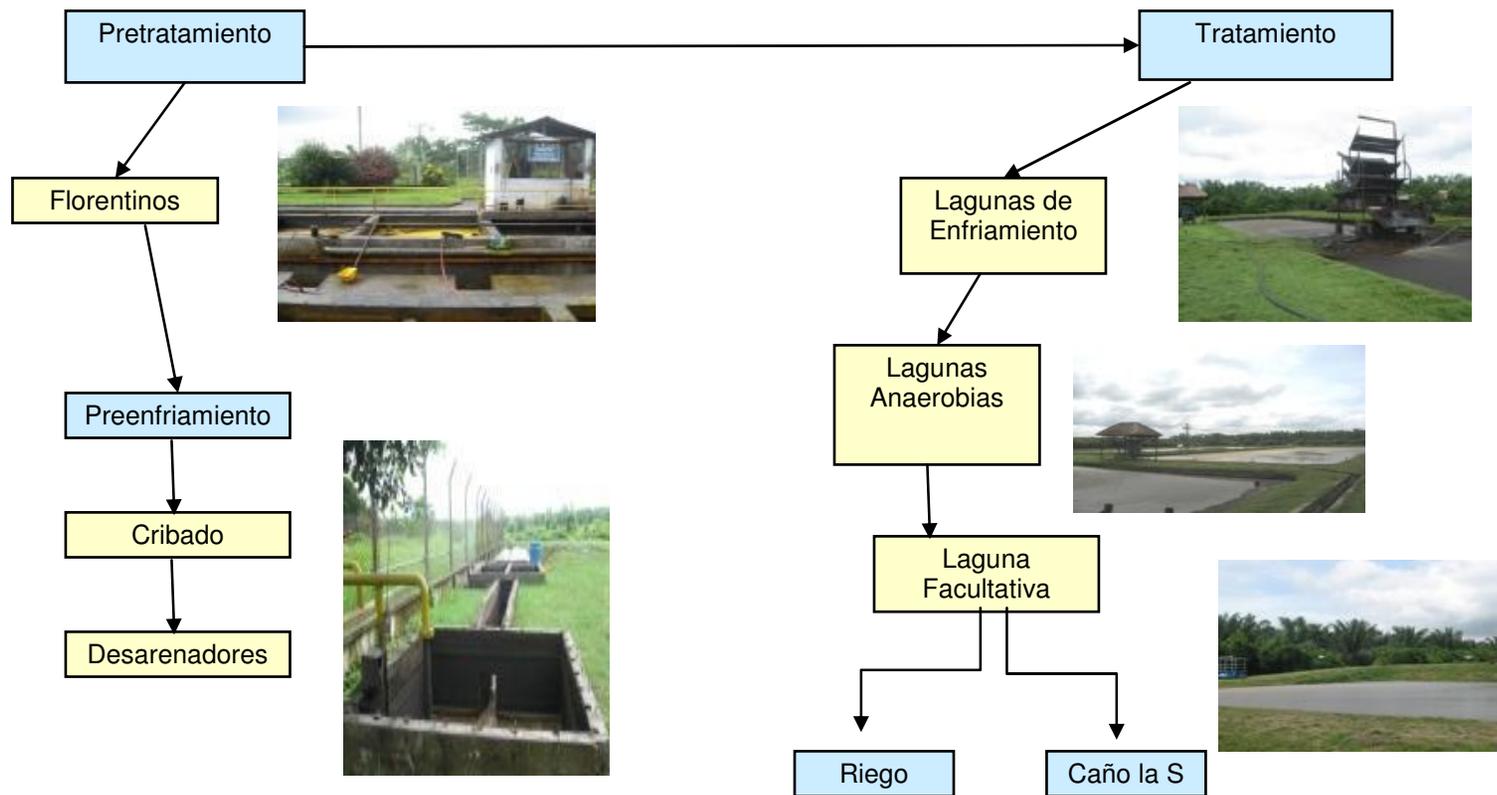
- Sistema de pre-enfriamiento: El sistema de preenfriamiento consta de un canal trapezoidal que distribuye el flujo del afluente en dos corrientes hacia el sistema de desarenado paralelo de forma rectangular y de flujo continuo. Con la combinación de estas dos operaciones se garantiza la disminución de la temperatura, la remoción de arenas y sólidos sedimentables. Luego se encuentra la canaleta parshall donde se pueden realizar mediciones de caudal y por último esta el pozo de bombeo que lleva el afluente a las lagunas ecualizadoras.

### 3.4.2 Tratamiento

Que tiene por objeto mejorar la calidad del agua residual industrial para cumplir con los requisitos legales y conservar el medio ambiente. El proceso de tratamiento esta constituido por cinco lagunas distribuidas así: dos lagunas de enfriamiento o ecualización, dos lagunas anaerobias, una laguna facultativa.

- Lagunas de ecualización o enfriamiento: Las lagunas de enfriamiento o ecualización poseen una capacidad de 224 m<sup>3</sup>, su finalidad es disminuir la temperatura del afluente proveniente del proceso de extracción de aceite y almendra de palma, evitar el paso de aceites que se coagulan recuperándolos manualmente y homogenizar los caudales. La temperatura del afluente esta entre los 60° y 70 °C , las condiciones de entrada de afluente a las lagunas anaerobias es por debajo de 40 °C, para lograr disminuir la temperatura es necesario controlar la alimentación a cada tren de lagunas.
- Lagunas anaerobias: Cada laguna anaerobia posee una capacidad de 5177 m<sup>3</sup>, las lagunas funcionan paralelamente entre sí y consecutivamente con el par de lagunas de enfriamiento o ecualización, su finalidad es disminuir la carga orgánica, la cual realiza el proceso en dos etapas simultaneas como son la ácidogénesis que es la producción de ácidos de enlaces cortos y la metanogénesis que es la producción de metano y dióxido de carbono. Para que se cumpla estos procesos simultáneos es importante mantener el pH entre 6.8 a 7.5 y capacidad buffer en un rango de 0.2 a 0.80.
- Laguna facultativa: La laguna facultativa posee una capacidad de 4.900 m<sup>3</sup>, su finalidad es mejorar las condiciones fisicoquímicas, con las que sale el efluente de las lagunas anaerobias. En esta laguna suceden procesos anaerobios y aerobios de una manera combinada y dependiente.

Figura 6. Sistema de tratamiento de efluentes líquidos de Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A.



Fuente: Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A.

## **4 INTRODUCCION AL MDL, PROYECTOS SOMBRILLA Y SU APLICACIÓN<sup>7</sup>**

### **4.1 MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO MDL**

El MDL es uno de los “mecanismos flexibles” del Protocolo de Kyoto. Su fin es ayudar a los países en desarrollo (conocidos como países No Anexo B) a lograr un desarrollo sostenible; y, por otro lado, ayudar a los países industrializados (denominados países Anexo B) con el cumplimiento de sus compromisos cuantificados de reducción de emisiones de GEI establecidos bajo la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático.

Los proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo generalmente son menos costosos que los proyectos de reducción en países industrializados, porque estos últimos vienen controlando sus emisiones por décadas y por lo tanto el costo marginal de seguir reduciendo es alto. Dado que el impacto sobre el proceso de calentamiento global es igual si se reducen emisiones en Tokio o en Villavicencio, proyectos en Colombia pueden vender el servicio de reducción de emisiones a menores costos en comparación a otras alternativas de cumplimiento de los países industrializados.

Del mismo modo, el MDL ofrece la oportunidad a los países en desarrollo de invertir en nuevas tecnologías limpias en sectores industriales, agro-industriales energéticos y de transporte. A través de un proceso institucional establecido por Naciones Unidas, pueden calificar para el MDL, ofrecer el servicio de reducción de emisiones GEI, y recibir un nuevo ingreso operacional durante periodos de 10, 14 o 21 años.

#### **4.1.1 Ciclo del proyecto MDL**

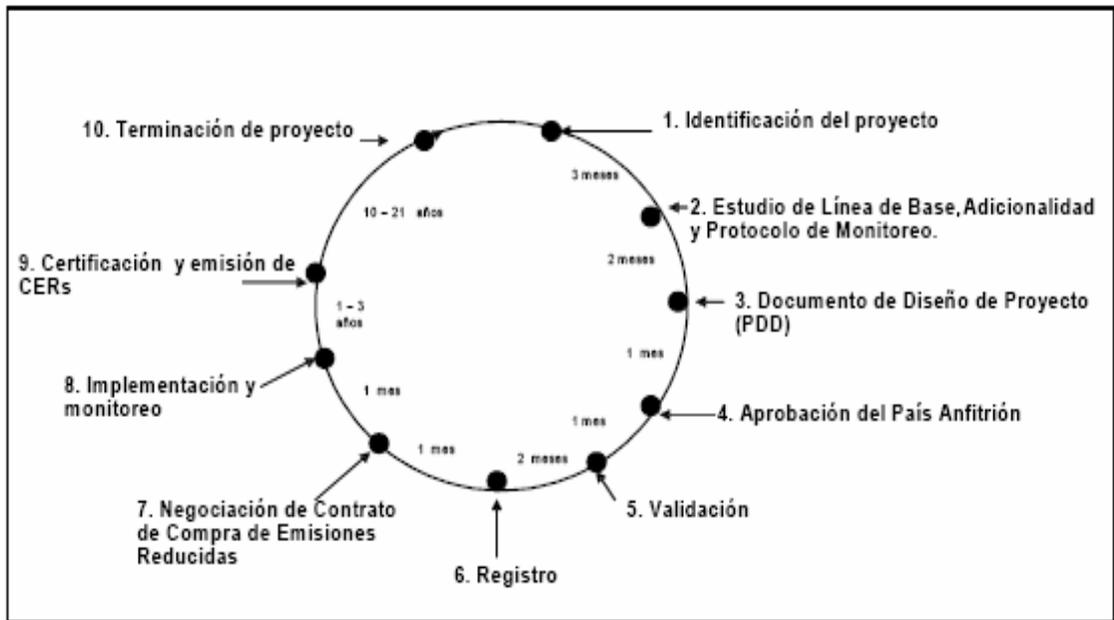
Para que un proyecto pueda clasificarse como proyecto para el Mecanismo de Desarrollo Limpio y, por lo tanto, generar Certificados de Emisiones Reducidas, debe pasar por una serie de procesos de formulación, revisión y evaluación.

---

<sup>7</sup> Estudio de Estrategia Nacional para Implementar el MDL en Colombia, Banco Mundial y MMA de Colombia. Bogota, Abril 2000. pg.124

Estos procesos son establecidos por el Protocolo de Kyoto, los acuerdos de la COP y la Junta Ejecutiva del MDL. Este conjunto de etapas y procedimientos se conoce comúnmente como el ciclo de proyecto MDL y está compuesto por todos los pasos necesarios para que una actividad determinada genere CERs.

Figura 7. Ciclo de Proyecto MDL



Fuentes: Eco Securities. "Clean Development Mechanism (CDM) Manual" first Draft. UNDP. Noviembre 2002.

### ✓ Identificación de proyecto

El Fondo Prototipo de Carbono (PCF) generalizó el uso del Project Idea Note (PIN) como documento inicial para evaluar rápidamente la factibilidad de los proyectos MDL. Este formato tiene implícito un test para determinar la elegibilidad del proyecto. Se deben cumplir con los siguientes requisitos:

1. Presentar un cálculo aproximado de la reducción de emisiones que generaría el escenario con proyecto en comparación con el escenario sin proyecto, o Línea de base.
2. Explicar como se va a financiar el proyecto.
3. Evaluación del impacto ambiental y económico.

Además el proyecto debe estar en alguna de estas categorías:

1. Uso de fuentes de energía renovables.
2. Cambio de combustibles de alta intensidad de carbón a combustibles de menor intensidad de carbono.
3. Eficiencia energética.
4. Combinación de generación de calor y electricidad.
5. Forestación y reforestación.
6. Proyecto en el sector transporte.
7. Reducción de emisiones de rellenos sanitarios y otros medios de disposición final de residuos.

Finalmente es importante establecer si el país anfitrión del proyecto ha ratificado el Protocolo de Kyoto y ha designado a la autoridad nacional MDL para que apruebe los proyectos en función de su contribución al desarrollo sostenible del país. Estos dos elementos son requisitos para poder participar en el MDL.

✓ **Estudio de Línea de Base, Adicionalidad y Protocolo de Monitoreo**

Si el proyecto tuvo el visto bueno de expertos o potenciales compradores de carbono, se debe entonces preparar el Estudio de Línea de Base, el cual es definido por los Acuerdos de Marrakech como el “escenario que razonablemente representa las emisiones antropogénicas por fuentes de Gases de efecto invernadero que ocurrirían en ausencia de la actividad del proyecto propuesto”. La línea de base también es definida como el escenario “Business as Usual” es decir el escenario esperado del sector bajo las prácticas usuales y/o las opciones económicamente viables. El propósito del estudio de Línea de Base es la de proveer información consistente de que es lo que hubiera ocurrido en ausencia del proyecto en términos de emisiones, así como de proveer información sobre la estimación de reducción de emisiones del proyecto. El Estudio de Línea de Base consiste en:

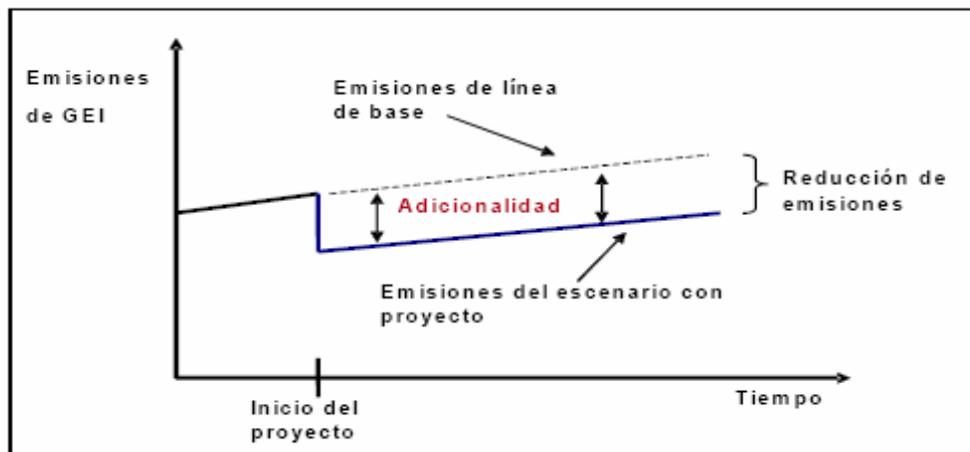
1. Descripción de las características del proyecto
2. Definición de los límites del proyecto
3. Una Línea de Base de emisiones (pronóstico del escenario *business as usual*)
4. Una evaluación de las emisiones del proyecto
5. Análisis de fugas
6. Cálculo de emisiones reducidas.

En los acuerdos de Marrakech se establecieron tres opciones o enfoques para establecer la línea de base:

1. Emisiones actuales existentes o históricas
2. Emisiones de la tecnología que representa el curso atractivo de acción, tomando en cuenta barreras a la inversión.
3. Las emisiones promedio de actividades similares al proyecto de los últimos cinco años, en similares circunstancias sociales, económicas, ambientales y tecnológicas, y cuyo desempeño esta entre el 20% superior de su categoría.

El estudio de línea de base es crucial porque debe demostrar la adicionalidad del proyecto, es decir que las reducciones de emisiones del proyecto deben ser adicionales a aquellas generadas por la línea de base. Dicho de otra manera, se debe probar que la actividad del proyecto resulta en menor volumen de emisiones de GEI en relación al escenario sin proyecto o línea de base.

Figura 8. Línea base y adicionalidad



Fuentes: Eco Securities. "Clean Development Mechanism (CDM) Manual" first Draft. UNDP. Noviembre 2002.

Para proyectos no conectados a la red, el escenario de línea de base es usualmente definido por la opción de menor costo disponible. Para proyectos de pequeña escala, el PCF ha experimentado con metodologías de línea de bases simplificadas. La metodologías de línea de base y protocolo de monitoreo deben ser metodologías aprobadas por la Junta Ejecutiva de MDL. El cuadro inferior resume las metodologías:

Tabla 4. Metodologías de línea de base – experiencia del PCF

<b>Método de línea de base</b>	<b>La línea de base es:</b>	<b>Ejemplo de proyecto</b>
Análisis de inversión	La opción con la mayor tasa interna de retorno	Letonia (Liepaja: captura de metano en relleno sanitario)
Análisis de inversión	La opción con el mayor valor presente neto	Bulgaria (Svilosa: desechos de biomasa)
Análisis de inversión	La opción de menor costo	Polonia (Geotermia), Polonia (Pisz: desechos de biomasa)
Análisis económico	La opción de menor costo (usando planeamiento de base al menor costo de expansión del sistema)	Chile (Hidroeléctrica de Chacabuquito), Marruecos (parque eólico), Guatemala (hidroeléctrica Canadá)
Análisis de escenarios	La opción con las menores barreras ( como riesgos y costos)	Uganda (pequeña hidroeléctrica), Brasil (Plantar: cambio de combustible)
Grupos de control	Tendencias históricas	Brasil (Plantar: producción de carbón vegetal)
Línea de base sectorial (análisis económico)	El sistema eléctrico mas su expansión: el proyecto es adicional si los costos de producción son mayores a los costos marginales a largo plazo en el sector	Costa Rica (proyecto hidroeléctrico sombrilla), Colombia (parque eólico de Jepirachi)
Business as usual para proyectos	Supuesto del escenario business as usual: un proyecto es adicional si es impedido a realizarse por barreras	Nicaragua (energía a partir de cáscara de arroz)
Prácticas comunes para proyectos de pequeña escala	Las prácticas comunes en países definidos(basados en observaciones e investigación)	Mauricio (gestión de desechos sólidos)
Línea de base por defecto para clases de proyectos (línea de base multiproyecto)	Determinado por un método validado por defecto para clases de proyecto en un país anfitrión definido (basado en comportamiento observado)	República Checa (calefacción distrital, ahorro de energía por el lado de la demanda)

Fuente: Memoria Anual del PCF 2002. Pág. 40.

## ✓ Documento de Diseño de Proyecto (PDD)

El documento diseño de proyecto ha sido desarrollado por la Junta Ejecutiva del MDL para que los desarrolladores de proyecto puedan presentar el proyecto MDL propuesto. Este documento es la base por la cual el proyecto es evaluado por las entidades operacionales para su validación.

Luego de su validación la entidad operacional se encargara de enviar el reporte de validación a la junta ejecutiva para su registro. El registro es la aceptación formal de la junta ejecutiva de un proyecto validado como proyecto MDL. El registro es prerequisite para la verificación, certificación y emisión de CERs. Las siguientes partes componen el PDD:

- Descripción del proyecto: Da información sobre el propósito del proyecto, quienes lo hacen, descripción técnica, verificación de que el proyecto no va ha ser financiado por Asistencia Oficial para el Desarrollo (ODA), el cronograma de desarrollo del proyecto, las barreras y problemas que enfrenta etc.
- Metodología de línea de base, análisis de adicionalidad y protocolo de monitoreo: El PDD toca temas que concierne al análisis de línea de base, adicionalidad y protocolo de monitoreo. Esta información es extraída del estudio de línea de base.
- Período de acreditación: El período de acreditación define el período por el cual la reducción de emisiones generadas por la implementación del proyecto pueden ser vendidas bajo el MDL. El MDL ofrece dos opciones para determinar el período de acreditación: un período de acreditación para un máximo de 7 años, la cual puede ser renovable un máximo de dos veces, previa actualización de la línea de base. Es decir la acreditación con esta opción puede llegar a ser hasta un máximo de 21 años y un único período de 10 años sin opción a renovación. El desarrollador debe evaluar la opción que más le conviene para maximizar el valor de los CERs.
- Impactos ambientales y sociales: El PDD debe incluir un análisis serio de los impactos ambientales del proyecto, lo que incluye otros impactos diferentes a los relacionados con gases de efecto invernadero. El proyecto no debe tener impactos negativos significativos en biodiversidad, calidad del aire, disponibilidad y calidad del recurso hídrico, suelos, ruido, recursos naturales, eficiencia y disposición de los residuos.

- Opinión de los involucrados sobre el diseño del proyecto: Finalmente se requiere invitar los agentes locales que son afectados o con probabilidad de ser afectados por el proyecto para que opinen sobre el proyecto.

#### ✓ **Aprobación del país anfitrión**

Los proyectos para calificar como MDL deben de contar con la aprobación del país anfitrión. País anfitrión se entiende como el país en donde se desarrollara el proyecto MDL. La responsabilidad del país anfitrión es de confirmar si el proyecto propuesto contribuye al desarrollo sostenible del país. La aprobación de país anfitrión es determinada por la autoridad nacional en MDL o en su defecto, el punto focal del país anfitrión ante la convención marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (Ver anexo A. ejemplo de carta de aprobación de proyecto MDL).

#### ✓ **Validación**

La validación es el proceso por el cual se realiza una evaluación independiente de todos los documentos relevantes de un proyecto MDL. Esta labor la realiza una entidad independiente llamada entidad operacional según todos los requerimientos establecidos en el MDL. Las entidades operacionales deben estar acreditadas por la junta ejecutiva del MDL. El desarrollador del proyecto debe enviar los siguientes documentos a las entidades operacionales para su validación: El PDD, la metodología de línea de base, el reporte resumiendo los comentarios de los agentes locales y la aprobación del país anfitrión.

#### ✓ **Registro**

El proyecto para ser registrado como MDL por la Junta Ejecutiva MDL, debe contar primero con la validación de una entidad operacional. El pedido de registro es enviado por la entidad operacional en forma de reporte de validación y aprobación del país anfitrión. El proceso de registro por la Junta Ejecutiva del MDL es terminado en un plazo máximo de 8 semanas a menos que una revisión sea solicitada.

#### ✓ **Negociación de Contrato de Compra de Emisiones Reducidas**

En esta etapa se termina de elaborar toda la documentación legal y se firma el Acuerdo de Compra de Reducción de Emisiones (Emission Reduction Purchase Agreement (ERPA)). El PCF y CERUPT han realizado estos contratos a pesar de que los proyectos no están registrados en las naciones unidas por la junta ejecutiva del MDL, sólo cuentan con la validación efectuada por una entidad operacional. Por tanto, estos fondos de carbono están comprando reducciones de emisiones que aún no están reconocidas por la Junta Ejecutiva MDL. Estos fondos de carbono están apostando que estos proyectos van a ser aceptados y registrados por la junta ejecutiva como proyectos MDL.

#### ✓ **Implementación y monitoreo**

Luego de que el proyecto ha sido registrado en la Junta Ejecutiva del MDL el proyecto puede empezar a desarrollarse. Desde este momento, el desarrollador del proyecto comienza a ejecutar el protocolo de monitoreo. Luego periódicamente los resultados del protocolo de monitoreo son enviados a la entidad operativa designada para la verificación y certificación de las reducciones de emisiones expresadas en toneladas de CO2 equivalente.

#### ✓ **Certificación y emisión periódica de CERs**

La verificación es la revisión periódica y determinación ex post de las reducciones de emisiones de GEI. La certificación es la garantía escrita por una entidad operacional de que durante un tiempo específico, la actividad del proyecto a reducido una cantidad de emisiones verificada de acuerdo con todos los criterios previamente establecidos en el protocolo de monitoreo.

El reporte de certificación elaborado por la entidad operacional debe consistir en una solicitud dirigida a la Junta Ejecutiva para que esta emita la cantidad de reducción de emisiones verificadas por la entidad operacional en forma de Certificados de Emisiones Reducidas CERs. Cuando la junta ejecutiva aprueba la emisión de CERs, estos son enviados a los desarrolladores del proyecto. Esto se hace periódicamente, usualmente de forma anual.

### **4.1.2 Proyectos de pequeña escala en el ciclo de proyecto MDL**

La CoP 8 definió modalidades y procedimientos simplificados para el ciclo de proyecto MDL de proyectos clasificados como de Pequeña Escala. El objetivo

principal de esta decisión fue reducir costos de transacción relacionados a la implementación y preparación del proyecto MDL. Un proyecto MDL es de pequeña escala si se encuentra en una o más de las siguientes categorías:

1. Proyectos de energía renovable con una capacidad máxima equivalente de 15 megavatios.
2. Proyectos de eficiencia energética que reduce el consumo de energía por el lado de la oferta y/o demanda, hasta el equivalente de 15 GWh por año.
3. Otros proyectos que reduzcan emisiones antropogénicas y emitan directamente menos de 15 kilotonnes de CO<sub>2</sub> equivalente.

Las modalidades y procedimientos simplificados son los siguientes:

- Metodologías simplificados para determinación de líneas de base y planes de monitoreo.
- Agrupación de proyectos en varias etapas del ciclo de proyecto.
- Documento de Diseño de Proyecto Simplificado (PDD).
- Requerimientos simplificados para el análisis de impacto ambiental.
- Menor costo para registrar el proyecto.
- Período más corto para el registro de proyectos MDL de pequeña escala.
- La misma entidad operativa puede validar así como verificar y certificar reducción de emisiones de un mismo proyecto.

#### **4.1.3 Costos de transacción**

Los costos de transacción se definen como aquellos costos incurridos para completar la transacción de los CERs. Cada etapa del ciclo del proyecto MDL tiene un costo y los costos son generados básicamente por tres fuentes: a) Preparación de Documentos, b) Validación y certificación por las Entidades Operativas Asignadas, que también incluye costos de monitoreo y c) los cobros que establece la junta ejecutiva del MDL y según el caso, el país anfitrión.

El Banco Mundial a través de su experiencia con el PCF ha encontrado para una muestra de alrededor de 30 proyectos MDL y de Implementación Conjunta (IC) que los costos de transacción ascienden en alrededor de de US\$ 200.000. Esto costos incluyen ciertos costos que podrían considerarse propios del Banco Mundial: a) la Nota Concepto de Proyecto, documento del PCF que viene a ser como un PIN pero más detallado y documentado; b) aspectos legales propios del banco, y c) las verificaciones de los estudios de impacto ambiental, financieros y técnicos bajo los estrictos estándares del Banco.

#### **4.1.4 Los beneficios económicos y ambientales de aplicar el MDL en el sector palmero**

El desarrollo de un proyecto MDL ofrece múltiples beneficios económicos al sector palmero, que ya se han indicado en dos casos pilotos: Palmeiras y Palmar Santa Elena. Primero, reduce el consumo de combustibles fósiles en las plantas de generación. Hoy en Palmeiras el gas metano capturado de las lagunas de oxidación ha remplazado completamente el uso de diesel, permitiendo un ahorro de compra y transporte de diesel de gran cuantía. Segundo, los lodos que producen las lagunas son abonos orgánicos que podrán remplazar una módica porción de los fertilizantes químicos e incrementar la productividad de la tierra. Además, los productores podrán percibir un ingreso adicional anual por la venta de los CERs. Estos se pueden generar en tres momentos del proceso productivo de las plantas de beneficio:

- ✓ por mitigación de metano de las lagunas de oxidación,
- ✓ por desplazar el diesel usando el metano en las plantas de generación eléctrica, y utilizando biomasa residual en las calderas de vapor en vez de carbón o diesel.

#### **4.2 PROYECTO SOMBRILLA**

En Colombia, la federación de palmicultores FEDEPALMA, está liderando a sus asociados en el Desarrollo de un proyecto MDL (Mecanismo de Desarrollo limpio), con el objetivo de convertir sus Plantas de beneficio en fuentes de energía renovable en lugar de Energía fósil.

##### **Ventajas**

- Pequeños propietarios pueden participar al MDL.
- Impactos sociales y ambientales positivos.
- Tal vez más fácil garantizar permanencia del carbono.
- Puede fortalecer posición para negociar.
- *Know-how* concentrado.
- Maximización y captura del biogás desplaza fuentes fósiles con energía renovable para calor, vapor y electricidad.
- Maximización del biogás= Minimización y posible eliminación de vertimientos hídricos
- Hacia Cero olores de las lagunas de tratamiento

- Hacia Cero emisiones al aire provenientes de fuentes fósiles (CO<sub>2</sub>, CO, Particulados, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>)
- Venta de energía renovable a la red = reducción de emisiones fósiles y contaminantes local en térmicas de Colombia

## **Desventajas**

- Requiere de una organización con capacidad y sostenible.
- Costos de transacción más altos.
- Técnicamente más complejo (línea base, monitoreo, etc..).
- Legalmente más complejo.
- Pre-inversión significativa.

### **4.2.1 Fundamentos del proyecto sombrilla MDL**

- Vender el servicio de reducciones (CER) a los emisores y gobiernos de los países industrializados al mejor precio posible de los mercados internacionales.
- Aplicar MDL con modelo regulatorio y de mercados que mas favorece los intereses de las empresas participantes a través de FEDEPALMA.
- Aplicar las economías de escala del proyecto para minimizar costos y maximizar precios de venta CER.
- Optimizar la cuantía de CER, y capturar los incrementos en emisiones y CER asociados al crecimiento esperado del sector.
- Capturar los incrementos en precio de mercado esperado con los primeros y segundos periodos de cumplimiento del Protocolo de Kyoto.

### **4.2.2 Antecedentes del proyecto sombrilla MDL**

- 2001: Puesta en Marcha MDL (COP7 Acuerdos de Marrakech)
- 2001: MDL como Área Estratégica de FEDEPALMA
- 2002: Tertulia Palmera y Junta Directiva sobre MDL
- 2002: Caso Piloto MDL Palmeiras S A
- 2003: Foro MDL con Extractoras: CAEMA-Natsource
- 2003: XIV Conferencia Internacional CAEMA Propone Sombrilla MDL
- 2003: Inicia Estudio de Prefactibilidad MDL
- 2004: Terminación Estudio de Prefactibilidad MDL y Socialización de Resultados a Gerentes por Zonas Palmeras
- 2005: Consulta a Empresas sobre Participación (39)

- 2006: FEDEPALMA Contrata al CAEMA para Asesoría MDL
- Empresas con contrato de Participación (32)
- 2006: Inicia proceso de Capacitación, Documentación y Formulación

#### **4.2.3 Actores en el proyecto sombrilla MDL**

- FEDEPALMA
- Empresas con planta de beneficio participantes
- Diseñadores de la ingeniería de detalle
- Proveedores de equipos y tecnología
- Entidades financieras
- Auditores de Naciones Unidas
- CAEMA, entidad asesora MDL

## 5 METODOLOGÍA<sup>8</sup>

### 5.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

**Investigación Descriptiva:** Se describen situaciones o acontecimientos; las descripciones se hicieron por encuestas (estudios por encuestas).

#### **Etapas:**

1. definir en términos claros y específicos que características se desean describir.
2. expresar como van a ser realizadas las observaciones; los sujetos van a ser seleccionados de modo que sean muestras adecuada de la población; que técnicas para observación van a ser utilizadas y si se someterán a una PRE-prueba antes de usarlas; como se entrenara a los recolectores de información.
3. recoger los datos-
4. informar apropiadamente los resultados.

### 5.2 ESTRUCTURA DE LA EVALUACIÓN

Para la planta de Palmas Oleaginosas Bucarelia se generó: una encuesta y una hoja de cálculo.

#### 5.2.1 Encuesta

Se envió la encuesta al Director de la Planta de Palmas Oleaginosas Bucarelia, el cual llenó los grupos de datos solicitados. Luego se procesó la información de la encuesta recibida. Esta usó como base de datos Parámetros Fijos, parámetros físicos constantes o parámetros técnicos y financieros.

---

<sup>8</sup>Metodología AM0013 version 4.

Dentro de la encuesta se tuvo en cuenta los siguientes grupos de datos:

1. Datos generales
2. Datos de producción
3. Datos del Sistema de Tratamiento de aguas.
4. Datos de Generación y consumo de energía

En cada grupo se encontró la información más relevante. Por ejemplo bajo el grupo de Datos de producción se encontraron producciones actuales y futuras de fruto, aceite, agua, flujos másicos de productos y subproductos.

Para cada componente se preguntó por la existencia de tal componente o por la cantidad de ejemplares del equipo. Ya que la encuesta está conectada a la hoja de cálculo, se llenó la encuesta adecuadamente y en las unidades que se designaron. Algunas celdas de la encuesta tienen una función meramente informativa.

### **5.2.2 Hoja de cálculo**

La hoja de cálculo presenta cálculos para varios escenarios de un proyecto MDL:

- En la situación actual como en la situación futura el modelo toma la demanda energética total de la planta.
- También se determinó la producción de electricidad actual con base en los datos que vienen de la hoja de datos, teniendo combustibles fósiles, subproductos, biogás y red como opciones, tanto en la situación actual como en la situación futura.

En la hoja de cálculo se destacaran tres situaciones:

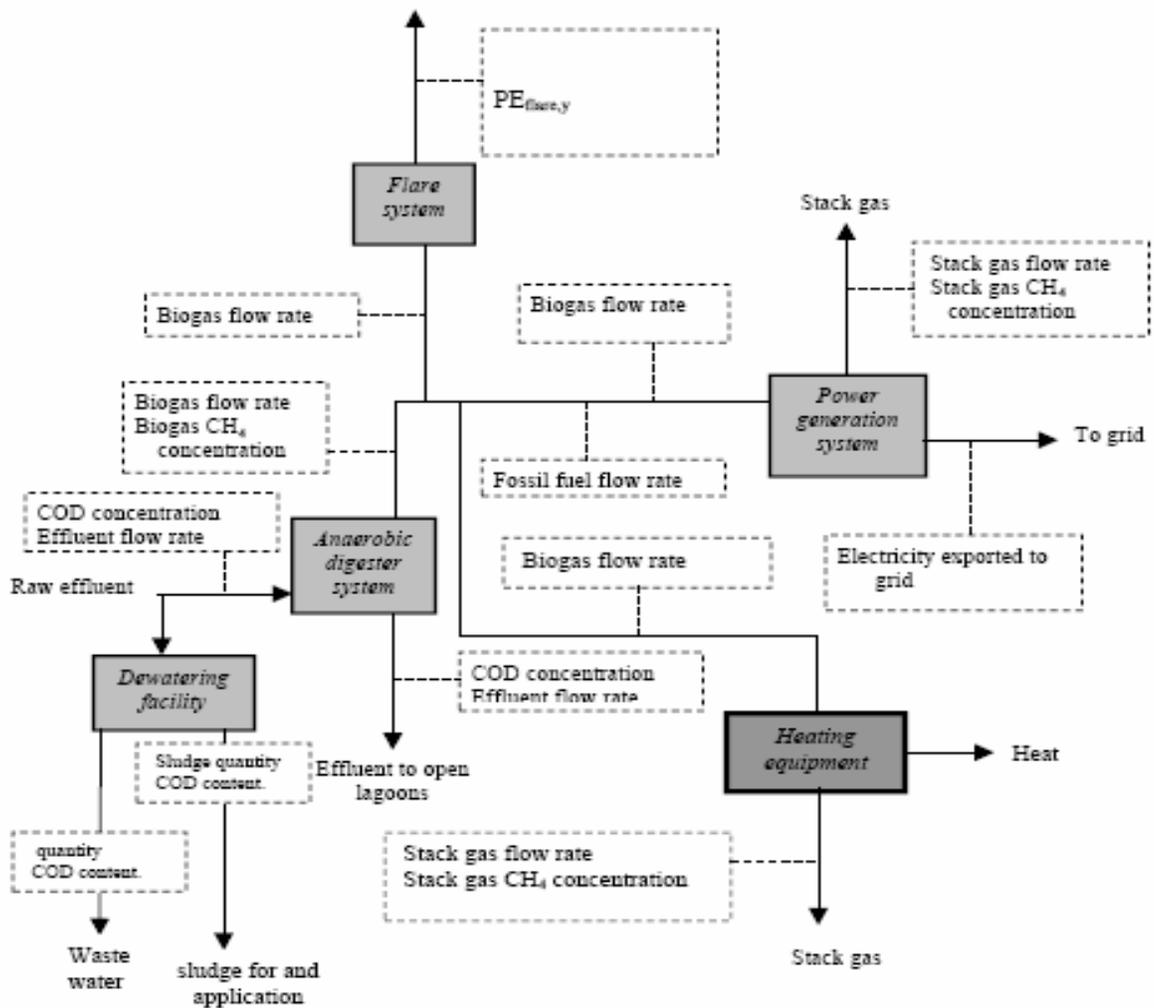
- Situación actual: presenta el uso de la energía, la producción de electricidad, así como el potencial energético máximo a producir.
- Situación futura: presenta uso de fuentes de energía, producción de electricidad en una situación futura sin un proyecto MDL, con base en la demanda energética necesaria a futuro, datos obtenidos de la hoja de datos.
- Situación futura – con proyecto MDL

### 5.3 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE LOS PROCESOS PRODUCTIVOS, EL USO DE ENERGÍA Y LAS EMISIONES DE GEI.

Para poder aplicar a un proyecto MDL, se deben cumplir con una metodología establecida para cada caso.

En nuestro caso, la metodología que aplica es la AM0013 versión 4 referida a la extracción de metano utilizando sistemas de tratamiento de aguas residuales en sistemas de lagunas abiertas con tratamiento anaerobios, con los que cuenta la planta extractora para su operación

Figura 9. Requerimientos metodología AM0013 version 4



Fuente: Fedepalma-PCA

El objetivo general de la evaluación es determinar para la planta de Palmas oleaginosas Bucarelia S.A.:

- Las fuentes de emisiones de gases efecto invernadero (GEI)
- Las posibles medidas para optimizar el consumo energético incorporando la mitigación de dichas emisiones de GEI.

La evaluación generó un paquete de información básica que permite determinar la viabilidad técnica - económica de las medidas identificadas, clasificando la planta en la modalidad que le convenga según el escenario a utilizar.

### 5.3.1 Análisis Técnico

En la Situación futura con proyecto MDL, se presentaron tres escenarios:

**Escenario 1:** Se capta el biogás y se quema en una tea encapsulada, convirtiendo el CH<sub>4</sub> en CO<sub>2</sub>. Se utilizara la energía de la cogeneración y para cubrir la demanda restante, se utilizaran plantas eléctricas o la energía de la red.

**Escenario 2:** Se capta el Biogás se transporta y se quema en las calderas, sin ampliar el sistema de cogeneración actual. Para cubrir la demanda eléctrica restante, se utilizaran plantas eléctricas o energía de la red.

**Escenario 3:** Se capta el Biogás utilizándolo para producir energía eléctrica, mediante una planta de gas, sin ampliar el sistema de cogeneración cubriendo el 100% de la demanda eléctrica. No se utilizaría en esta opción combustibles fósiles ni energía de la red, ósea total de energía renovable.

Para cada escenario se determinó:

- La producción de electricidad por cada fuente, así como el flujo de masa/volumen y flujos energéticos de cada fuente
- La reducción de GEI, comparando la línea base con la situación actual.

Se destacaron tres factores de reducción:

- Captura y conversión del metano
- Sustitución de electricidad generada con plantas eléctricas alimentadas con combustibles fósiles.
- Sustitución de electricidad de la red eléctrica.

### 5.3.2 Análisis financiero

**Metodología de Análisis: Análisis Incremental de las Inversiones:** Para abordar el análisis desde el punto de vista del inversionista, se estableció un análisis incremental para los costos e ingresos de los escenarios tecnológicos analizados, en dólares constantes de 2007.

Esta técnica considera únicamente las inversiones adicionales requeridas, los costos de operación tanto de mano de obra como de mantenimiento, los costos de operación adicionales que se le atribuyen al cambio tecnológico, los ahorros en combustible fósil de la anterior forma de generación energética, y los nuevos ingresos y costos que se derivan del negocio MDL. Los ahorros en combustibles o en compra de energía a la red, junto con el ahorro adicional en impuestos por depreciación y los ingresos netos del MDL, representan los ingresos del análisis incremental. Los gastos operacionales (O&M) adicionales son los egresos del análisis incremental.

**Principales Parámetros Contemplados en el Modelo Financiero:** Se consideraron las siguientes variables principales:

Tabla 5. Variables del análisis financiero

Variable	Unidad	Valor
Precio CER	US \$/CER	10 – 15 - 20
Tasa de cambio	\$/ US \$	2100
Tasa de Oportunidad	%	18%
Tasa de Impuesto	%	33
Tasa de Interes Prestamo	%	DTF + 4%
Tiempo del prestamo	años	8
Proyeccion Inflación (2008-2015)	%	4
Precio de Compra Acpm (2007)	\$	6500
Precio de Compra de la energia de la red (costo unitario) (2007)	\$	240

El flujo de caja del proyecto, en términos muy simples, consta de los siguientes parámetros:

- ✓ La inversión requerida para cada escenario;
- ✓ Los gastos de mantenimiento y operación o gastos operativos
- ✓ Gastos por intereses del préstamo por año valor reflectado.
- ✓ Impuestos anuales
- ✓ Flujo de caja neto desde el punto de vista del accionista
- ✓ Los ahorros por concepto de cambio de diesel a biogás.
- ✓ Los ahorros por depreciación
- ✓ Los ahorros en el pago de energía a la red cuando se cambia por autogeneración con renovables;
- ✓ Los ingresos por venta de emisiones reducidas de GEI.
- ✓ El valor del préstamo

**Indicadores de de Bondad Financiera:** Se contemplaron indicadores de inversión clásicos para analizar la bondad de la inversión incremental, estos son VPN, TIR, los cuales brindan información útil cuando se considera un reemplazo de tecnología.

1. Primera Aproximación al Análisis de Inversión: Retorno de la inversión o recuperación de la inversión, como los flujos de caja del proyecto, traídos a valor presente divididos en el valor de la inversión, ósea en el tiempo del proyecto, cuantas veces recupero la inversión y Periodo de recuperación Descontado, el cual es un instrumento que permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial, teniendo en cuenta la tasa de oportunidad del inversionista.
2. Segunda Aproximación Metodológica: Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN) basado en un Flujo de Caja Neto. Basado en la construcción de un flujo de caja neto, se introducen las siguientes variaciones: la reposición de todas las inversiones en los ocho años de vida útil que se asumen tanto para las inversiones como el proyecto MDL; para algunas inversiones como la carpa de captura de biogás, será necesario reponerla en el sexto año del proyecto, y se depreciara durante los últimos años.

Los costos de operación y mantenimiento se asumen constantes en la mayoría de los escenarios y sus valores se dan por el personal de operación de la planta y el mantenimiento de los equipos que la conforman.

Se asumen ahorros de impuestos por el gasto de depreciación y costos de transacción para un escenario de proyecto sombrilla. Con estos ajustes se calcula

el Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno sobre un flujo de caja operativo del proyecto, con lo cual se puede determinar la bondad de la inversión incremental en cada una de los escenarios de opciones tecnológicas de mitigación de GEI.

La viabilidad financiera, se basó en: una determinación de la inversión inicial, un análisis de ingresos y egresos anuales fijos y un tiempo de recuperación simple.

En cada uno de los escenarios, basados en las proyecciones de fruto a procesar en cada uno de los años se calculan las cantidades de bonos de carbono a recuperar en el sistema de tratamiento de aguas residuales; además se estiman los costos de la producción de energía para el funcionamiento de la PLANTA EXTRACTORA DE OLEAGINOSAS BUCARELIA de cada una de las fuentes de energía actuales como son plantas Diesel, Red eléctrica y turbinas de vapor calculando el costo total de la energía utilizada en el funcionamiento, valor el cual para el escenario No. 3 será un ahorro adicional del proyecto MDL.

Ya calculados los Ingresos (que según el escenario incluyen o no ahorro de energía) se estiman los Gastos operativos, Depreciación deflecionada, Gastos por intereses, Impuestos, se amortiza el préstamo, se tienen en cuenta las reposiciones de activos y se calcula para cada año de duración del proyecto el Flujo de Caja Neto para los accionistas.

Ya con este flujo se estiman los indicadores de bondad financiera para cada uno de los escenarios en sus diferentes opciones de precio de CER, y esta información se resume en una matriz comparativa, con sus respectivas graficas de sensibilidad para VPN y TIR respectivamente.

Para la estimación de la depreciación y la tasa de interés deflecionada se tomo como valor de la Inflación en Colombia para el periodo 2008 – 2015 un 4%, basándonos en el dato de Política Monetaria del Banco de la Republica de Colombia en una actualización de octubre 24; en dicho documento se describe que el rango meta de la inflación a largo plazo deberá estar entre un 2% a un 4%.

Para el valor del combustible nos remitimos al valor de compra de la Empresa Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A. suministrado por ECOPETROL, \$ 4823 el galón.

Para el valor de la energía en la red nos remitimos al anexo D, datos de la Electrificadora de Santander para el nivel II, en el cual se encuentra Palmas oleaginosas Bucarelia sumándole el porcentaje de contribución que es el 20%; el valor es \$ 279.6 el Kw.

Para el valor del dólar y el DTF, se busco en Súper bancaria<sup>9</sup>; los datos a 31 de Octubre de 2007 son: precio del dólar US\$ 1999.44 y DTF 8.42%.

Para complementar el trabajo de monografía se incluye un modelo matemático, realizado en un software libre, Java, el cual en su arquitectura tiene la siguiente secuencia de orden descrita:

1. Datos de entrada
2. Proyección de CER e Ingreso Total
3. Flujo de Caja para el accionista
4. Costos del Proyecto
5. Indicadores de Bondad Financiera
6. Matriz comparativa

Este modelo es de fácil utilización y tiene la ventaja de poderse utilizar para dar una aproximación en el caso de Palmas Oleaginosas Bucarelia en los casos en que se varíen los datos técnicos, los datos financieros o datos de producción. Para otras plantas de tamaños similares, (de 150.000 ton a 200.000 ton) se puede utilizar el modelo solamente con el cambio de los datos de entrada.

Para plantas de menor capacidad se debe tener en cuenta que el Plan de inversiones esta para una planta de 200.000 toneladas por año, y que este valor sería menor, por lo tanto con la inversión alta se castigaría duramente el proyecto.

Adicional el modelo esta para calcularse para 8 años, no teniendo la posibilidad de aumentar o disminuir dicho periodo de tiempo por la estructura del programa.

En este modelo se asume que el préstamo a realizar es el 67% del total del plan de inversiones, y se puede variar el tiempo de duración del mismo desde mínimo un año hasta máximo los 8 años de duración del proyecto. El 33% restante es dinero de los accionistas de la empresa. En los escenarios estimados se tomo el préstamo a 8 años.

---

<sup>9</sup> CNC. Compañía Nacional de Comunicaciones. [www.agriculturayganaderia.com](http://www.agriculturayganaderia.com)

### **5.3.3 Análisis ambiental**

En este caso, nos guiaremos por algunos de los procedimientos de la norma NTC ISO 14001:2004 del ICONTEC, desarrollada para la evaluación ambiental en el desarrollo de los Planes de Implementación de los Sistemas de Gestión Ambiental Empresarial. La metodología consiste en identificar y evaluar los aspectos y los impactos ambientales. Los aspectos ambientales son aquellos elementos del proceso de producción de aceite de palma, o de acciones humanas relacionadas con ellos, que generan alguna relación negativa con el medio ambiente.

Los impactos ambientales se refieren a los cambios que el aspecto ambiental ocasiona directa o indirectamente a un determinado vector ambiental (salud humana, salud animal, contaminación del agua, suelo, aire, entre otros).

Luego de identificados y evaluados los aspectos e impactos ambientales, se procede a la evaluación de las variaciones en los niveles de impactación que se van a dar cuando se varíen las condiciones actuales de producción y desempeño al implementar las opciones MDL presentadas en esta monografía.

## **5.4 EXPLICACIÓN DE FORMULAS USADAS**

La hoja de cálculo usó como base de datos Parámetros Fijos, una hoja con parámetros físicos constantes o parámetros técnicos y financieros asumidos; contiene datos de situación actual y futura, cálculos de potenciales máximos para los diferentes subproductos (fibra, cascarilla y biogás), consumos máximos de energía (combustibles, vapor)

### **5.4.1 Situación actual**

1. Datos de producción

Estos datos vienen directamente de la encuesta realizada a la empresa.

2. Estimado teórico de producción de metano de acuerdo a metodología AM0013 para Palmas Oleaginosas Bucarelia. Emisión en lagunas.

Para el cálculo de la línea base se tiene en cuenta la siguiente información:

<b>Línea base</b> (t CO <sub>2</sub> e/año)	=	<b>Línea base lagunas abiertas</b> (t CO <sub>2</sub> e/año)	+	<b>Línea base Generación Eléctrica</b> (t CO <sub>2</sub> e/año)	+	<b>Línea base porción de diesel desplazado por biogas e equipos</b> (t CO <sub>2</sub> e/año)
--	---	---	---	---	---	--

<b>Reducción de Emisiones</b> (t CO <sub>2</sub> e/año)	=	<b>Línea base</b> (t CO <sub>2</sub> e/año)	-	<b>Escapes</b> (t CO <sub>2</sub> e/año)	-	<b>Emisiones del proyecto</b> (t CO <sub>2</sub> e/año)
--	---	--	---	---	---	--

- Cálculo de la línea base para lagunas abiertas:

El cálculo de la línea base de las emisiones de las lagunas abiertas son estimadas basados en la Demanda Bioquímica (DQO) del efluente que podría entrar en las lagunas en ausencia de las actividades del proyecto, multiplicado por el factor de conversión de DQO a metano (Bo) y la proporción del efluente que podría ser digestión anaerobia en las lagunas abiertas.

Con la información de la producción a procesar en Ton RFF y el factor para la planta de m<sup>3</sup> de efluente por Ton. De RFF se multiplica por el factor anterior y tenemos la cantidad de CH<sub>4</sub> a producir en el año.

Estas emisiones de CH<sub>4</sub> en el agua residual serán calculadas de acuerdo a los lineamientos de la guía IPCC así:

<b>CH<sub>4</sub> de Emisiones</b> (t CH <sub>4</sub> e/año)	=	<b>Ton RFF producidas</b> (t RFF/año)	x	<b>Coficiente efluentes</b> (m <sup>3</sup> / Ton RFF)	x	<b>Total DQO disponible</b> (t DQO / m <sup>3</sup> )	x	<b>Factor de conversión a CH<sub>4</sub></b> (Ton CH <sub>4</sub> / Ton DQO)	x	<b>Factor Geométrico lagunas</b> (%)
---	---	--	---	---	---	--	---	---	---	---

Teniendo este valor en cantidad de metano producido se requiere convertirlo a Dióxido de carbono equivalente multiplicándolo por 21, que es el factor de conversión.

- Línea base por generación de energía eléctrica

Para este cálculo se tiene en cuenta la cantidad de Kwh. consumidos por las plantas de generación de energía eléctrica que consumen diesel y se multiplican por el factor de de ton CO<sub>2</sub> / MWH de acuerdo a la siguiente fórmula:

CO <sub>2</sub> equ. electricidad (t CO <sub>2</sub> e/año)	=	Kwh consumidos x (Kwh/ año)	x	Factor de conversión x 1000 (CO <sub>2</sub> / MWh)
---	---	-----------------------------------	---	---

### Potencial máximo y uso actual

Aquí se convierten los flujos másicos/volumétricos en sus flujos energéticos correspondientes. Para cada fuente se multiplica el potencial máximo calculado con el valor calorífico correspondiente.

- Producción eléctrica salida

### Máxima

Aquí se calcula para cada fuente la cantidad máxima de electricidad que se podría producir. Para cada fuente se multiplica el potencial de energía máximo calculado con la eficiencia eléctrica (respectivamente de una caldera de vapor y un generador de diesel y/o biogás) puesto en Parámetros Fijos.

Ya que se utiliza la fibra y cascarilla en la misma caldera, se toman fibra y cascarilla en conjunto.

### *Real*

Aquí se calcula para cada fuente la cantidad real que se produce en realidad. Los datos vienen directamente de la hoja de datos.

## **6 ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO DE LAS OPCIONES DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO CON EL MDL.**

En este capítulo se hace una evaluación técnica y financiera de los escenarios de mitigación de gases de efecto invernadero (GEI) identificadas. Para ello se realizó la evaluación de PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA, en la cual se usó parámetros y estándares del análisis financiero de las opciones de mitigación, balance energético y cálculos de reducción de emisiones. Con estos resultados fue posible establecer el atractivo de las opciones de inversión adicional en que podría incurrir la empresa para mitigar GEI y generar energía limpia y se estimó el costo por KW/h que se podría lograr con las diferentes alternativas de inversión.

### **6.1 ANALISIS TÉCNICO**

Para poder definir el análisis financiero, es necesario definir la producción de metano que tendrá el sistema de Tratamiento de Aguas residuales. De acuerdo a esto se requirió la siguiente información suministrada en la encuesta del anexo B.

- ✓ Toneladas de Fruta a procesar (Ton RFF)
- ✓ Factor de agua residual producida ( $\text{m}^3/\text{Ton RFF}$ )
- ✓ Demanda Química de Oxígeno ( $\text{Ton /m}^3$ )
- ✓ Eficiencia del Sistema de Tratamiento de aguas Residuales por geometría.
- ✓ Factor de conversión de DQO a metano ( $\text{CH}_4$ )
- ✓ Factor de conversión de metano ( $\text{CH}_4$ ) a Dióxido de carbono equivalente ( $\text{CO}_{2e}$ )

Con el volumen de fruta a procesar, multiplicado por un factor de conversión de metros cúbicos de agua por tonelada de RFF se tiene la cantidad de metros cúbicos de agua residual a tratar en el sistema anaerobio. Para el caso de Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A., el factor es de  $1 \text{ m}^3/\text{Ton RFF}$  (Fuente Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A.).

Este valor es multiplicado por el DQO del sistema en  $\text{Ton/m}^3$  para determinar la carga orgánica disponible en el sistema. Esta carga orgánica se multiplica por el factor de conversión a metano que es 0,21, arrojándonos la cantidad de metano total a producir. Para el dato de DQO se tuvo en cuenta los análisis fisicoquímicos realizados por Palmas Oleaginosas Bucarelia en los últimos 3 años, y de acuerdo a esto, sacamos un promedio de la Demanda Química de Oxígeno (DQO mg/l) del sistema de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla 6. Promedios de Resultados de Demanda Química de oxígeno(DQO) del afluente del sistema de tratamiento de aguas residuales de palmas Oleaginosas Bucarelia S.A.

<b>FECHA ANALISIS</b>	<b>DQO (mg/l)</b>
Agosto 6 2007	39300
Febrero 26 2007	43100
Marzo 22 2006	43833
Diciembre 28 2005	37700
Noviembre 2 2004	33167
<b>PROMEDIO</b>	<b>39284</b>

Fuente: Informe de Resultados de Laboratorio monitoreo de aguas Residuales CEIAM-Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A.

Ya teniendo la cantidad máxima de metano a producir, se debe tener en cuenta la eficiencia del sistema anaerobio por factor geométrico. Para el caso de lagunas de oxidación, este valor es de 75%.

Hasta acá tenemos la cantidad de metano a producir, pero para calcular los Certificados de Emisiones Reducidas CER, es necesario convertir este metano a Dióxido de Carbono equivalente por lo que se debe multiplicar por el factor de conversión que es 21.

Este es el valor teórico de producción de Certificados, pero se debe descontar los escapes y las ineficiencias inherentes a cada sistema y a cada escenario.

El escenario N°1 por tener quemador en TEA, y dependiendo de este tipo de equipo la eficiencia en el quemado aumenta o disminuye. Para nuestro caso tuvimos en cuenta una Tea encapsulada, que nos da una eficiencia en el quemado del 90%.

En el escenario 2 y 3, aunque de acuerdo a nuestras recomendaciones es necesario tener una TEA más como sistema de seguridad, asume una eficiencia en el quemado en las calderas del 100% por lo que no se tienen escapes de metano.

El escenario N° 3, además de tener en cuenta esta mitigación de metano, se produce una energía capaz de suplir las necesidades de la planta extractora. Dicha información fue suministrada en la encuesta elaborada por Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A. la cual se encuentra en el anexo B.

## **6.2 ANALISIS FINANCIERO: APLICACIÓN DE FORMULAS Y MODELO MATEMATICO.**

En este modelo se asume que el préstamo a realizar es el 67% del total del plan de inversiones, y se puede variar el tiempo de duración del mismo desde mínimo un año hasta máximo los 8 años de duración del proyecto. El 33% restante es dinero de los accionistas de la empresa. En los escenarios estimados se tomo el préstamo a 8 años.

A continuación explicaremos el modelo matemático, tomando como base el Escenario No. 2, con un nivel de precio de CER alto, para la proyección de CER y para le Flujo de caja, siendo este escenario el que presento mejores resultados en cuanto a la Tasa interna de Retorno, con unos buenos resultados adicionales en el Valor Presente Neto. El modelo matemático consta de los siguientes elementos:

### **6.2.1 Datos de Entrada**

Los principales parámetros contemplados para el análisis financiero del modelo matemático se encuentran en la hoja "datos de entrada" donde se resumen todos los datos tanto técnicos, financieros y de producción. Esta hoja de entrada es común para todos los Escenarios en cada una de sus modalidades de precio de CER y consta de la siguiente información:

Tabla 7. Datos de Producción

<b><i>DATOS PRODUCCION (TON RFF / AÑO)</i></b>	
<b>2008</b>	210.000
<b>2009</b>	210.000
<b>2010</b>	210.000
<b>2011</b>	210.000
<b>2012</b>	210.000
<b>2013</b>	210.000
<b>2014</b>	210.000
<b>2015</b>	210.000

Tabla 8. Datos Técnicos

<b>DATOS TECNICOS</b>	
Produccion Efluentes en m3/ton	1
Consumo planta en Kw/ton	16,64
Factor trabajo planta	2,33
Ton CH4 / TON CO2 (Eq)	21
Factor Geometria sistema Tratamiento	75%
KWH / ton CH4	25
Eficiencia de la planta electrica de Biogas	35%
Produccion de Energia planta electrica (Kw/gal)	20
costo turbina en (\$/ton RFF)	\$ 550
Precio del Galon ACPM	\$ 4.823
Precio Unitario Kwh Energia Red	\$ 279,6
Densidad Metano (kg/Nm3)	0,717
Valor calorifico inferior del CH4 (MJ/Kg)	43,330
Eficiencia de la TEA (Escenario 1)	90%
Eficiencia de la TEA (Escenario 2 y 3)	100%
DQO (TON/metro cubico)	0,039284
Consumo de plantas electricas (Kw/Ton)	2,810
Consumo de Turbinas (Kw/Ton)	8,167
Consumo de la red (Kw/Ton)	7,857

Tabla 9. Datos Financieros

<b>DATOS FINANCIEROS</b>	
Reposicion activo año 4	\$ 180,00
Valor de salvamento	\$ 0,00
TRM	\$ 1.999,44
DTF (EA)	8,42%
Interes	12,42%
tiempo Prestamo (años)	8
Tasa Impuestos	34%
Inflacion Colombia	4%
Tasa Deflectada del Inversionista	13,46%
Tasa de Oportunidad	18%

## **6.2.2 Proyección de CER e Ingreso Total**

En el modelo se inicia con cada uno de los escenarios calculando en base a los datos de producción y otros datos técnicos (como se ve en el análisis técnico) las cantidades de Toneladas de Metano y de toneladas de Dióxido de Carbono a producir por el sistema de tratamiento, y con estas toneladas de Dióxido de Carbono se halla la equivalencia en Bonos de carbono o Certificado de Emisiones Reducidas (CER). Con estas cantidades para cada uno de los años de duración del proyecto se calculan los ingresos afectando dichas cantidades por el posible valor del CER en el mercado.

En este caso para cada escenario se tuvieron en cuenta tres posibles valores de CER en el mercado, un valor bajo de CER de USD \$10, un valor medio de USD \$15 y un valor alto de CER de USD \$20, calculando para cada uno los ingresos por año de duración del proyecto.

Solamente en el escenario No. 3 incluimos dentro del valor del ingreso el ahorro por el reemplazo de la energía consumida de la planta de las diferentes fuentes (Plantas Eléctricas, energía de la Red y energía producida por turbinas). En los otros dos escenarios se muestran las cantidades de energía consumida y los costos de dicha energía pero no se incluye dicho ahorro dentro del ingreso. (Ver tabla)

Tabla 10. Proyección Precio CER Alto Escenario No 2

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
FFB TM.	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
EFLUENTE	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
PRODUCCION MAX TON CH4 /TON RFF	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732
PRODUCCION REAL TON CH4 /TON RFF	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299
PRODUCCION TON CO2 EQ/TON RFF CER	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
INEFICIENCIAS	0	0	0	0	0	0	0	0
PRODUCCION REAL TON CO2 EQ/AÑO	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
CONSUMO ELECTRICO POR DIESEL Kwh año	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000
CONSUMO ELECTRICO POR TURBINA Kwh año	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000
CONSUMO ELECTRICO POR RED ELECTRICA Kwh año	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000
COSTO CONSUMO DE ENERGIA POR DIESEL	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500
COSTO CONSUMO RED ELECTRICA	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000
COSTO MANTENIMIENTO PLANTA Y TURBINA	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000
COSTO TOTAL ENERGIA	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500
US \$ /CER	20	20	20	20	20	20	20	20
US \$ TOTAL	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618
TASA DE CAMBIO	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999
TOTAL EN PESOS RECIBIDOS POR CER	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030
PRODUCCION DE ENERGIA CH4 (Kw/año)	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559
DIFERENCIA CONSUMO PRODUCCION CON CH4 (Kwh/año) SOBRENTE	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559
TOTAL CER	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030

CER A US\$ 20

### **6.2.3 Flujo de Caja para el accionista**

Una vez calculado para cada escenario las proyecciones totales de Certificados de Emisiones Reducidas y con ellos los ingresos y los ahorros, se continua calculando el Flujo de Caja neto para el Accionista, para cada escenario, y para cada año dependiendo de la producción y para cada situación del posible precio en el mercado del CER.

Tomamos inicialmente el total del ingreso de cada escenario del proyecto, y le restamos los Gastos operativos los cuales para cada escenario se extraen de la hoja de Costos del Proyecto; luego le quitamos la Depreciación deflecionada de los equipos, obteniendo como resultado la utilidad antes de impuestos e intereses.

Ya con este resultado, calculamos los intereses deflecionados, causados por el préstamo hecho para la realización del proyecto (el cual para nuestro caso es del 67% del total del plan de inversión) y luego los impuestos que se generan por dicha inversión, obteniendo la Utilidad neta del proyecto.

Ya calculada la Utilidad neta procedemos a calcular el Flujo de Caja Neto, sumándole a dicha utilidad la Depreciación deflecionada, restándole los abonos a capital y las reposiciones de activos (En el año 6 se hace reposición de 180 millones por cambio de la carpa) dando como resultado el Flujo de Caja Neto. (Se incluye tabla de amortización del préstamo)

Ya con estos valores y en la misma hoja se realiza el calculo del VPN y de la TIR para el escenario y precio de CER, que la tabla así lo indique.

Tabla 11. Flujo de Caja Alto Escenario No 2

<b>Año</b>	<b>0</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<b>Ingresos</b>		\$ 1.454,83	\$ 1.454,83	\$ 1.454,83	\$ 1.454,83	\$ 1.454,83	\$ 1.454,83	\$ 1.454,83	\$ 1.454,83
<b>Gastos operativos</b>		\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40
<b>Depreciacion</b>		\$ 305,77	\$ 294,01	\$ 282,70	\$ 271,82	\$ 261,37	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28
<b>UAll EBIT</b>		\$ 1.008,66	\$ 1.020,42	\$ 1.031,73	\$ 1.042,60	\$ 1.053,06	\$ 1.314,43	\$ 1.279,81	\$ 1.281,14
<b>Gastos Intereses</b>		\$ 85,82	\$ 77,78	\$ 69,09	\$ 59,69	\$ 49,54	\$ 38,56	\$ 26,69	\$ 13,87
<b>Ingreso Disponible</b>		\$ 922,84	\$ 942,64	\$ 962,64	\$ 982,91	\$ 1.003,52	\$ 1.275,87	\$ 1.253,12	\$ 1.267,28
<b>Impuestos</b>		\$ 313,77	\$ 320,50	\$ 327,30	\$ 334,19	\$ 341,20	\$ 433,80	\$ 426,06	\$ 430,87
<b>Utilidad Neta</b>		\$ 609,08	\$ 622,15	\$ 635,34	\$ 648,72	\$ 662,32	\$ 842,07	\$ 827,06	\$ 836,40
<b>Gastos de Capital</b>	<b>\$ 1.589,98</b>	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
<b>Depreciacion</b>		\$ 305,77	\$ 294,01	\$ 282,70	\$ 271,82	\$ 261,37	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28
<b>Amortizacion de capital de la deuda financiera</b>	\$ 1.059,99	<b>\$ -99,31</b>	<b>\$ -107,35</b>	<b>\$ -116,04</b>	<b>\$ -125,43</b>	<b>\$ -135,59</b>	<b>\$ -146,57</b>	<b>\$ -158,43</b>	<b>\$ -171,26</b>
<b>Inversiones en reposicion de activos fijos</b>		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	<b>\$ -180,00</b>	\$ 0,00	\$ 0,00
<b>Inversiones en el Capital de Trabajo</b>		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
<b>Valor de salvamento</b>		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
<b>FCFE millones</b>	<b>\$ -529,99</b>	<b>\$ 815,53</b>	<b>\$ 808,80</b>	<b>\$ 802,00</b>	<b>\$ 795,11</b>	<b>\$ 788,10</b>	<b>\$ 515,51</b>	<b>\$ 703,24</b>	<b>\$ 698,43</b>

Tabla 12. Amortización del préstamo Escenario 2

<i>Año</i>	<i>0</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
Saldo inicial	\$ 1.059,99	\$ 960,68	\$ 853,33	\$ 737,29	\$ 611,85	\$ 476,26	\$ 329,70	\$ 171,26	\$ 0,00
Interes causado		\$ 85,82	\$ 77,78	\$ 69,09	\$ 59,69	\$ 49,54	\$ 38,56	\$ 26,69	\$ 13,87
cuota		\$ -185,13	\$ -185,13	\$ -185,13	\$ -185,13	\$ -185,13	\$ -185,13	\$ -185,13	\$ -185,13
abono a capital		\$ -99,31	\$ -107,35	\$ -116,04	\$ -125,43	\$ -135,59	\$ -146,57	\$ -158,43	\$ -171,26
Saldo Final		\$ 960,68	\$ 853,33	\$ 737,29	\$ 611,85	\$ 476,26	\$ 329,70	\$ 171,26	\$ 0,00

Tabla 13. Depreciación e Interés Deflectadas Escenario 2

	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
<b>INFLACION COLOMBIA</b>	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
<b>DEFLECCION DEPRECIACION</b>	\$ 305,77	\$ 294,01	\$ 282,70	\$ 271,82	\$ 261,37	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28
<b>DEFLECCION TASA INTERES</b>	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%

Tabla 14. VPN y TIR Para el Proyecto Escenario 2 para precio de CER a US\$20

<b>INDICADORES DE BONDAD FINANCIERA</b>	
<b>VPN</b>	\$ 3.051,62
<b>TIR</b>	152,61%
<b>RENTABILIDAD REAL</b>	142,90%
<b>TIR MEJORADA</b>	44,07%
<b>RETORNO DE LA INVERSION</b>	6,76

#### **6.2.4 Costo del Proyecto:**

Luego encontramos la hoja de Costos del proyecto para cada Escenario (Este valor no depende de las opciones de precio del CER) en donde podemos ver detallado el Plan de Inversiones y los costos de operación estimados del proyecto MDL.

Este plan de inversiones es específico para cada escenario, pues depende del alcance del proyecto como se describe en el análisis técnico. En este caso mostramos el Escenario Numero 2.

Y el detalle de los costos de operación donde se incluye la mano de obra y el mantenimiento para el correcto funcionamiento del sistema. En la mano de obra ya esta incluido el 54,56% de prestaciones legales del gobierno dentro del costo. Ver tabla 15.

En el plan de inversiones detallamos cada una de las inversiones como mostramos en la tabla 15.

Tabla 15. Costo del Proyecto Escenario No 2

PLAN DE INVERSION DEL PROYECTO MDL EN PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA	
DESCRIPCION	Capacidad de 210.000 ton RFF / Año
	COSTES MILLONES DE \$ PESOS COL
<b>DISEÑOS</b>	<b>\$ 33.092.000</b>
Diseño y modificacion de los sistemas de tratamiento de aguas residuales	\$ 10.092.000
Diseño Planta de Biogas, Sistema de Recirculacion de Lodos y Deshidratacion	\$ 23.000.000
<b>MODIFICACION DEL STAR Y ARRANQUE</b>	<b>\$ 953.605.839</b>
Preliminares	\$ 30.641.885
Movimiento de Tierra	\$ 324.352.952
Torre de enfriamiento	\$ 27.813.360
Redes internas y conducciones	\$ 158.969.014
Red de By pass	\$ 37.199.346
Red de circulacion	\$ 3.831.593
Cajas de inspeccion	\$ 16.495.220
Pozos de inspeccion	\$ 2.009.751
Sensores de Lodos	\$ 21.695.676
Pantallas	\$ 37.193.830
Impermeabilizacion	\$ 115.232.056
Varios	\$ 6.209.447
AIU (13% Adm, 5% Imprevistos, Utilidad 7%)	\$ 171.961.709
<b>SISTEMA PLANTA DE BIOGAS</b>	<b>\$ 314.770.000</b>
Cubierta para captar Gas. Encarpamiento. Instalacion y Suministro	\$ 180.000.000
Conduccion de Biogas	\$ 40.500.000
Sistema de tanques. Filtros para biogas	\$ 40.000.000
Sopladores de tiro de BIOGAS	\$ 11.340.000
Quemador de Biogas en caldera	\$ 42.930.000
<b>MONITOREO Y CONTROL</b>	<b>\$ 120.000.000</b>
Dispositivos, sensores de Monitoreo, medicion y control	\$ 120.000.000
<b>SERVICIOS DE ASESORIA Y SUPERVISION</b>	<b>\$ 50.735.034</b>
Supervision e Interventoria	\$ 50.735.034
<b>OTROS COSTOS</b>	<b>\$ 117.776.230</b>
Imprevistos (Viajes, legalizaciones, importaciones y otros)	\$ 117.776.230
<b>VALOR ESTIMADO DE ACUERDO A LA CAPACIDAD DE LA PBP</b>	<b>\$ 1.589.979.102</b>
<b>TONELADAS POR AÑO</b>	<b>200.000</b>
<b>VALOR ESTIMADO DE ACUERDO A LA CAPACIDAD DE LA PBP / TONELADA</b>	<b>\$ 7.950</b>

**NOTA:**

Estos valores son aproximados y estan sujetos a cambios de acuerdo a la compra de insumos y a los ajustes y modificaciones adicionales que se realicen al sistema de tratamiento de aguas residuales

Fuente: Plan de inversiones Bucarelia S.A.

Tabla 16. Costos de Operación Escenario 1, 2 y 3.

COSTOS DE OPERACIÓN ESTIMADOS PARA EL PROYECTO MDL PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA				EN
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR PARCIAL AÑO
<b>Servicio Tecnico</b>				<b>\$ 113.601.600</b>
Ingeniero Director Planta de Biogas	MES	12	\$ 3.245.760	\$ 38.949.120
Supervisor Tecnico	MES	12	\$ 1.738.800	\$ 20.865.600
Operador en control de Valvulas, Bombas	MES	12	\$ 1.004.640	\$ 12.055.680
Operador de Limpieza de cajas y conducciones	Mes	12	\$ 850.080	\$ 10.200.960
Operador de Monitoreo y control	MES	12	\$ 1.159.200	\$ 13.910.400
Tecnico Laboratorista	MES	12	\$ 1.468.320	\$ 17.619.840
<b>Mantenimiento de Equipos</b>				<b>\$ 26.800.000</b>
Mantenimiento de Valvulas, Conduccion y Bomba	GL	1	\$ 5.800.000	\$ 5.800.000
Mantenimiento de Zonas Verdes	MES	36	\$ 250.000	\$ 9.000.000
Mantenimiento del sistema de recirculacion	GL	1	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000
Calibracion de equipos de Medicion	GL	1	\$ 8.000.000	\$ 8.000.000
<b>TOTAL APROXIMADO</b>				<b>\$ 140.401.600</b>

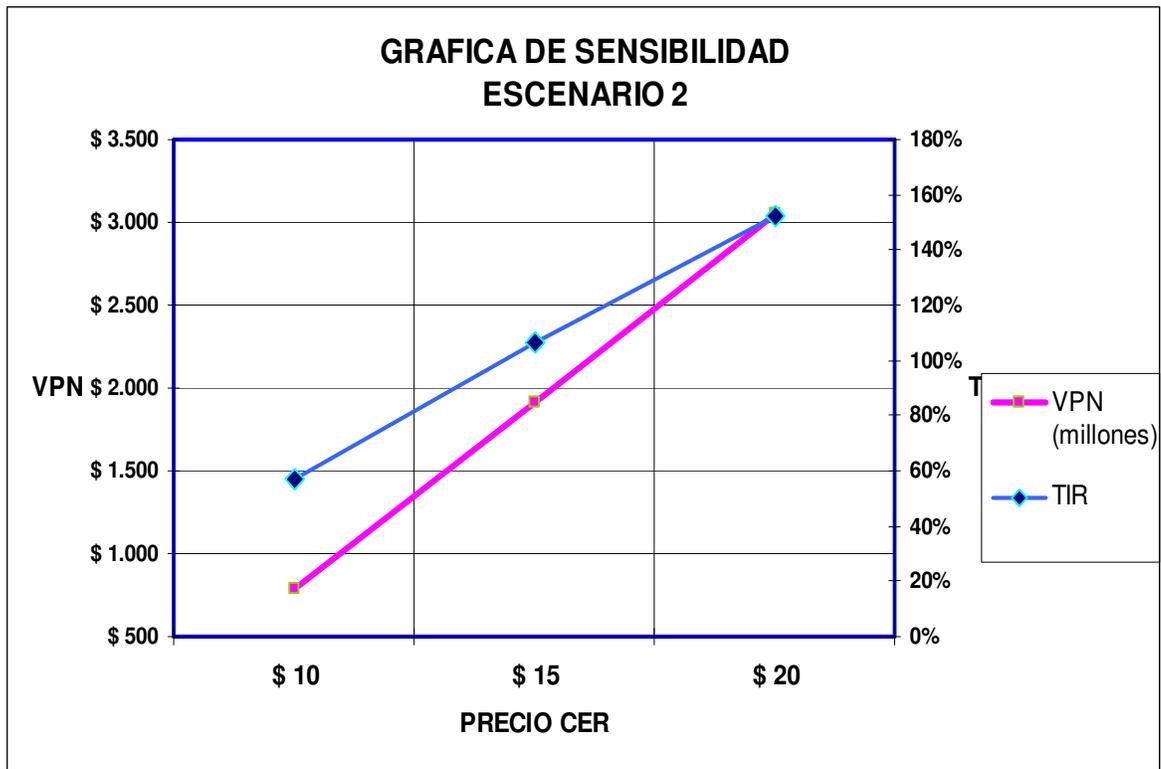
### 6.2.5 Indicadores de Bondad Financiera

Luego de realizados todos los cálculos se presenta el resumen de cada uno de los escenarios para cada uno de los tres precios de CER, donde se presentan los indicadores clásicos como son VPN, TIR, y Rentabilidad real, en un cuadro comparativo y con una grafica de sensibilidad financiera para la comparación fácil de cada una de las opciones de precio para el escenario.

Tabla 17. Indicadores de Bondad Financiera (Escenario 2)

<i>USD</i>	<i>\$ 10</i>	<i>\$ 15</i>	<i>\$ 20</i>
<b>VPN</b>	\$ 783,59	\$ 1.917,60	\$ 3.051,62
<b>TIR</b>	57,27%	106,26%	152,61%
<b>RENTABILIDAD REAL</b>	51,22%	98,32%	142,90%
<b>TIR MEJORADA</b>	27,09%	37,37%	44,07%

Figura 10. Grafica de sensibilidad (Escenario 2)



### 6.2.6 Matriz comparativa

Y ya realizados todos los cálculos de los tres escenarios, con los tres posibles precios de CER, se presenta una matriz de resumen de los resultados de los diferentes escenarios calculados, para VPN y TIR y las graficas de sensibilidad de VPN y TIR respectivamente para el análisis final de los resultados.

Tabla 18. Matriz Comparativa

	<i>USD</i>	<i>\$ 10</i>	<i>\$ 15</i>	<i>\$ 20</i>
<b>ESCENARIO 1</b>	<b>VPN</b>	\$ 614,95	\$ 1.635,56	\$ 2.656,18
	<b>TIR</b>	51,29%	99,02%	143,62%
	<b>TIR MEJ</b>	25,43%	36,08%	42,90%
<b>ESCENARIO 2</b>	<b>VPN</b>	\$ 783,59	\$ 1.917,60	\$ 3.051,62
	<b>TIR</b>	57,27%	106,26%	152,61%
	<b>TIR MEJ</b>	27,09%	37,37%	44,07%
<b>ESCENARIO 3</b>	<b>VPN</b>	\$ 1.957,39	\$ 3.091,40	\$ 4.225,42
	<b>TIR</b>	62,92%	86,28%	108,77%
	<b>TIR MEJ</b>	28,80%	33,97%	38,03%

Figura 11. Grafica de sensibilidad comparativa VPN

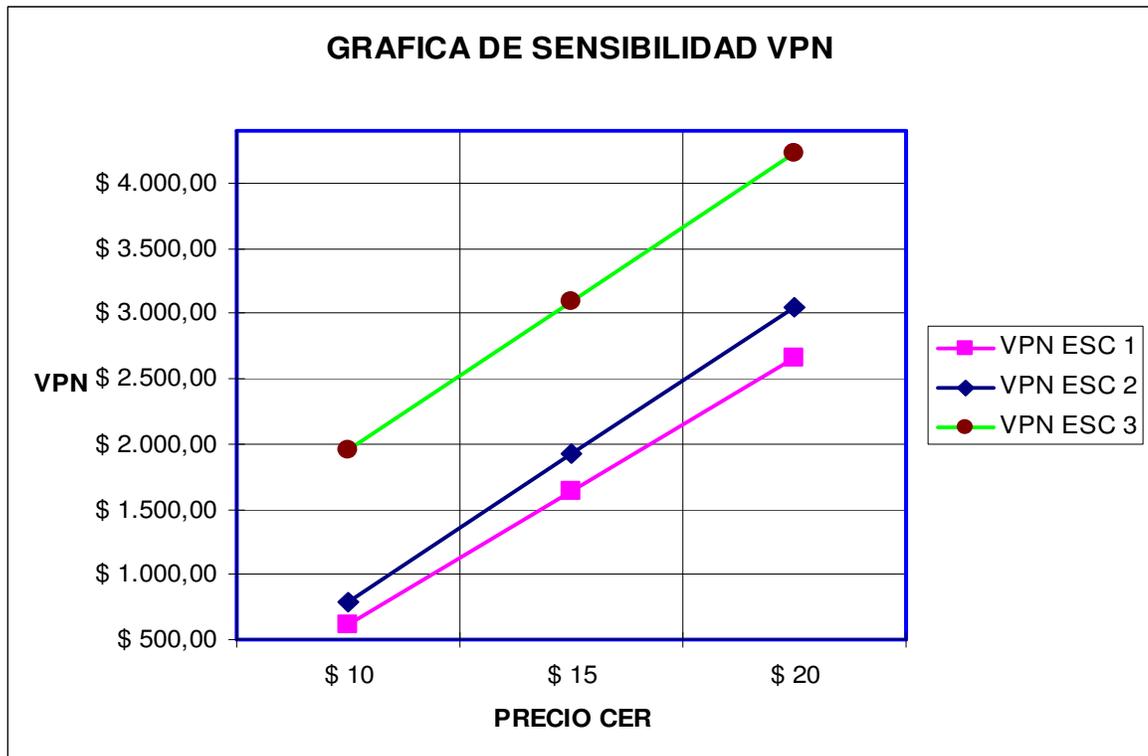
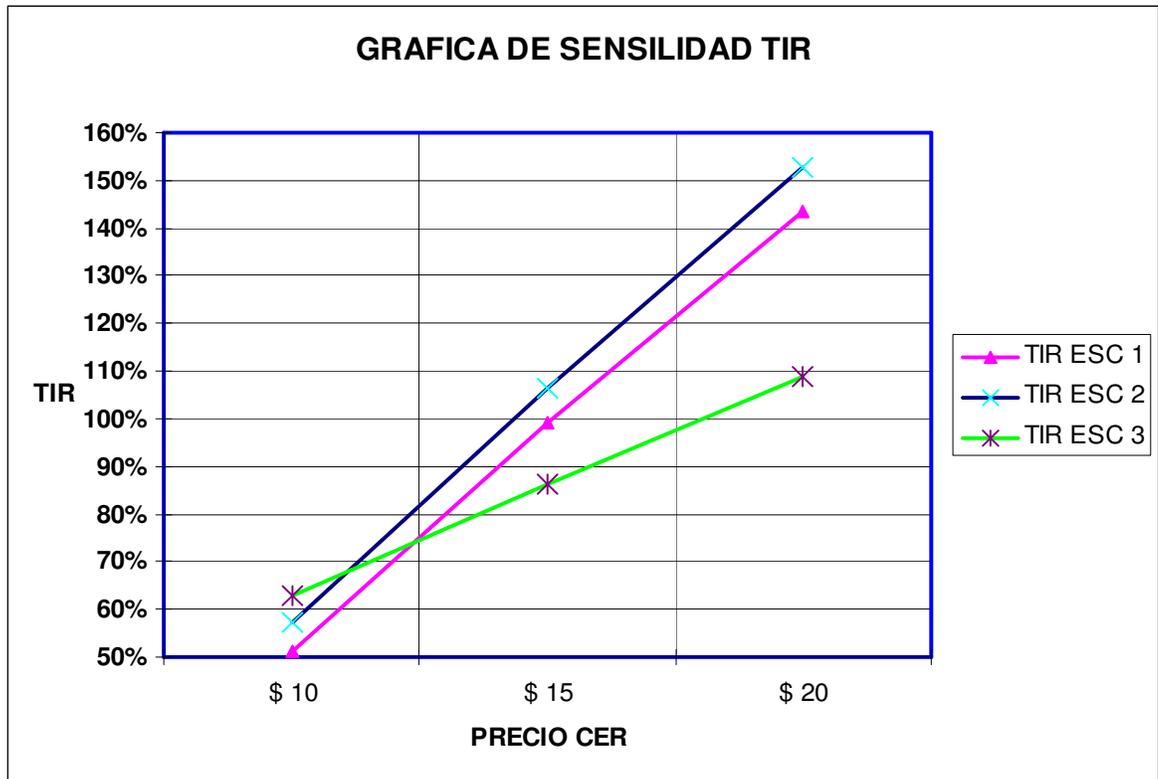


Figura 12. Grafica de sensibilidad comparativa TIR



## 7 EVALUACIÓN AMBIENTAL DEL PROCESO EN PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA ANTES Y DESPUES DE MDL<sup>10</sup>

La adopción del proyecto sombrilla MDL debe generar impactos incrementales positivos sobre el medio ambiente y la sociedad. Si el proyecto es adecuadamente implementado y operado, la calidad de los vertimientos de agua debe mejorar en la empresa; los olores de las lagunas de tratamiento deben eliminarse; las emisiones locales de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, material particulado y CO deben reducirse en más de 80%; las emisiones de GEI serían casi eliminadas; y posiblemente se reducirán los niveles de ruido y calor con la implementación de hornos y calderas modernas y más eficientes.

### 7.1 DIAGNÓSTICO AMBIENTAL DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE PROCESAMIENTO DE ACEITE EN PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A.

A continuación se desarrolla la Matriz de Aspectos e Impactos Ambientales, con base a visitas realizadas a PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A. Sólo se evalúan aquellos aspectos e impactos que son los más significativos en términos de su afectación o cambio con la acción propuesta (MDL). En este caso, nos hemos apoyado en la Guía Ambiental para el Subsector de la Agroindustria de la Palma de Aceite.

Tabla 19. Matriz de aspectos e impactos ambientales del proceso de extracción de aceite de palma y tratamiento de aguas residuales industriales en BUCARELIA

<b>ASPECTO AMBIENTAL</b>	<b>IMPACTO AMBIENTAL</b>
vertimientos líquidos	Afectación del suelo y cuerpos de agua
Ruido	Afectación de la salud humana
Emisiones atmosféricas	Contaminación del aire y del suelo
	Cambio climático
Residuos sólidos	Contaminación de suelos y cuerpos de agua
Calor	Afectación a la salud humana

<sup>10</sup> Guía ambiental para el subsector de la agroindustria de la palma de aceite, Fedepalma, Bogotá 2002.

## 7.2 EVALUACIÓN DE LOS ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES Y LAS CONDICIONES ACTUALES (LÍNEA BASE)

En este ítem se describen y cuantifican los aspectos e impactos ambientales identificados en la Tabla 18.

### 7.2.1 Generación de vertimientos líquidos

Las siguientes son las características más importantes de los efluentes líquidos de PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A., antes y después de su paso por el sistema de tratamiento.

Tabla 20. Características fisicoquímicas de las aguas residuales de PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA antes y después del tratamiento.

Parámetro	Unidad	Antes del tratamiento	Después del tratamiento	Eficiencia
Temperatura	°C	43.9	31.43	-
pH	upH	4.15	7.44	-
DBO5	mg/l	17360	447.5	99.73
Sólidos suspendidos	Mg/l	13015	30.5	99.75
Grasas y aceites	Mg/l	746	20.6	99.71

Fuente: PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A. Caracterización realizada el día 6 de Agosto de 2007 por el CEIAM.

Se pueden apreciar los altos valores en DBO y DQO, las altas temperaturas y los bajos pH como característica principal de los efluentes.

### 7.2.2 Estado actual del sistema de tratamiento

La planta de beneficio primario, tiene una capacidad de 45 toneladas por hora y en época pico de cosecha el proceso de extracción se realiza en jornadas máximas de 24 horas.

Tabla 21. Estado Actual del sistema de tratamiento de BUCARELIA

<b>CONDICIÓN</b>	<b>SUSTENTACIÓN</b>
El sistema de pretratamiento presenta una buena eficiencia en cuanto a la remoción de sólidos (arenas).	Sin embargo sólo reduce la temperatura del vertimiento en 2.7 °C.
En las lagunas de ecualización, los sólidos aumentan su concentración	Debido a la gran acumulación de arenas, la temperatura no alcanza una caída óptima y el pH de carácter ácido permanece constante
No se observa presencia de aceite residual en las lagunas de ecualización o de enfriamiento	Ya que el sistema de florentinos posee una configuración tal, que permite una excelente recuperación de este fluido para ser recirculado al proceso.
Presentan buena actividad metanogénica	A pesar de algunas fallas pequeñas su actividad metanogénica esta por encima del 75 %.
No se utiliza la estructura de aforo (canaleta Parshall) para determinar los caudales.	En el sistema de pretratamiento se tiene una canaleta Parshall que actualmente no se utiliza para el aforo de caudales
Insuficiente rigor y frecuencia de la medición	Las actividades de seguimiento y medición de la calidad del efluente de la planta se hacen semestralmente, lo cual es insuficiente para controlar las condiciones de calidad del efluente y maximizar la generación de biogás.
Tienen procesos de arranque de lagunas	Tienen documentado el proceso de arranque de las lagunas y su operación se controla eficientemente con indicadores adecuados.
Falta de capacidad instalada para tratar todo el afluente	Actualmente el sistema instalado no cubre toda los vertimientos generados en la planta sobre todo en época de cosecha, por lo cual se requiere de una evaluación y ampliación del sistema

### **7.2.3 Generación de ruido**

BUCARELIA presenta niveles de ruido que deben ser medidos por que podrán estar por encima de los niveles permitidos por la ley. Por zonas, las más críticas son en su orden:

- ✓ saturación del espacio con motores, ciclones y equipos electromecánicos;
- ✓ las áreas de generación de energía con diesel -algunos equipos generan mucho ruido por su antigüedad, o por la localización y manejo del espacio de generación.

### **7.2.4 Emisiones atmosféricas**

En algunos casos se detecta la emisión considerable de material particulado a la atmósfera. Aunque se cuenta con un hidrociclón, se presentan altas emisiones en los arranques de los hornos de las calderas. El problema es proporcional al uso de la fibra y la cascarilla como combustible en los hornos de las calderas, así como al estado de los equipos. El 80% de los hornos tienen más de 20 años de funcionamiento y aunque su estado es bueno, las eficiencias son bajas.

Las emisiones de estas plantas no contienen ningún elemento tóxico, pues en los procesos no se usan sustancias químicas y los combustibles son compuestos orgánicos inofensivos desde el punto de vista toxicológico. Sin embargo, altos niveles de particulados puede representar una amenaza a la salud de los trabajadores, y crean un aspecto visual que debe ser controlado. En la medida que la fibra y cascarilla sean remplazadas por biogás en los hornos de la caldera, en un proyecto MDL, estas emisiones pueden reducirse notablemente.

El problema más trascendente relacionado a las emisiones atmosféricas, es el aporte de CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> a la atmósfera. Cada tonelada de racimo de fruto fresco procesado genera aproximadamente 7,5 m<sup>3</sup> de biogás: entre el 56 - 70% de ese gas es CH<sub>4</sub>, y 29-43% es CO<sub>2</sub>. Estos gases se están emitiendo actualmente en su totalidad a la atmósfera, contribuyendo al calentamiento global.

## 7.2.5 Subproductos sólidos

Los subproductos más importantes por su calidad y cantidad, así como por los problemas que algunas veces generan, son la tusa o raquis, la fibra, y la cáscara o cuesco. En la Tabla se presentan las características fisicoquímicas más importantes de estos residuos.

Los subproductos sólidos –todos orgánicos- representan una gran riqueza para el productor, tanto en términos energéticos como nutricionales para las plantaciones. No se observaron impactos adversos respecto a la disposición de los sólidos. Al contrario, se encontró mucho interés en la mayor utilización de los residuos orgánicos tanto por su uso en la generación de energía, como por la posibilidad de hacer más “verde” la producción.

Tabla 22. Características y usos de los subproductos y residuos sólidos generados en el proceso de extracción de palma de aceite en PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A.

Subproducto	Humedad (%)	Sustancia seca (%)	N (ppm)	P (ppm)	K (ppm)	Utilidad
Tusa	23 -65	35	0.8	0.2	2.9	Abono orgánico
Fibra	12-42	60	1.4	2.8	9.0	Combustible para calderas y abono
Cascarilla	7-15	85	0.6	3.3	12.7	Combustible y adecuación vías internas

Fuente: PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A.

La evaluación permitió establecer que aproximadamente el 50% de la fibra se está disponiendo directamente en los campos de siembra de palma como abono, o se está almacenado en lotes a cielo abierto. Menos del 20% del cuesco generado está siendo utilizado como combustible, pues sus altos contenidos de sílice están ocasionando problemas de incrustaciones en las calderas y pérdidas en la combustión por formación de grumos. El raquis sí se dispone directamente, y en un 100% como mejorador de suelos en los sembrados de palma.

**Calor:** Se detecta este como un problema que se relaciona más con asuntos de higiene, seguridad laboral y riesgos profesionales. El 80% de los casos deben mejorar principalmente algún aspecto relacionado con exposición a altas temperaturas de los operarios y transeúntes ocasionales por las zonas de calderas. La vejez de las calderas contribuye a las emisiones fugitivas del calor.

### **7.3 IMPACTOS AMBIENTALES INCREMENTALES RELACIONADOS A LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS MDL, UTILIZANDO LAS OPCIONES MDL I, II O III**

La adecuación de la infraestructura existente para implementar opciones de reducción de emisiones, generará cambios significativos en el medio ambiente. La mayoría de los cambios son positivos: reducen el impacto ambiental en comparación con la condición actual. El proceso MDL empezará con la implementación de infraestructura para la captura del biogás de las lagunas:

1. Se debe revisar, rediseñar y operar el sistema, para que garantice la mayor eficiencia en el tratamiento de las aguas residuales. La capacidad de las lagunas debe incrementarse acorde con el aumento en la producción de RFF esperada durante los próximos 10 años. No se debe perder de vista que el objetivo fundamental de estos sistemas es garantizar la remoción de por lo menos el 95% de la DBO5. Mayores eficiencias son posibles, y esto significará mayores volúmenes de biogás.
2. Es necesario garantizar la infraestructura y condiciones de operación básicas para la captura del 100% del biogás generado.

El elemento de mayor incidencia sobre el proyecto MDL es la captura del metano de las aguas residuales.

Tabla 23. Descripción de los complementos a la infraestructura de tratamiento de aguas residuales, para la maximización de la captura de biogás

<b>INFRAESTRUCTURA</b>	<b>MANEJO O ACTIVIDAD COMPLEMENTARIA</b>
1. Carpado de lagunas anaerobias	Se debe impermeabilizar y garantizar la captura del biogás, cubriendo el 100% del espejo de agua de las lagunas metanogénicas.
2- Manejo de lodos en la laguna	Todas las lagunas deben quedar

metanogénica	adecuadas con la infraestructura hidráulica de fondo, para evacuación y reciclaje de lodos. Se debe construir sistema de tuberías y válvulas, según diseños profesionales.
3- Lechos de secado	Se deben construir según diseños profesionales.
4- Manual de operaciones	Todas las lagunas necesitan un plan de Operación, adaptado a memorias y condiciones de diseño.
5- Estructura de aforo de caudales	Todas las lagunas requieren un dispositivo de aforo de caudales, diseñado y adaptado a sus condiciones hidráulicas y topográficas.
6- Caracterización rigurosa y frecuente de vertimientos líquidos a la entrada y la salida del sistema	Se deben evaluar semanalmente los sistemas para confirmar su eficiencia. La maximización de la generación y captura del biogás está directamente relacionada con la eficiencia de las lagunas. Por lo tanto, se debe estructurar un plan de verificación con fundamento y metodología simple, pero científica y regular.
9- Estructura de verificación y monitoreo de gases	Debe hacerse una evaluación periódica y sistemática de las características y flujos de biogás, para conocer la estabilidad de los componentes del flujo.

#### **7.4 CAMBIOS Y RESULTADOS ESPERADOS EN LA CALIDAD AMBIENTAL CON LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO MDL**

Retomando la Matriz de Aspectos e Impactos Ambientales desarrollada en el diagnóstico, se presentan a continuación en la Tabla 23, los impactos más relevantes de la acción propuesta sobre el medio ambiente:

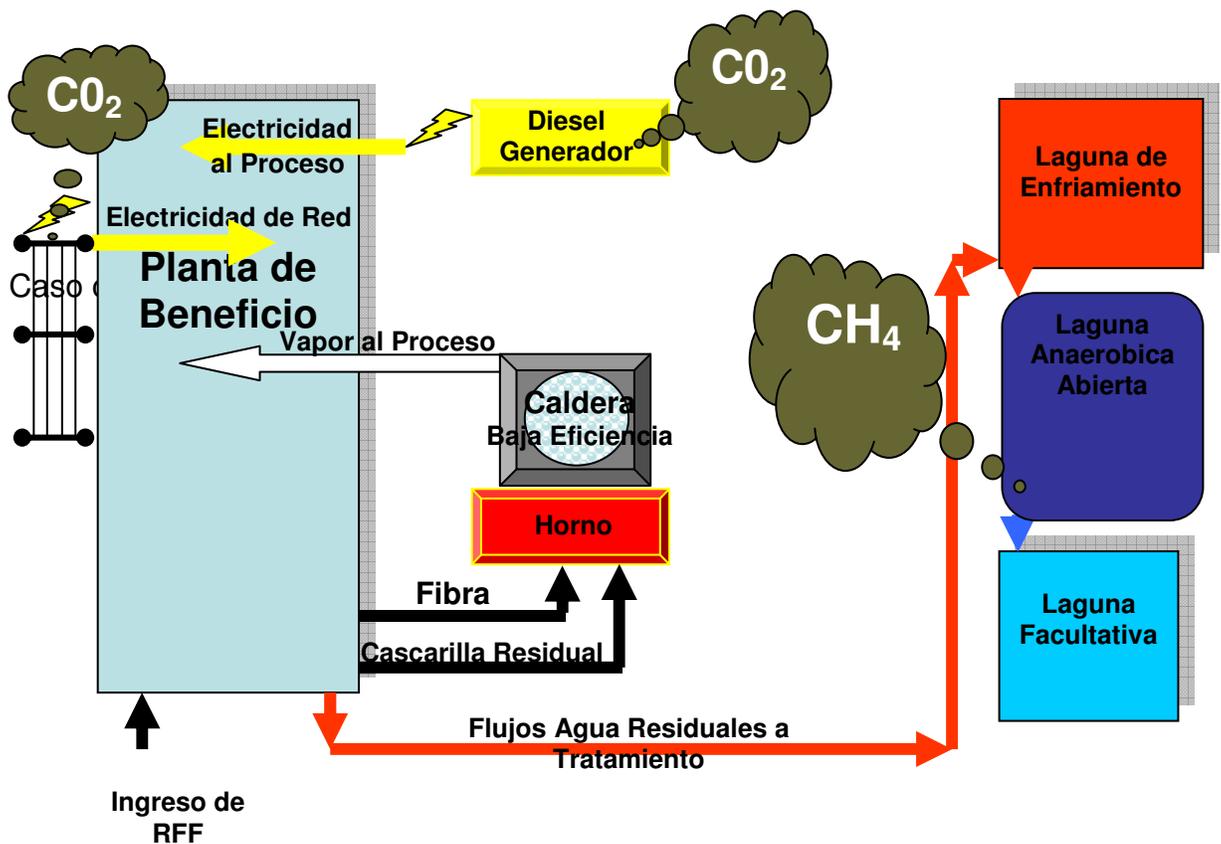
Tabla 24. Impactos y cambios esperados con la implementación del proyecto MDL.

<b>ASPECTO AMBIENTAL</b>	<b>IMPACTO AMBIENTAL</b>	<b>CAMBIO ESPERADO CON MDL</b>
Generación de vertimientos líquidos	Afectación del suelo y cuerpos de agua	Bajo los escenarios MDL 1, 2 y 3, se mejoraría la infraestructura y operación de las lagunas de tratamiento. Se carparian las lagunas para mitigar y/o utilizar el metano, se optimizarían las eficiencias de tratamiento por el control y seguimiento de las eficiencias del sistema y se reducirían los olores productos del proceso biológico de las mismas.
Ruido	Afectación de la salud humana	La adaptación tecnológica para la generación de energía de los escenarios 2 y 3, implicaría la adquisición de equipos menos ruidosos en comparación con los actuales
Emisiones atmosféricas	Contaminación del aire	En el escenario 1 si se utiliza la totalidad de la fibra y la cascarilla como fuente de energía aumentarían las emisiones de material particulado y humo negro si no se mejora la tecnología de combustión. En los escenarios 2 y 3 se reducirían las emisiones de SOx y NOx, CO y material particulado por dejar de general energía con Diesel.
	Cambio climático	En el escenario 1 se obtendría la reducción en un 100% de las emisiones de metano. En los escenarios 2 y 3 se obtendría una reducción de CO2 por dejar de general energía con diesel.
Residuos sólidos	Contaminación de suelos y cuerpos de agua	En el escenario 3 se reduciría la generación de residuos sólidos si se utilizan como combustible para la caldera pero con un control adecuado de la combustión.
Calor	Afectación a la salud humana	En el escenario tres se reduciría este impacto al implementar nuevas tecnologías

Fuente: Autores

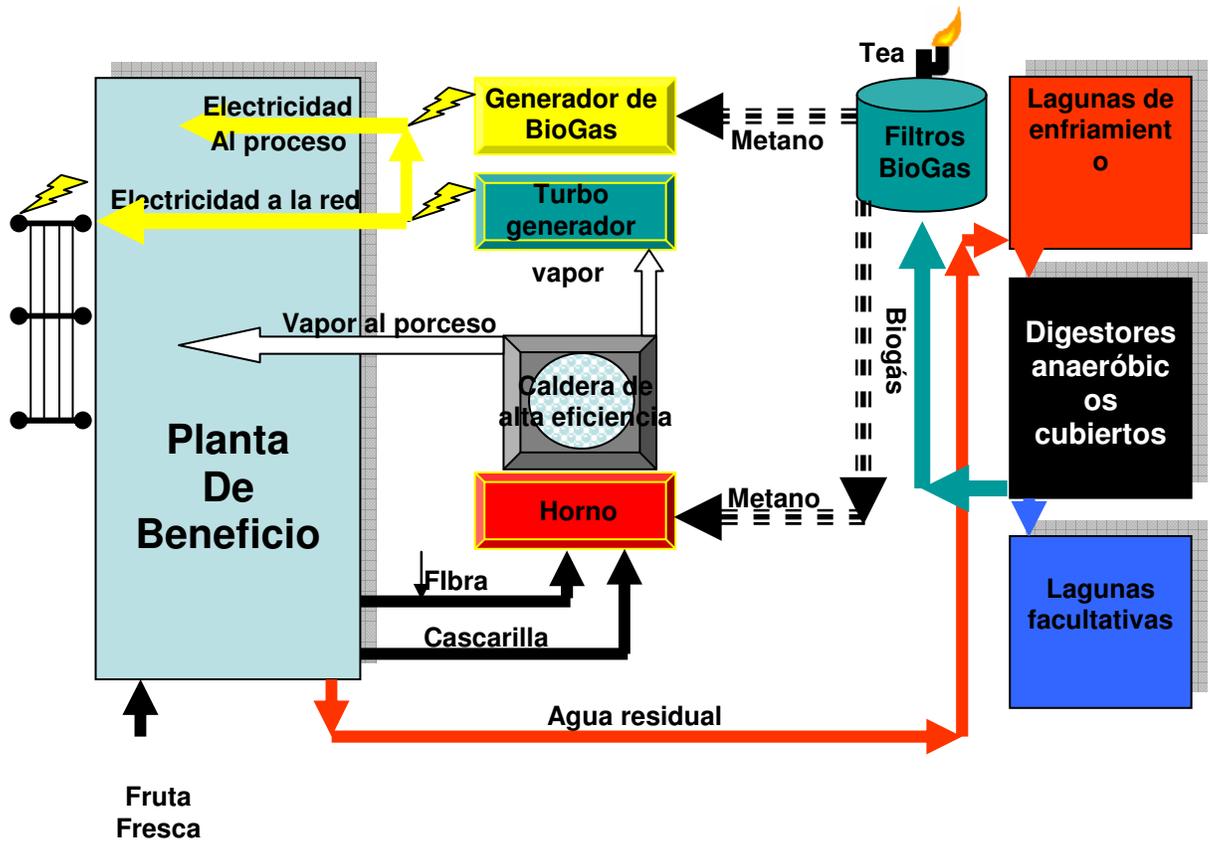
La eficiencia en el proceso de tratamiento es la clave para la generación del biogás y para el tratamiento de las aguas residuales. La implementación de un proyecto MDL, donde se aproveche el biogás de las lagunas como fuente energética, será mucho más benéfico para el medio ambiente que aquel donde sólo se queme el biogás. La razón es que las principales fallas en los sistemas de tratamiento están relacionadas con la suboptimización de dichos sistemas. En la medida en que estos se conviertan en la fuente energética principal, obligará a los empresarios a ser más rigurosos en el control de la eficiencia de las lagunas de tratamiento. Incrementar la eficiencia a través de programas rigurosos de manejo y control de las aguas residuales, con mediciones semanales, también asegurará que la calidad del agua que se emita del sistema de tratamiento al medio natural sea de la mejor calidad posible.

Figura 13. Planta de Beneficio sin MDL



Fuente: Proyecto sombrilla MDL para el sector asociado a Fedepalma, captura de metano, desplazamiento de combustibles fósiles y co generación de energía renovable.

Figura 14. Planta de Beneficio con MDL



Fuente: Proyecto sombrilla MDL para el sector asociado a Fedepalma, captura de metano, desplazamiento de combustibles fósiles y co generación de energía renovable.

## 8 EL MERCADO INTERNACIONAL PARA CERS.

A pesar de las incertidumbres del mercado de carbono, en razón a que el mayor emisor del Mundo, EE.UU., no ha ratificado el Protocolo de Kyoto y que el Protocolo no entra en vigor porque Rusia aún no lo ha ratificado, un mercado global de carbono ha emergido debido a la percepción de que en el futuro las restricciones a la emisión de GEI serán mayores. En el corto plazo estas restricciones se reflejan en el protocolo de Kyoto que a, su vez, motiva que entidades internacionales, gobiernos y corporaciones tomen medidas proactivas sobre el asunto.

Según una investigación del Banco Mundial<sup>11</sup>, se podría decir que no existe un solo mercado de carbono, definido por un sólo producto, un sólo tipo de contrato o un sólo sistema de compradores y vendedores. Lo que llamamos "mercado de carbono" es un conjunto de transacciones en donde cantidades de reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero se intercambian. Al mismo tiempo la información es limitada, especialmente en precios, ya que no hay una cámara central de compensación para las transacciones de carbón.

Sin embargo, podemos distinguir dos grandes esferas en donde las transacciones de carbono se están desarrollando. En una esfera las transacciones de carbono que buscan cumplir con el marco establecido por el Protocolo de Kyoto y, en la otra, iniciativas paralelas de comercio de emisiones fuera del protocolo, como son las iniciativas voluntarias de restricción de emisiones y las decisiones federales y estatales de EE.UU. para mitigar GEI, país que como ya se mencionó, no es parte del Protocolo de Kyoto.

Este mercado esta sujeto a varias variables:

- Los compromisos son voluntarios y no hay como obligar a su cumplimiento.
- La ratificación de Rusia y el manejo de su "aire caliente".

---

<sup>11</sup> Lecocq, Franck y Karan Capoor, "State and Trends of the Carbon Market". Preparado por World Bank PCFplus . Basado en el material provisto por Natsource LLC, CO2e.com LLC y Point Carbon. Octubre 2002.

- La ratificación de USA es muy importante pues tiene alrededor del 40% de la demanda. EU considera que el protocolo tiene una estructura demasiado política y poco económica, por lo que considera va en contravía de sus intereses. Cumplir con el protocolo le costaría entre un 2%-4% de su PIB anual. Se piensa que USA quiere establecer un mercado paralelo.
- La forma en que se va a reglamentar el cumplimiento de las cuotas en los países industrializados. En Holanda por ejemplo el 50% de las reducciones se deben realizar a nivel doméstico y el 50% restante comprado en el exterior, reduciendo la demanda de CRE.

La tabla de precios del mercado compila los valores de las últimas transacciones efectuadas por los grandes corredores y las bolsas de carbono. Se ordenan en relación al momento de entrega al comprador, empezando en el primer momento de cumplimiento forzoso de Kyoto, Diciembre 2008. El mercado usa como referencia los precios de los CER ya emitidos porque son papeles homogéneos, transables en mercados secundarios, y dignos para cumplimiento inmediato en todos los países del anexo B, sin riesgo alguno al comprador.

Tabla 25. Precios de CER en el Mercado internacional del carbono

<b>PRECIOS DEL MERCADO I DE NOVIEMBRE DE 2007</b>	
<b>CER EMITIDOS</b>	
CER: INDICE DE CORREDORES	
DIC. 2008	€ 17.69
Flujo 2008-012	€ 17.90
CER: EN BOLSAS DE CARBONO	
Nord Pool Dic. 2008	€ 17.70
CCX Dic. 2008	US\$ 25.13
<b>EUA-II</b>	
Dic. 2008	€ 22.88
Dic. 2009	€ 23.48
Dic. 2010	€ 24.02

Fuente: REUTERS CARBON

El índice de corredores de CER de Reuters compila un promedio ponderado de las últimas transacciones reportadas por Tradition Financial Services, Evolution Markets, Cantor CO2e, Tullet Prebon y ICAP. Estos corredores, con oficinas en Europa, EEUU, Canadá y Japón, lideran el mercado en volumen de transacciones de CER. El indicador **flujo 2008-012** es el precio pagado en contratos por flujos multianuales de CER a futuro con garantía absoluta de entrega; es decir, si el vendedor no logra generar los CER a tiempo, tiene que ir al mercado a comprarlos de terceros y entregarlos al comprador en el momento acordado de entrega.

Dos bolsas de carbono están reportando transacciones en CER, Nord Pool y Chicago Climate Exchange (CCX). Nord Pool transa energía, EUA-II y CER en el mercado nórdico de Suecia, Noruega, Finlandia, Holanda y Dinamarca. Aunque EEUU todavía no ha entrado formalmente al mercado de Kyoto, CCX se ha posicionado para manejar una demanda por CER significativa y creciente por las expectativas que la próxima administración vaya a regular las emisiones nacionales con un sistema de mercados similar al sistema europeo, que pueda importar CERs de países en desarrollo para cumplimiento. En este mercado emergente de EEUU, CCX ejecutó una subasta de 164.000 CER emitidos el 24 de septiembre y los vendió en US \$ 22.11.

Los precios de EU Allowances (EUA-II), certificados transables del sistema europeo son el indicador que representa el mayor volumen de transacciones para cumplimiento y el porque los precios de los CER emitidos son derivados del precio EUA-II. Allí se ha generado un mercado estable de futuros EUA-II se pueden vender para entrega en diciembre de 2009 a € 23.48 y en diciembre de 2010 a € 24.02. Estos indicadores permiten ver al instante las expectativas de los grandes actores económicos y financieros, sobre el comportamiento de este mercado hacia el futuro.

## **8.1 GOBIERNOS**

Los gobiernos han establecido diversos esquemas para poder cumplir con los compromisos de Kyoto, entre varios esquemas los principales hasta el momento han sido los esquemas de comercio de la Comunidad Europea, del Reino Unido y del gobierno holandés, este último más que un esquema doméstico ha decidido trabajar directamente sobre los mecanismos de mercado del Protocolo de Kyoto

De acuerdo con la Directiva aprobada, a partir del 1 de enero del 2005, cerca de 10.000 instalaciones en la Unión Europea recibirán derechos de emisión de GEI que podrán ser intercambiados en el marco del esquema de comercio. De esta forma, los emisores que reduzcan sus emisiones por debajo de la cantidad

autorizada, podrán vender sus derechos excedentes o conservarlos para utilizarlos en períodos futuros. Durante el período 2005-2007, la penalización por cada tonelada emitida por encima de la cantidad de derechos en poder de la instalación, será de 40 euros. A partir del 2008, la penalización ascenderá a 100 euros por tonelada de CO<sub>2</sub>. Esta penalización no exime al emisor de presentar a las autoridades la cantidad de derechos faltantes.

Se espera que el régimen de comercio permita reducir en un 25% el costo económico de alcanzar la meta de reducción de emisiones de la Comunidad Europea, que en promedio representa una disminución del 8% con respecto al nivel de 1990. Según Point Carbon,<sup>12</sup> se espera que el mercado de emisiones alcance un tamaño de entre 4.200 y 7.400 millones de euros para el 2007.

El Gobierno de los Países Bajos ha colocado en [www.carboncredits.nl](http://www.carboncredits.nl) US\$1.200 millones para el ERUPT y CERUPT. El gobierno holandés intenta cumplir dos tercios de sus obligaciones de reducciones bajo el PK a través de los mecanismos flexibles MDL y IC, lo que es igual a comprar a través de estos mecanismos alrededor de 130 millones de tCO<sub>2</sub>e. En la primera oferta pública de ERUPT se realizaron transacciones por 4,2 millones de tCO<sub>2</sub>e de 5 proyectos con un valor total de US\$31 millones. Una segunda oferta ERUPT ya fue lanzada. En el caso de CERUPT se aprobaron 18 proyectos MDL por 16 millones de tCO<sub>2</sub>e a un precio promedio de 4,7 euros por tonelada.

Actualmente, el gobierno ya no comprará más créditos de Carbono MDL a través de CERUPT. Las compras serán a través de bancos multilaterales y privados, y de acuerdos bilaterales: IFC, IBRD, CAF, Banco Mundial y el banco privado holandés Rabobank.

También se han establecido memorandos de entendimiento con Bolivia, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Nicaragua, Panamá y Uruguay. El gobierno espera obtener de estos acuerdos 46 millones de tCO<sub>2</sub>e. Finalmente países como España y Alemania están en el proceso de lanzar importantes fondos de carbono para adquirir emisiones bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio.

---

<sup>12</sup>Carbon Market News "05.03.03 The size of the EU carbon market". Reportajes del servicio de noticias de Point Carbon enviados por email en las fechas 05.03.03. <http://www.pointcarbon.com>.

Latinoamérica se ha convertido en el principal proveedor de proyectos MDL en el mundo debido entre otras cosas al apoyo institucional por parte de los gobiernos de la región a la implementación del Protocolo de Kyoto, tener sistemas de aprobación de proyectos MDL funcionando favorablemente y a la presencia de expertos locales en las instituciones de promoción del MDL. Según la información de las carteras MDL del PCF y CERUPT, la información más precisa y pública sobre este mercado, los proyectos latinoamericanos representan el 31% y 48% respectivamente de los montos totales negociados en sus carteras mundiales, siendo de lejos, para ambos fondos, la región más importante.

El monto total en negociaciones de proyectos MDL en LAC a la fecha, según la información disponible, estaría alrededor US\$210,6 millones que representa compras por un total 55,3 millones de tCO<sub>2</sub>e reducidas. Los acuerdos de compra están siendo negociados básicamente por fondos de carbono pioneros en este mercado como son el PCF y el Netherlands Clean Development Facility (NCDF), ambos administrados por la Unidad de Financiamiento de Carbono del Banco Mundial (World Bank Carbon Finance Unit); y las de CERUPT del Gobierno Holandés. Estos fondos tiene la característica de ser catalizadores del mercado MDL ya que han entrado en operación en forma paralela al desarrollo de las reglas del MDL y sin estar aún en vigor el Protocolo de Kyoto. Fondos más recientes como el Fondo de Carbono de la Corporación Financiera Internacional del Banco Mundial (IFC-Netherlands Carbon Facility- INCaF) y MGM Internacional, Broker de Carbono, están teniendo una participación muy activa en la región. Otros fondos importantes como el Programa Latinoamericano de Carbono (PLAC) y la alianza CAEMA-Natsource aún no se conoce públicamente sus carteras, al igual como el de los recientes Memorandus de Entendimiento entre países del LAC y países del Anexo I, principalmente los establecidos con los gobiernos de Holanda y Canadá.

## **8.2 ENTIDADES INTERNACIONALES**

Existen pocas entidades internacionales que han tratado de desarrollar el mercado de carbono de Kyoto, siendo la más importante la iniciativa del Banco Mundial, el Fondo Prototipo de Carbono (Prototype Carbon Fund (PCF)). Éste fue lanzado el año 2000 con el fin de catalizar el mercado de emisiones reducidas basado en proyectos bajo los mecanismos de Implementación Conjunta y MDL del Protocolo de Kyoto. PCF es financiado por 6 gobiernos y 17 compañías privadas con un total de capitalización de US\$180 millones.

Otros desarrolladores de mercado incluyen *brokers*, *traders*, entidades financieras, consultores y entidades auditoras, las cuales están creciendo en número y tamaño. Firmas de corretaje como NatSource, CO<sub>2</sub>e.com y MGM Internacional están cumpliendo un papel importante en el desarrollo del mercado, del mismo modo

que lo están haciendo algunas firmas consultoras especialistas en los mecanismos flexibles o de mercado de Kyoto, como Eco-Securities.

### **8.3 MERCADOS VOLUNTARIOS**

Muchas corporaciones de gran tamaño han establecido metas de reducción de GEI voluntariamente. Compañías como ABB, Dupont, Entergy, IBM, Shell, Ontario Power Generation, Toyota de EE.UU., Marubeni, United Technologies Corp., TransAlta, entre otras, se han comprometido voluntariamente a metas de reducción y dan la bienvenida al mercado de carbono para cumplir con estos compromisos. Compañías multinacionales, como Shell y BP, han implementado esquemas de comercio internos para internalizar el costo de las emisiones de carbono en sus operaciones. En la mayor parte, estas compañías están tomando decisiones en base a estrategias de inversión a futuro, ante las expectativas de cambio en la regulación ambiental y la convicción de que el desarrollo sostenible y la responsabilidad social de la compañía en temas ambientales fortalecen el negocio. En muchos casos, estas compañías invierten en reducciones de carbono de proyectos en países en desarrollo o en economías en transición donde el costo de mitigación es menor. Aunque estas inversiones no sólo están dirigidas a reducir GEI y se mantienen relativamente pequeñas, están creando un mercado por créditos de carbono.

Según el Banco Mundial, también se está desarrollando un mercado al por menor. Este mercado es pequeño pero está en crecimiento. Son iniciativas voluntarias de corporaciones, individuos, productos particulares o servicios, eventos de carbón-neutral, etc. El mercado es al contado o futuros (*forwards*) de corto plazo hasta de 3 años. Las ONG son usadas frecuentemente como verificadoras que dan la aprobación a proyectos que satisfagan los criterios ambientales y sociales. Las compañías americanas son compradoras claves y los proveedores son principalmente países en desarrollo. Los precios son altos: entre US\$5 y US\$10 la tCO<sub>2</sub>e. Se están pagando por pequeños volúmenes de créditos de carbono (usualmente pequeños proyectos producen menos de 10 mil toneladas) para proyectos de desarrollo sostenible. El volumen en este mercado se estima en el rango de 150 mil tCo<sub>2</sub>e/año y está creciendo rápidamente.

### **8.4 OPORTUNIDADES PARA COLOMBIA.**

Colombia esta en condiciones de reducir 22.9 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> anualmente y en condiciones óptimas estas representarían USD 435 millones, lo que colocaría la exportación de CO<sub>2</sub> a niveles similares que los del banano (USD 535) y las flores (USD 505).

Los sectores con mayor potencial para el desarrollo del MDL en Colombia son el Energético, forestal, transporte e industrial. Dentro del sector productivo son muchas las industrias que podrían aplicar el MDL, básicamente las que manejen altos volúmenes de combustibles fósiles diferentes al gas natural, y/o tecnologías muy viejas cuyo mejoramiento implique un volumen significativo en reducciones de GEI.

### **Precios de los CERTs**

#### **CER = 1 ton CO<sub>2</sub>e**

Por cada tonelada de CO<sub>2</sub>e que se evita emitir a la atmósfera se recibe un CERs. Por cada tonelada de CH<sub>4</sub> (=21 ton CO<sub>2</sub>e) que se evita emitir a la atmósfera recibo 21 CERs.

Los créditos de carbono tienen un precio fluctuante, difícil de estimar debido a las características emergentes del mercado.

Banco Mundial (PCF) - 3 a 7 dólares ton CO<sub>2</sub>e.

## 9 CONCLUSIONES

- De los tres escenarios planteados: escenario 1 (se capta el biogás y se quema en una tea encapsulada, convirtiendo el CH<sub>4</sub> EN CO<sub>2</sub>), escenario 2 (se capta el Biogás se transporta y se quema en las calderas, sin ampliar el sistema de cogeneración actual), escenario 3 (se capta el Biogás utilizándolo para producir energía eléctrica, mediante una planta de gas, sin ampliar el sistema de cogeneración cubriendo el 100% de la demanda eléctrica); La mejor alternativa para Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A., está dada por el escenario N° 2, en el cual el metano capturado se quema en las calderas, por lo que la inversión requerida respecto al escenario N° 1 (Quema de metano en TEA), solo aumenta el 6%. Este escenario a un precio de CER de USD 20 mejora el VPN en un 25.7 % y da la mayor TIR de los 3 escenarios planteados (152.61%).
- Según el análisis Financiero realizado, Los tres escenarios planteados, presentan una viabilidad técnico-financiera para su implementación en Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A., y la escogencia del escenario No. 2, dependió del plan de inversiones y de la TIR del proyecto, más que del VPN, debido a los altos costos de inversión del escenario 3.
- El modelo matemático presentado en la monografía es una herramienta que permite determinar la viabilidad técnico-económica de la implementación de proyectos MDL en Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A. y es de gran utilidad para el análisis financiero de los escenarios porque permite variar los datos técnicos, financieros y de producción, con lo cual se garantiza su utilización para la toma de decisiones en la escogencia de escenarios futuros o en el caso de que alguna de las variables cambie.
- En el anexo E, se muestra como una primera aproximación al análisis de inversión, que el Retorno de la inversión o recuperación de la inversión, nos muestra el ESCENARIO 2, como el que mas veces recuperó la inversión con una valor de 6,76 a precio de CER alto; y que la comparación del periodo de recuperación descontado, nos dice también que dicho escenario recupera la inversión inicial mas rápidamente, en 0.74 años con un valor de CER a precio alto.

- El factor clave para el proyecto es eficiencia del proceso de tratamiento de aguas residuales para la generación del biogás y para la limpieza de las aguas residuales.
- Por la dimensión de este proyecto se estima es de los más importantes de América Latina por varias razones: Primero, por su alto potencial de reducción de emisiones y generación de CER. Segundo, porque el MDL puede convertir todo un sector productivo como lo es el gremio Palmero, del uso de fuentes fósiles al uso de energía renovable utilizando los subproductos de su proceso productivo. Y tercero, porque la puesta en marcha de este proyecto Sombrilla MDL presentará una imagen ambiental, sin precedentes, al mercado internacional.
- El proyecto MDL plantea la conversión de una Planta de Tratamiento de Aguas Residuales en una planta de Biogás, teniendo en cuenta una infraestructura en personal sólida, para dar respuesta a las necesidades y retos operativos de la planta. En los costos de inversión se tuvo en cuenta la ampliación del Sistema de tratamiento de Aguas Residuales, ya que el Sistema actual no posee la capacidad suficiente para la capacidad actual de la Planta extractora de Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A.

## 10 RECOMENDACIONES

- Incluir en los tres escenarios la construcción de una tea (quemador atmosférico), como sistema de seguridad y de respaldo en caso de presentarse alguna falla en equipos como calderas y plantas de Biogás.
- Aprovechar el desplazamiento de la fibra y cascarilla utilizada como combustible para las calderas con la implementación del escenario 2, e incluirlos dentro de otro proyecto MDL mediante el compostaje de estos residuos sólidos con tusa y ceniza de caldera, para disminuir los costos de fertilizante utilizados en el cultivo de Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A.
- Para mejorar el inicio del proyecto MDL y el flujo de caja para la empresa Palmas Oleaginosas Bucarelia S.A., se recomienda iniciar con el escenario 1, (solo con quema de metano en Tea), y a corto plazo iniciar las actividades del escenario 2 instalando la infraestructura necesaria en tubería y adaptación de las calderas para el transporte y quema del biogás. A largo plazo se recomienda la implementación del escenario 3, una vez estabilizada la producción de biogás, surge como una alternativa muy interesante para la generación de energía eléctrica, con el fin de disminuir los costos operativos de la planta extractora.
- Si se implementa el escenario 3, y se incluye el compostaje como otro proyecto MDL, se recomienda vender los excedentes de energía producto de la quema del biogás en plantas generadoras de energía eléctrica, y estudiar las políticas que se tienen para la venta de energía a la red pública, y generar nuevos ingresos a la empresa.
- Aprovechar la agremiación del sector palmero con el fin de crear economía de escala para disminuir el plan de inversión y mejorar la rentabilidad del proyecto.

- Se debe buscar la unión Universidad – Empresa, con el fin de aumentar la producción de metano en las lagunas anaerobias, generando proyectos de investigación a nivel fisicoquímico y Biológico que permita optimizar la operación bacteriana y a su vez, permita mejorar los parámetros exigidos por la entidad ambiental del efluente residual.

## BIBLIOGRAFIA

FEDEPALMA, Anuario Estadístico (Statistical Yearbook) 2006. La agroindustria de la palma de aceite en Colombia y en el mundo 2001 – 2005. Santafé de Bogotá. 2006.

WAMBECK, NOEL. Sinopsis del proceso de la palma de aceite. Santafé de Bogotá. 2005.

BERNAL, Fernando. El cultivo de la Palma de aceite y su Beneficio. Guía para el nuevo Palmicultor. Fedepalma. Santafé de Bogotá. Junio del 2005.

COLERIO, Verónica. Introducción a mecanismos de desarrollo limpio (MDL). Oficina de Argentina del mecanismo para un desarrollo limpio. Octubre 2005

EUGEREN, LORENZO. El mercado de carbono en América Latina y el Caribe: balance y perspectivas. Medio Ambiente y Desarrollo. Marzo 2004

FEDEPALMA. Guía ambiental para el subsector de la Palma de Aceite. Santafé de Bogotá. Mayo del 2002.

ICONTEC. NTC ISO 140001. 2004

LECOCQ, Franck y Karan Capoor, “State and Trends of the Carbon Market”. Preparado por World Bank PCFplus . Basado en el material provisto por Natsource LLC, CO2e.com LLC y Point Carbon. Octubre 2002

OSPINA, Martha. La palma Africana en Colombia. Apuntes y memorias. Volumen 2. Fedepalma. Santafé de Bogotá. Noviembre de 1998

RODRIGUEZ, Manuel, VAN HOOFF, Bart. Desempeño ambiental del sector Palmero en Colombia. Fedepalma. Santafé de Bogotá. Septiembre del 2004.

SYNERGY, UNESA. Universidad Politécnica de Madrid, Institut System-und Innocationsforschung, Instituto Mexicano del Petróleo, Universidad Nacional Autónoma de México, CIER y OLADE. Metodologías para la implementación de los mecanismos flexibles de Kioto – Mecanismo de Desarrollo Limpio en Latinoamérica. Abril del 2005.

## **NETGRAFIA.**

[www.fedepalma.gov](http://www.fedepalma.gov) Federación nacional de cultivadores de palma de aceite.

[www.cenipalma.org](http://www.cenipalma.org) Centro de Investigaciones de la palma africana.

[www.andeancenter.com](http://www.andeancenter.com) Centro Andino para la economía del medio ambiente.

[www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com)

[www.medioambiente.gov.ar/cambioclimatico/oamd/default.html](http://www.medioambiente.gov.ar/cambioclimatico/oamd/default.html)

<http://untreaty.un.org/English/notpubl/kyoto-sp.htm>

<http://archivo.greenpeace.org/Clima/Prokioto.htm>

## Anexo A. Ejemplo de carta de aprobación nacional por parte del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial

  
Libertad y Orden

**Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial**  
Despacho de la Viceministra de Ambiente  
Republica de Colombia

Bogotá D.C., 25 JUN 2007

2000-2-65101-

MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO T.  
26/6/2007 17:19:53 FOLIOS:1 ANEXOS:1  
AL CONTESTAR CITE: 2000-E2-65101  
TIPO DOCUMENTAL: CARTA  
REMITE: DESPACHO VICEMINISTRO DE AMBIENTE  
DESTINATARIO: FEDEPALMA

Doctor  
**JENS MESA DISHINGTON**  
Presidente Ejecutivo  
**FEDEPALMA**  
Dirección: Carrera 10ª No. 69ª - 44  
Teléfono: (571) 313 8600 / Fax: (571) 211 3508  
Bogotá D.C.

Respetado doctor Mesa:

En respuesta a la solicitud enviada por la FEDEPALMA, en la que solicita la Aprobación Nacional al Proyecto "FEDEPALMA SECTORAL CDM UMBRELLA PROJECT FOR METHANE CAPTURE, FOSSIL FUEL DISPLACEMENT AND COGENERATION OF RENEWABLE ENERGY" como actividad que opta al Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto, me permito señalar las siguientes consideraciones:

- La Decisión 17 de la Séptima Conferencia de las Partes señala que un Estado Parte no incluido en el Anexo I podrá participar en una actividad de proyecto del MDL si es Parte del Protocolo de Kyoto.
- La Decisión 17 de la Séptima Conferencia de las Partes indica que antes de presentar el informe de validación a la Junta Ejecutiva, la entidad operacional designada, habrá recibido de los participantes en el proyecto la aprobación por escrito de la participación voluntaria expedida por la autoridad nacional designada de cada parte interesada, incluyendo la confirmación por la parte de acogida, que la actividad de proyecto contribuye a su desarrollo sostenible.

Teniendo en cuenta lo anterior:

1. Colombia aprobó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático a través de la Ley 164 de 1994; ley sobre la cual la Corte Constitucional declaró su exequibilidad mediante la Sentencia C-073 del 23 de febrero de 1995.
2. Colombia aprobó el Protocolo de Kyoto mediante la Ley 629 del 27 de diciembre de 2000, cuya exequibilidad fue dada por la Corte Constitucional con la C-860 del 15 de abril de 2001.

17911  
FEDEPALMA  
Hora:  
Recibido por: J. Mesa



Libertad y Orden

## Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial

Despacho de la Viceministra de Ambiente  
República de Colombia

3. El Ministerio de Relaciones Exteriores mediante nota consular del 22 de mayo de 2002 y radicación DM/VAM/CAA No. 19335 dirigida a la Secretaria de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, designa al Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial como Autoridad Nacional para el Mecanismo de Desarrollo Limpio.
4. Colombia participa voluntariamente en el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto.

Adicionalmente, en cumplimiento de las Resoluciones 0453 y 0454 del 27 de abril de 2004 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial por medio de las cuales se definen los principios, requisitos, criterios y procedimiento para la aprobación nacional de proyectos y considerando que:

1. FEDEPALMA, como promotor del Proyecto "FEDEPALMA SECTORAL CDM UMBRELLA PROJECT FOR METHANE CAPTURE, FOSSIL FUEL DISPLACEMENT AND COGENERATION OF RENEWABLE ENERGY", remitió al Ministerio la documentación correspondiente al anexo 2A de la resolución 0453 de abril 27 de 2004, el pasado 22 de enero de 2007 (radicación número 4120-E1-5731).
2. Con base en la información recibida, el Grupo de Mitigación de Cambio Climático-GMCC del Despacho de la Viceministra de Ambiente preparó el concepto técnico respectivo y lo remitió al Comité Técnico Intersectorial de Mitigación del Cambio Climático - CTIMCC dentro de los plazos establecidos.
3. El CTIMCC en sesión ordinaria sostenida el pasado 6 de junio de 2007, teniendo en cuenta la documentación presentada referente al proyecto, estableció los siguientes aspectos, que aunque no poseen el carácter de ser obligantes para el proceso de aprobación nacional, buscan incentivar a la empresa a tenerlos en cuenta con el objeto de mejorar las condiciones de contexto, sobre las cuales se pretende desarrollar el proyecto.
  - a. El pronunciamiento en materia de cumplimiento CTIMCC se encuentra basado en lo observado en la documentación enviada por el solicitante, bajo la presunción de veracidad y vigencia de la misma.
  - b. Los criterios que el CTIMCC acordó que le fueran evaluados al proyecto, tienen un soporte y sustentación válida para que el Comité considere que SI cumple con cada uno de ellos. Vale la pena aclarar que el CTIMCC no considero válidos algunos de los criterios expuestos por el desarrollador del proyecto y elaboró el concepto técnico sobre lo que considero pertinente.



**Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial**

Despacho de la Viceministra de Ambiente

Republica de Colombia

4. El CTIMCC, teniendo en cuenta el concepto técnico del GMCC, de manera independiente y unánime conceptuó de manera favorable sobre la contribución al desarrollo sostenible del país por parte del Proyecto "FEDEPALMA SECTORAL CDM UMBRELLA PROJECT FOR METHANE CAPTURE, FOSSIL FUEL DISPLACEMENT AND COGENERATION OF RENEWABLE ENERGY" y por lo tanto recomienda al Ministerio aprobar el proyecto.

Con base en lo anterior, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, actuando como Autoridad Nacional Designada, establece que el Proyecto "FEDEPALMA SECTORAL CDM UMBRELLA PROJECT FOR METHANE CAPTURE, FOSSIL FUEL DISPLACEMENT AND COGENERATION OF RENEWABLE ENERGY" contribuye al país en la búsqueda del desarrollo sostenible.

La presente comunicación no implica juicio o manifestación alguna por parte de este Ministerio sobre aspectos distintos a los previstos en el artículo octavo de la Resolución 0453 de abril 27 de 2004 y en particular sobre la propiedad y/o titularidad tanto del proyecto como de las potenciales reducciones de emisiones derivadas del mismo. Asimismo cabe anotar que esta comunicación se hace en dos originales, en los idiomas español e inglés. En caso de discrepancia la versión en español prevalecerá.

Atentamente,

**CLAUDIA PATRICIA MORA PINEDA**

Viceministra de Ambiente

Elaboró: Roberto Esmeral

## Anexo B. Encuesta realizada al director de PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A.

### ENCUESTA DATOS OPERATIVOS PROYECTO SOMBRILLA

#### 1. DATOS GENERALES DE LA EMPRESA

EMPRESA	FECHA	DILIGENCIADO	CARGO	NOMBRE SUPERVISOR	CARGO DEL SUPERVISOR
PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA S.A.	MARZO DEL 2007	ING. LEONARDO CASTELLANOS	DIR. OPERATIVO PBP	ING. GLORIA SANTOS	JEFE CONTROL DE CALIDAD

#### 2. DATOS DE PRODUCCION

CAPACIDAD ACTUAL	CAPACIDAD PROCESAMIENTO 2014	CAPACIDAD DE RECUPERACIÓN DE ALMENDRA	CAPACIDAD DE RECUPERACIÓN ALMENDRA 2015
36 Ton/hr	45 Ton/hr	2 Ton/hr	2.5 Ton /hr

#### 3. PRODUCTOS Y SUBPRODUCTOS

¿Cuál fue y será la producción de productos y subproductos del proceso: fruta fresca, aceite de palma, almendra, fibra y cuesco, estimado para los próximos años a partir de 2003 hasta el 2014. Si su proceso de recuperación de almendra es hidráulico o combinado, digite el dato de almendra recuperada por año.

AÑO	RFF (ton/año)	HORAS DE OPERACIÓN AÑO	ACEITE DE PALMA (Ton)	ALMENDRA RECUPERADA	FIBRA (Ton/año)	CUESCO (Ton/año)
2003	127.528	5297	25.439	7.030	15.303	6.376
2004	156.317	5988	31.820	8.016	18.758	7.816
2005	194.222	5948	39.600	9.438	23.307	9.711
2006	196.000	5950	39.788	9.604	23.520	9.800
2007	210.000	6000	42.630	10.290	25.200	10.500
2008	210.000	6000	42.630	10.290	25.200	10.500
2009	210.000	6000	42.630	10.290	25.200	10.500
2010	210.000	6000	42.630	10.290	25.200	10.500
2011	210.000	6000	42.630	10.290	25.200	10.500
2012	210.000	6000	42.630	10.290	25.200	10.500
2013	210.000	6000	42.630	10.290	25.200	10.500
2014	210.000	6000	42.630	10.290	25.200	10.500
2015	210.000	6000	42.630	10.290	25.200	10.500

#### 3. DATOS SOBRE GENERACION DE ENERGIA

¿ En que cantidad la empresa usa fuentes de combustibles promedio mensual para generación eléctrica? Consignar los consumos de cada uno de los combustibles utilizados a partir de enero de 2004

LA EMPRESA PLANEA GENERAR ELECTRICIDAD POR MEDIO DEL USO DEL BIOGAS QUE SE GENERA?	¿USA DIESEL PARA GENERAR ENERGIA?	¿LA EMPRESA PLANEA COGENERAR(ELECTRICIDAD Y VAPOR) POR MEDIO DEL USO DEL BIOGAS, LA FIBRA Y CUESCO DE NUEZ QUE SE PRODUCIRAN EN LA EMPRESA?
SI	SI	SI

#### PLANTAS DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA QUE POSEE LA EMPRESA

FUENTE	POTENCIA (Kw)	Marca	Modelo (año)	MOTOR
PLANTA 1	150	Cummins		
PLANTA 2	300	Cummins	300 DFCB (1998)	NTA 855 G2

## CUAL ES EL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

AÑO	KWh	Gal	Kwh por fuente			
			Año	Planta diesel	Turbina	Red Pública
2001	313463	22303	2001	313.463	870.247	777.007
2002	621177	47782	2002	621.177	133.883	787.687
2003	837243	76113	2003	837.243	196.194	982.472
2004	1190634	103876	2004	1.190.634	18.390	1.532.679
2005	1025247	81888	2005	1.025.247	323.960	1.882.859
			2006	590.000	1.715.000	1.650.000

### 3. VARIABLES AMBIENTALES

#### TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO MENSUAL

MES/AÑO	TEMPERATURA (°C)				
	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	29,39	29,87	31,1	29,09	33,41
Febrero	29,54	29,43	30,54	30,69	31,87
Marzo	28,54	28,94	30,02	31,77	31,68
Abril	27,05	27,84	29,98	30,02	31,4
Mayo	25,52	28,57	29,62	30,15	29,75
Junio	28,12	28,89	29,09	30,89	28,42
Julio	29,72	28,9	29,2	31,1	29,04
Agosto	30,39	29,37	29,94	31,79	28,83
Septiembre	28,44	28,13	29,27	30,92	28,43
Octubre	28,42	27,69	28,76	30,91	28,1
Noviembre	28,78	26,35	29,19	32,24	29,3
Diciembre	28,68	27,63	29,4	33,14	29,74

#### COMPORTAMIENTO SISTEMA ANAEROBIO

¿Cuál es la carga orgánica mensual de entrada y salida del sistema anaerobio?

FECHA	Concentración de entrada DQO (mg/l)	Flujo de entrada (l/sg)	Concentración de salida DQO (mg/l)	Flujo de salida (l/sg)
27 SEP. 2000	57344	3,45	3225,6	2,17
25 JUL. 2002	44833	3,19	1566,6	2,01
17 AGO. 2004	24575	9,2	715,6	2,16
19 DIC. 2005	37700	8,03	903,2	0,98
14 MAR. 2006	43875		1908,33	

Profundidad Lagunas :

Tipo	Profundidad (m)
Acidogénica 1	1,5
Acidogénica 2	1,5
Anaerobia 1	3,5
Anaerobia 2	3,5
Facultativa	2,4

## Anexo C. Memorias análisis técnico-financiero de los escenarios 1, 2 Y 3

### Proyección Precio CER Bajo Escenario No 1

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
FFB TM.	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
EFLUENTE	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
PRODUCCION MAX TON CH4 /TON RFF	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732
PRODUCCION REAL TON CH4 /TON RFF	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299
PRODUCCION TON CO2 EQ/TON RFF CER	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
INEFICIENCIAS	3.638	3.638	3.638	3.638	3.638	3.638	3.638	3.638
PRODUCCION REAL TON CO2 EQ/AÑO	32.743	32.743	32.743	32.743	32.743	32.743	32.743	32.743
CONSUMO ELECTRICO POR DIESEL Kwh año	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000
CONSUMO ELECTRICO POR TURBINA Kwh año	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000
CONSUMO ELECTRICO POR RED ELECTRICA Kwh año	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000
COSTO CONSUMO DE ENERGIA POR DIESEL	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500
COSTO CONSUMO RED ELECTRICA	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000
COSTO MANTENIMIENTO PLANTA Y TURBINA	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000
<b>COSTO TOTAL ENERGIA</b>	<b>\$ 719.118.500</b>							
US \$ /CER	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>US \$ TOTAL</b>	<b>\$ 327.428</b>							
TASA DE CAMBIO	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999
<b>TOTAL EN PESOS RECIBIDOS POR CER</b>	<b>\$ 654.673.063</b>							
PRODUCCION DE ENERGIA CH4 (Kw/año)	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>DIFERENCIA CONSUMO PRODUCCION CON CH4 (Kwh/año) SOBRENTE</b>	<b style="color: red;">-3.955.000</b>							
<b>TOTAL CER</b>	<b>\$ 654.673.063</b>							

CER A US\$ 10

### Proyección Precio CER Medio Escenario No 1

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
FFB TM.	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
EFLUENTE	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
PRODUCCION MAX TON CH4 /TON RFF	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732
PRODUCCION REAL TON CH4 /TON RFF	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299
PRODUCCION TON CO2 EQ/TON RFF CER	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
INEFICIENCIAS	3.638	3.638	3.638	3.638	3.638	3.638	3.638	3.638
PRODUCCION REAL TON CO2 EQ/AÑO	32.743	32.743	32.743	32.743	32.743	32.743	32.743	32.743
CONSUMO ELECTRICO POR DIESEL Kwh año	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000
CONSUMO ELECTRICO POR TURBINA Kwh año	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000
CONSUMO ELECTRICO POR RED ELECTRICA Kwh año	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000
COSTO CONSUMO DE ENERGIA POR DIESEL	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500
COSTO CONSUMO RED ELECTRICA	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000
COSTO MANTENIMIENTO PLANTA Y TURBINA	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000
COSTO TOTAL ENERGIA	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500
US \$ /CER	15	15	15	15	15	15	15	15
US \$ TOTAL	\$ 491.142	\$ 491.142	\$ 491.142	\$ 491.142	\$ 491.142	\$ 491.142	\$ 491.142	\$ 491.142
TASA DE CAMBIO	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999
TOTAL EN PESOS RECIBIDOS POR CER	\$ 982.009.595	\$ 982.009.595	\$ 982.009.595	\$ 982.009.595	\$ 982.009.595	\$ 982.009.595	\$ 982.009.595	\$ 982.009.595
PRODUCCION DE ENERGIA CH4 (Kw/año)	0	0	0	0	0	0	0	0
DIFERENCIA CONSUMO PRODUCCION CON CH4 (Kwh/año) SOBRANTE	-3.955.000	-3.955.000	-3.955.000	-3.955.000	-3.955.000	-3.955.000	-3.955.000	-3.955.000
TOTAL CER	\$ 982.009.595	\$ 982.009.595	\$ 982.009.595	\$ 982.009.595	\$ 982.009.595	\$ 982.009.595	\$ 982.009.595	\$ 982.009.595

CER A US\$ 15

### Proyección Precio CER Alto Escenario No 1

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
FFB TM.	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
EFLUENTE	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
PRODUCCION MAX TON CH4 /TON RFF	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732
PRODUCCION REAL TON CH4 /TON RFF	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299
PRODUCCION TON CO2 EQ/TON RFF CER	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
INEFICIENCIAS	3.638	3.638	3.638	3.638	3.638	3.638	3.638	3.638
PRODUCCION REAL TON CO2 EQ/AÑO	32.743	32.743	32.743	32.743	32.743	32.743	32.743	32.743
CONSUMO ELECTRICO POR DIESEL Kwh año	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000
CONSUMO ELECTRICO POR TURBINA Kwh año	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000
CONSUMO ELECTRICO POR RED ELECTRICA Kwh año	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000
COSTO CONSUMO DE ENERGIA POR DIESEL	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500
COSTO CONSUMO RED ELECTRICA	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000
COSTO MANTENIMIENTO PLANTA Y TURBINA	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000
COSTO TOTAL ENERGIA	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500
US \$ /CER	20	20	20	20	20	20	20	20
US \$ TOTAL	\$ 654.856	\$ 654.856	\$ 654.856	\$ 654.856	\$ 654.856	\$ 654.856	\$ 654.856	\$ 654.856
TASA DE CAMBIO	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999
TOTAL EN PESOS RECIBIDOS POR CER	\$ 1.309.346.127	\$ 1.309.346.127	\$ 1.309.346.127	\$ 1.309.346.127	\$ 1.309.346.127	\$ 1.309.346.127	\$ 1.309.346.127	\$ 1.309.346.127
PRODUCCION DE ENERGIA CH4 (Kw/año)	0	0	0	0	0	0	0	0
DIFERENCIA CONSUMO PRODUCCION CON CH4 (Kwh/año) SOBRANTE	-3.955.000	-3.955.000	-3.955.000	-3.955.000	-3.955.000	-3.955.000	-3.955.000	-3.955.000
TOTAL CER	\$ 1.309.346.127	\$ 1.309.346.127	\$ 1.309.346.127	\$ 1.309.346.127	\$ 1.309.346.127	\$ 1.309.346.127	\$ 1.309.346.127	\$ 1.309.346.127

CER A US\$ 20

## Proyección Precio CER Bajo Escenario No 2

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>FFB TM.</b>	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
<b>EFLUENTE</b>	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
<b>PRODUCCION MAX TON CH4 /TON RFF</b>	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732
<b>PRODUCCION REAL TON CH4 /TON RFF</b>	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299
<b>PRODUCCION TON CO2 EQ/TON RFF CER</b>	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
<b>INEFICIENCIAS</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>PRODUCCION REAL TON CO2 EQ/AÑO</b>	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
<b>CONSUMO ELECTRICO POR DIESEL Kwh año</b>	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000
<b>CONSUMO ELECTRICO POR TURBINA Kwh año</b>	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000
<b>CONSUMO ELECTRICO POR RED ELECTRICA Kwh año</b>	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000
<b>COSTO CONSUMO DE ENERGIA POR DIESEL</b>	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500
<b>COSTO CONSUMO RED ELECTRICA</b>	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000
<b>COSTO MANTENIMIENTO PLANTA Y TURBINA</b>	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000
<b>COSTO TOTAL ENERGIA</b>	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500
<b>US \$ /CER</b>	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>US \$ TOTAL</b>	\$ 363.809	\$ 363.809	\$ 363.809	\$ 363.809	\$ 363.809	\$ 363.809	\$ 363.809	\$ 363.809
<b>TASA DE CAMBIO</b>	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999
<b>TOTAL EN PESOS RECIBIDOS POR CER</b>	\$ 727.414.515	\$ 727.414.515	\$ 727.414.515	\$ 727.414.515	\$ 727.414.515	\$ 727.414.515	\$ 727.414.515	\$ 727.414.515
<b>PRODUCCION DE ENERGIA CH4 (Kw/año)</b>	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559
<b>DIFERENCIA CONSUMO PRODUCCION CON CH4 (Kwh/año) SOBRANTE</b>	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559
<b>TOTAL CER</b>	\$ 727.414.515	\$ 727.414.515	\$ 727.414.515	\$ 727.414.515	\$ 727.414.515	\$ 727.414.515	\$ 727.414.515	\$ 727.414.515

CER A US\$ 10

## Proyección Precio CER Medio Escenario No 2

AÑO		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CER A US\$ 15	FFB TM.	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
	EFLUENTE	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
	PRODUCCION MAX TON CH4 /TON RFF	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732
	PRODUCCION REAL TON CH4 /TON RFF	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299
	PRODUCCION TON CO2 EQ/TON RFF CER	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
	INEFICIENCIAS	0	0	0	0	0	0	0	0
	PRODUCCION REAL TON CO2 EQ/AÑO	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
	CONSUMO ELECTRICO POR DIESEL Kwh año	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000
	CONSUMO ELECTRICO POR TURBINA Kwh año	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000
	CONSUMO ELECTRICO POR RED ELECTRICA Kwh año	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000
	COSTO CONSUMO DE ENERGIA POR DIESEL	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500
	COSTO CONSUMO RED ELECTRICA	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000
	COSTO MANTENIMIENTO PLANTA Y TURBINA	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000
	COSTO TOTAL ENERGIA	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500
	US \$ /CER	15	15	15	15	15	15	15	15
	US \$ TOTAL	\$ 545.714	\$ 545.714	\$ 545.714	\$ 545.714	\$ 545.714	\$ 545.714	\$ 545.714	\$ 545.714
	TASA DE CAMBIO	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999
	TOTAL EN PESOS RECIBIDOS POR CER	\$ 1.091.121.772	\$ 1.091.121.772	\$ 1.091.121.772	\$ 1.091.121.772	\$ 1.091.121.772	\$ 1.091.121.772	\$ 1.091.121.772	\$ 1.091.121.772
	PRODUCCION DE ENERGIA CH4 (Kw/año)	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559
	DIFERENCIA CONSUMO PRODUCCION CON CH4 (Kwh/año) SOBANTE	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559
TOTAL CER	\$ 1.091.121.772	\$ 1.091.121.772	\$ 1.091.121.772	\$ 1.091.121.772	\$ 1.091.121.772	\$ 1.091.121.772	\$ 1.091.121.772	\$ 1.091.121.772	

## Proyección Precio CER Alto Escenario No 2

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
FFB TM.	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
EFLUENTE	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
PRODUCCION MAX TON CH4 /TON RFF	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732
PRODUCCION REAL TON CH4 /TON RFF	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299
PRODUCCION TON CO2 EQ/TON RFF CER	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
INEFICIENCIAS	0	0	0	0	0	0	0	0
PRODUCCION REAL TON CO2 EQ/AÑO	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
CONSUMO ELECTRICO POR DIESEL Kwh año	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000
CONSUMO ELECTRICO POR TURBINA Kwh año	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000
CONSUMO ELECTRICO POR RED ELECTRICA Kwh año	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000
COSTO CONSUMO DE ENERGIA POR DIESEL	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500
COSTO CONSUMO RED ELECTRICA	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000
COSTO MANTENIMIENTO PLANTA Y TURBINA	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000
<b>COSTO TOTAL ENERGIA</b>	<b>\$ 719.118.500</b>							
US \$ /CER	20	20	20	20	20	20	20	20
US \$ TOTAL	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618
TASA DE CAMBIO	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999
TOTAL EN PESOS RECIBIDOS POR CER	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030
PRODUCCION DE ENERGIA CH4 (Kw/año)	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559
DIFERENCIA CONSUMO PRODUCCION CON CH4 (Kwh/año) SOBRANTE	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559
<b>TOTAL CER</b>	<b>\$ 1.454.829.030</b>							

CER A US\$ 20

### Proyección Precio CER Bajo Escenario No 3

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
FFB TM.	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
EFLUENTE	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
PRODUCCION MAX TON CH4 /TON RFF	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732
PRODUCCION REAL TON CH4 /TON RFF	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299
PRODUCCION TON CO2 EQ/TON RFF CER	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
INEFICIENCIAS	0	0	0	0	0	0	0	0
PRODUCCION REAL TON CO2 EQ/AÑO	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
CONSUMO ELECTRICO POR DIESEL Kwh año	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000
CONSUMO ELECTRICO POR TURBINA Kwh año	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000
CONSUMO ELECTRICO POR RED ELECTRICA Kwh año	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000
COSTO CONSUMO DE ENERGIA POR DIESEL	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500
COSTO CONSUMO RED ELECTRICA	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000
COSTO MANTENIMIENTO PLANTA Y TURBINA	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000
<b>COSTO TOTAL ENERGIA</b>	<b>\$ 719.118.500</b>							
US \$ /CER	10	10	10	10	10	10	10	10
US \$ TOTAL	\$ 363.809	\$ 363.809	\$ 363.809	\$ 363.809	\$ 363.809	\$ 363.809	\$ 363.809	\$ 363.809
TASA DE CAMBIO	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999
<b>TOTAL EN PESOS RECIBIDOS POR CER</b>	<b>\$ 727.414.515</b>							
PRODUCCION DE ENERGIA CH4 (Kw/año)	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559
DIFERENCIA CONSUMO PRODUCCION CON CH4 (Kwh/año) SOBRANTE	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559
<b>TOTAL CER + AHORRO ENERGIA</b>	<b>\$ 1.446.533.015</b>							

CER A US\$ 10

### Proyección Precio CER Medio Escenario No 3

AÑO		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CER A US\$ 15	FFB TM.	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
	EFLUENTE	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
	PRODUCCION MAX TON CH4 /TON RFF	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732
	PRODUCCION REAL TON CH4 /TON RFF	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299
	PRODUCCION TON CO2 EQ/TON RFF CER	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
	INEFICIENCIAS	0	0	0	0	0	0	0	0
	PRODUCCION REAL TON CO2 EQ/AÑO	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
	CONSUMO ELECTRICO POR DIESEL Kwh año	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000
	CONSUMO ELECTRICO POR TURBINA Kwh año	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000
	CONSUMO ELECTRICO POR RED ELECTRICA Kwh año	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000
	COSTO CONSUMO DE ENERGIA POR DIESEL	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500
	COSTO CONSUMO RED ELECTRICA	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000
	COSTO MANTENIMIENTO PLANTA Y TURBINA	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000
	<b>COSTO TOTAL ENERGIA</b>	<b>\$ 719.118.500</b>							
	US \$ /CER	15	15	15	15	15	15	15	15
	US \$ TOTAL	\$ 545.714	\$ 545.714	\$ 545.714	\$ 545.714	\$ 545.714	\$ 545.714	\$ 545.714	\$ 545.714
	TASA DE CAMBIO	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999
	<b>TOTAL EN PESOS RECIBIDOS POR CER</b>	<b>\$ 1.091.121.772</b>							
	PRODUCCION DE ENERGIA CH4 (Kw/año)	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559
	DIFERENCIA CONSUMO PRODUCCION CON CH4 (Kwh/año) SOBRANTE	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559
<b>TOTAL CER + AHORRO ENERGIA</b>	<b>\$ 1.810.240.272</b>	<b>\$ 1.810.240.272</b>	<b>\$ 1.810.240.272</b>	<b>\$ 1.810.240.272</b>	<b>\$ 1.810.240.272</b>	<b>\$ 1.810.240.272</b>	<b>\$ 1.810.240.272</b>	<b>\$ 1.810.240.272</b>	

### Proyección Precio CER Alto Escenario No 3

AÑO		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CER A US\$ 20	FFB TM.	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
	EFLUENTE	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000
	PRODUCCION MAX TON CH4 /TON RFF	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732	1.732
	PRODUCCION REAL TON CH4 /TON RFF	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299
	PRODUCCION TON CO2 EQ/TON RFF CER	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
	INEFICIENCIAS	0	0	0	0	0	0	0	0
	PRODUCCION REAL TON CO2 EQ/AÑO	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381	36.381
	CONSUMO ELECTRICO POR DIESEL Kwh año	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000	590.000
	CONSUMO ELECTRICO POR TURBINA Kwh año	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000
	CONSUMO ELECTRICO POR RED ELECTRICA Kwh año	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000
	COSTO CONSUMO DE ENERGIA POR DIESEL	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500	\$ 142.278.500
	COSTO CONSUMO RED ELECTRICA	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000	\$ 461.340.000
	COSTO MANTENIMIENTO PLANTA Y TURBINA	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000	\$ 115.500.000
	COSTO TOTAL ENERGIA	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500	\$ 719.118.500
	US \$ /CER	20	20	20	20	20	20	20	20
	US \$ TOTAL	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618	\$ 727.618
	TASA DE CAMBIO	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999	\$ 1.999
	TOTAL EN PESOS RECIBIDOS POR CER	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030	\$ 1.454.829.030
	PRODUCCION DE ENERGIA CH4 (Kw/año)	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559	5.473.559
	DIFERENCIA CONSUMO PRODUCCION CON CH4 (Kwh/año) SOBRANTE	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559	1.518.559
TOTAL CER + AHORRO ENERGIA	\$ 2.173.947.530	\$ 2.173.947.530	\$ 2.173.947.530	\$ 2.173.947.530	\$ 2.173.947.530	\$ 2.173.947.530	\$ 2.173.947.530	\$ 2.173.947.530	

### Flujo de Caja Bajo Escenario No 1

CER A US\$ 10	Año	0	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
	Ingresos		\$ 654,67	\$ 654,67	\$ 654,67	\$ 654,67	\$ 654,67	\$ 654,67	\$ 654,67	\$ 654,67	\$ 654,67
	Gastos operativos		\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40
	Depreciacion		\$ 287,45	\$ 276,40	\$ 265,77	\$ 255,55	\$ 245,72	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28	
	UAI EBIT		\$ 226,82	\$ 237,87	\$ 248,50	\$ 258,73	\$ 268,55	\$ 514,27	\$ 479,66	\$ 480,99	
	Gastos Intereses		\$ 80,68	\$ 73,12	\$ 64,95	\$ 56,12	\$ 46,57	\$ 36,25	\$ 25,09	\$ 13,04	
	Ingreso Disponible		\$ 146,14	\$ 164,75	\$ 183,55	\$ 202,61	\$ 221,98	\$ 478,02	\$ 454,56	\$ 467,95	
	Impuestos		\$ 49,69	\$ 56,02	\$ 62,41	\$ 68,89	\$ 75,47	\$ 162,53	\$ 154,55	\$ 159,10	
	Utilidad Neta		\$ 96,45	\$ 108,74	\$ 121,15	\$ 133,72	\$ 146,51	\$ 315,49	\$ 300,01	\$ 308,85	
	Gastos de Capital	\$ 1.494,77	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	Depreciacion		\$ 287,45	\$ 276,40	\$ 265,77	\$ 255,55	\$ 245,72	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28	
	Amortizacion de capital de la deuda financiera	\$ 996,51	\$ -93,36	\$ -100,92	\$ -109,09	\$ -117,92	\$ -127,47	\$ -137,79	\$ -148,95	\$ -161,01	
	Inversiones en reposicion de activos fijos		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ -180,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	Inversiones en el Capital de Trabajo		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
Valor de salvamento		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00		
FCFE millones	\$ -498,26	\$ 290,54	\$ 284,21	\$ 277,82	\$ 271,34	\$ 264,76	\$ -2,30	\$ 185,68	\$ 181,13		

**Tabla de Amortización del préstamo Escenario 1**

<i>Año</i>	<i>0</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
Saldo inicial	\$ 996,51	\$ 903,15	\$ 802,23	\$ 693,14	\$ 575,21	\$ 447,74	\$ 309,95	\$ 161,01	\$ 0,00
Interes causado		\$ 80,68	\$ 73,12	\$ 64,95	\$ 56,12	\$ 46,57	\$ 36,25	\$ 25,09	\$ 13,04
cuota		\$ -174,04	\$ -174,04	\$ -174,04	\$ -174,04	\$ -174,04	\$ -174,04	\$ -174,04	\$ -174,04
abono a capital		\$ -93,36	\$ -100,92	\$ -109,09	\$ -117,92	\$ -127,47	\$ -137,79	\$ -148,95	\$ -161,01
Saldo Final		\$ 903,15	\$ 802,23	\$ 693,14	\$ 575,21	\$ 447,74	\$ 309,95	\$ 161,01	\$ 0,00

**Tabla de Depreciación e Interés Deflectadas Escenario 1**

	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
<b>INFLACION COLOMBIA</b>	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
<b>DEFLECCION DEPRECIACION</b>	\$ 287,45	\$ 276,40	\$ 265,77	\$ 255,55	\$ 245,72	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28
<b>DEFLECCION TASA INTERES</b>	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%

### Flujo de Caja Medio Escenario No 1

CER A US\$ 15	Año	0	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
	Ingresos		\$ 982,01	\$ 982,01	\$ 982,01	\$ 982,01	\$ 982,01	\$ 982,01	\$ 982,01	\$ 982,01	\$ 982,01
	Gastos operativos		\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40
	Depreciacion		\$ 287,45	\$ 276,40	\$ 265,77	\$ 255,55	\$ 245,72	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28	
	UAll EBIT		\$ 554,15	\$ 565,21	\$ 575,84	\$ 586,06	\$ 595,89	\$ 841,61	\$ 806,99	\$ 808,32	
	Gastos Intereses		\$ 80,68	\$ 73,12	\$ 64,95	\$ 56,12	\$ 46,57	\$ 36,25	\$ 25,09	\$ 13,04	
	Ingreso Disponible		\$ 473,47	\$ 492,09	\$ 510,89	\$ 529,94	\$ 549,32	\$ 805,36	\$ 781,90	\$ 795,29	
	Impuestos		\$ 160,98	\$ 167,31	\$ 173,70	\$ 180,18	\$ 186,77	\$ 273,82	\$ 265,85	\$ 270,40	
	Utilidad Neta		\$ 312,49	\$ 324,78	\$ 337,19	\$ 349,76	\$ 362,55	\$ 531,54	\$ 516,05	\$ 524,89	
	Gastos de Capital	\$ 1.494,77	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	Depreciacion		\$ 287,45	\$ 276,40	\$ 265,77	\$ 255,55	\$ 245,72	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28	
	Amortizacion de capital de la deuda financiera	\$ 996,51	\$ -93,36	\$ -100,92	\$ -109,09	\$ -117,92	\$ -127,47	\$ -137,79	\$ -148,95	\$ -161,01	
	Inversiones en reposicion de activos fijos		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ -180,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	Inversiones en el Capital de Trabajo		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	Valor de salvamento		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
FCFE millones	\$ -498,26	\$ 506,59	\$ 500,26	\$ 493,86	\$ 487,39	\$ 480,80	\$ 213,75	\$ 401,72	\$ 397,17		

### Flujo de Caja Alto Escenario No 1

CER A US\$ 20	Año	0	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
	Ingresos		\$ 1.309,35	\$ 1.309,35	\$ 1.309,35	\$ 1.309,35	\$ 1.309,35	\$ 1.309,35	\$ 1.309,35	\$ 1.309,35	\$ 1.309,35
	Gastos operativos		\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40
	Depreciacion		\$ 287,45	\$ 276,40	\$ 265,77	\$ 255,55	\$ 245,72	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28	
	UAI EBIT		\$ 881,49	\$ 892,55	\$ 903,18	\$ 913,40	\$ 923,23	\$ 1.168,94	\$ 1.134,33	\$ 1.135,66	
	Gastos Intereses		\$ 80,68	\$ 73,12	\$ 64,95	\$ 56,12	\$ 46,57	\$ 36,25	\$ 25,09	\$ 13,04	
	Ingreso Disponible		\$ 800,81	\$ 819,43	\$ 838,23	\$ 857,28	\$ 876,66	\$ 1.132,69	\$ 1.109,23	\$ 1.122,63	
	Impuestos		\$ 272,28	\$ 278,60	\$ 285,00	\$ 291,48	\$ 298,06	\$ 385,12	\$ 377,14	\$ 381,69	
	Utilidad Neta		\$ 528,54	\$ 540,82	\$ 553,23	\$ 565,81	\$ 578,59	\$ 747,58	\$ 732,10	\$ 740,93	
	Gastos de Capital	\$ 1.494,77	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	Depreciacion		\$ 287,45	\$ 276,40	\$ 265,77	\$ 255,55	\$ 245,72	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28	
	Amortizacion de capital de la deuda financiera	\$ 996,51	\$ -93,36	\$ -100,92	\$ -109,09	\$ -117,92	\$ -127,47	\$ -137,79	\$ -148,95	\$ -161,01	
	Inversiones en reposicion de activos fijos		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ -180,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
Inversiones en el Capital de Trabajo		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00		
Valor de salvamento		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00		
FCFE millones	\$ -498,26	\$ 722,63	\$ 716,30	\$ 709,91	\$ 703,43	\$ 696,84	\$ 429,79	\$ 617,76	\$ 613,21		

## Flujo de Caja Bajo Escenario No 2

CER A US\$ 10	Año	0	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
	Ingresos		\$ 727,41	\$ 727,41	\$ 727,41	\$ 727,41	\$ 727,41	\$ 727,41	\$ 727,41	\$ 727,41	\$ 727,41
	Gastos operativos		\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40
	Depreciacion		\$ 305,77	\$ 294,01	\$ 282,70	\$ 271,82	\$ 261,37	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28	
	UAI EBIT		\$ 281,25	\$ 293,01	\$ 304,32	\$ 315,19	\$ 325,64	\$ 587,01	\$ 552,40	\$ 553,73	
	Gastos Intereses		\$ 85,82	\$ 77,78	\$ 69,09	\$ 59,69	\$ 49,54	\$ 38,56	\$ 26,69	\$ 13,87	
	Ingreso Disponible		\$ 195,43	\$ 215,23	\$ 235,23	\$ 255,50	\$ 276,11	\$ 548,45	\$ 525,70	\$ 539,86	
	Impuestos		\$ 66,45	\$ 73,18	\$ 79,98	\$ 86,87	\$ 93,88	\$ 186,47	\$ 178,74	\$ 183,55	
	Utilidad Neta		\$ 128,98	\$ 142,05	\$ 155,25	\$ 168,63	\$ 182,23	\$ 361,98	\$ 346,97	\$ 356,31	
	Gastos de Capital	\$ 1.589,98	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	Depreciacion		\$ 305,77	\$ 294,01	\$ 282,70	\$ 271,82	\$ 261,37	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28	
	Amortizacion de capital de la deuda financiera	\$ 1.059,99	\$ -99,31	\$ -107,35	\$ -116,04	\$ -125,43	\$ -135,59	\$ -146,57	\$ -158,43	\$ -171,26	
	Inversiones en reposicion de activos fijos		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ -180,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	Inversiones en el Capital de Trabajo		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	Valor de salvamento		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
FCFE millones	\$ -529,99	\$ 335,44	\$ 328,71	\$ 321,91	\$ 315,02	\$ 308,01	\$ 35,41	\$ 223,15	\$ 218,33		

**Tabla de Amortización del préstamo Escenario 2**

<i>Año</i>	<i>0</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
Saldo inicial	\$ 1.059,99	\$ 960,68	\$ 853,33	\$ 737,29	\$ 611,85	\$ 476,26	\$ 329,70	\$ 171,26	\$ 0,00
Interes causado		\$ 85,82	\$ 77,78	\$ 69,09	\$ 59,69	\$ 49,54	\$ 38,56	\$ 26,69	\$ 13,87
cuota		\$ -185,13	\$ -185,13	\$ -185,13	\$ -185,13	\$ -185,13	\$ -185,13	\$ -185,13	\$ -185,13
abono a capital		\$ -99,31	\$ -107,35	\$ -116,04	\$ -125,43	\$ -135,59	\$ -146,57	\$ -158,43	\$ -171,26
Saldo Final		\$ 960,68	\$ 853,33	\$ 737,29	\$ 611,85	\$ 476,26	\$ 329,70	\$ 171,26	\$ 0,00

**Tabla de Depreciación e Interés Deflectadas Escenario 2**

	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
<b>INFLACION COLOMBIA</b>	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
<b>DEFLECCION DEPRECIACION</b>	\$ 305,77	\$ 294,01	\$ 282,70	\$ 271,82	\$ 261,37	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28
<b>DEFLECCION TASA INTERES</b>	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%

## Flujo de Caja Medio Escenario No 2

Año	0	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos		\$ 1.091,12	\$ 1.091,12	\$ 1.091,12	\$ 1.091,12	\$ 1.091,12	\$ 1.091,12	\$ 1.091,12	\$ 1.091,12
Gastos operativos		\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40
Depreciacion		\$ 305,77	\$ 294,01	\$ 282,70	\$ 271,82	\$ 261,37	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28
UAI EBIT		\$ 644,95	\$ 656,72	\$ 668,02	\$ 678,90	\$ 689,35	\$ 950,72	\$ 916,10	\$ 917,44
Gastos Intereses		\$ 85,82	\$ 77,78	\$ 69,09	\$ 59,69	\$ 49,54	\$ 38,56	\$ 26,69	\$ 13,87
Ingreso Disponible		\$ 559,14	\$ 578,94	\$ 598,94	\$ 619,20	\$ 639,81	\$ 912,16	\$ 889,41	\$ 903,57
Impuestos		\$ 190,11	\$ 196,84	\$ 203,64	\$ 210,53	\$ 217,54	\$ 310,13	\$ 302,40	\$ 307,21
Utilidad Neta		\$ 369,03	\$ 382,10	\$ 395,30	\$ 408,67	\$ 422,28	\$ 602,03	\$ 587,01	\$ 596,36
Gastos de Capital	\$ 1.589,98	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Depreciacion		\$ 305,77	\$ 294,01	\$ 282,70	\$ 271,82	\$ 261,37	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28
Amortizacion de capital de la deuda financiera	\$ 1.059,99	\$ -99,31	\$ -107,35	\$ -116,04	\$ -125,43	\$ -135,59	\$ -146,57	\$ -158,43	\$ -171,26
Inversiones en reposicion de activos fijos		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ -180,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Inversiones en el Capital de Trabajo		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Valor de salvamento		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
FCFE millones	\$ -529,99	\$ 575,49	\$ 568,75	\$ 561,96	\$ 555,06	\$ 548,06	\$ 275,46	\$ 463,19	\$ 458,38

CER A US\$ 15

## Flujo de Caja Alto Escenario No 2

CER A US\$ 20	Año	0	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
	Ingresos		\$ 1.454,83	\$ 1.454,83	\$ 1.454,83	\$ 1.454,83	\$ 1.454,83	\$ 1.454,83	\$ 1.454,83	\$ 1.454,83	\$ 1.454,83
	Gastos operativos		\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40
	Depreciacion		\$ 305,77	\$ 294,01	\$ 282,70	\$ 271,82	\$ 261,37	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28	
	UAI EBIT		\$ 1.008,66	\$ 1.020,42	\$ 1.031,73	\$ 1.042,60	\$ 1.053,06	\$ 1.314,43	\$ 1.279,81	\$ 1.281,14	
	Gastos Intereses		\$ 85,82	\$ 77,78	\$ 69,09	\$ 59,69	\$ 49,54	\$ 38,56	\$ 26,69	\$ 13,87	
	Ingreso Disponible		\$ 922,84	\$ 942,64	\$ 962,64	\$ 982,91	\$ 1.003,52	\$ 1.275,87	\$ 1.253,12	\$ 1.267,28	
	Impuestos		\$ 313,77	\$ 320,50	\$ 327,30	\$ 334,19	\$ 341,20	\$ 433,80	\$ 426,06	\$ 430,87	
	Utilidad Neta		\$ 609,08	\$ 622,15	\$ 635,34	\$ 648,72	\$ 662,32	\$ 842,07	\$ 827,06	\$ 836,40	
	Gastos de Capital	\$ 1.589,98	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	Depreciacion		\$ 305,77	\$ 294,01	\$ 282,70	\$ 271,82	\$ 261,37	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28	
	Amortizacion de capital de la deuda financiera	\$ 1.059,99	\$ -99,31	\$ -107,35	\$ -116,04	\$ -125,43	\$ -135,59	\$ -146,57	\$ -158,43	\$ -171,26	
	Inversiones en reposicion de activos fijos		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ -180,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	Inversiones en el Capital de Trabajo		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	Valor de salvamento		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
FCFE millones	\$ -529,99	\$ 815,53	\$ 808,80	\$ 802,00	\$ 795,11	\$ 788,10	\$ 515,51	\$ 703,24	\$ 698,43		

### Flujo de Caja Bajo Escenario No 3

Año	0	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Ingresos</b>		\$ 1.446,53	\$ 1.446,53	\$ 1.446,53	\$ 1.446,53	\$ 1.446,53	\$ 1.446,53	\$ 1.446,53	\$ 1.446,53
<b>Gastos operativos</b>		\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40
<b>Depreciacion</b>		\$ 642,09	\$ 617,40	\$ 593,65	\$ 570,82	\$ 548,86	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28
<b>UAI EBIT</b>		\$ 664,04	\$ 688,73	\$ 712,48	\$ 735,31	\$ 757,27	\$ 1.306,13	\$ 1.271,52	\$ 1.272,85
<b>Gastos Intereses</b>		\$ 180,21	\$ 163,33	\$ 145,08	\$ 125,35	\$ 104,02	\$ 80,97	\$ 56,05	\$ 29,12
<b>Ingreso Disponible</b>		\$ 483,83	\$ 525,41	\$ 567,40	\$ 609,96	\$ 653,24	\$ 1.225,16	\$ 1.215,46	\$ 1.243,73
<b>Impuestos</b>		\$ 164,50	\$ 178,64	\$ 192,92	\$ 207,39	\$ 222,10	\$ 416,55	\$ 413,26	\$ 422,87
<b>Utilidad Neta</b>		\$ 319,32	\$ 346,77	\$ 374,49	\$ 402,58	\$ 431,14	\$ 808,61	\$ 802,21	\$ 820,86
<b>Gastos de Capital</b>	<b>\$ 3.338,88</b>	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
<b>Depreciacion</b>		\$ 642,09	\$ 617,40	\$ 593,65	\$ 570,82	\$ 548,86	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28
<b>Amortizacion de capital de la deuda financiera</b>	\$ 2.225,92	<b>\$ -208,54</b>	<b>\$ -225,43</b>	<b>\$ -243,68</b>	<b>\$ -263,41</b>	<b>\$ -284,73</b>	<b>\$ -307,79</b>	<b>\$ -332,70</b>	<b>\$ -359,64</b>
<b>Inversiones en reposicion de activos fijos</b>		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	<b>\$ -180,00</b>	\$ 0,00	\$ 0,00
<b>Inversiones en el Capital de Trabajo</b>		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
<b>Valor de salvamento</b>		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
<b>FCFE millones</b>	<b>\$ -1.112,96</b>	<b>\$ 752,87</b>	<b>\$ 738,74</b>	<b>\$ 724,46</b>	<b>\$ 709,99</b>	<b>\$ 695,27</b>	<b>\$ 320,82</b>	<b>\$ 504,12</b>	<b>\$ 494,51</b>

**Tabla de Amortización del préstamo Escenario 3**

<i>Año</i>	<i>0</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
Saldo inicial	\$ 2.225,92	\$ 2.017,38	\$ 1.791,95	\$ 1.548,27	\$ 1.284,86	\$ 1.000,13	\$ 692,34	\$ 359,64	\$ 0,00
Interes causado		\$ 180,21	\$ 163,33	\$ 145,08	\$ 125,35	\$ 104,02	\$ 80,97	\$ 56,05	\$ 29,12
cuota		\$ -388,76	\$ -388,76	\$ -388,76	\$ -388,76	\$ -388,76	\$ -388,76	\$ -388,76	\$ -388,76
abono a capital		\$ -208,54	\$ -225,43	\$ -243,68	\$ -263,41	\$ -284,73	\$ -307,79	\$ -332,70	\$ -359,64
Saldo Final		\$ 2.017,38	\$ 1.791,95	\$ 1.548,27	\$ 1.284,86	\$ 1.000,13	\$ 692,34	\$ 359,64	\$ 0,00

**Tabla de Depreciación e Interés Deflectadas Escenario 3.**

	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
<b>INFLACION COLOMBIA</b>	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
<b>DEFLECCION DEPRECIACION</b>	\$ 642,09	\$ 617,40	\$ 593,65	\$ 570,82	\$ 548,86	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28
<b>DEFLECCION TASA INTERES</b>	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%

### Flujo de Caja Medio Escenario No 3

CER A US\$ 15	Año	0	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
	Ingresos		\$ 1.810,24	\$ 1.810,24	\$ 1.810,24	\$ 1.810,24	\$ 1.810,24	\$ 1.810,24	\$ 1.810,24	\$ 1.810,24	\$ 1.810,24
	Gastos operativos		\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40
	Depreciacion		\$ 642,09	\$ 617,40	\$ 593,65	\$ 570,82	\$ 548,86	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28	
	UAI EBIT		\$ 1.027,75	\$ 1.052,44	\$ 1.076,19	\$ 1.099,02	\$ 1.120,98	\$ 1.669,84	\$ 1.635,22	\$ 1.636,55	
	Gastos Intereses		\$ 180,21	\$ 163,33	\$ 145,08	\$ 125,35	\$ 104,02	\$ 80,97	\$ 56,05	\$ 29,12	
	Ingreso Disponible		\$ 847,53	\$ 889,11	\$ 931,11	\$ 973,67	\$ 1.016,95	\$ 1.588,87	\$ 1.579,17	\$ 1.607,44	
	Impuestos		\$ 288,16	\$ 302,30	\$ 316,58	\$ 331,05	\$ 345,76	\$ 540,21	\$ 536,92	\$ 546,53	
	Utilidad Neta		\$ 559,37	\$ 586,81	\$ 614,53	\$ 642,62	\$ 671,19	\$ 1.048,65	\$ 1.042,25	\$ 1.060,91	
	Gastos de Capital	\$ 3.338,88	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
	Depreciacion		\$ 642,09	\$ 617,40	\$ 593,65	\$ 570,82	\$ 548,86	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28	
	Amortizacion de capital de la deuda financiera	\$ 2.225,92	\$ -208,54	\$ -225,43	\$ -243,68	\$ -263,41	\$ -284,73	\$ -307,79	\$ -332,70	\$ -359,64	
	Inversiones en reposicion de activos fijos		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ -180,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	Inversiones en el Capital de Trabajo		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
	Valor de salvamento		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
FCFE millones	\$ -1.112,96	\$ 992,92	\$ 978,78	\$ 964,50	\$ 950,03	\$ 935,32	\$ 560,87	\$ 744,16	\$ 734,55		

### Flujo de Caja Alto Escenario No 3

CER A US\$ 20	Año	0	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
	Ingresos		\$ 2.173,95	\$ 2.173,95	\$ 2.173,95	\$ 2.173,95	\$ 2.173,95	\$ 2.173,95	\$ 2.173,95	\$ 2.173,95	\$ 2.173,95
	Gastos operativos		\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40	\$ 140,40
	Depreciacion		\$ 642,09	\$ 617,40	\$ 593,65	\$ 570,82	\$ 548,86	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28	
	UAII EBIT		\$ 1.391,45	\$ 1.416,15	\$ 1.439,90	\$ 1.462,73	\$ 1.484,68	\$ 2.033,55	\$ 1.998,93	\$ 2.000,26	
	Gastos Intereses		\$ 180,21	\$ 163,33	\$ 145,08	\$ 125,35	\$ 104,02	\$ 80,97	\$ 56,05	\$ 29,12	
	Ingreso Disponible		\$ 1.211,24	\$ 1.252,82	\$ 1.294,82	\$ 1.337,38	\$ 1.380,66	\$ 1.952,57	\$ 1.942,88	\$ 1.971,14	
	Impuestos		\$ 411,82	\$ 425,96	\$ 440,24	\$ 454,71	\$ 469,42	\$ 663,88	\$ 660,58	\$ 670,19	
	Utilidad Neta		\$ 799,42	\$ 826,86	\$ 854,58	\$ 882,67	\$ 911,23	\$ 1.288,70	\$ 1.282,30	\$ 1.300,96	
	Gastos de Capital	\$ 3.338,88	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
	Depreciacion		\$ 642,09	\$ 617,40	\$ 593,65	\$ 570,82	\$ 548,86	\$ 0,00	\$ 34,62	\$ 33,28	
	Amortizacion de capital de la deuda financiera	\$ 2.225,92	\$ -208,54	\$ -225,43	\$ -243,68	\$ -263,41	\$ -284,73	\$ -307,79	\$ -332,70	\$ -359,64	
	Inversiones en reposicion de activos fijos		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ -180,00	\$ 0,00	\$ 0,00	
Inversiones en el Capital de Trabajo		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00		
Valor de salvamento		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00		
FCFE millones	\$ -1.112,96	\$ 1.232,97	\$ 1.218,83	\$ 1.204,55	\$ 1.190,08	\$ 1.175,36	\$ 800,91	\$ 984,21	\$ 974,60		

## Costo del Proyecto Escenario No 1

PLAN DE INVERSION DEL PROYECTO MDL EN PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA	
DESCRIPCION	Capacidad de 210.000 ton RFF / Año COSTES MILLONES DE \$ PESOS COL
<b>DISEÑOS</b>	<b>\$ 33.092.000</b>
Diseño y modificacion de los sistemas de tratamiento de aguas residuales	\$ 10.092.000
Diseño Planta de Biogas, Sistema de Recirculacion de Lodos y Deshidratacion	\$ 23.000.000
<b>MODIFICACION DEL STAR Y ARANQUE</b>	<b>\$ 953.605.839</b>
Preliminares	\$ 30.641.885
Movimiento de Tierra	\$ 324.352.952
Torre de enfriamiento	\$ 27.813.360
Redes internas y conducciones	\$ 158.969.014
Red de By pass	\$ 37.199.346
Red de circulacion	\$ 3.831.593
Cajas de inspeccion	\$ 16.495.220
Pozos de inspeccion	\$ 2.009.751
Sensores de Lodos	\$ 21.695.676
Pantallas	\$ 37.193.830
Impermeabilizacion	\$ 115.232.056
Varios	\$ 6.209.447
AIU (13% Adm, 5% Imprevistos, Utilidad 7%)	\$ 171.961.709
<b>SISTEMA PLANTA DE BIOGAS</b>	<b>\$ 230.000.000</b>
Cubierta para captar Gas. Encarpamiento. Instalacion y Suministro	\$ 180.000.000
Conduccion de Biogas	\$ 10.000.000
Sistema de tanques. Filtros para biogas	\$ 40.000.000
Sopladores de tiro de BIOGAS	\$ 0
PLANTA DE BIOGAS 2 UNIDADES	\$ 0
<b>MONITOREO Y CONTROL</b>	<b>\$ 120.000.000</b>
Dispositivos, sensores de Monitoreo, medicion y control	\$ 120.000.000
<b>SERVICIOS DE ASESORIA Y SUPERVISION</b>	<b>\$ 47.344.234</b>
Supervision e Interventoria	\$ 47.344.234
<b>OTROS COSTOS</b>	<b>\$ 110.723.366</b>
Imprevistos (Viajes, legalizaciones, importaciones y otros)	\$ 110.723.366
<b>VALOR ESTIMADO DE ACUERDO A LA CAPACIDAD DE LA PBP</b>	<b>\$ 1.494.765.438</b>
<b>TONELADAS POR AÑO</b>	<b>200.000</b>
<b>VALOR ESTIMADO DE ACUERDO A LA CAPACIDAD DE LA PBP / TONELADA</b>	<b>\$ 7.474</b>

**NOTA:**

Estos valores son aproximados y estan sujetos a cambios de acuerdo a la compra de insumos y a los ajustes y modificaciones adicionales que se realicen al sistema de tratamiento de aguas residuales

Fuente: PCA Ltda. Proyectos Civiles y Ambientales

## Costo del Proyecto Escenario No 2

PLAN DE INVERSION DEL PROYECTO MDL EN PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA	
DESCRIPCION	Capacidad de 210.000 ton RFF / Año
	COSTES MILLONES DE \$ PESOS COL
<b>DISEÑOS</b>	<b>\$ 33.092.000</b>
Diseño y modificacion de los sistemas de tratamiento de aguas residuales	\$ 10.092.000
Diseño Planta de Biogas, Sistema de Recirculacion de Lodos y Deshidratacion	\$ 23.000.000
<b>MODIFICACION DEL STAR Y ARRANQUE</b>	<b>\$ 953.605.839</b>
Preliminares	\$ 30.641.885
Movimiento de Tierra	\$ 324.352.952
Torre de enfriamiento	\$ 27.813.360
Redes internas y conducciones	\$ 158.969.014
Red de By pass	\$ 37.199.346
Red de circulacion	\$ 3.831.593
Cajas de inspeccion	\$ 16.495.220
Pozos de inspeccion	\$ 2.009.751
Sensores de Lodos	\$ 21.695.676
Pantallas	\$ 37.193.830
Impermeabilizacion	\$ 115.232.056
Varios	\$ 6.209.447
AIU (13% Adm, 5% Imprevistos, Utilidad 7%)	\$ 171.961.709
<b>SISTEMA PLANTA DE BIOGAS</b>	<b>\$ 314.770.000</b>
Cubierta para captar Gas. Encarpamiento. Instalacion y Suministro	\$ 180.000.000
Conduccion de Biogas	\$ 40.500.000
Sistema de tanques. Filtros para biogas	\$ 40.000.000
Sopladores de tiro de BIOGAS	\$ 11.340.000
Quemador de Biogas en caldera	\$ 42.930.000
<b>MONITOREO Y CONTROL</b>	<b>\$ 120.000.000</b>
Dispositivos, sensores de Monitoreo, medicion y control	\$ 120.000.000
<b>SERVICIOS DE ASESORIA Y SUPERVISION</b>	<b>\$ 50.735.034</b>
Supervision e Interventoria	\$ 50.735.034
<b>OTROS COSTOS</b>	<b>\$ 117.776.230</b>
Imprevistos (Viajes, legalizaciones, importaciones y otros)	\$ 117.776.230
<b>VALOR ESTIMADO DE ACUERDO A LA CAPACIDAD DE LA PBP</b>	<b>\$ 1.589.979.102</b>
<b>TONELADAS POR AÑO</b>	<b>200.000</b>
<b>VALOR ESTIMADO DE ACUERDO A LA CAPACIDAD DE LA PBP / TONELADA</b>	<b>\$ 7.950</b>

**NOTA:**

Estos valores son aproximados y estan sujetos a cambios de acuerdo a la compra de insumos y a los ajustes y modificaciones adicionales que se realicen al sistema de tratamiento de aguas residuales

Fuente: PCA Ltda. Proyectos Civiles y Ambientales

### Costo del Proyecto Escenario No 3

PLAN DE INVERSION DEL PROYECTO MDL EN PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA	
DESCRIPCION	Capacidad de 210.000 ton RFF / Año
	COSTES MILLONES DE \$ PESOS COL
<b>DISEÑOS</b>	<b>\$ 33.092.000</b>
Diseño y modificacion de los sistemas de tratamiento de aguas residuales	\$ 10.092.000
Diseño Planta de Biogas, Sistema de Recirculacion de Lodos y Deshidratacion	\$ 23.000.000
<b>MODIFICACION DEL STAR Y ARANQUE</b>	<b>\$ 953.605.839</b>
Preliminares	\$ 30.641.885
Movimiento de Tierra	\$ 324.352.952
Torre de enfriamiento	\$ 27.813.360
Redes internas y conducciones	\$ 158.969.014
Red de By pass	\$ 37.199.346
Red de circulacion	\$ 3.831.593
Cajas de inspeccion	\$ 16.495.220
Pozos de inspeccion	\$ 2.009.751
Sensores de Lodos	\$ 21.695.676
Pantallas	\$ 37.193.830
Impermeabilizacion	\$ 115.232.056
Varios	\$ 6.209.447
AIU (13% Adm, 5% Imprevistos, Utilidad 7%)	\$ 171.961.709
<b>SISTEMA PLANTA DE BIOGAS</b>	<b>\$ 1.871.840.000</b>
Cubierta para captar Gas. Encarpamiento. Instalacion y Suministro	\$ 180.000.000
Conduccion de Biogas	\$ 40.500.000
Sistema de tanques. Filtros para biogas	\$ 40.000.000
Sopladores de tiro de BIOGAS	\$ 11.340.000
PLANTA DE BIOGAS 2 UNIDADES	\$ 1.600.000.000
<b>MONITOREO Y CONTROL</b>	<b>\$ 120.000.000</b>
Dispositivos, sensores de Monitoreo, medicion y control	\$ 120.000.000
<b>SERVICIOS DE ASESORIA Y SUPERVISION</b>	<b>\$ 113.017.834</b>
Supervision e Interventoria	\$ 113.017.834
<b>OTROS COSTOS</b>	<b>\$ 247.324.454</b>
Imprevistos (Viajes, legalizaciones, importaciones y otros)	\$ 247.324.454
<b>VALOR ESTIMADO DE ACUERDO A LA CAPACIDAD DE LA PBP</b>	<b>\$ 3.338.880.126</b>
<b>TONELADAS POR AÑO</b>	<b>200.000</b>
<b>VALOR ESTIMADO DE ACUERDO A LA CAPACIDAD DE LA PBP / TONELADA</b>	<b>\$ 16.694</b>

**NOTA:**

Estos valores son aproximados y estan sujetos a cambios de acuerdo a la compra de insumos y a los ajustes y modificaciones adicionales que se realicen al sistema de tratamiento de aguas residuales

Fuente: PCA Ltda. Proyectos Civiles y Ambientales

### Costos de Operación Escenario 1, 2 y 3.

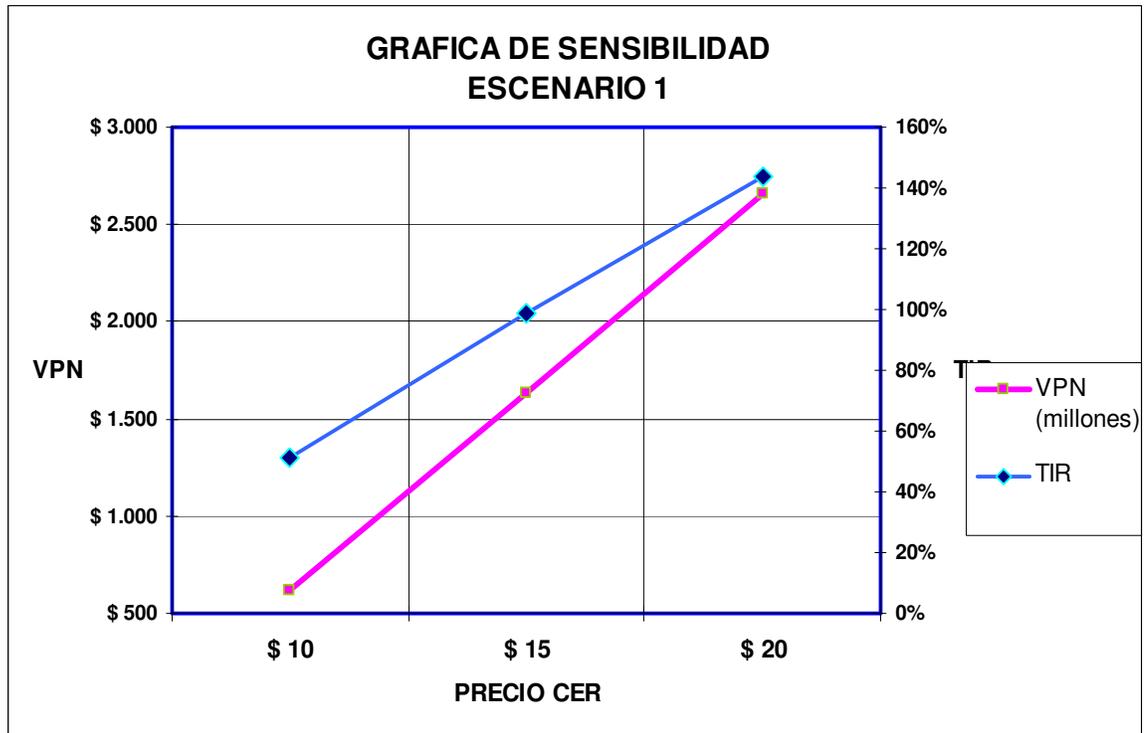
COSTOS DE OPERACIÓN ESTIMADOS PARA EL PROYECTO MDL EN PALMAS OLEAGINOSAS BUCARELIA				
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR PARCIAL AÑO
<b>Servicio Tecnico</b>				<b>\$ 113.601.600</b>
Ingeniero Director Planta de Biogas	MES	12	\$ 3.245.760	\$ 38.949.120
Supervisor Tecnico	MES	12	\$ 1.738.800	\$ 20.865.600
Operador en control de Valvulas, Bombas	MES	12	\$ 1.004.640	\$ 12.055.680
Operador de Limpieza de cajas y conducciones	Mes	12	\$ 850.080	\$ 10.200.960
Operador de Monitoreo y control	MES	12	\$ 1.159.200	\$ 13.910.400
Tecnico Laboratorista	MES	12	\$ 1.468.320	\$ 17.619.840
<b>Mantenimiento de Equipos</b>				<b>\$ 26.800.000</b>
Mantenimiento de Valvulas, Conduccion y Bomba	GL	1	\$ 5.800.000	\$ 5.800.000
Mantenimiento de Zonas Verdes	MES	36	\$ 250.000	\$ 9.000.000
Mantenimiento del sistema de recirculacion	GL	1	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000
Calibracion de equipos de Medicion	GL	1	\$ 8.000.000	\$ 8.000.000
<b>TOTAL APROXIMADO</b>				<b>\$ 140.401.600</b>

Fuente: PCA Ltda. Proyectos Civiles y Ambientales

### Indicadores de Bondad Financiera Escenario 1

USD	\$ 10	\$ 15	\$ 20
<b>VPN (millones)</b>	\$ 614,95	\$ 1.635,56	\$ 2.656,18
<b>TIR</b>	51,29%	99,02%	143,62%
<b>RENTABILIDAD REAL</b>	45,48%	91,37%	134,25%
<b>TIR MEJORADA</b>	25,43%	36,08%	42,90%

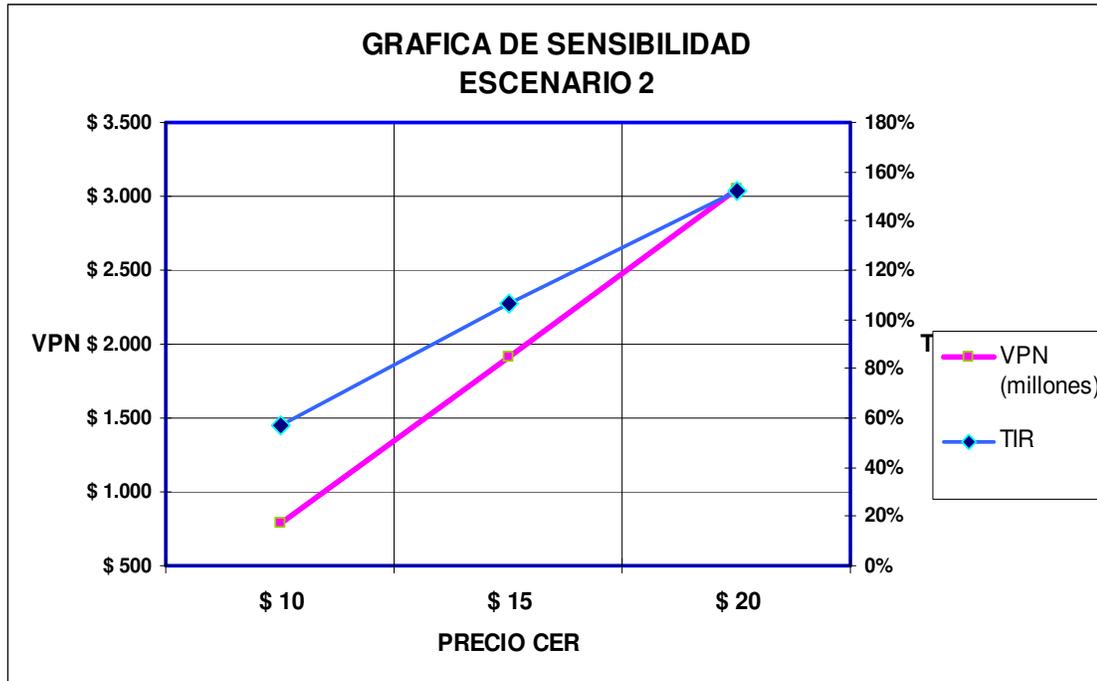
### Grafica de sensibilidad (Escenario 1)



### Indicadores de Bondad Financiera Escenario 2

<b>USD</b>	<b>\$ 10</b>	<b>\$ 15</b>	<b>\$ 20</b>
<b>VPN</b>	\$ 783,59	\$ 1.917,60	\$ 3.051,62
<b>TIR</b>	57,27%	106,26%	152,61%
<b>RENTABILIDAD REAL</b>	51,22%	98,32%	142,90%
<b>TIR MEJORADA</b>	27,09%	37,37%	44,07%

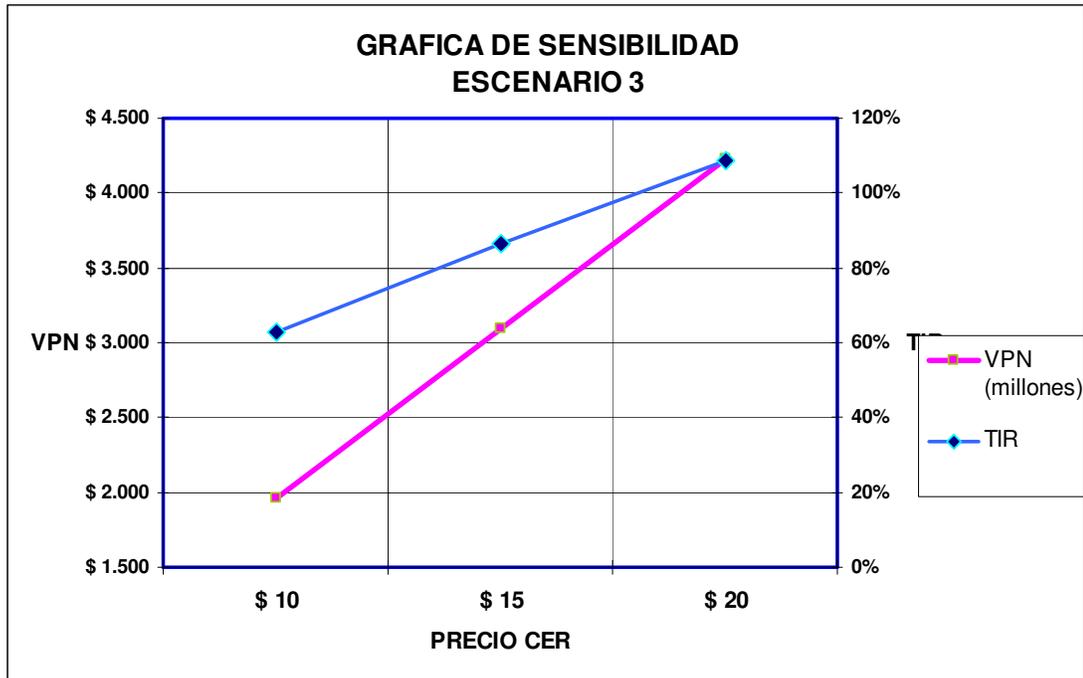
### Grafica de sensibilidad (Escenario 2)



### Indicadores de Bondad Financiera Escenario 3

<i>USD</i>	<i>\$ 10</i>	<i>\$ 15</i>	<i>\$ 20</i>
<b>VPN</b>	\$ 1.957,39	\$ 3.091,40	\$ 4.225,42
<b>TIR</b>	62,92%	86,28%	108,77%
<b>RENTABILIDAD REAL</b>	56,65%	79,12%	100,74%
<b>TIR MEJORADA</b>	28,80%	33,97%	38,03%

**Grafica de sensibilidad (Escenario 3)**



**Tabla Matriz Comparativa**

	<i>USD</i>	<i>\$ 10</i>	<i>\$ 15</i>	<i>\$ 20</i>
<b>ESCENARIO 1</b>	<b>VPN</b>	\$ 614,95	\$ 1.635,56	\$ 2.656,18
	<b>TIR</b>	51,29%	99,02%	143,62%
	<b>TIR MEJ</b>	25,43%	36,08%	42,90%
<b>ESCENARIO 2</b>	<b>VPN</b>	\$ 783,59	\$ 1.917,60	\$ 3.051,62
	<b>TIR</b>	57,27%	106,26%	152,61%
	<b>TIR MEJ</b>	27,09%	37,37%	44,07%
<b>ESCENARIO 3</b>	<b>VPN</b>	\$ 1.957,39	\$ 3.091,40	\$ 4.225,42
	<b>TIR</b>	62,92%	86,28%	108,77%
	<b>TIR MEJ</b>	28,80%	33,97%	38,03%

**Anexo D. Costo unitario de energía de la Electrificadora de Santander S.A. en el mes de Octubre de 2007**

REPUBLICA DE COLOMBIA - MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA  
**ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP.**

INFORMA A SUS CLIENTES DEL SISTEMA

DE ENERGIA ELECTRICA DE DEPARTAMENTO DE SANTANDER Y SUR DEL CESAR

De acuerdo con las resoluciones 031/97, 079/97, 082/02, 043/03 expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG,

que permiten establecer los costos de la prestación del servicio a clientes regulados,

Informamos las tarifas para el mes de Octubre de 2007

COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACION DEL SERVICIO (Cu)						
NIVEL MEDIDA	G	T	D	O	C	Cu Aplicado
	Compra Energía	Costo STN	Costo Distribución	Costos Adicionales	Costo de Comercialización	Costo unitario de Prestación del Servicio
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
I-II ESSA	82.5815	17.9794	132.1321	3.7268	25.6756	279.4945
I-II CLIENTE	82.5815	17.9794	103.2362	3.7268	25.6756	250.5986
I-III ESSA	82.5815	17.9794	72.0293	3.7268	25.6756	219.3917
I-III CLIENTE	82.5815	17.9794	43.1334	3.7268	25.6756	190.4958
II	82.5815	17.9794	95.7503	3.7268	25.6756	233.3991
III	82.5815	17.9794	37.6370	3.7268	25.6756	172.9599
IV	82.5815	17.9794	15.6040	3.7268	25.6756	149.2470

CONSUMO DE SUBSISTENCIA			NIVELES DE TENSION	
Resolución 0355 de 8 de Julio de 2004. Unidad de Planeación Minero Energetica	Alturas inferior a 1000 Mts	Alturas superior o = a 1000 Mts	I	Menor a 1 kV
			II	Entre 1 y 30 kV
Durante el año 2006	179 kWh	147 kWh	III	Entre 30 y 62 kV
Durante el año 2007 y en adelante	173 kWh	130 kWh	IV	Mayor a 62 kV

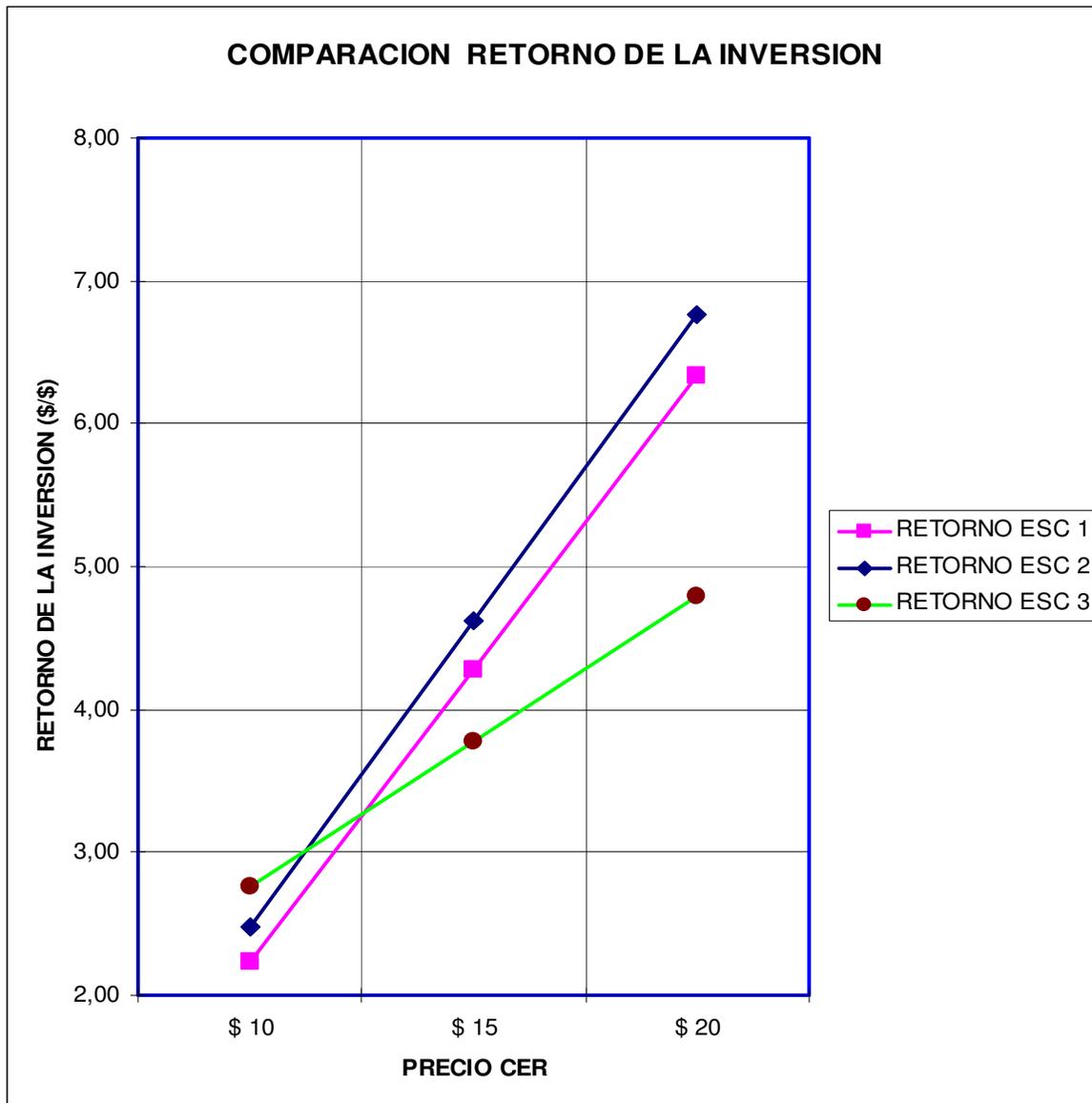
INDICADORES DE CALIDAD (metas DES FES). Cuarto trimestre - 2007			
GRUPOS		VALORES MAXIMOS	
		DES	FES
1	Cabecera Municipal, población >= 100.000 Habitantes	3	7
2	Cabecera Municipal, población <100.000>=50.000 Habitantes	4	11
3	Cabecera Municipal, población < 50.000 Habitantes	9	9
4	Areas rurales	6	12
DES: Tiempo de interrupción de un circuito durante el último trimestre			
FES: Numero de interrupciones de un circuito durante el último trimestre			

**Anexo E. Matriz comparativa del retorno de la inversión y periodo de recuperación descontado en los tres escenarios**

**Tabla Matriz comparativa del retorno de la inversión y periodo de recuperación descontado**

<b>MATRIZ COMPARATIVA RETORNO DE LA INVERSION Y PERIODO DE RECUPERACION DESCONTADO</b>					
		<b>USD</b>	<b>\$ 10</b>	<b>\$ 15</b>	<b>\$ 20</b>
<b>ESCENARIO 1</b>	<b>RETORNO DE LA INVERSION (\$/\$)</b>		2,23	4,28	6,33
	<b>PERIODO DE RECUPERACION DESCONTADO (Años)</b>		2,11	1,13	0,78
<b>ESCENARIO 2</b>	<b>RETORNO DE LA INVERSION (\$/\$)</b>		2,48	4,62	6,76
	<b>PERIODO DE RECUPERACION DESCONTADO (Años)</b>		1,92	1,05	0,74
<b>ESCENARIO 3</b>	<b>RETORNO DE LA INVERSION (\$/\$)</b>		2,76	3,78	4,80
	<b>PERIODO DE RECUPERACION DESCONTADO (Años)</b>		1,78	1,31	1,03

**Grafica de comparación del retorno de la inversión en los tres escenarios**



**Grafica de comparación del retorno de la inversión en los tres escenarios**

