

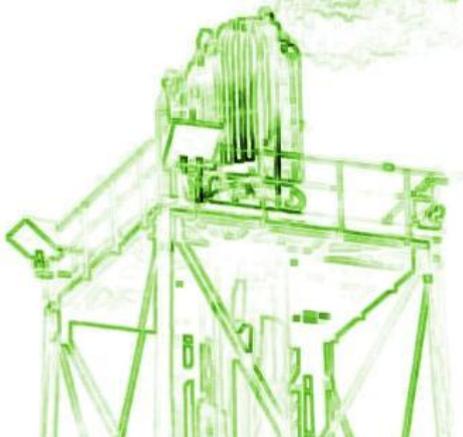
RECUPERACIÓN Y USO DEL GAS DE ANTORCHA EN UN CAMPO PETROLÍFERO LIBIO PARA LA SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

Análisis de viabilidad como mecanismo
de desarrollo limpio

Germán Infante Fernández

**Máster Profesional en Ingeniería y
Gestión Medioambiental 2010-2011**

Tutor: Jaime Martín Juez, Repsol-YPF



ÍNDICE GENERAL

GLOSARIO	v
RESUMEN EJECUTIVO	vii
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Cambio climático y mecanismos de flexibilidad	1
1.2. Mecanismo de desarrollo limpio	3
1.3. Objetivos y planteamiento del trabajo	6
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	7
2.1. Descripción de la actividad del proyecto	7
2.2. Descripción técnica del proyecto	10
3. VIABILIDAD COMO MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO	15
3.1. Metodología aplicable. Justificación	15
3.2. Identificación del escenario de línea base y demostración de la adicionalidad	18
3.2.1. Identificación y evaluación de escenarios alternativos	18
3.2.2. Análisis del proyecto de inversión	21
3.2.3. Análisis de la práctica común	25
3.3. Cálculo de la reducción de emisiones	26
3.4. Plan de seguimiento y control	30
3.5. Impactos ambientales	31
3.6. Comentarios de los <i>stakeholders</i>	31
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	33
5. ANEXOS	35
5.1. Anexo I: documento de intercambio de información promotor-consultor	35
5.2. Anexo II: reducción de emisiones (libro Excel)	
5.3. Anexo III: análisis económico (libro Excel)	
6. BIBLIOGRAFÍA	59

GLOSARIO*

- AAU** Unidad de cantidad asignada
- AG** Gas asociado
- BE_y** Emisiones de la línea base en el periodo y
- BCM** Billones de metros cúbicos
- BOPD** Barriles de crudo por día (un barril= 42 galones US)
- BTU** British Thermal Unit
- BWPD** Barriles de agua por día (un barril= 42 galones US)
- CAPEX** Gastos de capital para la infraestructura
- CDM** Mecanismo de desarrollo limpio
- CDM EB** Junta ejecutiva del CDM
- CER** Reducción certificada de emisiones
- CNG** Gas natural comprimido
- COP** Conferencia de las partes
- DNA** Autoridad nacional designada
- DOE** Entidad operacional designada
- EC** Comunidad Europea
- EC_{LE,y}** Cantidad de electricidad consumida por *leakage* en el periodo y
- EC_{PI,y}** Cantidad de electricidad consumida en el proyecto en el periodo y
- EF_{EL,y}** Factor de emisión para la generación de electricidad en el periodo y
- EF_{CO2,Methane}** Factor de emisión de CO₂ para el metano
- ER_y** Reducción de emisiones en el periodo y
- ERPA** Acuerdo de compra de reducciones de emisiones
- ERU** Unidad de reducción de emisiones
- EU-ETS** Mercado Europeo de derechos de emisión
- ER_y** Reducción de emisiones en el periodo y
- GHG** Gas de efecto invernadero
- IPCC** Panel intergubernamental sobre cambio climático
- IRR** Tasa interna de retorno
- JI** Aplicación conjunta
- LE_y** *Leakage* en el periodo y
- LPG** Gas licuado del petróleo
- LHV** Poder calorífico inferior
- MMSCF** millones de pies cúbicos en condiciones estándar
- MMUSD** Millones de USD
- MWh** Megavatios hora
- NCV_{RG,F,y}** Poder calorífico neto del gas recuperado en el periodo y
- NG** Gas natural
- Nm³** Metros cúbicos en condiciones normales
- OPEX** Gastos de operación
- NOC** National Oil Company (Libia)

NPV Valor Actual Neto
PDD Documento de diseño del proyecto
 $PE_{CO_2,elec,y}$ Emisiones del proyecto debidas al uso de electricidad en el periodo y
 PE_y Emisiones del proyecto en el periodo y
SCF Standard Cubic Feet
tCO₂ Toneladas de CO₂
TDL_y media de pérdidas por transmisión y distribución de electricidad en el periodo y
UNFCCC Convención marco sobre el cambio climático de las Naciones Unidas
 $V_{F,y}$ Volumen de gas recuperado en el periodo y
WIIP Plataforma de bombeo por inyección de agua

**Debido a su mayor difusión, en esta memoria se han empleado acrónimos en lengua inglesa.*

RESUMEN EJECUTIVO

El objeto de este trabajo es la evaluación de un proyecto para recomendar o no su desarrollo como Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM), uno de los mecanismos de flexibilidad previstos en el Protocolo de Kioto para estimular el cumplimiento de los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero. Se ha procurado redactar el documento de manera didáctica y autoexplicativa, de tal forma que un lector no experto en la materia sea capaz de seguirlo con facilidad.

La metodología de trabajo adoptada **se basa en un caso real** ofertado por parte del tutor (Jaime Martín Juez, responsable de la Dirección de Huella Ambiental y Unidad de Carbono de Repsol YPF), que hace el papel de promotor del proyecto. Se ha simulado un ambiente de trabajo en el que el alumno adopta el papel de consultor experto en CDM: partiendo de una información técnica inicial realiza un análisis e investigación autónomo de la propuesta y solicita al promotor (con amplia experiencia en su actividad pero escasa en mercados de carbono, como suele ser habitual) toda la información que estime oportuna. El método de trabajo incluye intercambio de información vía e-mail entre promotor y consultor, reuniones periódicas, elaboración de conclusiones parciales por parte del alumno y análisis crítico de los resultados.

La memoria se ha planteado siguiendo el ciclo real de un proyecto CDM hasta obtener una información equivalente a la del documento de diseño del proyecto (PDD), un documento público que contiene los siguientes elementos clave: descripción del proyecto, demostración de la adicionalidad, identificación del escenario de línea base y reducción de emisiones, plan de monitorización, análisis de las repercusiones ambientales y los comentarios de los grupos de interés. Con esos datos y el resto de consideraciones relevantes (análisis financiero, riesgos del país de acogida, existencia o no de metodología,...) se elabora un informe de conclusiones en el que se asesora a los promotores acerca del interés y de las posibilidades que tiene su propuesta para obtener los créditos de carbono derivados.

La actividad del proyecto propuesto como CDM por el promotor pretende reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a través de la recuperación y uso del gas generado como subproducto de las actividades de producción de crudo en un campo petrolífero Libio.

Madrid, 13 de Marzo de 2012.

1. INTRODUCCIÓN

Este primer capítulo pretende, en primer lugar, **presentar los mecanismos de mercado previstos en el Protocolo de Kioto para la lucha contra el cambio climático**. En segundo lugar **se abordarán los principios, reglas y elementos clave de uno de ellos: el Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM)**, que es el objeto de este trabajo de fin de máster.

1.1. Cambio climático y mecanismos de flexibilidad

El cambio climático es objeto de atención constante en nuestros días: los problemas globales derivados de sus posibles efectos y la controversia que los rodea es un debate abierto en la sociedad [1],[2] que, al mismo tiempo, ha originado una intensa actividad científica, política y económica.

Los llamados gases de efecto invernadero (GHGs) presentes en la atmósfera, principalmente CO₂, CH₄, N₂O, O₃, CFCs y SF₆, absorben y reemiten parte de la radiación infrarroja emitida por la superficie terrestre. Como consecuencia, generan un aumento de temperatura superior al simplemente producido por la radiación solar directa. Se trata de un fenómeno natural imprescindible para la vida que se convierte en un problema cuando la actividad humana lo intensifica. Las palabras “cambio climático” se refieren precisamente a este último supuesto: variaciones difícilmente predecibles del clima imputables a un aumento de la concentración atmosférica de GHGs de origen antropogénico. Desde finales de los años 80 la comunidad científica, agrupada bajo el panel intergubernamental sobre cambio climático (IPCC), ha recogido numerosas evidencias de que este hecho se está produciendo y ha alertado sobre los riesgos derivados.

El CO₂ es el GHG de origen humano más abundante y por tanto el principal actor en el cambio climático (ver Figura 1). Su concentración en la atmósfera ha aumentado enormemente desde el comienzo de la revolución industrial por el uso generalizado de combustibles fósiles y por los cambios en los usos del suelo, alcanzando niveles nunca antes vistos. Y continúa haciéndolo apoyado por el constante aumento de la demanda energética, especialmente significativa en los países en vías de desarrollo (que, por otro lado, son también los más expuestos a las consecuencias de los cambios en el clima). La mitigación y la adaptación al cambio climático, pero también la conservación de los recursos naturales, la protección de la salud humana y el fortalecimiento de la economía, son objetivos ineludibles pero difíciles de alcanzar porque suponen una enorme transformación ya que involucran a todos los sectores

económicos (ver Figura 1). **Es necesario pues un cambio de paradigma: la adopción de medidas globales [3] hacia una economía baja en carbono.** Esta nueva economía, en la que debe primar la eficiencia, está cobrando importancia y se caracteriza por una regulación todavía en desarrollo.

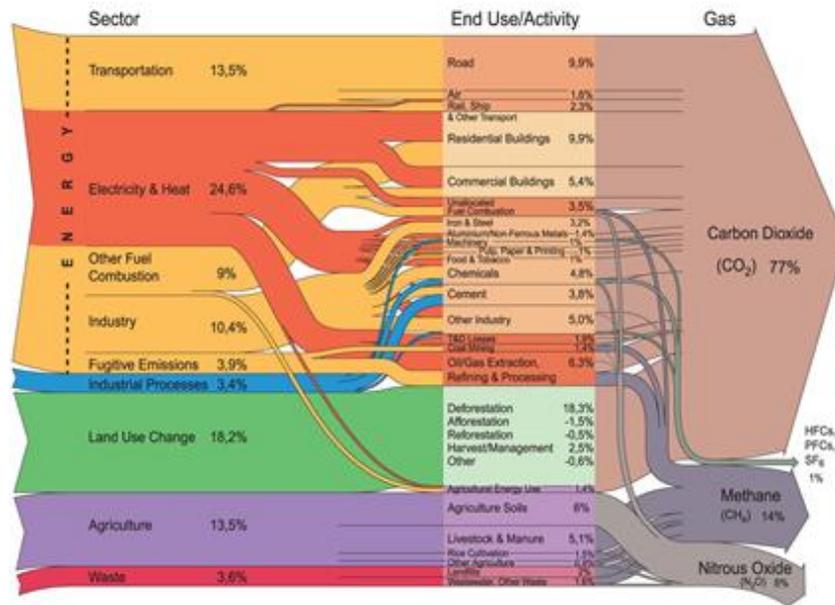


Figura 1: emisiones de gases de efecto invernadero por sectores en el año 2000. Fuente: Navigating the Numbers: Greenhouse Gas Data and International Climate Policy. 2005 World Resources Institute (WRI).

El primer paso en este sentido lo dio, como no podía ser de otra manera, una entidad supranacional: la Conferencia de Naciones Unidas de Medio Ambiente y Desarrollo, celebrada en Rio de Janeiro en 1992 y más conocida como “la cumbre de Rio”. En ella se adoptó la convención marco sobre el cambio climático de las Naciones Unidas (UNFCCC) cuyo objetivo es, según su artículo 2: *“la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático”*. Su autoridad máxima, la conferencia de las partes (COP), estableció en su tercera sesión (COP3, año 1997) **el Protocolo de Kioto**. Su objetivo principal fue que los países industrializados y las economías en transición (países pertenecientes al anexo I) redujeran conjuntamente un 5.2 % las emisiones de 6 GHGs (CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs y SF₆) en el periodo 2008-2012 respecto a un año de referencia (1990 para CO₂, CH₄ y N₂O; 1995 para el resto). El protocolo entró en vigor el 16 de Febrero de 2005, 90 días después de la ratificación por parte de no menos de 55 países firmantes que supusiesen al menos el 55% de las emisiones de CO₂ de 1990. Actualmente hay 192 estados y una región económica (la EC) que lo han ratificado, representando un porcentaje de emisiones del 63.7%.

En el caso Europeo la reducción pactada fue de un 8%, dentro de la cual España tenía permitido un aumento del 15%. Posteriormente, y por iniciativa propia, estos objetivos de reducción se han ampliado a un 20% en el periodo 2013-2020 o post-

1. INTRODUCCIÓN

Kioto (Directiva 2009/29/CE), en una clara apuesta por la lucha contra el cambio climático como futuro de la competitividad económica de esta región.

Volviendo al protocolo de Kioto, **en su articulado se establecieron 3 mecanismos de mercado o de flexibilidad***, complementarios a la reducción directa de emisiones, para estimular el cumplimiento de los objetivos de reducción:

- **Comercio de emisiones****, artículo 17, por el que se crea un “mercado de carbono” en el que los países anexo I pueden intercambiar unidades de cantidad asignada (AAUs): crédito que representa posibilidad de emitir una tonelada de CO₂.
- **Aplicación conjunta (JI)**, artículo 6, que permite a un país anexo I realizar proyectos de reducción de emisiones o de fijación de carbono en otro país anexo I que sea una economía en transición. El país inversor obtiene por ello unidades de reducción de emisiones (ERUs), otro tipo de crédito de carbono, que puede intercambiar en el mercado. El país receptor, por su parte, se beneficia de la inversión económica derivada del proyecto.
- **Mecanismo de desarrollo limpio (CDM)**, artículo 12, que se detalla en el siguiente apartado.

*Afectan a grandes instalaciones, no a las fuentes difusas.

**La idea es poner en valor los impactos derivados de la emisión de CO₂. Los laxos objetivos de reducción fijados han hecho que su bajo precio actual no sea estímulo suficiente para la transformación económica buscada.

1.2. Mecanismo de desarrollo limpio

El Mecanismo de Desarrollo Limpio o CDM **permite que países anexo I realicen proyectos de reducción de emisiones en países en vías de desarrollo** (países no-anexo I y por tanto sin cupos de emisión) **y obtengan por ello créditos de carbono** que faciliten el cumplimiento de sus obligaciones con el protocolo de Kioto. No obstante, **su verdadero objetivo es estimular el desarrollo sostenible** de los países anfitriones. En este sentido, llama la atención que la inmensa mayoría de estos proyectos se encuentren localizados en India, China y resto del sureste Asiático (casi el 82% del total), mientras que solo un 16% pertenezcan a Centro y Latinoamérica y apenas existan en África (ver Figura 2).

El CDM fue el único mecanismo en comenzar antes de 2008 y su expansión ha sido espectacular: se ha convertido en una vía fundamental para optimizar el coste de cumplimiento de las organizaciones afectadas y los créditos derivados, llamados

reducciones certificadas de emisiones (CERs), han copado buena cuota de mercado. Ello ha originado toda una nueva industria de desarrolladores de proyectos CDM.

La COP17 celebrada en Durban a finales de 2011 decidió prolongar la vigencia del protocolo de Kioto más allá de 2012, redactar un nuevo marco global en 2015 y hacerlo operacional en 2020. De igual forma, las partes han decidido continuar con el CDM en el segundo periodo de compromiso que empezará el 1 de Enero de 2013. Los acuerdos alcanzados en Durban han inyectado noticias positivas en los mercados de carbono, que vivieron un año 2011 bastante convulso.

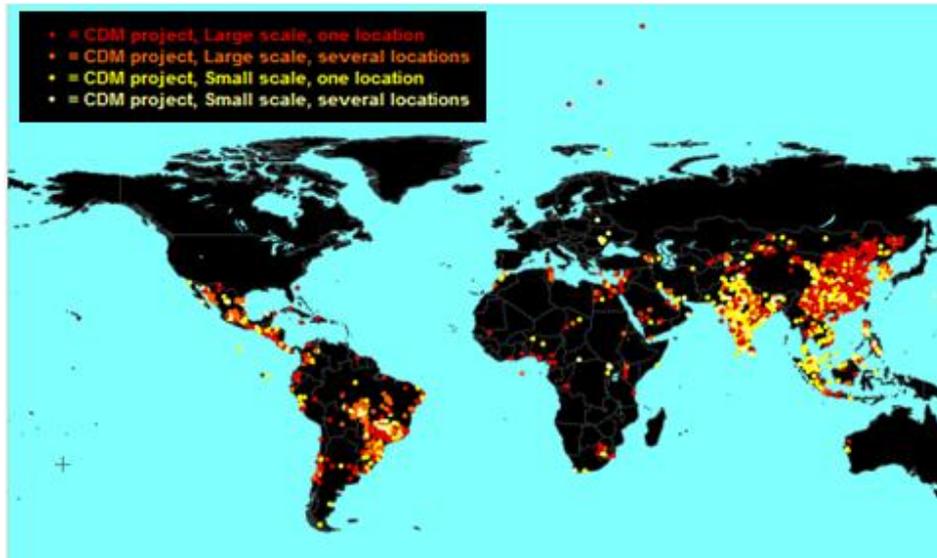


Figura 2: distribución geográfica de los 3848 proyectos CDM registrados a 23/02/2012. Fuente: UNFCC.

Los principios que rigen los CDMs/CERs fueron establecidos en los acuerdos de Marrakech de 2003 y son revisados periódicamente por la junta ejecutiva (CDM EB). Son reglas complejas y controvertidas (no todas las tecnologías de reducción de emisiones son susceptibles de generar CERs y, aunque lo sean, no significa que su implantación en un determinado país vaya a llevar asociada la concesión de CERs). Además, esas normas han experimentado cambios bruscos para tratar de asegurar la integridad ambiental del CDM. Finalmente, el proceso de tramitación es bastante largo (unos 2 años hasta conseguir el registro final del proyecto). Todo esto hace que sea imprescindible conocer los requisitos que debe cumplir un CDM de cara al correcto asesoramiento en la materia. Es lo que se explica a continuación, partiendo del **ciclo del proyecto** de la Figura 3 (más detalles en la Guía española para la utilización de los mecanismos basados en proyectos del Protocolo de Kioto o en *CDM in charts*):

- Como paso previo, **el CDM requiere la aplicación de una metodología**: un conjunto de directrices que aseguran su integridad ambiental y que determina el número de CERs generados. La metodología adecuada a la actividad del proyecto puede que se encuentre entre las aprobadas

1. INTRODUCCIÓN

por la CDM EB (el caso más sencillo y menos costoso) y, si no es así, debe ser desarrollada por los propios promotores. En cualquier caso, las metodologías se dividen en 4: para proyectos o actividades de aforestación/reforestación a pequeña o gran escala.

- El segundo paso es que **el promotor elabore el documento de diseño de proyecto (PDD)** basándose en la metodología anterior. Se trata de la piedra angular del ciclo y debe presentarse en un formato proporcionado por la CDM EB. Es un documento público que contiene los siguientes elementos clave: descripción del proyecto, demostración de la adicionalidad, identificación del escenario de línea base y reducción de emisiones, plan de monitorización, análisis de las repercusiones ambientales y los comentarios de los grupos de interés (*stakeholders*).
- Una vez escrito, el PDD se envía a **la autoridad nacional designada (DNA) por cada parte** (país anfitrión y huésped) que aprueba el documento: confirma que las partes participan voluntariamente, que han ratificado el protocolo de Kioto, y que el CDM propuesto contribuye al desarrollo sostenible del país anfitrión.
- A continuación, **una compañía privada** (entidad operacional designada, DOE) **valida el PDD**: certifica que el proyecto cumple con los requisitos de un CDM.
- El **registro** es la etapa clave por la cual **la CDM EB acepta formalmente el proyecto** como CDM y es un prerrequisito para la verificación, certificación y expedición de CERs.
- La **monitorización** (cuyo plan se incluye en el PDD) se refiere a la medida de las emisiones del proyecto de cara a determinar la reducción de emisiones.
- En este punto **la DOE se encarga de verificar y certificar** la reducción de emisiones (confirmar su autenticidad en un periodo determinado de tiempo y ponerlo por escrito).
- Finalmente, **la CDM EB expide y distribuye los CERs** que pueden usarse en el mercado establecido por el protocolo de Kioto o en el mercado voluntario.

Una vez superadas estas etapas, **los CERs se transfieren de la cuenta de la CDM EB a la cuenta de los participantes en el proyecto**. Estos deben decidir (e incluir en el

PDD) el **periodo de acreditación** del CDM: el tiempo durante el cual el CDM se realizará y generará reducciones de emisiones verificadas y certificadas. **Puede ser un periodo único no renovable de 10 años o un periodo de 7 años, renovable 2 veces.**

Metodología, escenario de línea base, adicionalidad y cálculo de la reducción de emisiones son conceptos importantes para comprender como funciona el CDM. Su significado se aclarará en los correspondientes apartados del capítulo 3.

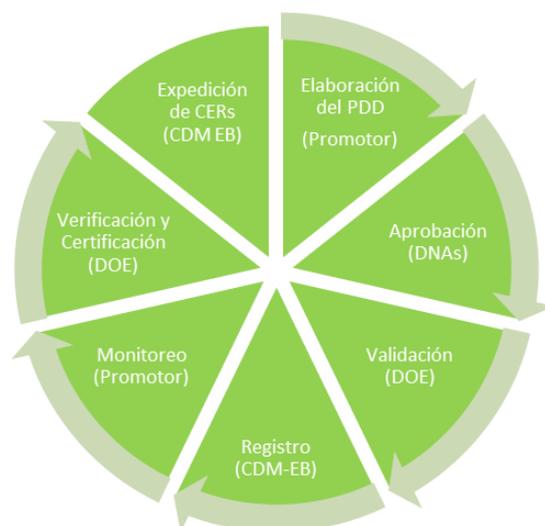


Figura 3: el ciclo de un proyecto CDM y los distintos actores involucrados en el mismo.

1.3. Objetivos y planteamiento del trabajo

El objeto de este proyecto **es la evaluación de un proyecto para recomendar o no su desarrollo como CDM**. La metodología de gestión seguida **se basa en un caso real** ofertado por parte del tutor (**Jaime Martín Juez**, responsable de la Dirección de Huella Ambiental y Unidad de Carbono de Repsol YPF), que hace el papel de promotor del proyecto. Se ha simulado un ambiente de trabajo en el que el alumno adopta el papel de consultor experto en CDM: partiendo de una información técnica inicial realiza un análisis e investigación autónomo de la propuesta y solicita al promotor (con amplia experiencia en su actividad pero escasa en mercados de CO₂, como suele ser habitual) la información que estime necesaria. El método de trabajo incluye intercambio de información vía e-mail entre promotor y consultor (documento que se incluye en el anexo 5.1), reuniones periódicas, elaboración de conclusiones parciales por parte del alumno y análisis crítico de resultados. El trabajo se ha planteado siguiendo el ciclo de la Figura 3 hasta obtener una información equivalente a la del PDD. Con esos datos y el resto de consideraciones relevantes (análisis financiero, riesgos del país de acogida y capacidad de su DNA, existencia o no de metodología,...) se elabora el informe de conclusiones en el que se asesora a los promotores acerca del interés y de las posibilidades que tiene su propuesta para obtener los CERs derivados.

2. Descripción del proyecto

2.1. Descripción de la actividad del proyecto

La actividad del proyecto propuesto como CDM **pretende reducir las emisiones de GHG** (principalmente CO₂ y en menor medida metano) **a través de la recuperación y uso del gas generado como subproducto de las actividades de producción de crudo en un campo petrolífero Libio**. En un pozo de petróleo puede existir gas asociado disuelto en el crudo o formando una capa gaseosa independiente por encima del mismo. Este gas asociado (AG), que posee alto contenido energético gracias su composición rica en metano y otros hidrocarburos como propano y butano, se ha estado quemando en las instalaciones del campo desde su descubrimiento.

National Oil Company (NOC), operador del campo, dirigirá el proyecto que comprende 3 bloques de exploración y producción que, a su vez, engloban varios pozos en los se lleva a cabo la extracción de crudo. El campo está localizado cerca de la ciudad de Maradah, en el distrito de Al Wahat, al norte de Libia (ver apartado 2.2.).

El escenario existente consiste en que el AG, una vez separado del crudo en las plantas de separación gas-crudo, es quemado en antorcha. Se trata de un proceso habitual en este tipo de instalaciones. Por el contrario, **el escenario del proyecto que está en fase de estudio** consistiría en la construcción de la infraestructura necesaria en cada uno de los 3 bloques del campo para la recuperación del gas quemado en antorcha, su procesamiento y envío a través de una tubería a varios usuarios finales. Para ello será necesario instalar un sistema de recogida del gas, compresores, separadores, plantas de procesamiento y tuberías. El gas recuperado se utilizaría para la generación de gas natural (NG) y gases licuados del petróleo (LPG), combustibles que servirán para sustituir a los combustibles fósiles equivalentes consumidos de forma habitual por los usuarios cercanos a la instalación.

Como resultado del proyecto se estima que las emisiones de GHG se reduzcan en unas 250000 toneladas de CO₂ a lo largo de un periodo de 7 años (ver punto 3.3.). El proyecto generaría además los siguientes beneficios:

- Mejora de la calidad del aire al reducir la emisión de contaminantes.
- Uso eficiente de los recursos naturales al reutilizar un gas que actualmente es quemado.
- Creación de empleo durante las actividades de construcción.

- Suministro de gas natural al mercado local.

La actividad propuesta produce por tanto pues mejoras sociales, ambientales y económicas que promueven el desarrollo sostenible de Libia. Además, este tipo de iniciativas sostenibles se están convirtiendo en una clara ventaja competitiva dentro del sector *oil & gas*, debido a la creciente exposición a riesgos como la escasez del recurso y el previsible reflejo que tendrán los costes ambientales en los precios de los productos energéticos. Además, y a pesar de la incertidumbre en la regulación del cambio climático, la emergencia de mercados efectivos representa una interesante oportunidad para las compañías de este sector.

Volumes in bcm	2006	2007	2008	2009	2010	Change from 20098 to 2010
1 Russia	50.0	52.3	42.0	46.6	35.2	(11.4)
2 Nigeria	18.6	16.3	15.5	14.9	15.2	0.3
3 Iran	12.2	10.7	10.8	10.9	11.3	0.4
4 Iraq	7.2	6.7	7.1	8.1	9.1	1.1
5 Algeria	6.4	5.6	6.2	4.9	5.4	0.5
6 Angola	4.0	3.5	3.5	3.4	4.1	0.7
7 Kazakhstan	6.2	5.5	5.4	5.0	3.8	(1.2)
8 Libya	4.4	3.8	4.0	3.5	3.8	0.3
9 Saudi Arabia	4.2	4.2	4.3	3.9	3.7	(0.2)
10 Venezuela	2.1	2.2	2.7	2.8	2.8	0.0
11 Mexico	2.1	2.7	3.6	3.0	2.5	(0.5)
12 Indonesia	3.2	2.6	2.5	2.9	2.3	(0.6)
13 China	2.9	2.6	2.5	2.4	2.1	(0.3)
14 Canada	1.7	2.0	1.9	1.8	2.1	0.3
15 USA*	2.0	2.1	2.3	2.0	2.1	0.1
16 Uzbekistan	2.9	2.1	2.7	1.7	1.9	0.2
17 Qatar	2.3	2.4	2.3	2.2	1.9	(0.3)
18 Oman	2.3	2.0	2.0	1.9	1.8	(0.1)
19 Malaysia	1.9	1.8	1.9	1.9	1.5	(0.4)
20 Egypt	1.7	1.5	1.6	1.8	1.5	(0.3)
Total top 20	138	133	125	126	114	(11.8)
Rest of the world	23	21	22	21	20	(1.1)
Global flaring level	162	154	146	147	134	(12.9)

Figura 4: estimación mediante el satélite NOAA de los volúmenes de gas quemado en antorcha en billones de m³. Fuente: Global Gas Flaring Reduction Partnership.

El venteo y la quema en antorcha del AG es una actividad que tiene un impacto importante en las emisiones globales de GHG y se estima que supone una emisión anual de 400 millones de toneladas de CO₂ [4]. La cantidad de gas perdido de esta forma al año equivale al 30% del consumo de la Unión Europea o al 75% de las exportaciones Rusas de gas. En este contexto, Libia es el octavo país del mundo que más gas quema en antorcha (ver Figuras 4 y 5) y el CDM es un mecanismo que puede ayudar a la realización de las inversiones necesarias para reducir estas emisiones. Hasta la fecha, se han registrado en el mundo 12 proyectos de este tipo como CDM dentro del sector *oil & gas*, ninguno de ellos en Libia que, por otro lado, no tiene ningún proyecto registrado como CDM y tan solo uno en trámite dentro de la industria de producción de cemento [5].

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

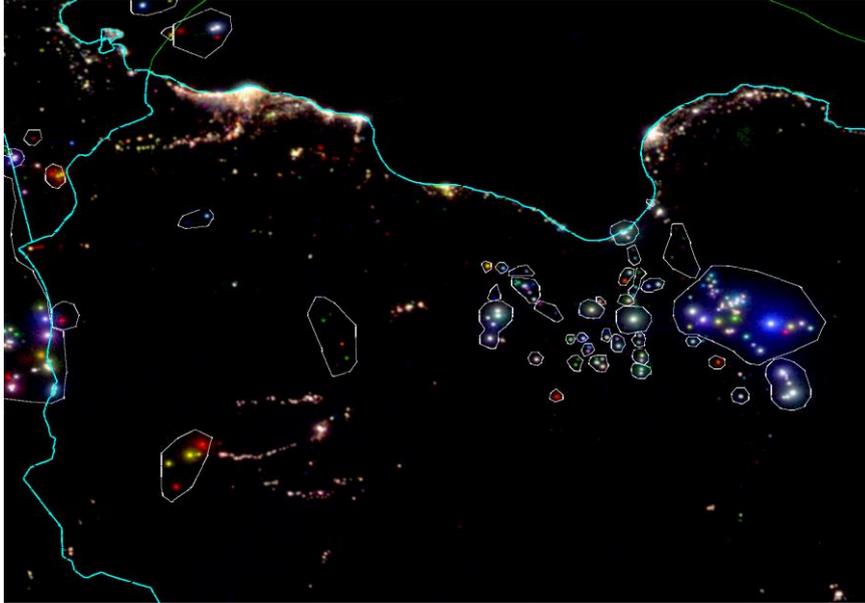


Figura 5: imagen del satélite NOAA de las zonas de Libia en las que se observa quema gas de antorcha. Año 1992 en azul, año 2000 en verde y año 2008 en rojo. Fuente: NOAA.

2.2. Descripción técnica del proyecto

Participantes en el proyecto

Parte	Participantes (entidades públicas y/o privadas)	La parte desea ser considerada como participante (Sí/No)
Libia (anfitrión)	National Oil Company, NOC (Pública)	No
España	Petróleos España S.A. (Privada)	No

Tabla 1: participantes en el proyecto.

Las dos empresas incluidas en la Tabla 1 forman un consorcio con una tercera compañía Americana: American Crude. La participación en el proyecto es al 50%, 30% y 20%, respectivamente. American Crude no puede figurar como participante del CDM, ya que EEUU no ha ratificado el protocolo de Kioto y por lo tanto no es una parte involucrada. Así pues, se trata de un proyecto bilateral con dos partes (Libia y España. Ambos tienen DNA designada, aunque en el caso Libio hay escasa información de la operatividad de ese organismo) y dos participantes: NOC y Petróleos España S.A. AmericanCrude recibirá los CERs mediante acuerdos (ERPAs: *Emission Reduction Purchase Agreements*) con los otros dos integrantes del consorcio, que son los que tienen potestad para decidir ante la CDM EB sobre la distribución de los CERs. El proyecto no contará con financiación pública.

Localización del proyecto

El proyecto se llevará a cabo en 3 bloques de explotación del campo, situados en las coordenadas 29° 34' 35" N 19° 37' 24" E, a unos 60 Km al Noreste de Maradah, dentro del distrito de Al Wahat (ver Figuras 6 y 7). Se trata de una región con numerosas licencias de explotación, tal y como muestra la Figura 8.

Categoría del proyecto

Se trata de un proyecto a gran escala perteneciente a la categoría 10: *fugitive emissions from fuel (solid, oil and gas)*.

Tecnología empleada en el proyecto

Las instalaciones de los 3 bloques de explotación consisten básicamente en:

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

- 3 plantas de tratamiento (una por bloque) con una producción total de crudo aproximada de 80.000 BOPD y de agua de unos 450.000 BWPD en total.
- 67 pozos productivos (*well pads*) y 15 de inyección de agua (WIPP)
- Una estación de bombeo y almacenamiento, previa a la estación de medida y entrega.
- Aproximadamente 300 km de oleoductos desde 4" hasta 20".

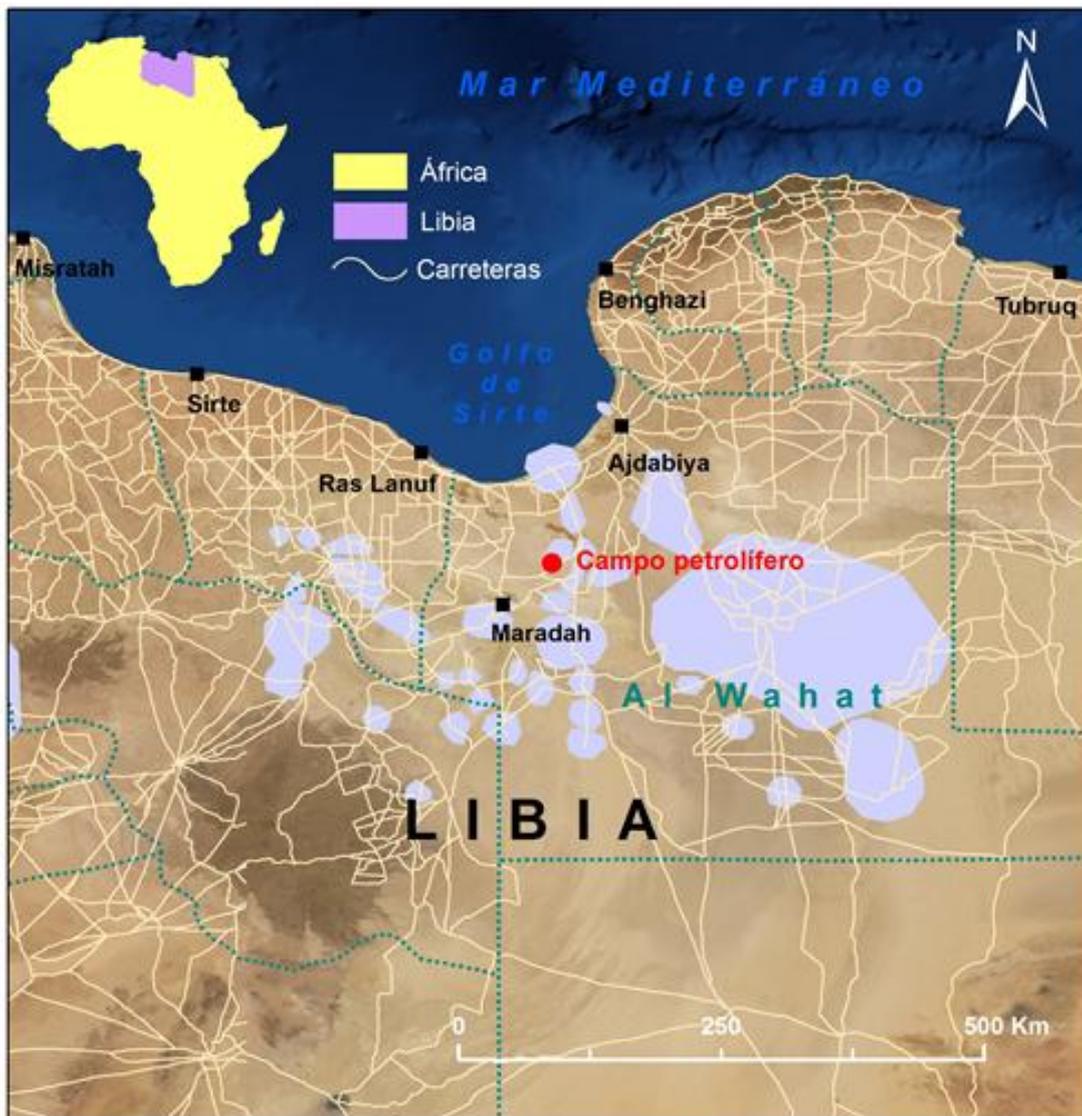


Figura 6: mapa de situación del campo petrolífero dentro de Libia. Las áreas en gris son las zonas de quema de gas de antorcha de la Figura 5.



Figura 7: imagen de satélite de las instalaciones del campo petrolífero. Fuente: Google Earth.

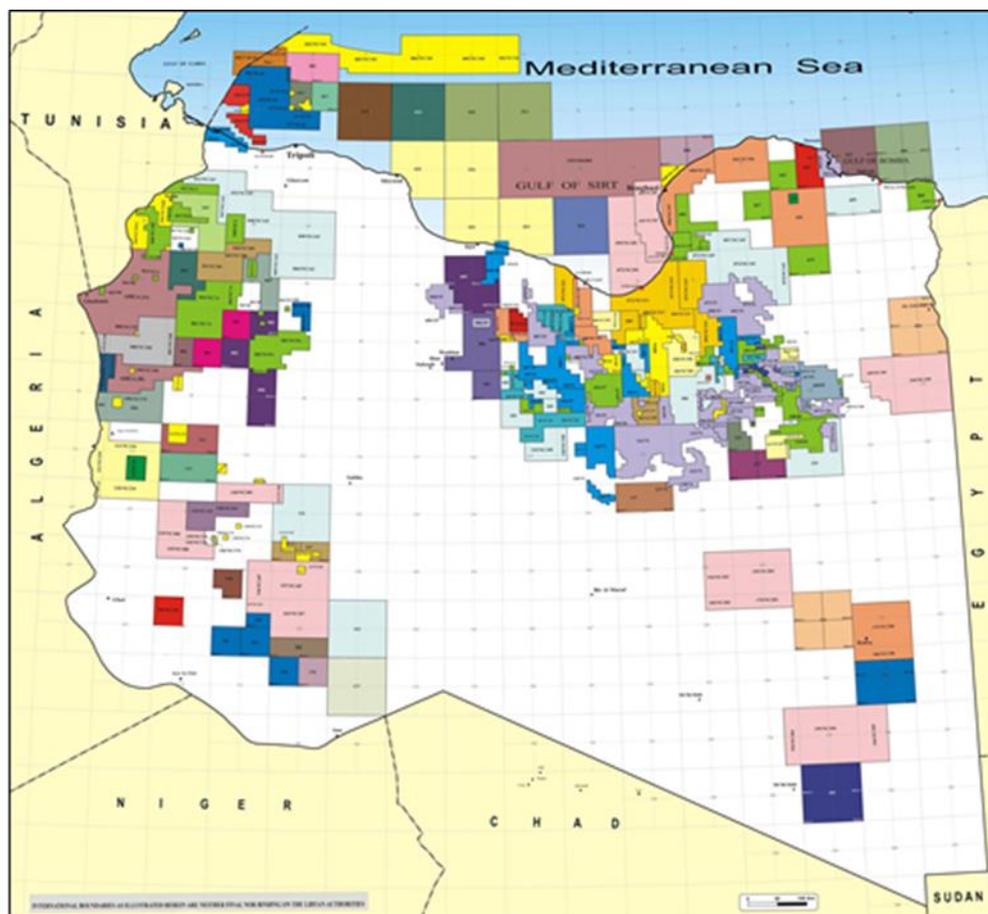


Figura 8: mapa de las concesiones de petróleo en Libia. Fuente: NOC.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

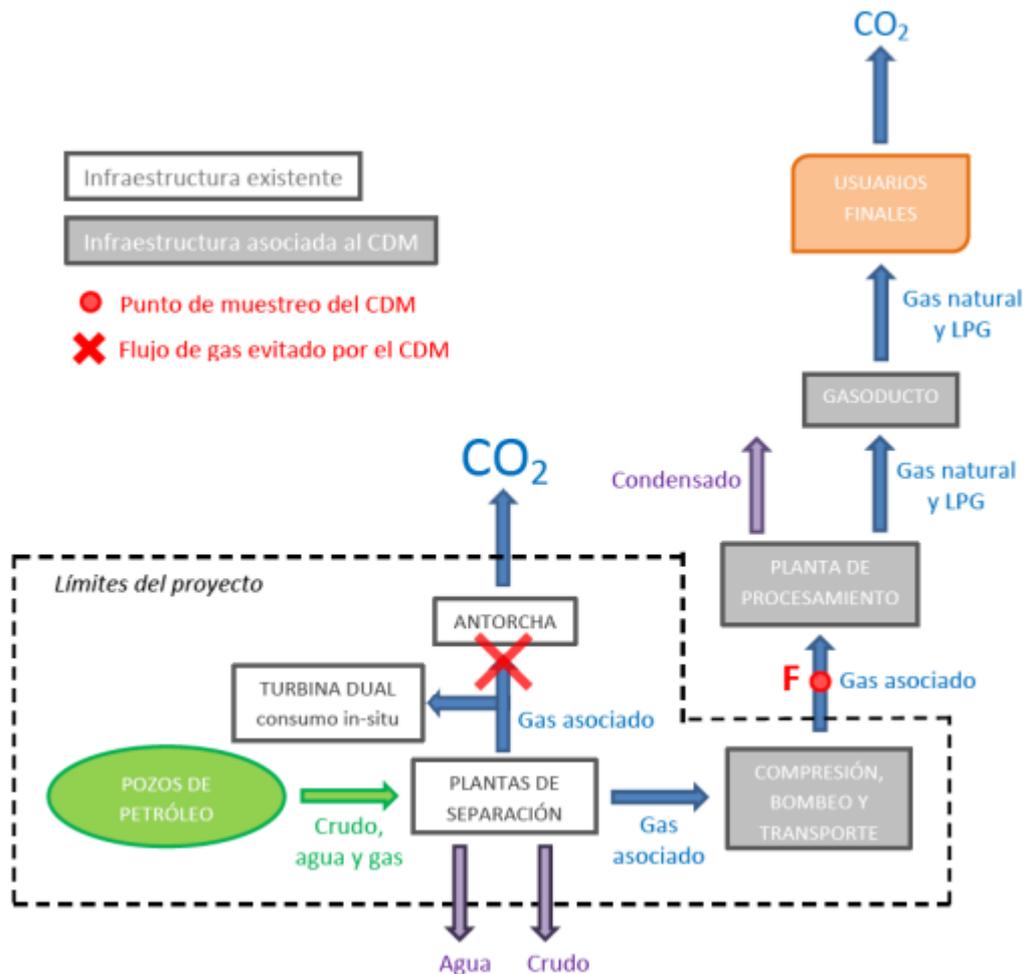


Figura 9: esquema del proyecto CDM propuesto.

La producción de los pozos (agua+crudo+gas), se envía a través de ductos enterrados a las plantas de tratamiento. El proceso es similar en las tres:

- A través de los trenes de separadores se obtienen las corrientes de agua, crudo, condensado y gas. En cada tren se dispone de tres separadores horizontales en serie, el crudo deshidratado se conduce a las desgasificadoras previo a su ingreso a los tanques. El gas del primer y segundo separador se envía al sistema de compresión de gas y posteriormente se quema en antorcha, el tercer separador del tren es un deshidratador electrostático por lo que no se obtiene gas.
- El crudo es enviado a tanques calorifugados de techo fijo y equipados con gas de sello, para posteriormente ser bombeado, mediante 2 grupos de bombas en serie al oleoducto.

- El agua es bombeada para ser enviada a los pozos de inyección, mediante 2 grupos de bombas en serie.
- La producción eléctrica se emplea en una mayor cuantía en la impulsión de crudo desde pozos, el bombeo por oleoducto y sobre todo en la inyección de agua. Para ello se dispone de 6 turbinas a diesel, una de las cuales es dual y puede funcionar con gas (actualmente se recupera el 1% del gas para este fin y el 99% restante se quema en antorcha).
- Una pequeña planta de *topping* destila parte del crudo y obtiene gasoil para generación eléctrica y para vehículos.

Para la recuperación del AG que actualmente se envía a antorcha se pretende instalar un sistema de compresores, sistema de bombeo y red de transporte hasta la nueva planta de procesamiento (ver Figura 9). La planta de procesamiento de gas tendrá capacidad suficiente para tratar el gas procedente de los tres bloques que actualmente es quemado en la antorcha. Adicionalmente, se construirá una red de gasoductos de aproximadamente 500 km para distribuir los combustibles obtenidos de la planta de procesamiento a las poblaciones cercanas.

La duración técnica del proyecto se estima en 20 años y se prevé que las instalaciones estén listas en Marzo de 2014. La concesión de la explotación tiene vigencia hasta final de 2020, momento en el que habrá un nuevo concurso de adjudicación.

3. Viabilidad como mecanismo de desarrollo limpio

Una vez realizada la descripción del proyecto, **en este capítulo se analiza en detalle la viabilidad de la propuesta como CDM** siguiendo los pasos contemplados en el PDD [6].

3.1. Metodología aplicable. Justificación

Como ya se comentó en el apartado 1.2., **el primer paso en el ciclo de asesoramiento de este tipo de proyectos es la correcta elección de la metodología.** Según el folleto de metodologías CDM de la UNFCCC [7], existen 3 aprobadas para la actividad propuesta (*gas flaring and gas leak reduction. oil production*):

- AM0037 (*flare (or vent) reduction and utilization of gas from oil wells as feedstock*)
- AM0077 (*recovery of gas from wells that would otherwise be vented or flared and its delivery to specific end-users*)
- AM0009 (*recovery and utilization of gas from oil wells that would otherwise be flared or vented*)

La metodología AM0037 no se ajusta al objeto del proyecto (que es el consumo del gas recuperado por parte de usuarios finales y no su uso como materia prima). Por otro lado, el proyecto no reúne algunas de las condiciones de aplicabilidad de la metodología AM0077: requiere que la tubería que lleva el gas a los usuarios finales sea una infraestructura existente, que los usuarios finales estén claramente identificados y que estos solo usen el gas para calefacción. Según la información proporcionada por los promotores, actualmente no existe la red de transporte y puede que los combustibles generados se utilicen también en procesos de pequeñas industrias.

Así pues, **la actividad del proyecto será desarrollada tomando como referencia la metodología AM0009** en su versión 05.0.0 del 25 de Noviembre de 2011 [8] que, a su vez, hace uso de las siguientes herramientas: *Tool for the demonstration and assessment of additionality, tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption y guidelines on the assessment of investment analysis.*

La metodología AM0009 es aplicable si se cumplen las siguientes 5 condiciones:

- Bajo la actividad del proyecto el gas recuperado, después de su pre-tratamiento (compresión y separación de fases) en equipamiento fijo o móvil, es:
 - i) Consumido en las instalaciones para satisfacer la propia demanda energética; y/o
 - ii) Transportado y comprimido en una tubería de gas sin procesamiento previo; y/o
 - iii) Transportado a una planta de procesamiento donde se transforma en hidrocarburos (gas seco, LPG y condensado). El gas seco resultante es después bien transportado directamente a una tubería de gas o bien comprimido (CNG), transportado en trailers o camiones y finalmente descomprimido y gasificado antes de entrar en la tubería de gas.
- La actividad del proyecto no conduce a cambios en el proceso de producción de crudo, tales como un incremento en la cantidad/calidad en los pozos afectados.
- El único gas que se inyecta en los pozos es el propio del proceso de *gas-lift*.
- Todo el gas asociado proviene de pozos que están actualmente en operación y que continuarán estándolo en el momento en que se proceda a recuperar el gas.
- El **escenario de línea base identificado** (*“aquel que representa razonablemente las emisiones antropogénicas de GHG que ocurrirían en ausencia de la actividad del proyecto”*) debe ser:
 - i) La continuación de la práctica actual de venteo (escenario G1) o quema (escenario G2) del gas asociado y/o del gas propio del proceso de *gas-lift* o el uso parcial del gas asociado para satisfacer la propia demanda energética y el resto del gas venteado o quemado en antorcha (escenario G3); y
 - ii) La continuación de la operación de la infraestructura sin el procesado del gas recuperado y sin otros cambios significativos (escenario P4); y
 - iii) En el caso que se emplee proceso de *gas-lift* bajo la actividad del proyecto: el gas utilizado en este proceso se usa en igual cantidad y proviene de la misma fuente en el escenario existente y en la actividad del proyecto (escenario O1).

Todas estas condiciones se cumplen en el proyecto propuesto ya que:

- El proyecto contempla únicamente la recuperación del gas quemado en antorcha, su procesamiento y su distribución directa a los usuarios finales a través de una tubería de gas.
- Parte del gas recuperado (un 1%) se consume actualmente en una de las 6 turbinas con las que cuenta la instalación de cara a satisfacer la propia demanda energética.
- No habrá cambios ni en el nivel de producción, ni en la calidad de los productos obtenidos.
- No se emplea proceso de *gas-lift*. La presión en los pozos se mantiene con la reinyección de agua (WIPP).
- Todo el AG provendrá de pozos en operación y que continuarán estándolo en el momento en que se proceda a recuperar el gas.

3. VIABILIDAD COMO MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

- El procedimiento de identificación y evaluación de los posibles escenarios de línea base sugerido en la metodología AM0009 demostrará que (ver apartado 3.2.1.): el escenario de línea base es una combinación de las opciones G3 y P4 (no se han contemplado alternativas para el proceso de *gas-lift* puesto que este proceso no se emplea en las instalaciones).

Por lo tanto, **el proyecto cumple con los requisitos de aplicabilidad exigidos en la metodología AM0009** y se puede utilizar esta para demostrar la adicionalidad y para calcular la reducción de emisiones.

Según la metodología AM0009, **la frontera del proyecto** incluye (ver Figura 9): los 3 bloques de explotación donde se recupera el gas asociado, el lugar donde se quemaba el gas asociado en ausencia del proyecto y las infraestructuras de recuperación, pretratamiento y transporte del gas (incluyendo, en su caso, los compresores). De igual forma, los GHG y fuentes incluidos/excluidos en la frontera del proyecto son los de la Tabla 2:

	Fuente	Gas	¿Incluido?	Justificación
Línea base	Combustión de combustibles fósiles por los usuarios finales que se producen a partir de gas no asociado o de otros combustibles fósiles	CO ₂	Sí	Fuente principal de emisiones en la línea base
		CH ₄	No	Excluida por simplicidad. Supuesto conservativo
		N ₂ O	No	Excluida por simplicidad. Supuesto conservativo
Actividad del proyecto	Consumo de energía para la recuperación, pretratamiento y, en su caso, compresión del gas recuperado	CO ₂	Sí	Fuente principal de emisiones en el proyecto
		CH ₄	No	Excluida por simplicidad. Se asume despreciable
		N ₂ O	No	Excluida por simplicidad. Se asume despreciable

Tabla 2: GHG y fuentes incluidos/excluidos en la frontera del proyecto. Fuente: [8].

3.2. Identificación del escenario de línea base y demostración de la adicionalidad

Este apartado se va a realizar siguiendo el documento *Tool for the demonstration and assessment of additionality* [9], herramienta de apoyo obligatoria para la metodología AM0009. Se trata de una guía de la UNFCCC que, junto con las indicaciones de la metodología AM0009, **identifica en cuatro pasos el escenario de línea base** (recuérdese la definición dada en el punto anterior) **y determina si el proyecto es o no adicional** (ver Figura 10). Adicionalidad es la palabra clave en un proyecto CDM, ya que es el requisito básico bajo este mecanismo. *“Un proyecto CDM es adicional si las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero de las fuentes se reducen por debajo de aquellas que habrían ocurrido en ausencia del registro como CDM”*. Es decir, que bajo el proyecto CDM las emisiones de GHG se reducen respecto a otros escenarios alternativos.

3.2.1. Identificación y evaluación de escenarios alternativos

Identificar y evaluar la viabilidad de los escenarios alternativos son los dos primeros pasos para determinar la adicionalidad. **La metodología AM0009 proporciona una serie de escenarios alternativos** para los tres componentes del proyecto **que se han de combinar y calificar razonadamente como viables/no viables** teniendo en cuenta: i) la compatibilidad con requisitos legales y otras normas sectoriales e ii) la viabilidad técnica. Son los siguientes:

Escenarios de línea base alternativos para el gas asociado de los pozos afectados por el proyecto (opciones G1 a G6):

- **Opción G1:** Liberación la atmósfera del gas asociado proveniente de los pozos (venteo). No es viable ya que esta práctica está prohibida por ley en Libia.
- **Opción G2:** Quema del gas asociado en las instalaciones. Véase opción G3.
- **Opción G4:** Inyección del gas asociado en pozos de petróleo o de gas. No es viable desde el punto de vista técnico. Actualmente se reinyecta el agua que se obtiene con el crudo para este fin. Habría que cambiar los equipos de compresión e inyección.
- **Opción G6:** Recuperación, transporte y uso del gas asociado como materia prima para la generación de un producto útil. No sería viable desde el punto de vista técnico puesto que no hay industrias cercanas que demanden este tipo de gas como materia prima.

3. VIABILIDAD COMO MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

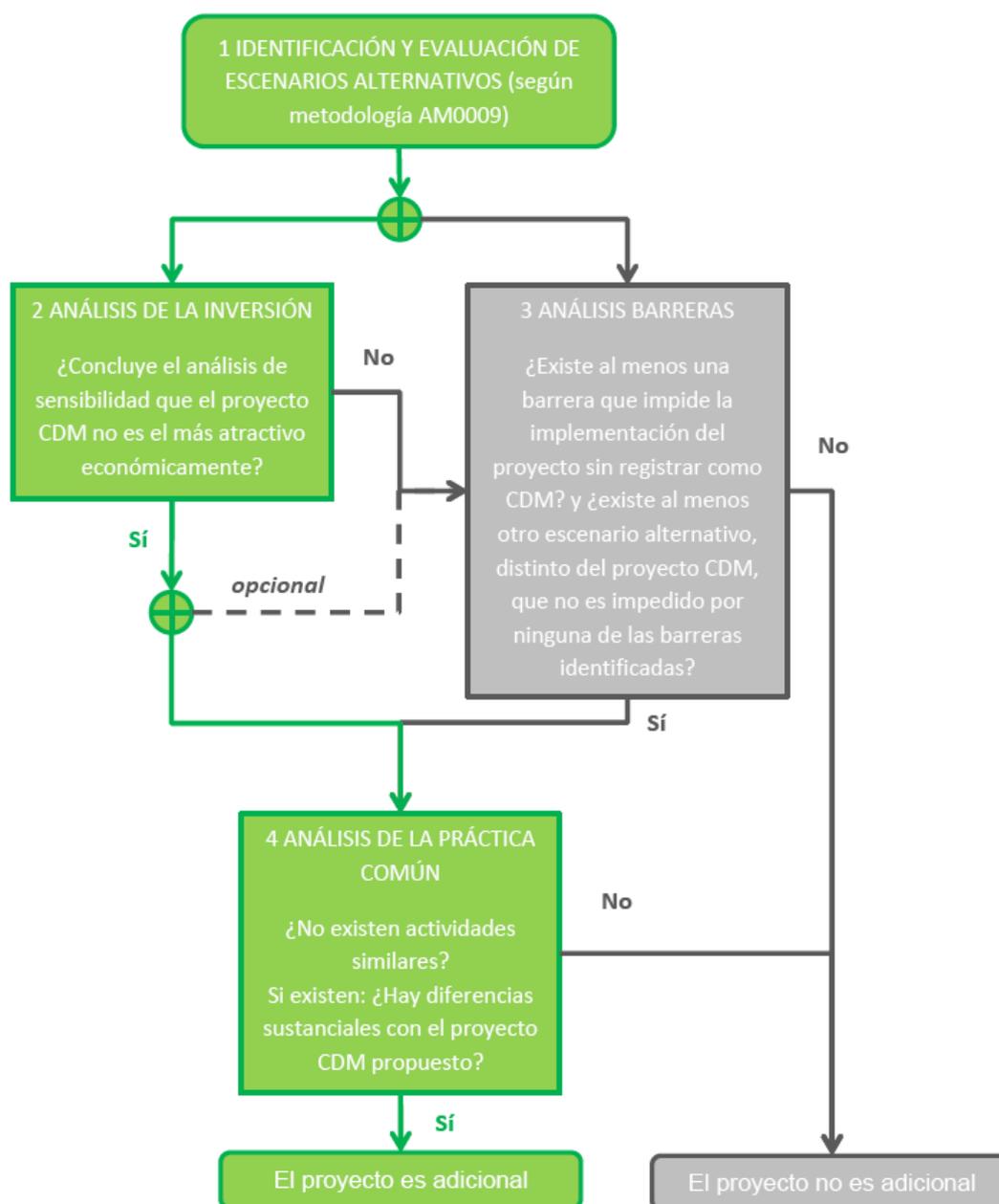


Figura 10: diagrama de flujo para la evaluación de la adicionalidad. Se representa en verde el camino seguido en esta memoria. Fuente: [9].

- **Opción G3:** Uso parcial del gas asociado en las instalaciones para satisfacer la propia demanda energética y el resto del gas se ventea (G1) o quema (G2). Viable puesto que es la práctica actual. Actualmente se recupera una pequeña parte del gas (aproximadamente un 1% del total) para este fin. Como se mencionó anteriormente la mayor parte de la electricidad se genera mediante 6 turbinas que funcionan con el diésel producido en las instalaciones. Sin embargo, una de las 6 turbinas es dual y puede funcionar tanto a gas como a diesel y en ella, en determinadas ocasiones, se inyecta gas recuperado. El 99% del gas asociado restante se quema en antorcha (opción G2).

- **Opción G5:** La actividad propuesta en el proyecto sin que este sea registrado como CDM. Viable desde un punto de vista puramente técnico (en el siguiente apartado se demostrará que no es atractivo desde el punto de vista económico. Esta opción implicaría una cuantiosa inversión en instalaciones bajo la cual el proyecto no llega a ser rentable).

Escenarios de línea base alternativos para la infraestructura de crudo y gas (opciones P1 a P5):

- **Opción P2:** Construcción de una planta de procesamiento de capacidad inferior a la propuesta en el proyecto que solo procese gas no asociado y gas no recuperado. Esta opción no es técnicamente factible puesto que no existen fuentes de gas no asociado en el campo.

- **Opción P3:** Envío el gas recuperado a una planta de procesamiento ya existente y construcción de la infraestructura necesaria sin que el proyecto sea registrado como CDM. No es viable técnicamente puesto que no hay ninguna planta de procesamiento existente en la zona.

- **Opción P5:** Envío del gas recuperado a una tubería de gas sin procesado previo y sin que el proyecto sea registrado como CDM. No es viable desde los puntos de vista técnico y económico. Los gasoductos más cercanos están muy alejados y para poder inyectar el gas asociado al mismo debe sufrir un procesamiento. Las instalaciones que habría que desarrollar serían muy costosas.

- **Opción P1:** Construcción de una planta de procesamiento para el gas recuperado, en el mismo sentido que en el proyecto propuesto, pero sin que este sea registrado como CDM. Viable desde un punto de vista puramente técnico (en el siguiente apartado se demostrará que no es atractivo desde el punto de vista económico. Esta opción implica una cuantiosa inversión en instalaciones bajo la cual el proyecto no llega a ser rentable).

- **Opción P4:** Continuación de la operación de la infraestructura sin el procesado del gas recuperado y sin otros cambios significativos. Es viable puesto que es la práctica actual.

Escenarios de línea base alternativos para el proceso de *gas-lift* (opciones O1 a O5):

No aplican puesto que no se emplea este proceso en las instalaciones.

El análisis de barreras legales y técnicas ha revelado que **existen dos posibles combinaciones de escenarios alternativos: G5+P1**, que es el proyecto propuesto sin registrar como CDM, **y G3+P4**, la continuación de la actividad que se realiza en el campo actualmente. El análisis económico presentado en el siguiente apartado demostrará que la opción G5+P1 no es atractiva (nótese que la opción más atractiva

3. VIABILIDAD COMO MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

económicamente es aquella con una rentabilidad mayor, siempre por encima de una tasa de corte, requiera o no inversión). Por lo tanto, G3+P4 es el escenario más atractivo económicamente y constituye el escenario de línea base del proyecto.

3.2.2. Análisis del proyecto de inversión

En este punto se determinará si el proyecto propuesto (G5+P1) es o no: **i) el más atractivo económicamente; o ii) económicamente factible sin el beneficio derivado de la venta de los CERs.** En el caso que lo fuera, no habrá posibilidad de tramitar el proyecto como CDM. Ello es debido a que la metodología AM0009 [8] indica unos determinados pasos entre los que no se contempla la posibilidad de demostrar la adicionalidad por barreras (punto 3 de la Figura 10). Si, por el contrario, el escenario G3+P4 resulta el más atractivo económicamente, este será el escenario de línea base y se podrá continuar con el último paso en el camino para demostrar la adicionalidad: el análisis de la práctica común. Por otro lado, **el análisis económico también servirá para asesorar a los promotores** sobre la viabilidad económica de su propuesta, teniendo en cuenta la tasa de corte estimada para este tipo de proyectos.

Los detalles de la evaluación del atractivo económico del proyecto [10] con y sin los beneficios derivados de la venta de los CERs se puede **consultar en el Anexo III: análisis económico.** Está basado en los siguientes puntos:

- **Periodo de 9 años:** de principios 2012 a finales de 2020 (fecha en la que termina la concesión del campo), con comienzo de los ingresos por CERs en Marzo de 2014 (fecha en la que estará operativo el proyecto). Es decir, **se recomienda a los promotores optar por un periodo crediticio de 7 años**, renovable 2 veces según las normas de la UNFCCC (recordemos que la otra opción sería un único periodo crediticio de 10 años no renovable).
- **Gastos de capital para la infraestructura (CAPEX):** 5.2 millones de USD en 2012 y 2.6 millones de USD en 2013.
- **Gastos de operación (OPEX):** 235000 USD al año.
- **Precio de venta del gas:** 1.5 USD/MMSCF.
- **Precio de venta de los CERs:** se ha supuesto que el registro del proyecto tendrá lugar antes del 31 de Diciembre de 2012. Por lo tanto, los CERs obtenidos serán válidos para la fase 3 (2013-2020) del EU-ETS. Estos créditos se conocen el mercado como **green sCERs** (la "s" primera es de secundarios, ya que el consorcio que opera el campo los venderá a terceros). Las previsiones de su precio se han tomado de PointCarbon [11], ver Figura 11.



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Comments
Australian allowances (AUS)	14	14	15	18	19	20	21	22	Australian government forecast
Green sCERs	13	14	15	15	15	16	17	18	75% to 65% of EUAs
Grey sCERs - registered after 2012	6	8	10	13	15	16	17	18	50% rising to 100% of Green sCERs, i.e. 80% Aus. allowances
Grey pCERs - registered after 2012	5	6	8	10	12	13	14	15	80% of Grey sCERs - registered after 2012
Grey sCERs - HFC and adipic	5	5	5	5	5	5	5	5	Flat average of €5/t based on willingness to pay from Japan
Grey pCERs - HFC and adipic	4	4	4	4	4	4	4	4	85% to 75% of Grey sCERs - HFC and adipic

Figura 11: previsiones de precio en € para los green sCERs derivados del proyecto. 1 CER equivale a 1 tCO₂ Fuente: Point Carbon [11].

- **Reducción de emisiones:** ver punto 3.3. y Anexo II: reducción de emisiones.
- **Análisis de la rentabilidad:** se ha utilizado el valor actual neto (NPV) y la tasa interna de retorno (IRR) como indicadores financieros.
- **Tasa de retorno o tipo de descuento R de la inversión:** en principio se considerarán dos modelos para el coste de capital de la empresa (R_1 y R_2), ya que [9] no impone limitaciones a este respecto.

- **Opción 1 (R_1):** considerando que todas las compañías presentes en un mercado están igualmente expuestas al riesgo de un país, el coste del capital será:

$$R_1 = R_f + \beta R_m + R_r \quad (1)$$

donde R_f es la tasa libre de riesgo (*risk free rate*. Calculada a partir de bonos estatales, bonos del tesoro Americano para inversiones en USD) [12]. Se ha seleccionado *daily treasury yield curve rates* para 2011 y se ha obtenido la media de los bonos a 30 años. $R_f=3.91\%$), β es un índice (para cada sector industrial indica la sensibilidad de los rendimientos extraordinarios de un valor a los del mercado [13]. Se ha tomado el valor de *petroleum integrated*. $\beta=1.53\%$), R_m se conoce como prima de mercado (*mature market Premium*. Diferencia entre el rendimiento esperado para el mercado y la tasa libre de riesgo [14]. Se ha seleccionado la tasa de *total risk premium* para EEUU. $R_m=6\%$) y R_r es la prima de riesgo del país (*country risk premium*. Nuevamente se han utilizado las bases de datos del Prof. Aswath Damodaran [15], que utiliza los índices de la agencia Moody's. Esta agencia no califica a Libia, pero se pueden realizar las siguientes suposiciones: i) La agencia S&P otorga a Libia un *rating* de A- según [16]*, ii) Las equivalencias entre los *rating* de S&P y los de Moody's [17] indican que para Libia podríamos el rating sería de A3 según Moody's e iii) Si introducimos este valor en el Excel que Damodaran utiliza para calcular la prima de riesgo de cada país [15], obtenemos un valor $R_r= 1.73\%$). Por lo tanto, según la ecuación (1): $R_1=14.82\%$.

3. VIABILIDAD COMO MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

* Supondremos que se trata de un valor actualizado ya que en la web de S&P no aparece actualmente la calificación para Libia.

- **Opción 2 (R₂):** utilizar el valor sugerido en el anexo del documento *guidelines on the assessment of investment analysis, version 05* [18], de aplicación voluntaria según [9]. El valor para Libia y para el sector que nos ocupa es: R₂=11.50%.

		R ₁ =14.82%	R ₂ =11.50%
Sin CERs	NPV @ R _i (MMUSD)	-2,40	-1,98
	IRR	2,41%	
Con CERs	NPV @ R _i (MMUSD)	-0,08	0,73
	IRR	14,47%	

Tabla 3: indicadores financieros del proyecto (IRR y NPV) con y sin CER. Consúltase el Anexo III.

		R ₁ =14.82%		R ₂ =11.50%	
		Cambio requerido para que IRR=R ₁		Cambio requerido para que IRR=R ₂	
	Parámetro			Parámetro	
Sin CERs	OPEX	-334,2%		OPEX	-233,0%
	CAPEX	-37,0%		CAPEX	-29,3%
	Precio de venta del gas	49,9%		Precio de venta del gas	35,1%
Con CERs	OPEX	-11,5%		OPEX	85,7%
	CAPEX	-1,3%		CAPEX	10,8%
	Precio de venta del gas	1,7%		Precio de venta del gas	-12,9%

Tabla 4: análisis de sensibilidad del proyecto con y sin CER. Nótese que en el caso con CER y para R=R₂ el IRR supera la tasa de corte (IRR>R₂, ver Tabla 1). Consúltase el Anexo III.

Los indicadores financieros del proyecto con CERs y sin CERs (i.e. registrado o no como CDM) se presentan en la Tabla 3 (véase Anexo III para más detalle). Los resultados muestran que **el proyecto sin CERs** (escenario G5+P1) **no es atractivo financieramente** en ninguno de los casos ya que NPV<0 y el IRR=2.41% está muy por debajo de cualquiera de los dos *benchmarks* considerados (R₁=14.82% y R₂=11.50%). Por tanto, **la continuación de la quema del gas (escenario G3+P4) es la opción más atractiva económicamente y constituye, como ya anticipamos, el escenario de línea base del proyecto** (una de las condiciones de aplicabilidad de la metodología AM0009). Además, y tal y como muestra la Tabla 4, **esta conclusión se mantiene una vez realizado el análisis de sensibilidad:** la tabla incluye el cambio de cada parámetro

crítico (OPEX, CAPEX, precio del gas y de los CERs) que haría que el IRR alcanzara cada uno de los dos *benchmarks* propuestos. Para que esto suceda ($IRR=R_1$ ó $IRR=R_2$) es necesario que estos parámetros experimenten cambios poco o nada realistas: los promotores estiman variaciones de los OPEX y CAPEX entorno al $\pm 10\%$ y el precio del gas natural (precio Henry Hub) se encuentra actualmente en mínimos históricos [19] debido a la explotación del *shale gas*. No se esperan por tanto claras tendencias alcistas en su precio a medio-largo plazo. Por otro lado, se puede ver que el parámetro que más afecta a la rentabilidad son los CAPEX, seguido del precio del gas y, finalmente, de los OPEX. Esto es indicativo de los elementos que pueden maximizar el beneficio.



Figura 12: evolución de los precios del gas natural (Henry Hub) desde Enero de 2001 a Enero de 2012.
Fuente: [19].

Fuera de las reglas del CDM, y únicamente de cara a asesorar a los promotores del proyecto, se puede comprobar también en la Tabla 3 que si el proyecto se registra como CDM, la venta de los CERs produce un impacto económico positivo ($NPV > 0$ e $IRR > R_i$) solo para la tasa $R_2 = 11.50\%$ propuesta por la UNFCCC en el anexo de [18]. La ganancia total neta actualizada del proyecto sería en este caso de aproximadamente 730000 USD en el periodo de 9 años considerado. Además, y de acuerdo a la Tabla 4, los parámetros de la inversión podrían variar en un margen razonable manteniéndose una rentabilidad positiva. En caso de considerar la otra tasa ($R_1 = 14.82\%$), el IRR del proyecto está realmente cerca del corte (14,47% frente a 14,82%, respectivamente). Tal y como indica la Tabla 4, bastaría por ejemplo una ligera reducción de los CAPEX (-1.3%) para que el proyecto alcanzara el *benchmark* (consúltese Anexo III: análisis económico). De cualquier forma, la IRR sube bastante con CERs en cualquiera de los dos casos, por lo que el CDM es un gran respaldo económico para el proyecto. Así pues, **parece clara la viabilidad económica del proyecto registrado como CDM.**

Finalmente, los gastos de tramitación del CDM se incluyen en la Tabla 5.

3. VIABILIDAD COMO MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

Concepto	Costo (USD)
Consultoría	66000-92000
Validación	66000-92000
Tasa de registro*	5612
Verificación	20000-26000

Tabla 5: gastos de tramitación del CDM. *La tasa de registro se ha calculado de acuerdo a las reglas de la UNFCCC [20].

3.2.3. Análisis de la práctica común

Llegados a este punto, se va a analizar el grado de difusión del proyecto propuesto (i.e. tecnología o práctica) en el sector y en la región geográfica considerados. Este test servirá para reforzar la credibilidad de análisis de la inversión realizado en el anterior apartado. **Si no existen actividades similares o existen pero tienen diferencias sustanciales con la propuesta presentada, el proyecto propuesto como CDM será adicional.**

Según los promotores no existen proyectos similares a su propuesta dentro de Libia o de su región (Magreb) que se encuentren operativos o en consideración (proyectos CDM excluidos). Por lo tanto **el proyecto considerado pertenece a los primeros de su clase y es adicional** (ver Figura 10).

3.3. Cálculo de la reducción de emisiones

La actividad del proyecto propuesto reduce las emisiones de GHG a través de la recuperación y uso del gas asociado proveniente de los pozos petrolíferos en explotación. Los usuarios finales utilizarán este gas como sustituto de otros combustibles fósiles (ver Figura 9). **En este apartado se calculará la reducción de emisiones originada por el proyecto** propuesto de acuerdo a las directrices de la metodología AM0009 [8] en el periodo aproximado de 7 años comprendido desde Marzo de 2014 (fecha en la que estará operativo el proyecto) hasta finales de 2020 (fecha en la que termina la concesión del campo). **Los detalles del cálculo se recogen en el Anexo II: reducción de emisiones.**

Componente	% mol
N ₂	0,0706
CO ₂	0,0888
C ₁	0,2861
C ₂	0,1410
C ₃	0,2008
i C ₄	0,0551
n C ₄	0,1073
i C ₅	0,0200
nC ₅	0,0175
n C ₆	0,0032
n C ₇	0,0004
C ₈ +	0,0000
H ₂ O	0,0091

Tabla 6: composición química del gas recuperado.

El cálculo exacto de la reducción de emisiones sería difícil de llevar a cabo ya que requeriría un análisis detallado de la cadena de suministro de combustible a los usuarios finales tanto para el escenario de línea base como para el proyecto. Por ello, **la metodología AM0009 asume un cálculo simplificado** suponiendo que el uso del gas recuperado sustituye al uso de metano. **La reducción de emisiones, ER_y (en tCO₂), viene dada según [8] por la ecuación:**

$$ER_y = BE_y - (PE_y + LE_y) \quad (2)$$

donde BE_y son las emisiones de la línea base en el año y , PE_y son las emisiones del proyecto en el año y y LE_y es el *leakage* (fugas).

3. VIABILIDAD COMO MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

Emisiones de la línea base (BE_y)

Las emisiones de la línea base en el año y (BE_y , en tCO_2) se calculan como:

$$BE_y = V_{F,y} \cdot NCV_{RG,F,y} \cdot EF_{CO_2,Methane} \quad (3)$$

donde $V_{F,y}$ es el volumen de gas recuperado medido en el punto F de la Figura 9 (en Nm^3), $NCV_{RG,F,y}$ es el poder calorífico neto del gas medido en el mismo punto (en TJ/Nm^3) y $EF_{CO_2,Methane}$ es el factor de emisión de CO_2 para el metano (54,834 tCO_2/TJ según la metodología AM0009). De acuerdo a los análisis de los laboratorios de NOC, el poder calorífico del gas es de 1596 BTU/SCF y su composición es la de la Tabla 6. Las previsiones del volumen de gas recuperado se presentan en la Tabla 7.

Año	MMSCFD
2006	5,53
2007	5,41
2008	4,50
2009	3,94
2010	3,54
2011	3,18
2012	2,76
2013	2,46
2014	2,19
2015	2,05
2016	2,01
2017	1,80
2018	1,54
2019	1,36
2020	1,25

Tabla 7: previsiones del volumen de gas recuperado en MMSCFD (millones de SCF al día).

Año	Volumen de gas recuperado, predicción (MMSCF)	$V_{F,y}$ (Nm^3)	BE_y (tCO_2)
2014**	666,13	18673936,09	60890,46
2015	748,25	20976202,18	68397,50
2016	733,65	20566910,43	67062,92
2017	657,00	18418128,75	60056,34
2018	562,10	15757732,37	51381,54
2019	496,40	13915919,50	45375,90
2020	456,25	12790367,18	41705,79
Total:			394870,46

Tabla 8: emisiones de la línea base, BE_y . Consúltese el Anexo III.

** Periodo de Marzo a Diciembre.

Las emisiones de la línea base calculadas a partir de esos dos datos representarán según (3) un total de 394871 tCO₂, tal y como se muestra en la Tabla 8 (véase Anexo III: reducción de emisiones para más detalle).

Emisiones del proyecto (PE_y)

La metodología AM0009 [8], distingue dos fuentes de emisiones de CO₂ en el proyecto: las debidas al consumo de combustibles fósiles y al consumo de electricidad para la recuperación, pre-tratamiento, transporte y compresión del gas recuperado hasta la planta de procesamiento de gas (hasta el punto F de la Figura 9). **En el proyecto propuesto solo se consumirá electricidad para la recuperación del gas asociado.** Esta electricidad será producida en el propio campo por las 6 turbinas que hay en el mismo (no están conectadas a la red) a partir de diésel y de parte del gas asociado recuperado (un 1%). Por lo tanto, y según la herramienta *Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumptions, versión 01* [21] las emisiones del proyecto en el año y (PE_y , en tCO₂) vendrán dadas por:

$$PE_y \equiv PE_{CO_2,elec,y} = EC_{PJ,y} \cdot EF_{EL,y} \cdot (1 + TDL_y) \quad (4)$$

donde $EC_{PJ,y}$ es la cantidad de electricidad consumida por los equipos que están dentro del proyecto (en MWh), $EF_{EL,y}$ es un factor de emisión para la generación de electricidad (en el caso de que la planta generadora de la electricidad no esté conectada a la red [21] sugiere tomar 1.3 tCO₂/MWh) y TDL_y es la media de las pérdidas técnicas por transmisión y distribución (0 en nuestro caso).

De acuerdo a las estimaciones de NOC el consumo eléctrico anual de los equipos del proyecto (situados antes del punto F de la Figura 9) será de unos 5678 MWh al año. Con estos datos, resulta que **las emisiones del proyecto serán de unas 50440 tCO₂**, tal y como se muestra en la Tabla 9 (véase Anexo III para más detalle).

Año	$EC_{PJ,y}$ (MWh)	PE_y (tCO ₂)
2014**	4731,67	6151,17
2015	5678,00	7381,40
2016	5678,00	7381,40
2017	5678,00	7381,40
2018	5678,00	7381,40
2019	5678,00	7381,40
2020	5678,00	7381,40
		Total: 50439,57

Tabla 9: emisiones del proyecto, PE_y . Consúltese el Anexo III.

3. VIABILIDAD COMO MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

Leakage (LE_y)

Las fugas (*leakage*) se incluyen como novedad en la versión 5 de la metodología AM0009 [8]. Al igual que en el punto anterior, **en el proyecto solo habrá *leakage* debido al consumo eléctrico** de los equipos que están fuera del proyecto (posteriores al punto F de la Figura 9). El *leakage* en el año y (LE_y , en tCO_2) se calcula de manera análoga a (4):

$$LE_y \equiv LE_{EC,y} = EC_{LE,y} \cdot EF_{EL,y} \cdot (1 + TDL_y) \quad (5)$$

donde $EC_{LE,y}$ es la cantidad de electricidad consumida por los equipos que están fuera del proyecto (en MWh). El consumo de estos equipos será aproximadamente 10.750 MWh al año según los técnicos de NOC. Teniendo en cuenta este dato, la expresión (5) proporciona unas **emisiones de *leakage* totales de 95496 tCO_2** (ver Tabla 10).

Año	$EC_{LE,y}$ (MWh)	LE_y (tCO_2)
2014**	8958,33	11645,83
2015	10750,00	13975,00
2016	10750,00	13975,00
2017	10750,00	13975,00
2018	10750,00	13975,00
2019	10750,00	13975,00
2020	10750,00	13975,00
		Total: 95495,83

Tabla 10: *leakage*, LE_y . Consúltese el Anexo III.

Año	BE_y (tCO_2)	PE_y (tCO_2)	<i>Leakage</i> (tCO_2)	ER_y (tCO_2)
2014**	60890,46	6151,17	11645,83	43093,46
2015	68397,50	7381,40	13975,00	47041,10
2016	67062,92	7381,40	13975,00	45706,52
2017	60056,34	7381,40	13975,00	38699,94
2018	51381,54	7381,40	13975,00	30025,14
2019	45375,90	7381,40	13975,00	24019,50
2020	41705,79	7381,40	13975,00	20349,39
				Total: 248935,06

Tabla 11: reducción de emisiones, ER_y . Consúltese el Anexo III.

Así pues, y según la ecuación (2), **la reducción de emisiones originada por el proyecto será de unas 248935 tCO_2** en el periodo aproximado de 7 años propuesto (ver Tabla 11), es decir un promedio anual de 35562 tCO_2 . Como consecuencia, **se esperan generar unos 243956 green sCERs que supondrían unos ingresos estimados de 4.9 millones de USD para el consorcio.**

3.4. Plan de seguimiento y control

Las compañías integrantes de consorcio deben garantizar un correcto plan de seguimiento que garantice la calidad de los datos utilizados en el cálculo de la reducción de emisiones de la sección anterior ($V_{F,y}$, $NCV_{RG,F,y}$, $EC_{PJ,y}$ y $EC_{LE,y}$). Para ello, **el operador del campo (NOC) deberá implementar la siguiente estructura:**

- **Realización de mediciones continuas del volumen de gas recuperado y el consumo eléctrico** ($V_{F,y}$, $EC_{PJ,y}$ y $EC_{LE,y}$). Las posibles desviaciones respecto a las estimaciones presentadas en el este informe inicial serán identificadas y corregidas de manera mensual.
- **Realización de mediciones mensuales del poder calorífico del gas recuperado**, $NCV_{RG,F,y}$, ya que su valor variará a medida que avance la explotación del campo. Las posibles desviaciones respecto a las estimaciones presentadas en este informe serán identificadas y corregidas de manera mensual.
- **Toma de datos realizada por personal cualificado y con equipos de medida y análisis en perfecto estado** de mantenimiento y calibración de acuerdo a los estándares industriales relevantes.
- **Creación y mantenimiento de procedimientos y registros** para dos primeros puntos, con personas designadas como responsables de los mismos. Los datos del seguimiento se archivarán electrónicamente y se mantendrán al menos hasta dos años después del fin del periodo crediticio seleccionado.

La DOE será la encargada de verificar los datos de producción y de comprobar las estimaciones realizadas en este documento. Si estas difirieran significativamente deberá probarse que no se debe a una causa intencionada.

3.5. Impactos ambientales

El proyecto tiene realizado un Estudio de Impacto Ambiental (EslA). Se ha superado la Evaluación de Impacto Ambiental que marca la legislación del país y el ente ambiental competente en Libia ha emitido una declaración de impacto positiva en la que se corrobora lo que dice el EslA: **no hay impactos negativos, incluso los que hay son positivos en cuanto a la mejora de la calidad del aire.**

3.6. Comentarios de los *stakeholders*

Se realizó una reunión presencial con varios de los grupos de interés afectados (representantes de Ministerios, ONGs y comunidades locales) en la que se les explico el proyecto, lo que requiere el CDM y los beneficios que aportaría. **No hubo ningún comentario negativo al respecto, es más, todos apoyaron la propuesta.**

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el punto anterior **se ha demostrado que el proyecto cumple con los requisitos de la UNFCCC para poder ser considerado como CDM**. Además, **deben considerarse el resto de riesgos usuales** en un proyecto real de estas características, desde aspectos económicos a la situación sociopolítica en Libia, para concluir sobre la viabilidad y el interés de proceder a la tramitación del proyecto como CDM:

- **Aspectos económicos:** como se demostró en el punto 3.2.2, la IRR aumenta considerablemente al incluir los ingresos por CERs y alcanza o está muy cercana a la tasa de corte, por lo que el CDM supone un gran respaldo económico para el proyecto.
- **Riesgos asociados al registro como CDM:** a pesar de que Libia tiene DNA designada (ver dirección proporcionada por la UNFCCC en la página 45) y de que existe un proyecto que ha comenzado la validación en 2011 [5], no hay proyectos registrados en este país por lo que se desconoce el grado de actividad de la DNA. Esta situación supone un riesgo elevado que puede impedir el éxito final del proyecto.
- **Situación sociopolítica en Libia:** tras la finalización de la rebelión o guerra civil en Octubre de 2011, y después de 7 meses de conflicto, la situación en Libia es verdaderamente incierta. La falta de seguridad podría ocasionar nuevas paradas en la producción y/o daños en las instalaciones, con el consecuente impacto económico negativo. No obstante, la desaparición de Gadafi abre un panorama alentador [22]. En esa línea, gran parte de las compañías petroleras reanudaron meses atrás las operaciones de extracción de hidrocarburos en el país.
- **Otras consideraciones:** el registro del proyecto como CDM tendría un impacto positivo en términos de visibilidad/marketing y RSC para las compañías pertenecientes al consorcio.

A pasar de la incierta situación del país anfitrión, el sector petrolífero es lo suficientemente significativo (Libia posee las octavas reservas de petróleo más importantes del mundo) como para que los acontecimientos evolucionen positivamente de manera que el Consejo Nacional de Transición sea capaz de establecer el sistema de gobierno eficaz y coordinado que requiere el CDM [23]. **Se recomienda pues a los promotores que tramiten el proyecto de recuperación de gas de antorcha como Mecanismo de Desarrollo Limpio.**

5. ANEXOS

5.1. Anexo I: documento de intercambio de información promotor-consultor

Envío de información	Fecha: 26/07/11
<p>El campo petrolífero X situado en Libia está dividido en 3 bloques de exploración y producción que engloban varios pozos en los se lleva a cabo la extracción de crudo. En un pozo de petróleo puede existir gas asociado disuelto en el crudo o formando una capa gaseosa independiente por encima del mismo. El gas asociado posee alto contenido energético gracias su composición rica en metano y otros hidrocarburos como propano y butano. Este gas, una vez separado del crudo en las Plantas de Separación Gas-Crudo, es quemado en antorcha, proceso habitualmente llevado a cabo en este tipo de instalaciones.</p> <p>Está en plena fase de estudio un proyecto que consistiría en la construcción de la infraestructura necesaria en cada uno de los 3 bloques del campo X para la recuperación del gas quemado en antorcha, su procesamiento y envío a través de una tubería a varios usuarios finales. Sería necesario instalar un sistema de recogida del gas, compresores, separadores, plantas de procesamiento y tuberías.</p> <p>El gas recuperado se utilizaría para la generación de gas natural y gases licuados del petróleo (GLP), combustibles que servirán para sustituir a los combustibles fósiles equivalentes consumidos de forma habitual por los usuarios cercanos a la instalación.</p> <p>Querríamos vuestro asesoramiento en lo que respecta a la posible tramitación del proyecto como MDL en caso de que éste reúna los requisitos para la obtención de los créditos derivados de las posibles reducciones de GEI.</p> <p>En caso de que necesitéis más información referente al proyecto durante el proceso de análisis no dudéis en contactar con nosotros.</p>	

Requerimiento de información	Fecha: 24/08/11
<p>El proyecto a gran escala propuesto pertenece a la categoría 10 (<i>fugitive emissions from fuel (solid, oil and gas)</i>). Para comenzar a trabajar en el asesoramiento sobre su viabilidad como CDM necesitaríamos conocer los siguientes datos (si no son confidenciales):</p> <p>1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO</p> <p>1.1 Empresas participantes (nombre y país)</p> <p>1.2 Nombre y localización del campo petrolífero dentro de Libia y de los 3 bloques de explotación (región/estado/provincia y ciudades/comunidades afectadas). Coordenadas necesarias para poder georreferenciar los 3 bloques, las infraestructuras asociadas existentes (baterías, plantas de separación gas-crudo, etc) y las que se proyecta construir (sistema de recogida de gas, planta/plantas de procesamiento, tubería de gas para el envío a los usuarios finales, etc).</p> <p>1.3 Tecnología empleada</p> <p>-Escenario existente: características técnicas relevantes de las instalaciones presentes en la actualidad</p>	

(nº de pozos en explotación, capacidad de almacenamiento, equipos y capacidad de separación, equipos y capacidad de bombeo, producción de crudo y de gas, ¿se utiliza gas a alta presión para ayudar a elevar los fluidos del pozo (*gas-lift*)?, red de tuberías de crudo, etc). Incluir esquemas si es posible.

-Escenario del proyecto: características técnicas relevantes de las instalaciones proyectadas (sistema de recuperación del gas asociado, planta/plantas de procesamiento, red de tuberías de gas para envío a los usuarios finales, etc). Incluir esquemas si es posible.

2 ELECCIÓN DE LA METODOLOGÍA APLICABLE

Las posibles metodologías aprobadas por la UNFCCC para la actividad propuesta (*gas flaring and gas leak reduction. oil production*) son en principio 3:

-AM0009: *Recovery and utilization of gas from oil wells that would otherwise be flared or vented*

-AM0037: *Flare (or vent) reduction and utilization of gas from oil wells as feedstock*

-AM0077: *Recovery of gas from wells that would otherwise be vented or flared and its delivery to specific end-users*

La AM0037 no se ajusta al objeto del proyecto (consumo de gas por parte de usuarios finales) y, de las otras 2, entendemos que la más generalista y adecuada a la propuesta recibida es la AM0009. Además, a día de hoy existen 10 proyectos aprobados y uno en trámite con la AM0009 y ninguno con la AM0077. No obstante, y para aclarar este punto, necesitamos que contesten las siguientes preguntas:

2.1 ¿La actividad del proyecto conduce a cambios en el proceso de producción de crudo, tales como un incremento en la cantidad/calidad en los pozos afectados?

2.2 ¿Proviene todo el gas asociado de pozos que están actualmente en operación y que continuarán estándolo en el momento en que se proceda a recuperar el gas?

2.3 ¿Se inyecta algún gas en los pozos distinto del propio del proceso de *gas-lift* (si es que se emplea en los bloques considerados)? Es decir: ¿El gas recuperado está solo compuesto por el gas asociado y el gas del proceso de *gas-lift* (si es que se emplea)?

2.4 ¿El destino final del gas recuperado es únicamente su procesado, transporte y venta a los usuarios finales o incluye otros usos tales como el consumo en la propia instalación para satisfacer su demanda energética?

2.5 ¿El gas recuperado va a ser consumido únicamente en Libia?

2.6 La tubería que lleva el gas recuperado y procesado a los usuarios finales, ¿existe o es necesario construirla?

2.7 El gas natural obtenido, ¿va a ser usado exclusivamente para calefacción por parte de los usuarios finales?

Envío de información

Fecha: 08/09/11

1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

1.1 Empresas participantes: Las empresas forman un consorcio en el que las participaciones se reparten de la siguiente forma:

- National Oil Company (NOC)
 - País: Libia
 - Participación: 50% (operador del campo)
- PetróleosEspaña S.A.
 - País: España
 - Participación: 30%
- AmericanCrude
 - País: Estados Unidos
 - Participación: 20%

1.2 Nombre y localización del campo petrolífero dentro de Libia y de los 3 bloques de explotación

La localización aproximada de la instalación (los 3 bloques) es 29° 34' 35" N 19° 37' 24" E. Se encuentra cerca de la ciudad de Maradah, al norte de Libia.

Las instalaciones de los 3 bloques consisten básicamente en:

- 3 plantas de tratamiento (una por bloque) con una producción total de crudo aproximada de 80.000 BOPD y de agua de unos 450.000 BWPD en total.
- En total 67 pozos productivos (Well Pads), y 15 de inyección de agua (WIPP – Water Injection Pumping Platform).
- Una estación de bombeo y almacenamiento, previa a la estación de medida y entrega.
- Aproximadamente 300 km de oleoductos desde 4" hasta 20".

La producción (agua+crudo+gas), se envía a través de ductos enterrados junto a las carreteras a las plantas de tratamiento. El proceso es similar en las tres:

A través de los trenes de separadores se obtienen las corrientes de agua, crudo, condensado y gas. En cada tren se dispone de tres separadores horizontales en serie, el crudo deshidratado se conduce a las desgasificadoras previo a su ingreso a los tanques. El gas del primer y segundo separador se envía al sistema de compresión de gas y posteriormente se quema en antorcha, el tercer separador del tren es un deshidratador electrostático por lo que no se obtiene gas.

El crudo es enviado a tanques calorifugados de techo fijo y equipados con gas de sello, para posteriormente ser bombeado, mediante 2 grupos de bombas en serie al oleoducto.

El agua es bombeada para ser enviada a los pozos de inyección, mediante 2 grupos de bombas en serie.

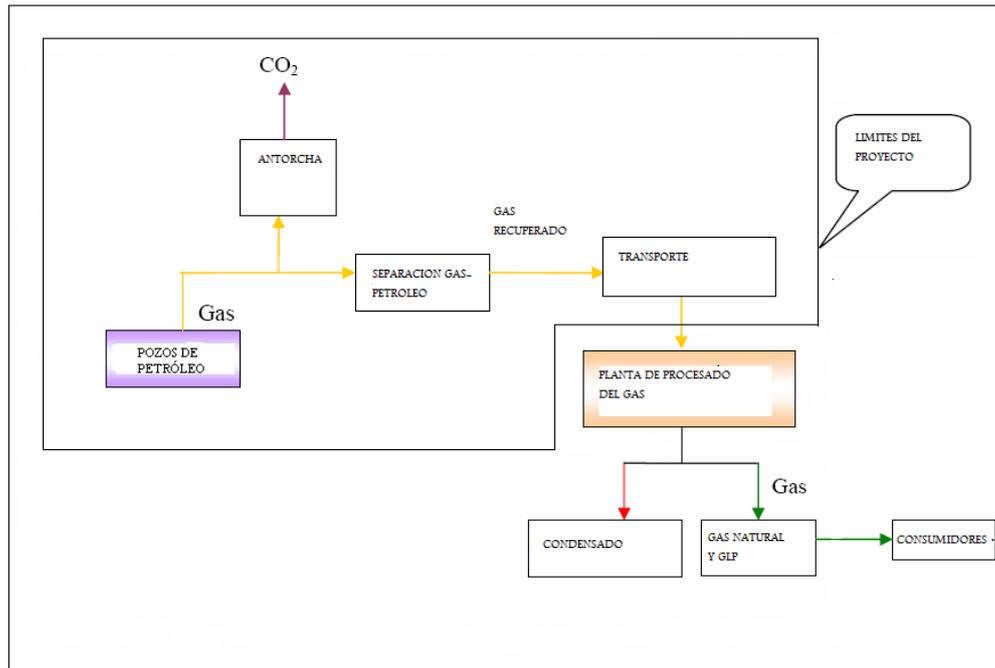
La producción eléctrica se emplea en una mayor cuantía en la impulsión de crudo desde pozos, el bombeo por oleoducto y sobre todo en la inyección de agua. Se dispone de 6 turbinas a diesel para la producción de electricidad.

Una pequeña planta de topping destila parte del crudo y obtiene gasoil para generación eléctrica y para vehículos.

Para la recuperación del gas que actualmente se envía a antorcha se pretende instalar un sistema de compresores, sistema de bombeo y red de transporte hasta la nueva planta de procesamiento. La planta de procesamiento de gas tendrá capacidad suficiente para tratar el gas procedente de los tres bloques que actualmente es quemado en la antorcha.

Adicionalmente se construirá una red de gasoductos de aproximadamente 500 km para distribuir los combustibles obtenidos de la planta de procesamiento a las poblaciones cercanas.

Un esquema del proyecto sería



1.3 Tecnología empleada

-Escenario existente: Contestado en gran parte con la información anterior. No hay proceso gas lift.

-Escenario del proyecto: Contestado en gran parte con la información anterior. Por favor, especificar qué características técnicas son importantes.

2 ELECCIÓN DE LA METODOLOGÍA APLICABLE

2.1 ¿La actividad del proyecto conduce a cambios en el proceso de producción de crudo, tales como un incremento en la cantidad/calidad en los pozos afectados?

No habrá cambios ni en el nivel de producción, ni en la calidad de los productos obtenidos.

2.2 ¿Proviene todo el gas asociado de pozos que están actualmente en operación y que continuarán estándolo en el momento en que se proceda a recuperar el gas?

Sí.

2.3 ¿Se inyecta algún gas en los pozos distinto del propio del proceso de *gas-lift* (si es que se emplea en los bloques considerados)?

No se emplea proceso de gas lift. La presión en el pozo se mantiene con la reinyección de agua.

2.4 ¿El destino final del gas recuperado es únicamente su procesado, transporte y venta a los usuarios finales o incluye otros usos tales como el consumo en la propia instalación para satisfacer su demanda energética?

Únicamente se ha contemplado su distribución a usuarios finales.

2.5 ¿El gas recuperado va a ser consumido únicamente en Libia?

Sí.

2.6 La tubería que lleva el gas recuperado y procesado a los usuarios finales, ¿existe o es necesario construirla?

Es necesario construirla, actualmente no hay red de transporte.

2.7 El gas natural obtenido, ¿va a ser usado exclusivamente para calefacción por parte de los usuarios finales?

Desconocemos esa información. Puede que los combustibles generados GN y GLP se utilicen también en los procesos de algunas pequeñas industrias.

Requerimiento de información

Fecha: 30/09/11

Por sus respuestas anteriores consideramos que la metodología aplicable a su proyecto es la AM0009 (*Recovery and utilization of gas from oil wells that would otherwise be flared or vented*).

En este momento, necesitamos conocer la siguiente información:

1.1 Empresas participantes (*aclaración*)

En cuanto a los integrantes del consorcio, la empresa Americana (American Crude) no puede figurar explícitamente como participante del proyecto, ya que EEUU no ha ratificado el protocolo de Kioto y por lo tanto no es una parte involucrada. Así pues, deberá plantearse en principio como un proyecto bilateral con dos partes (Libia y España, ambos con Autoridad Nacional Designada (DNA)) y dos participantes: NOC y Petróleos España S.A. (salvo que las partes vayan a ser incluidas como participantes en el proyecto).

AmericanCrude no podrá recibir directamente los CERs derivados del proyecto, pero sí podrá disponer de ellos mediante acuerdos con los otros dos integrantes del consorcio o a través de su participación en fondos de carbono.

Por favor, especifiquen si están de acuerdo en el tipo de proyecto (bilateral con 2 participantes) y si la participación de las dos empresas va a realizarse a través de algún fondo de carbono.

3 IDENTIFICACIÓN DEL ESCENARIO DE LINEA BASE DEL PROYECTO

Según la metodología AM0009, para identificar la línea base del proyecto (escenario que representa razonablemente las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero en ausencia del proyecto presentado como CDM) se han de evaluar las alternativas abajo indicadas (G1 a G9 y P1 a P5). **Por favor indíquennos razonadamente para cada una de ellas si la consideran viable o no teniendo en cuenta:**

- **Compatibilidad con requisitos legales** y otras normas sectoriales o internas de sus compañías.
- **Barreras técnico-económicas** (personal y equipo actualmente disponibles, mantenimiento requerido, aquellas que queden fuera de la asignación de capital usual de sus organizaciones,...)

3.1 Escenarios de línea base alternativos para el gas asociado de los pozos afectados por el proyecto (opciones G1 a G9):

Opción G1: Liberación la atmósfera del gas asociado proveniente de los pozos (venteo)

Opción G3: Uso del gas asociado en las instalaciones para la producción de electricidad

Opción G4: Uso del gas asociado en las instalaciones para la producción de gas natural licuado

Opción G5: Inyección del gas asociado en pozos de petróleo o de gas

Opción G6: Recuperación, transporte y procesado del gas asociado y la distribución de los productos derivados a usuarios finales sin que el proyecto sea registrado como CDM

Opción G7: Recuperación, transporte y compresión del gas asociado en una tubería de gas sin que el proyecto sea registrado como CDM

Opción G8: Consumo del gas asociado en las instalaciones para satisfacer la propia demanda energética sin que el proyecto sea registrado como CDM

Opción G9: Recuperación, transporte y uso del gas asociado como materia prima para la generación de un producto útil

Opción G2: Quema del gas asociado en las instalaciones

3.2 Escenarios de línea base alternativos para la infraestructura de crudo y gas (opciones P1 a P5):

Opción P1: Construcción de una planta de procesamiento para el gas recuperado, en el mismo sentido que en el proyecto propuesto, pero sin que este sea registrado como CDM

Opción P2: Construcción de una planta de procesamiento de capacidad inferior a la propuesta en el proyecto que solo procese gas no asociado y gas no recuperado

Opción P3: Envío del gas recuperado a una planta de procesamiento ya existente y construcción de la infraestructura necesaria sin que el proyecto sea registrado como CDM

Opción P5: Envío del gas recuperado a una tubería de gas sin procesado previo y sin que el proyecto sea registrado como CDM

Opción P4: Continuación de la operación de la infraestructura sin el procesado del gas recuperado y sin otros cambios significativos

3.3 Escenarios de línea base alternativos para el proceso de gas-lift: no aplican puesto que no se emplea este proceso en sus instalaciones.

La actividad del proyecto que nos presentan es, por su parte, una combinación de las opciones G6 y P1.

Una vez que tengamos estas respuestas, procederemos mediante su ayuda a la realización del análisis financiero y de la adicionalidad. Mientras tanto:

¿Podrían indicarnos cuál es el indicador financiero que suelen utilizar en este tipo de proyectos?

4 DETERMINACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

Como cuestiones previas:

¿Cuál es la duración estimada del proyecto en años? ¿Hasta cuándo tienen la concesión de la explotación?

En cuanto al periodo de acreditación (i.e. de recepción de créditos de carbono (CERs)). **¿Cuál de las siguientes dos opciones contempladas por la UNFCCC les interesa?**

-Un único periodo no renovable de 10 años

-Un periodo de 7 años, renovable 2 veces

4.1 Emisiones de la línea base

Para determinarlas necesitamos conocer:

-Estimación anual del volumen de gas que se espera recuperar en el periodo de acreditación seleccionado y los datos a partir de los que se ha realizado. Es decir: una estimación razonada de la producción en los próximos años (hasta 10).

-Caracterización del gas recuperado y su poder calorífico

-Factor de emisión de CO₂ para el Metano (la metodología AM0009 propone usar 49.55 tCO₂/TJ, valor proporcionado por la EIA)

(téngase en cuenta que según la metodología AM0009 las emisiones de línea base se calculan como el producto de estos 3 factores)

4.2 Emisiones del proyecto

Según la metodología AM0009 las emisiones del proyecto se calculan como suma de dos factores:

-Las emisiones de CO₂ debidas al consumo de combustibles fósiles para la recuperación, pre-tratamiento, transporte y compresión del gas recuperado hasta la planta de procesamiento de gas.

-Las emisiones de CO₂ debidas al uso de electricidad para la recuperación, pre-tratamiento, transporte y compresión del gas hasta la planta de procesamiento de gas.

Antes de proceder con el cálculo **¿Consideran ambas fuentes relevantes?** (es práctica común en otros proyectos registrados con esta metodología despreciar la primera)

Envío de información

Fecha: 21/10/11

1.1 Empresas participantes (aclaración)

Aclaraciones entendidas. Sin embargo, tenemos algunas preguntas:

NOC es la operadora del campo y, por tanto, la que tiene acceso directo a cualquier tipo de información técnica. Nuestras relaciones con esta empresa estatal se reducen a la participación en los comités del consorcio. ¿Cómo gestionaremos la solicitud de datos que suponemos será más intensa a partir de ahora? ¿Necesitaréis un interlocutor técnico?

Adicionalmente, ¿de quién sería la propiedad de los créditos una vez el proyecto sea registrado? ¿Qué pasos hay que dar para recibir los créditos de UNFCCC tras el registro y verificación? ¿UNFCCC los distribuye directamente por participante de proyecto? ¿o son recibidos en su totalidad por un único participante y después, mediante acuerdos, éste los distribuye al resto de miembros del consorcio?

¿Hay algún tipo de contrato especial para la adquisición de CERs de forma bilateral?

Tal y como está la situación en Libia, el hecho de que exista AND no nos asegura su funcionamiento y, por tanto, el éxito del proyecto. ¿Hay alguna información disponible sobre el funcionamiento de la AND?

Nota: para contestar a parte de estas preguntas, adicionalmente a la página web oficial de UNFCCC, es útil la siguiente dirección: <http://www.cdrulebook.org/Page/home>

3 IDENTIFICACIÓN DEL ESCENARIO DE LINEA BASE DEL PROYECTO

3.1 Escenarios de línea base alternativos para el gas asociado de los pozos afectados por el proyecto

(opciones G1 a G9):

Opción G1: Liberación la atmósfera del gas asociado proveniente de los pozos (venteo)

Inviabile ya que esta práctica está prohibida por ley en Libia.

Opción G3: Uso del gas asociado en las instalaciones para la producción de electricidad

Viable. Actualmente se recupera una pequeña parte del gas (1% del volumen aproximadamente) para este fin. Como se mencionó anteriormente la mayor parte de la electricidad se genera mediante unas turbinas que funcionan con el diésel producido en nuestras instalaciones. Sin embargo, una de las 6 turbinas es dual y puede funcionar tanto a gas como a diesel y en ella, en determinadas ocasiones, se inyecta gas recuperado.

Opción G4: Uso del gas asociado en las instalaciones para la producción de gas natural licuado

No es viable desde los puntos de vista técnico y económico. La inversión en este tipo de proyectos es muy elevada. No se contempla implementar este tipo de tecnología.

Opción G5: Inyección del gas asociado en pozos de petróleo o de gas

No es viable desde el punto de vista técnico. Estamos obligados a reinyectar el agua que se obtiene con el crudo para este fin. Habría que cambiar los equipos de compresión e inyección.

Opción G6: Recuperación, transporte y procesado del gas asociado y la distribución de los productos derivados a usuarios finales sin que el proyecto sea registrado como CDM

No es viable desde el punto de vista económico. Esta opción implica una cuantiosa inversión en instalaciones. El proyecto no llega a ser rentable.

Opción G7: Recuperación, transporte y compresión del gas asociado en una tubería de gas sin que el proyecto sea registrado como CDM

No es viable desde los puntos de vista técnico y económico. Los gasoductos más cercanos están muy alejados y para poder inyectar el gas asociado al mismo debería sufrir un procesamiento. Las instalaciones que habría que desarrollar son muy costosas.

Opción G8: Consumo del gas asociado en las instalaciones para satisfacer la propia demanda energética sin que el proyecto sea registrado como CDM

Ver opción G3.

Opción G9: Recuperación, transporte y uso del gas asociado como materia prima para la generación de un producto útil

No sería viable desde el punto de vista técnico puesto que no hay industrias cercanas que demanden este tipo de gas como materia prima.

Opción G2: Quema del gas asociado en las instalaciones

Viable puesto que es la práctica habitual.

3.2 Escenarios de línea base alternativos para la infraestructura de crudo y gas (opciones P1 a P5):

Opción P1: Construcción de una planta de procesamiento para el gas recuperado, en el mismo sentido que en el proyecto propuesto, pero sin que este sea registrado como CDM

No es viable desde el punto de vista económico. Esta opción implica una cuantiosa inversión en instalaciones. El proyecto no llega a ser rentable.

Opción P2: Construcción de una planta de procesamiento de capacidad inferior a la propuesta en el proyecto que solo procese gas no asociado y gas no recuperado

No existen fuentes de gas no asociado en el campo, por lo que esta opción no es técnicamente factible.

Opción P3: Envío el gas recuperado a una planta de procesamiento ya existente y construcción de la infraestructura necesaria sin que el proyecto sea registrado como CDM

No hay ninguna planta de procesamiento existente en la zona.

Opción P5: Envío del gas recuperado a una tubería de gas sin procesado previo y sin que el proyecto sea registrado como CDM

No es viable desde los puntos de vista técnico y económico. Los gasoductos más cercanos están muy alejados y para poder inyectar el gas asociado al mismo debería sufrir un procesamiento. Las instalaciones que habría que desarrollar son muy costosas.

Opción P4: Continuación de la operación de la infraestructura sin el procesado del gas recuperado y sin otros cambios significativos

Es viable puesto que es la práctica actual.

3.3 Escenarios de línea base alternativos para el proceso de gas-lift: no aplican puesto que no se emplea este proceso en sus instalaciones.

¿Podrían indicarnos cuál es el indicador financiero que suelen utilizar en este tipo de proyectos?

TIR

4 DETERMINACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

Como cuestiones previas:

¿Cuál es la duración estimada del proyecto en años? ¿Hasta cuándo tienen la concesión de la explotación?

La duración técnica del proyecto se estima en 20 años. La concesión de la explotación tiene vigencia hasta el año 2019. En 2020, saldrá un nuevo concurso para la adjudicación a nuevas partes interesadas.

En cuanto al periodo de acreditación (i.e. de recepción de créditos de carbono (CERs)). **¿Cuál de las siguientes dos opciones contempladas por la UNFCCC les interesa?**

- Un único periodo no renovable de 10 años
- Un periodo de 7 años, renovable 2 veces

Estamos abiertos a que nos indiquen ustedes cuál sería la más adecuada para nuestro proyecto. ¿Qué ventajas/desventajas tiene cada una de las dos opciones?

4.1 Emisiones de la línea base

Para determinarlas necesitamos conocer:

-Estimación anual del volumen de gas que se espera recuperar en el periodo de acreditación seleccionado y los datos a partir de los que se ha realizado. Es decir: una estimación razonada de la producción en los próximos años (hasta 10).

Esta información no es accesible actualmente a nuestra compañía. La información la posee NOC.

-Caracterización del gas recuperado y su poder calorífico

-Factor de emisión de CO₂ para el Metano (la metodología AM0009 propone usar 49.55 tCO₂/TJ, valor proporcionado por la EIA)

(téngase en cuenta que según la metodología AM0009 las emisiones de línea base se calculan como el producto de estos 3 factores)

El Poder calorífico del gas recuperado, obtenido a partir de los análisis de nuestros laboratorios es de 1412 Btu/scf.

¿Es necesario algún dato adicional para la caracterización del gas?

4.2 Emisiones del proyecto

Según la metodología AM0009 las emisiones del proyecto se calculan como suma de dos factores:

-Las emisiones de CO₂ debidas al consumo de combustibles fósiles para la recuperación, pre-tratamiento, transporte y compresión del gas recuperado hasta la planta de procesamiento de gas.

-Las emisiones de CO₂ debidas al uso de electricidad para la recuperación, pre-tratamiento, transporte y compresión del gas hasta la planta de procesamiento de gas.

Antes de proceder con el cálculo **¿Consideran ambas fuentes relevantes?** (es práctica común en otros proyectos registrados con esta metodología despreciar la primera)

Consumiremos electricidad para la recuperación del gas asociado. Esta electricidad será producida en el propio campo a partir del diésel y parte del gas asociado recuperado.

Requerimiento de información

Fecha: 20/11/2011

Consideramos muy acertada la incorporación de un interlocutor técnico por parte de la compañía Libia (NOC). De cara a facilitar un intercambio fluido de información: **¿pueden actuar de enlace con él, obteniendo y trasladándonos aquellos datos que les requiramos y que les sean desconocidos?**

En relación a sus preguntas sobre la distribución de los créditos derivados del proyecto:

1.1 Empresas participantes (aclaración)

-Después de la verificación/certificación del proyecto por parte de una entidad privada acreditada llamada DOE (Entidad Operacional Designada), la propia DOE solicitará a la junta ejecutiva del CDM (CDM EB) que expida los CERs. La expedición será efectiva 15 días después de la solicitud (salvo que una de las partes o tres miembros de la CDM EB soliciten una revisión) y supondrá la creación de los CERs en una cuenta titularidad del CDM EB. Seguidamente, se ha de solicitar la distribución de los CERs: su transferencia desde la cuenta de la CDM EB a las propias cuentas de los participantes (ustedes y NOC, que recibirán el 98% de los CERs generados por el proyecto, ya que el 2% restante se destina a cubrir costes administrativos y de adaptación de los países en vías de desarrollo). **En cuanto a la decisión sobre el reparto de los CERs, la toman exclusivamente los participantes en el proyecto (CMP/2005/8/Ad1, pp. 20, párrafo 66(b)), se debe especificar en el requerimiento de distribución y se establece en un contrato.** American Crude está fuera de todo este proceso administrativo por no ser participante y recibirá los CERs que acuerde con ustedes y con NOC.

-**El contrato tipo de compraventa de reducciones de emisiones se denomina ERPA (Emission Reduction Purchase Agreement).** El ERPA es un acuerdo de adquisición de créditos de carbono ya generados o que van a serlo. En el caso de su proyecto CDM, serán considerados como compraventas de cosa futura. Este tipo de contratos son muy detallados y regulan entre otras cosas: la titularidad de los créditos, su precio y entrega, los riesgos, la entrada en vigor, el período crediticio, las obligaciones de las partes, los supuestos de incumplimiento, la cláusula de resolución de conflictos y la finalización del ERPA. Existen modelos creados por organizaciones y asociaciones (como el de la IETA, que se puede consultar en <http://www.ieta.org/trading-documents>), pero deben siempre adecuarse a las características particulares de cada proyecto.

-La situación en Libia es ciertamente delicada, aunque el nuevo panorama parece bastante alentador. En esa línea, nos alegramos que su compañía haya reanudado las operaciones en ese país. **Respecto al estado de la DNA, la UNFCCC proporciona la siguiente dirección de contacto:**

Dr. Mohamed S. Elfallah
mfallah@environment.org.ly
Tel: (+218) 21 487 0266
Fax: (+218) 21 487 1590
Environment General Authority (EGA)
P.O. Box 83618
EL - Gheran, Tripoli
Libya

Lamentablemente, no hemos podido comunicarnos con él por lo que no disponemos de más información sobre su funcionamiento actual. **Probablemente, el interlocutor técnico por parte de NOC pueda obtener más información al respecto: ¿Podrían preguntarle a él e informarnos de la consulta?**

En cuanto a la información que necesitamos conocer para continuar con la propuesta de asesoramiento:

3 IDENTIFICACIÓN DEL ESCENARIO DE LINEA BASE DEL PROYECTO (aclaración)

Los escenarios alternativos “deben proporcionar una producción o un servicio de calidad, propiedades y áreas de aplicación comparables a los de la actividad propuesta” y “no pueden ser implementados en paralelo a la actividad propuesta” (*Combined tool to identify the baseline scenario and demonstrate additionality (version 03.0.0)*, pp. 4, punto 1a). Esto implica que **las opciones G3 y G8 que ustedes han identificado como viables deben ser descartadas**: el volumen del gas utilizado en la turbina dual representa un porcentaje despreciable del total recuperado de los pozos (un 1% según sus propios datos). Por lo tanto, **solo existe un escenario alternativo: G2+P4, que es el escenario de línea base del proyecto.**

4 DETERMINACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

nota: Una vez identificado un único escenario alternativo, es necesario que realicemos un análisis financiero que determine si el proyecto CDM propuesto alivia las barreras que obstaculizan que este se realice en ausencia de su registro como tal. **Dicho análisis nos permitirá aconsejarles mejor sobre el proceso crediticio**, teniendo también en cuenta la fecha hasta la cual disponen de la concesión de la explotación. Para realizar el análisis económico necesitamos disponer de los datos de la reducción de emisiones:

4.1 Emisiones de la línea base

Necesitamos conocer:

-Fecha estimada de inicio del proyecto (aquella en la que la infraestructura de recuperación de gas estaría operativa), de cara a poder estimar la fecha de comienzo del periodo crediticio.

-Predicción anual del volumen de gas recuperado en los próximos 10 años (previsión de producción) y como se ha realizado (curva de Hubert,...). **Ya que no disponen de este dato, transmítanselo por favor al interlocutor de NOC e infórmennos de la consulta.**

-Análisis composicional del gas recuperado a partir del cual han obtenido el poder calorífico (1412 Btu/scf). **Si no disponen de este dato, transmítanselo por favor al interlocutor de NOC e infórmennos de la consulta.**

4.2 Emisiones del proyecto

De acuerdo a sus especificaciones anteriores, la única fuente de emisiones de CO₂ del proyecto será la debida al consumo de electricidad. **Entendemos que la planta formada por las 6 turbinas no está conectada a la red, pero agradeceríamos que nos lo confirmen. Si no disponen de este dato, transmítanselo por favor al interlocutor de NOC e infórmennos de la consulta.** Para calcular estas

emisiones necesitamos conocer:

-Una estimación anual del consumo de electricidad en los próximos 10 años. Si no disponen de este dato, transmítanselo por favor al interlocutor de NOC e infórmennos de la consulta. (las emisiones de CO₂ se calcularán multiplicando el consumo de electricidad por un factor de emisión de 1.3 tCO₂/MWh, de acuerdo a las especificaciones de la UNFCCC)

5 ANÁLISIS FINANCIERO

Lo vamos a realizar para un periodo de 10 años (el mínimo permitido por la UNFCCC). Ya que su organización emplea el TIR para analizar los proyectos de inversión, necesitamos conocer:

-El tipo de descuento que utilizan en su compañía para calcularlo (tipo de interés vigente + prima de riesgo,...)

-El flujo de caja anual: los gastos de capital de la infraestructura (CAPEX), incluida la inversión inicial, y los gastos de operación (OPEX) desde el año 1 hasta el año 10. Si no disponen de este dato, transmítanselo por favor al interlocutor de NOC e infórmennos de la consulta.

-Una estimación del precio al que esperan vender el gas en Libia desde el año 1 al año 10. Si no disponen de este dato, transmítanselo por favor al interlocutor de NOC e infórmennos de la consulta.

Envío de información

Fecha: 02/12/2011

Hemos detectado un buen contacto técnico para el proyecto tras firmar un acuerdo de confidencialidad con NOC para que pueda enviarnos información.

1.1 Empresas participantes (aclaración)

-Buena aclaración con respecto a la propiedad de los créditos. Vamos a ponernos en contacto con nuestro departamento legal para que inicie los trámites de redacción del ERPA con las empresas del consorcio.

-ACLARACIÓN A LA SITUACIÓN DE LA DNA DE LIBIA: Hay poca información al respecto. Actualmente hay un proyecto que ha comenzado la validación durante 2011. Sin embargo no hay proyectos registrados en este país por lo que se desconoce el grado de actividad de este organismo. Tendremos que "convivir" con esta situación, que deberá ser reflejada en tu informe final como un riesgo elevado que puede impedir el éxito final del proyecto.

3 IDENTIFICACIÓN DEL ESCENARIO DE LINEA BASE DEL PROYECTO (aclaración)

- ACLARACIÓN A LAS CONDICIONES DE APLICABILIDAD DE LA AM0009: Es necesario revisar las últimas modificaciones a la metodología realizadas la pasada semana en la 65ª Reunión de la Junta Ejecutiva del MDL. El MDL es un mecanismo vivo cuyas reglas cambian continuamente. Existía una propuesta de revisión de la AM0009 desde hace unas semanas en el Panel de Metodologías, aprobada ahora por la Junta Ejecutiva, que quizás aclare la situación del uso parcial de gas antes de la implementación del proyecto.

4 DETERMINACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

4.1 Emisiones de la línea base

-Fecha estimada de inicio del proyecto

Se espera que los equipos estén operativos en Marzo de 2014.

-Predicción anual del volumen de gas recuperado en los próximos años

5.1. Anexo I: DOCUMENTO INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN PROMOTOR-CONSULTOR

Te enviamos los datos históricos de gas quemado en antorcha y las proyecciones del gas que se recuperará hasta 2020. Existe un factor de declino en la producción de crudo y gas en el pozo. Adicionalmente, nuestra concesión por el Estado Libio acaba en 2020. Más allá de esta fecha, no sabemos si el consorcio actual operará el campo.

AÑO	MMSCF
2006	5,53
2007	5,41
2008	4,50
2009	3,94
2010	3,54
2011	3,18
2012	2,76
2013	2,46
2014	2,19
2015	2,05
2016	2,01
2017	1,80
2018	1,54
2019	1,36
2020	1,25

-Análisis composicional del gas recuperado

Te enviamos el análisis. El dato de PCI al parecer era erróneo. El interlocutor técnico nos comunica que es 1.596 Btu/SCF.

Component	Mole %
N ₂	0,0706
CO ₂	0,0888
C ₁	0,2861
C ₂	0,1410
C ₃	0,2008
i C ₄	0,0551
n C ₄	0,1073
i C ₅	0,0200
nC ₅	0,0175
n C ₆	0,0032
n C ₇	0,0004
C ₈ +	0,0000
H ₂ O	0,0091

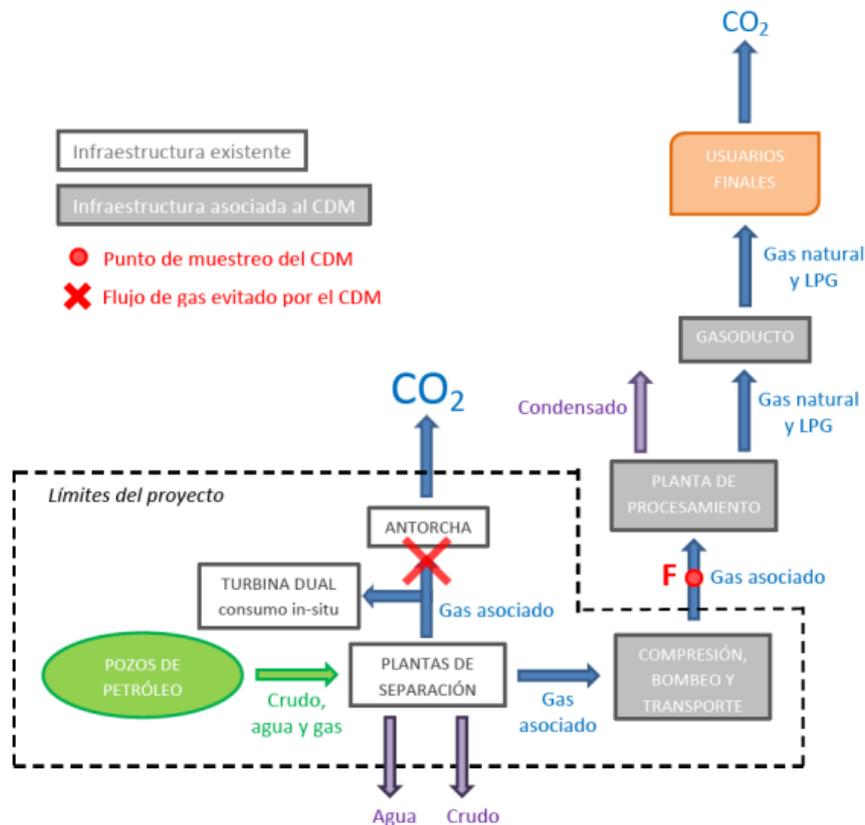
4.2 Emisiones del proyecto

- Las 6 turbinas no están conectadas a la red
- Se consumirán unos 5678 MWh al año

5 ANÁLISIS FINANCIERO

- Por favor, revisar el período de análisis. La concesión del campo termina antes de 10 años. Analizar de nuevo las reglas de UNFCCC.
- No hay un tipo de descuento oficial aprobado para las inversiones en Libia. ¿Se podría calcular uno?
- El total del CAPEX ascenderá a 7,8 Millones de USD, desembolsados 5,2 en 2012 y el resto en 2013. El OPEX será de unos 235.000 USD al año.
- Se estima vender el gas a 1,5 USD/Btu

Agradecemos sinceramente la información referente a la nueva versión de la metodología AM0009 y al estado de la DNA en Libia, así como su intermediación con el técnico de NOC.



3 IDENTIFICACIÓN DEL ESCENARIO DE LINEA BASE DEL PROYECTO (aclaración)

Con la información de los anteriores envíos hemos revisado la identificación y evaluación de escenarios alternativos de acuerdo a las nuevas opciones. El análisis de barreras legales y técnicas revela que existen dos combinaciones posibles: G5+P1 (la actividad propuesta en el proyecto sin que este sea registrado como CDM + construcción de una planta de procesamiento para el gas recuperado, en el mismo sentido que en el proyecto propuesto, pero sin que este sea registrado como CDM) y G3+P4 (uso parcial del gas asociado en las instalaciones para satisfacer la propia demanda energética y el resto del gas se vende (G1) o quema (G2) + continuación de la operación de la infraestructura sin el procesado del gas recuperado y sin otros cambios significativos). G3+P4 es el escenario más atractivo económicamente ya que no requiere inversión alguna. Constituye de acuerdo a las normas de la metodología AM0009 el escenario de línea base del proyecto.

4 DETERMINACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

4.3 Leakage

La nueva versión de la metodología AM0009 incluye las fugas o pérdidas (*leakage*). Es por tanto necesario que nos especifiquen que cantidad del consumo eléctrico anual (5678 MWh) corresponde a equipos que están dentro del proyecto (anteriores al punto F en la figura superior) y a los que están fuera (posteriores al punto F, *leakage*).

5 ANÁLISIS FINANCIERO

nota: el objeto del análisis financiero será determinar si la opción G5+P1 (proyecto sin registrar como CDM) es o no financieramente atractivo (incluidas las conclusiones del análisis de sensibilidad). En el

caso de que no lo sea se realizará el análisis de la práctica común, último paso en la determinación de la adicionalidad.

Hemos revisado las normas de la UNFCCC ya que la nueva versión de la metodología AM0009 hace referencia obligatoria a un documento de apoyo diferente: *Tool for the demonstration and assessment of additionality*. **Realizaremos el análisis económico en 9 años, desde comienzos de 2012 hasta la finalización de la concesión en 2020.** Además, y para analizar el impacto positivo del registro como

CDM, se considerará que los beneficios derivados de la venta de los CERs comenzaran en Marzo de 2014, fecha en la que todos los equipos estarán operativos.

-La tasa de retorno o tipo de descuento R de la inversión se puede calcular realizando la asunción más sencilla: **considerando que todas las compañías presentes en un mercado están igualmente expuestas al riesgo de un país.** En ese caso:

$$R=R_f+\beta R_m+R_r$$

donde:

R_f es la tasa libre de riesgo (risk free rate), calculada a partir de bonos estatales (bonos del tesoro Americano para inversiones en USD).

β es un índice que, para cada sector industrial, indica la sensibilidad de los rendimientos extraordinarios de un valor a los del mercado.

R_m se conoce como prima de mercado (mature market premium) y es la diferencia entre el rendimiento esperado para el mercado y la tasa libre de riesgo.

R_r es la prima de riesgo del país (country risk premium).

(β y R_r se suelen calcular a partir de datos de agencias de *rating*)

Agradeceríamos que nos proporcionaran estos 4 datos para concluir el análisis financiero.

6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Las conclusiones de análisis financiero deben ser consistentes con variaciones en los parámetros críticos. **Por favor, indíquennos un % razonable de variación para el precio del gas, CAPEX y OPEX.**

nota: el efecto de las variaciones de los CERs será tenido en cuenta a la hora de analizar su impacto positivo sobre el proyecto (su precio actual en el mercado EUA es de unos 7 €).

Envío de información

Fecha: 05/01/2012

3 IDENTIFICACIÓN DEL ESCENARIO DE LINEA BASE DEL PROYECTO (*aclaración*)

COMENTARIO a la frase "G3+P4 es el escenario más atractivo económicamente ya que no requiere inversión alguna.": Esto puede no ser así ya que de forma general, a la hora de analizar un proyecto, la opción más atractiva económicamente es aquella con una rentabilidad mayor (siempre por encima de una tasa de corte) requiera o no inversión. Es decir, si sucediese por ejemplo que la opción G5+P1 es muy rentable (imaginemos por ejemplo un 200% de TIR), entonces parece lógico que esta fuese la línea de base aunque sea necesaria una inversión para ponerla en marcha. En este caso, la compañía dejaría de ganar dinero si se quedase con la situación actual (escenario G3+P4). Por tanto, para determinar definitivamente la línea base del proyecto debemos seguir con la evaluación económica del análisis de adicionalidad y ver, tal y como indicas en el punto 5, qué rentabilidad tiene el escenario G5+P1.

4 DETERMINACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

4.3 Leakage

Los 5678 MWh anuales corresponden a equipos que están dentro del proyecto (anteriores al punto F en la figura superior).

5 ANÁLISIS FINANCIERO

PREGUNTA: Si el escenario G5+P1 es financieramente atractivo, ¿se podría demostrar la adicionalidad por barreras?

ACLARACIÓN: Nos parecen correctas las suposiciones del análisis a 9 años, comienzo de los ingresos de CERs a partir de 2014 y cálculo de la tasa de retorno a partir de la fórmula propuesta. Para hacer esto último también podría utilizarse las Guidelines on the assessment of investment analysis (ver sobre todo su Apéndice) aunque su aplicación es voluntaria. Obtén los dos valores y dínos cuál aplicarías tú.

- R_f es la tasa libre de riesgo (risk free rate), calculada a partir de bonos estatales (bonos del tesoro Americano para inversiones en USD).

http://www.treas.gov/offices/domestic-finance/debt-management/interest-rate/yield_historical.shtml

Seleccionar "Daily Treasury Yield Curve Rates" para 2011 y sacar la media de los bonos a 30 años.

- β es un índice que, para cada sector industrial, indica la sensibilidad de los rendimientos extraordinarios de un valor a los del mercado.

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/totalbeta.html

Podemos tomar la de "Petroleum Integrated"

- R_m se conoce como prima de mercado (mature market premium) y es la diferencia entre el rendimiento esperado para el mercado y la tasa libre de riesgo.

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

Seleccionar la tasa de "total risk Premium" para EEUU

- R_r es la prima de riesgo del país (country risk premium).

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

Seleccionar la tasa de "country risk Premium" para Perú

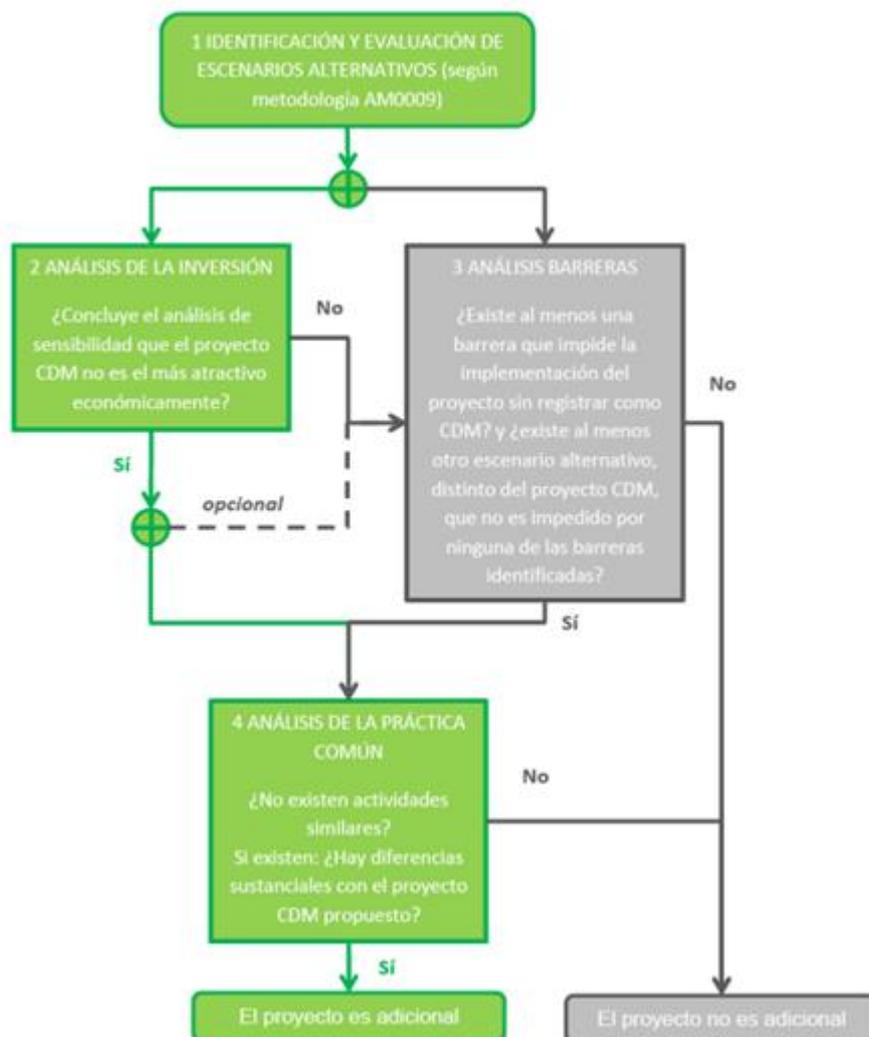
6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

ACLARACIÓN: Lo haremos al revés, cuando tengamos el análisis de inversión listo, calcularemos qué % de variación es necesario en cada uno de esos 3 parámetros por separado para alcanzar la tasa de corte. Por ejemplo, si la TIR del proyecto es 10% y la tasa de corte 13%, calcularemos qué % es necesario que descienda el CAPEX para que la TIR llegue a 13%. Cuando tengamos esos % debatiremos si son razonables o no.

Requerimiento de información

Fecha: 17/01/2012

Agradecemos la aclaración respecto a la opción más atractiva económicamente de cara a determinar el escenario de línea base y al análisis de sensibilidad.



4 DETERMINACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

4.3 Leakage (aclaración)

Especifiquemos el consumo eléctrico anual de los equipos posteriores al punto F (ver figura del anterior requerimiento de información): **planta de procesamiento y transporte a través del gasoducto**. Este dato es imprescindible para el cálculo de la reducción de emisiones y el correspondiente impacto económico de los CERs generados.

5 ANÁLISIS FINANCIERO

PREGUNTA: Si el escenario G5+P1 es financieramente atractivo, ¿se podría demostrar la adicionalidad por barreras?

RESPUESTA: De acuerdo a los pasos 3 y 4 del diagrama superior (*Tool for the demonstration and assessment of additionality*), **habría que comprobar que se cumplen las siguientes tres condiciones:**

- i) Existe al menos una barrera que impide la implementación del escenario G5+P1.
- ii) El otro escenario alternativo (G3+P4) no es impedido por ninguna de las barreras anteriormente identificadas (ya que no consideramos que, dentro de la industria global de oil & gas, el proyecto

propuesto sea *first of its kind*).

iii) La actividad del proyecto propuesto no es la práctica común.

Prima de riesgo (aclaración): Nos sugieren utilizar el valor para Perú, ¿es debido a que no hay datos disponibles para Libia y se trata de países comparables?

Calculo de la tasa de retorno:

La fórmula propuesta para la tasa de retorno proporciona un valor $R_1=16.09\%$ y la sugerida en el apéndice de la herramienta *guidelines on the assessment on inversión analysis* (versión 05 del 15/07/2011) un valor R_2 para Libia de **11.5%** (y **12.75%** para Perú). Las implicaciones de usar una u otra serán tenidas en cuenta al calcular el TIR.

Para poder calcular el TIR de la inversión con/sin CERs necesitamos conocer:

-**Precio del gas (aclaración):** en anteriores envíos nos comunicaron que el precio de venta del gas 1,5 USD/BTU. ¿No habrá un error y será de **1,5 USD/MMBTU**?

-**Factor de conversión SCF/Nm³** para el gas

-**Leakage** (ver punto 4.3)

Envío de información

Fecha: 23/01/2012

4 DETERMINACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

4.3 Leakage

El consumo eléctrico anual de los equipos posteriores al punto F esta previsto que sea de **10.750 MWh**

5 ANÁLISIS FINANCIERO

PREGUNTA: *Si el escenario G5+P1 es financieramente atractivo, ¿se podría demostrar la adicionalidad por barreras?*

ACLARACIÓN: *para realizar los análisis de adicionalidad es fundamental seguir lo que indica la metodología. La Tool for the demonstration and assessment of additionality es el documento general que describe el proceso completo. Sin embargo, la AM0009 indica unos pasos determinados entre los que no se encuentra la posibilidad de utilizar las barreras. Si el escenario G5+P1 fuese la alternativa financieramente más atractiva, en principio no habría posibilidad de tramitar el proyecto como MDL.*

Prima de riesgo: Debido a un error se indicó que había que utilizar la de Perú. Por supuesto, habría que utilizar la de **Libia**.

Cálculo de la tasa de retorno:

-**Precio del gas (aclaración):** Debido a un error se indicaron mal las unidades. Efectivamente el precio del gas es **1,5 USD/MMBTU**.

-Para no complicarnos con las condiciones (estándar y normales) del gas, vamos a tomar como factor de conversión: **1 pie cúbico / 0,02831685 m³**

Requerimiento de información

Fecha: 24/01/2012

Gracias por sus aclaraciones y disculpen el error en la pregunta sobre la adicionalidad por barreras. Ciertamente, si el escenario G5+P1 fuese la alternativa financieramente más atractiva no habría posibilidad de continuar puesto que no se cumple una de las condiciones de aplicabilidad de la AM0009.

4 DETERMINACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES (aclaración)**-Predicción anual del volumen de gas recuperado en los próximos años (aclaración)**

En el envío del 02/12/2011 nos indicaron los datos de la tabla inferior para las proyecciones del gas recuperado (MMSCF al año):

AÑO	MMSCF
2014	2,19
2015	2,05
2016	2.01
2017	1,80
2018	1,54
2019	1,36
2020	1,25

Utilizando estos datos para el cálculo de las emisiones de la línea base, se obtienen algo más de 1000 tCO₂. Comparando con proyectos similares, resulta un valor ridículo. **¿No habrá un error en los datos de la tabla y se trate, por ejemplo, de producción diaria y no anual?**

5 ANÁLISIS FINANCIERO

En el URL que nos sugirieron para obtener la prima de riesgo no figura Libia: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html
¿Podrían por tanto indicarnos otra fuente de información o un valor aproximado?

Envío de información

Fecha: 24/01/2012

4 DETERMINACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES (aclaración)

Efectivamente son datos de gas recuperado cada día. La indicación que te dimos no es adecuada, debería ser MMSCFD/año en vez de MMSCF/año. Es decir, las proyecciones para cada año son correctas pero los datos de producción son diarios.

5 ANÁLISIS FINANCIERO

En cuanto a la prima de riesgo de Libia, tal y como señalas la base de datos de Damodaran, que utiliza los índices de la agencia Moody's, no recoge este país puesto que esta agencia no lo califica. Sin embargo, podemos realizar las siguientes suposiciones (incluir todo en el informe final):

1) La agencia S&P otorga a Libia un rating de A-:
http://www.pri-center.com/country/country_specific.cfm?countrynum=117

2) Las equivalencias entre los rating de S&P y los de Moody's son las siguientes:
http://en.wikipedia.org/wiki/Bond_credit_rating

Por tanto, para Libia podríamos concluir que su rating sería de A3 según Moody's.

3) Si introducimos este valor en el Excel que Damodaran utiliza para calcular la prima de

riesgo de cada país (probar en cualquier país de la columna C del Excel), obtendremos que para Libia ésta es de **1,73%** (columna F del país en el que hemos hecho la prueba): <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctryprem.xls>

Requerimiento de información

Fecha: 26/01/2012

Agradecemos sinceramente su pronta respuesta. Estamos de acuerdo con las suposiciones para el cálculo de la prima de riesgo Libia y supondremos que el valor A- dado en el pri-center para el rating de Libia por S&P sigue siendo válido.

4 DETERMINACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

Tal y como se acordó previamente, hemos realizado el cálculo de la reducción de emisiones en los aproximadamente 7 años que van desde la fecha estimada de comienzo del proyecto (Marzo de 2014) al término de la concesión a finales de 2020. Teniendo en cuenta estas fechas, nuestra recomendación es optar por un **periodo crediticio de 7 años renovable 2 veces**. Les adjuntamos un Excel con el cálculo efectuado. **Como pueden comprobar, la reducción de emisiones se estima en unas 248935 tCO₂.**

5 ANÁLISIS FINANCIERO

De igual forma, hemos realizado el análisis financiero acordado (9 años de 2012 a 2020, con comienzo de los ingresos por CERs en Marzo de 2014). Adjuntamos otro Excel con los cálculos. **Los resultados del análisis son los siguientes para el proyecto con CERs y sin CERs** (i.e. registrado o no como CDM):

		R ₁ =14.82%	R ₂ =11.50%
Sin CERs	NPV @ R _i (MMUSD)	-2,81	-2,41
	IRR	0,90%	
Con CERs	NPV @ R _i (MMUSD)	-0,49	0,30
	IRR	12,67%	

(nota: R₁=14.82% es la tasa de descuento propuesta por nuestro equipo y R₂=11.50 % es la sugerida por la UNFCC, NPV es el valor actual neto e IRR es la tasa de retorno de la inversión)

Conclusiones:

-El proyecto sin CERs (sin registrar como CDM, escenario G5+P1) no es atractivo financieramente ya que NPV<0 e IRR<R_i para las dos tasas de retorno supuestas. Por tanto, **el escenario G3+P4 es el más atractivo económicamente. Constituye de acuerdo a las normas de la metodología AM0009 el escenario de línea base del proyecto** (una de las condiciones de aplicabilidad de la metodología AM0009).

-El registro del proyecto como CDM produce un impacto positivo (NPV>0 e IRR>R_i) solo para la tasa R₂ propuesta por la UNFCCC. **Recomendamos pues usar ese valor.** En este caso la ganancia total neta actualizada del proyecto sería de unos 300000 USD.

No obstante, y para afianzar estas conclusiones, **necesitamos conocer la tasa de corte de su compañía para este tipo de proyectos.**

6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para su cálculo necesitamos conocer la tasa de corte de su organización para este tipo de proyectos (ver apartado anterior)

A la espera de sus noticias, comenzamos a preparar la demanda de información correspondiente al último punto en la demostración de la adicionalidad: El análisis de la práctica común.

Requerimiento de información

Fecha: 22/02/2012

5 ANÁLISIS FINANCIERO (aclaración)

Uno de sus socios detectó un error en el análisis financiero del envío anterior (se habían incluido los OPEX de 2012 y 2012). Los resultados corregidos son los siguientes:

		R ₁ =14.82%	R ₂ =11.50%
Sin CERs	NPV @ R _i (MMUSD)	-2,40	-1,98
	IRR	2,41%	
Con CERs	NPV @ R _i (MMUSD)	-0,08	0,73
	IRR	14,47%	

Y el correspondiente análisis de sensibilidad:

		R ₁ =14.82%		R ₂ =11.50%	
		Parámetro	Cambio requerido para que IRR=R ₁	Parámetro	Cambio requerido para que IRR=R ₂
Sin CERs	OPEX		-334,2%	OPEX	-233,0%
	CAPEX		-37,0%	CAPEX	-29,3%
	Precio de venta del gas		49,9%	Precio de venta del gas	35,1%
Con CERs	OPEX		-11,5%	OPEX	85,7%
	CAPEX		-1,3%	CAPEX	10,8%
	Precio de venta del gas		1,7%	Precio de venta del gas	-12,9%
	Precio de los CERs		3,6%	Precio de los CERs	-26,9%

A la vista de estas dos tablas las conclusiones son las siguientes:

-El proyecto sin CERs no es atractivo financieramente en ningún caso ya que NPV<0 y el IRR=2.41% está muy por debajo de cualquiera de los dos *benchmarks* considerados (R₁=14.82% y R₂=11.50%). La continuación de la quema del gas (escenario G3+P4) es la opción más atractiva económicamente y constituye el escenario de línea base del proyecto. Además, esta conclusión se mantiene una vez realizado el análisis de sensibilidad: los parámetros críticos deberían experimentar variaciones nada realistas para lograr alcanzar el *benchmark*.

-Si el proyecto se registra como CDM, la venta de los CERs produce un impacto económico positivo (NPV>0 e IRR>R_i) solo para la tasa R₂=11.50%. La ganancia total neta actualizada del proyecto sería en este caso de aproximadamente 0.73 MMUSD. Además, los parámetros de la inversión podrían variar en un margen razonable manteniéndose una rentabilidad positiva. En caso de considerar la otra tasa (R₁=14.82%), el IRR del proyecto está realmente cerca del corte (14,47% frente a 14,82%, respectivamente). Bastaría con un ligero aumento en el precio de venta del gas (un 1.7%) o una pequeña reducción del CAPEX (-1.3%) para que el proyecto alcanzara el *benchmark*. Por lo tanto, parece clara la viabilidad económica de su proyecto si este se registra como CDM.

De cara a matizar nuestras afirmaciones, ¿Qué % de variación estiman razonables para los OPEX, CAPEX, el precio del gas y de los CERs?

6 ANÁLISIS DE LA PRÁCTICA COMÚN

Las conclusiones del apartado anterior deben ser confirmadas. Para ello necesitamos que respondan a las siguientes dos preguntas:

6.1 ¿Existen proyectos similares a su propuesta dentro de Libia o de su región (Magreb) que se encuentren operativos o en consideración (proyectos CDM excluidos)? En caso afirmativo, proporciónennos una descripción de las mismas (localización, compañías que los operan, producción,...).

6.2 Si la respuesta a la pregunta anterior es afirmativa, indíquennos porque esos proyectos se han considerado financieramente atractivos (recepción subvenciones u otro tipo de ayudas, ausencia de barreras a las que sí se enfrenta su proyecto,...)

Estas preguntas nos ayudarán a determinar si su proyecto es uno de los primeros de su clase, es decir que no es *business as usual* y por tanto es adicional.

8 IMPACTOS AMBIENTALES

Indíquenos si los trabajos y labores de construcción necesarios para la ejecución del proyecto cuentan con las pertinentes autorizaciones ambientales (en el caso que sean requeridas) **y si estas modifican sustancialmente las condiciones de cualquier documento ambiental previo** (EIA, etc). Por último, **justifíquenos si consideran que se producirán impactos ambientales significativos y**, en caso afirmativo, **como se corregirán y mitigarán.**

9 COMENTARIOS DE LOS STAKEHOLDERS

Describan brevemente como se ha invitado a participar a los grupos de interés y comunidades locales, los comentarios recibidos y como se han sido respondidos.

10 COSTES DE TRAMITACIÓN

Para completar los costes del proyecto, **indíquennos los honorarios usuales de: consultoría** (los nuestros...), **validación, registro y verificación.**

Envío de información

Fecha: 06/03/2012

5 ANÁLISIS FINANCIERO

Ok a los datos y conclusiones. Solo una apreciación. Únicamente es obligatorio demostrar que la alternativa que estamos manejando para ser MDL no es rentable o es menos rentable que otra alternativa. Es decir, no hay que demostrar que la TIR con CERs supere la tasa de corte, esto a UNFCCC no le interesa y lógicamente deja a decisión del promotor el realizar o no el proyecto MDL. En estos casos, si la TIR sube bastante con los CERs pero no supera la tasa de corte, podríamos justificar la inversión diciendo que el MDL es una gran respaldo económico para el proyecto, que los escenarios mejorarían, etc. aunque no es obligatorio.

En cuanto a las variaciones razonables de OPEX y CAPEX, el proyecto se encuentra actualmente en de Definición, lo que implica que la estimación de costes tiene una +/- 10% de precisión.

Con respecto a las variaciones del precio del gas, puedes buscar algún histórico como referencia y ver cual ha sido la variabilidad para comprobar si ese aumento del 49,9% es común.

Por último, respecto al precio del CER, no se debería incluir en este análisis de sensibilidad por lo comentado más arriba. Sólo habría que incluir parámetros que afecten al proyecto industrial como tal.

6 ANÁLISIS DE LA PRÁCTICA COMÚN

6.1 ¿Existen proyectos similares a su propuesta dentro de Libia o de su región (Magreb) que se encuentren operativos o en consideración (proyectos CDM excluidos)? No hay ninguno, el nuestro sería el primero.

6.2 Si la respuesta a la pregunta anterior es afirmativa, indíquennos porque esos proyectos se han considerado financieramente atractivos

Como comentario, ten en cuenta que hay una herramienta aprobada que explica como evaluar la práctica común. No es necesario que la apliques en este trabajo puesto que recopilar la información al detalle sería complicado, más en Libia.

8 IMPACTOS AMBIENTALES

Indíquennos si los trabajos y labores de construcción necesarios para la ejecución del proyecto cuentan con las pertinentes autorizaciones ambientales (en el caso que sean requeridas) y si estas modifican sustancialmente las condiciones de cualquier documento ambiental previo (EIA, etc). Por último, **justifíquennos si consideran que se producirán impactos ambientales significativos y, en caso afirmativo, como se corregirán y mitigarán.**

El proyecto tiene realizado un Estudio de Impacto Ambiental. Se ha superado la Evaluación de Impacto Ambiental que marca la legislación del país y el ente ambiental competente en Libia ha emitido una Declaración de impacto positiva en la que se corrobora lo que dice el ESlA: no hay impactos negativos, incluso los que hay son positivos en cuanto a la mejora de la calidad del aire.

9 COMENTARIOS DE LOS STAKEHOLDERS

Describan brevemente como se ha invitado a participar a los grupos de interés y comunidades locales, los comentarios recibidos y como se han sido respondidos.

Se realizó una reunión presencial con varios de los grupos de interés afectados (representantes de Ministerios, ONGs, comunidades locales) en la que se les explico el proyecto, lo que requiere el MDL y los beneficios que aportaría. No hubo ningún comentario negativo al respecto, es más, todos apoyaron la propuesta.

10 COSTES DE TRAMITACIÓN

Para completar los costes del proyecto, **indíquennos los honorarios usuales de: consultoría (los nuestros...), validación, registro y verificación.**

Los costes aproximados son:

- Consultoría: 50.000-70.000 €
- Validación: 50.000-70.000 €
- Registro: el *fee* de registro aprobado por UNFCCC (ver reglas)
- Verificación: 15.000 - 20.000 €

6. BIBLIOGRAFÍA*

- [1] Sustainable efforts and environmental concerns around the world, Nielsen (2011).
- [2] La sociedad ante el cambio climático. Conocimientos, valoraciones y comportamientos en la población española, Fundación MAPFRE (2011).
- [3] But will the planet notice? How smart economics can save the world, Gernot Wagner, macmillan (2011).
- [4] Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR), The World Bank.
- [5] LCC Cement Blending CDM Project, metodología ACM0005 ver. 5 (en fase de validación), UNFCCC.
- [6] CDM-PDD form, UNFCCC.
- [7] CDM Methodology Booklet, UNFCCC.
- [8] Approved baseline and monitoring methodology AM0009, version 05.0.0: recovery and utilization of gas from oil wells that would otherwise be flared or vented, UNFCCC.
- [9] Tool for the demonstration and assessment of additionality, version 06.0.0, UNFCCC.
- [10] Finanzas para no financieros. Tema 5: análisis de inversiones y proyectos de inversión, Maite Seco Benedicto, EOI-Savia.
- [11] Thomson Reuters Point Carbon.
- [12] Daily Treasury Yield Curve Rates, US Department of the treasury.
- [13] Total Betas by Sector (for computing private company costs of equity), Damodaran online.
- [14] Country Default Spreads and Risk Premiums, Damodaran online.
- [15] Estimating Country Risk Premium, Damodaran online.
- [16] Pri-center.com
- [17] Bond credit rating, Wikipedia.
- [18] Guidelines on the assessment of investment analysis, version 05, UNFCCC.
- [19] Evolución de los precios del gas natural, repsol.com
- [20] Initial administration fee (“administrative fee”) at registration stage of the CDM project activity, UNFCCC.
- [21] Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumptions, versión 01, UNFCCC.
- [22] Business in Libya. Don't rip us off, The Economist, 16 de Enero de 2012.
- [23] Engaging with carbon markets: the Libya case, Sebastian Thomas & Paul Dargusch, Journal of Political Ecology 18 (2011).

**En la medida de lo posible, se incluyen las URL de las referencias como hipervínculos.*

