



**MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO.
FORMATO DE DOCUMENTO DE DESARROLLO DE PROYECTO (CDM-PDD).
Versión 03 – válida desde: 28 de julio 2006.**

CONTENIDOS.

- A. Descripción general de la actividad de proyecto.
- B. Aplicación de una metodología de monitoreo y de línea base.
- C. Duración de la actividad de proyecto / Período de acreditación.
- D. Impactos ambientales.
- E. Comentarios de los grupos de interés.

Anexos.

- Anexo 1: Información de contacto acerca de los participantes de la actividad de proyecto.
- Anexo 2: Información relacionada con el financiamiento público.
- Anexo 3: Información de referencia.
- Anexo 4: Plan de monitoreo.



SECCIÓN A. Descripción general de la actividad de proyecto

A.1 Título de la actividad de proyecto:

Proyecto de recuperación y utilización de gases residuales de antorcha en el Proyecto del Complejo Industrial La Plata.

Versión: 1.

Fecha: 23-06-2006.

A.2. Descripción de la actividad de proyecto

El proyecto de recuperación y utilización de gases residuales de antorcha en el Complejo Industrial La Plata (de aquí en adelante "el Proyecto" o "el proyecto La Plata") desarrollado por YPF S.A. en la Argentina (de aquí en adelante "el Desarrollador de Proyecto") reduce las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) provenientes del uso de combustibles fósiles, utilizados para la generación de calor de proceso, al reemplazarlos con gases residuales que normalmente se queman en las antorchas.

En el Complejo La Plata, como en cualquier instalación de refinamiento de petróleo, se producen gases residuales provenientes de los diferentes procesos de refinamiento. Como es común en la mayoría de refinerías en todo el mundo, estos gases residuales se queman en antorchas. El sistema de antorchas de La Refinería La Plata consta de tres antorchas, antorchas 1 y 2 para las Zona I y antorcha 3 para la Zona II, como se indica en la Figura 1. El objetivo de las antorchas es quemar de manera segura los gases residuales generados en las unidades de proceso durante operaciones normales y, de ser necesario, también en situaciones no esperadas. Además, el proceso de quemado en antorcha en La Plata utiliza vapor para evitar la generación de humo en la combustión de gases residuales. Ya que los gases residuales son principalmente productos de desecho de la destilación de petróleo, están compuestos por una combinación de hidrocarburos de cadena corta y otros elementos que aún tienen un valor energético considerable. Sin embargo la concentración de estos gases es generalmente demasiado baja para que se la tenga en cuenta en otros procesos. La cantidad promedio de gases residuales enviados a antorcha en la Refinería la Plata se encuentra entre 140 y 180 ton/día; y la cantidad de vapor consumida en las antorchas, entre 380 y 460 ton/día con vapor de media presión.

Como parte del Grupo REPSOL YPF, YPF S.A. contribuye activamente a los compromisos, políticas y estrategias del Grupo con relación al cambio climático y sustentabilidad ambiental. Dentro del Plan de Cambio Climático del Grupo, uno de los objetivos es promover la ejecución de proyectos MDL que generen CER mediante el uso eficiente de recursos, contribuyendo a la transferencia de tecnología y al desarrollo sustentable de los diferentes países donde se puedan implementar. A YPF S.A. y la Refinería La Plata les preocupan considerablemente las condiciones ambientales y sociales que prevalecen en sus alrededores y la Política del Grupo en materia de Cambio Climático; la recuperación de gases residuales de antorcha fue seleccionada como un proyecto MDL. Este proyecto contribuirá al esfuerzo de desarrollo de la Refinería La Plata en coordinación con sus comunidades aledañas (La Plata, Beriso y Ensenada, como se puede véase en la Figura 5 y en la Figura 6), ya que la reducción de gases quemados en antorcha produce beneficios locales de carácter ambiental y estético. También constituirá un aporte a los esfuerzos realizados por el Grupo con respecto al cambio climático.

La actividad de proyecto consiste en la instalación de dos sistemas de recuperación de gases de antorcha, uno por cada una de las Zonas mencionadas anteriormente. Cada sistema consistirá en un conjunto de compresores, 3 para la Zona I y 2 para la Zona II, un separador trifásico (gas, líquido y residuo), un sistema

de refrigeración para cada grupo de compresores y un sistema de reciclaje interno (que ha de ser utilizado cuando la cantidad de gases que se deba recuperar sea inferior a la capacidad óptima del sistema),
Figura 2.

Los gases de antorcha serán recuperados a partir del colector de gases de antorcha, una vez que los gases residuales producidos en los diferentes dispositivos de la refinería ya se han combinado. Un sello líquido evitará el paso de gases residuales a la antorcha hasta cierto nivel de presión, además de mantener una presión positiva en el sistema y evitar la entrada de aire a la antorcha. Cuando la presión alcanza el nivel operacional de los compresores, los gases serán comprimidos y descargados a un separador trifásico en el que el agua y los sólidos serán separados del flujo de gases. El agua será enviada al sistema refrigerante y luego reutilizada para el proceso de compresión, como se indica en la
Figura 3. El gas recuperado será enviado al sistema de gas combustible (fuel gas system) de la refinería.

La capacidad del sistema de recuperación está ajustada a la tasa normal de producción de gases de antorcha de la refinería, y está diseñado para mantener un flujo positivo en el colector de gases de antorcha. En caso de un flujo inferior a la capacidad operacional del sistema, los compresores serán secuenciados y el sistema de reciclaje desviará la descarga del sistema nuevamente hacia el cabezal de succión. En caso de un flujo mayor a la capacidad de operación del sistema, el sistema funcionará a su máxima capacidad y el gas excedente será enviado al colector de antorcha, con lo cual excederá los límites de presión del sello líquido, y luego quemado en la antorcha.

Por consiguiente, cuando el gas de antorcha haya sido recuperado, su contenido energético podrá ser utilizado para reemplazar combustibles fósiles utilizados en los procesos de generación de calor (por ejemplo, hornos) que son provistos de combustible por el sistema de gas combustible de la refinería. Adicionalmente, debido a la reducción de quema en antorcha, la cantidad de vapor necesaria para el proceso libre de humo también disminuirá. Por lo tanto, las reducciones de emisiones se obtendrán a partir del reemplazo de combustibles fósiles con un gas que ya era quemado en las antorchas, así como por la reducción en la energía (combustible) necesaria para producir vapor que se utiliza en el proceso de quema en antorcha.

Esquema del proyecto.

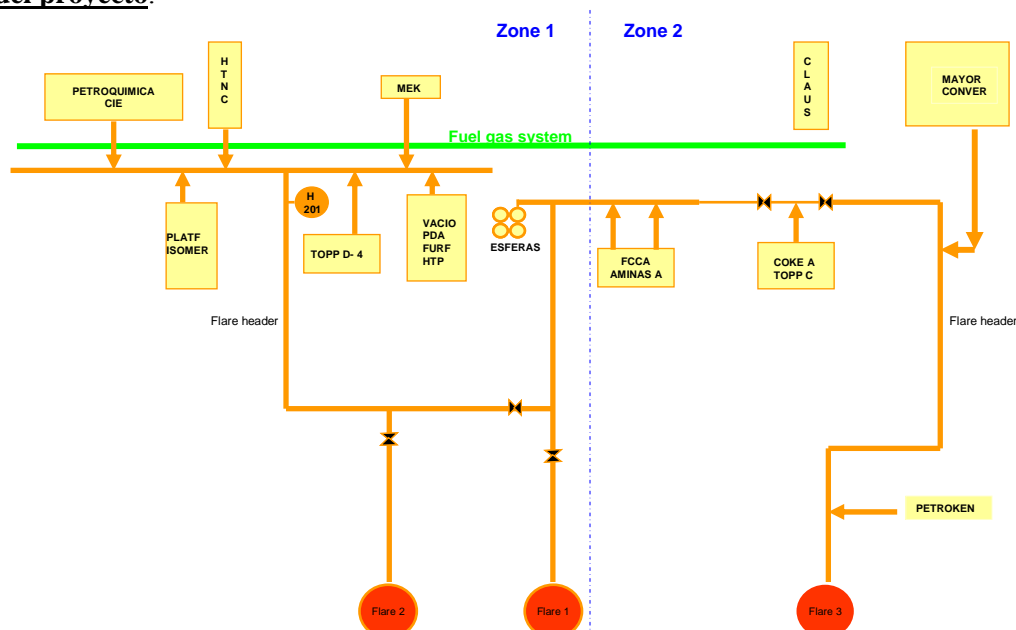


Figura 1. Situación antes de la actividad de proyecto.

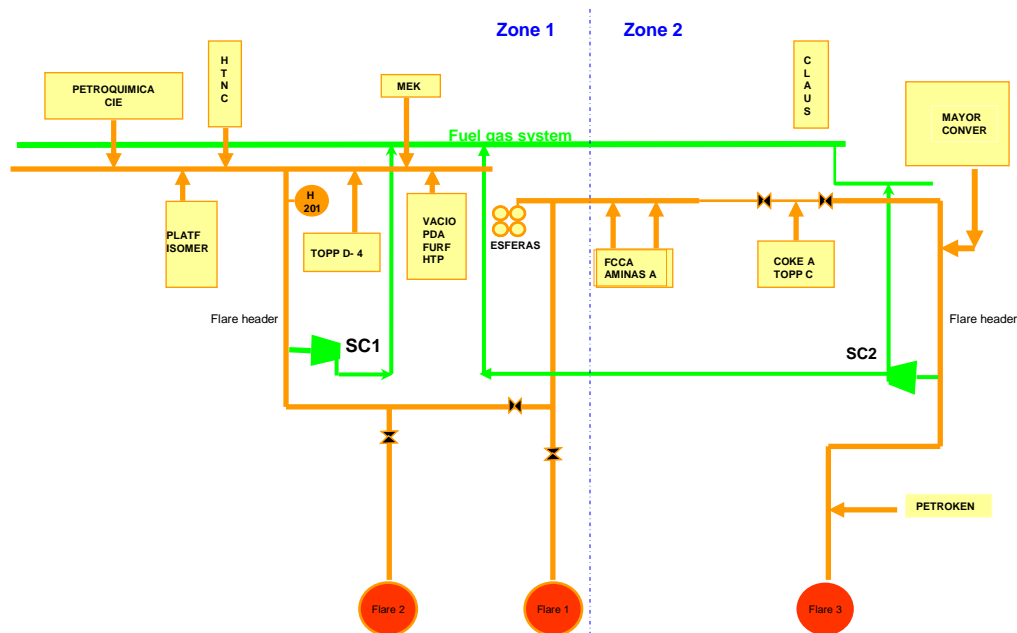


Figura 2. Situación después de la actividad de proyecto.

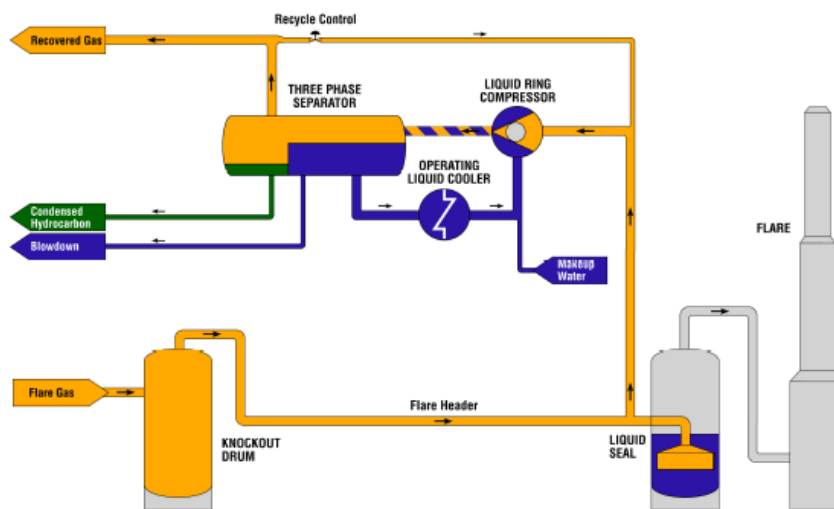


Figura 3. Esquema del sistema de recuperación.

La demanda de energía de la refinería se satisface mediante una combinación de gas de refinería, fuel oil y gas natural. Como se indicó anteriormente, el sistema de recuperación recuperará los gases residuales producidos bajo condiciones normales. La cantidad de gases enviados a las antorchas varía entre 9.000 y 15.000 TNFOE por mes, y el sistema de recuperación está diseñado para recuperar un promedio de 6.000 TNFOE por mes, por lo que el sistema recuperará un promedio que varía entre 40% y 70% de los gases enviados a antorcha. Por cautela y a los fines de mayor precisión, en los cálculos se supone que el proyecto reemplazará principalmente gas natural (el cual es el combustible con el menor factor de emisión de carbono). Sin embargo, debido a la disponibilidad de este combustible en los meses de invierno, la cantidad de gas natural que ha de ser reemplazado puede ser menor que la de gas residual recuperado. En este caso, el combustible fósil que ha de ser reemplazado será fuel oil.

Figura 4.

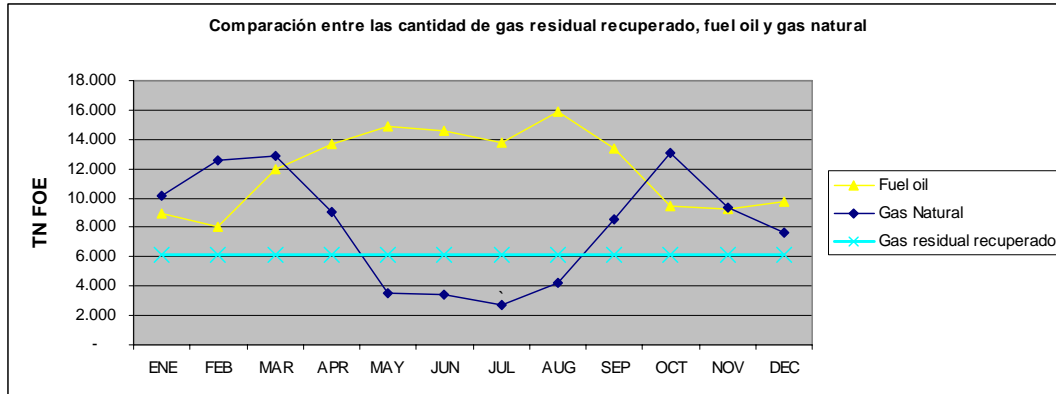


Figura 4. Consumo de energía y recuperación de gases residuales de antorcha que se espera en la Refinería La Plata.

Por lo tanto, las reducciones de emisiones del proyecto con respecto a reemplazo de combustibles del proyecto serán del 100% con respecto al gas natural en los meses en que la provisión de gas natural supere el índice de recuperación.

Con respecto al aporte efectuado para el desarrollo sustentable del país anfitrión, el proyecto ejerce varios impactos:

- El sistema de recuperación de gases implicará una disminución en los procesos de quema de antorcha y, aún más importante, una disminución en el uso de combustibles fósiles. Por lo tanto, los mayores efectos serán la reducción de GEI, principalmente CO₂, pero también NO_x y SO_x, los cuales están directamente relacionados con la calidad del aire en el nivel local.
- El proyecto incrementa la eficiencia en el uso de energía de la refinería; al reducir la presión en la demanda de gas natural, mejora el balance energético de la región y del país; con lo cual contribuye a la sustentabilidad ambiental nacional. El proyecto permitirá el ahorro de aproximadamente 49.000 TN FOE de gas natural por año, las cuales estarán disponibles para su uso en otros sectores del país. Esto se observa directamente en la región de influencia del proyecto, ya que en épocas invernales el abastecimiento de gas para consumo domiciliario es crítico. Además, el proyecto también reduce la cantidad de vapor utilizado, lo que representa una disminución del consumo de combustibles fósiles, del consumo de agua dulce para generar dicho vapor y, por tanto, de los residuos de la planta de tratamiento de aguas residuales de la instalación.
- Si bien la instalación cumple con toda la normativa ambiental requerida, la combustión de gases en las antorchas produce un impacto visual negativo. Con esta mejora se reduce el impacto visual, lo cual genera una percepción positiva sobre el correcto funcionamiento de la Refinería, así como confianza y una imagen proactiva de la empresa que establece acciones de mejoramiento que se agregan a las exigidas en la legislación.
- Con el objetivo de implementar el proyecto, YPF S.A. ha contratado un proveedor de tecnología internacional para la evaluación e instalación de los dispositivos de recuperación. Esto asegurará la transferencia de conocimiento a los técnicos trabajadores locales de la empresa, en distintos niveles, debido a la capacitación que será necesaria para la operación de la tecnología instalada. De este modo, representa un aporte al desarrollo social y puede considerarse un ejemplo de mejora en otras refinerías en

el país. Indirectamente, el afianzamiento de la posición de YPF S.A. le permitirá continuar con sus diversas actividades de desarrollo, especialmente con las áreas circundantes La Plata, Beriso y Ensenada.

- Finalmente, el proyecto tiene principalmente un objetivo ambiental, ya que la rentabilidad que habrá de generarse será marginal frente a los objetivos comerciales estratégicos de la refinería.



Figura 5. Refinería La Plata y comunidades vecinas.

A.3. Participantes del proyecto:

Nombre de la Parte involucrada (anfitrión), indica una Parte anfitriona	Entidad(es) privada(s) y/o pública(s) participante(s) (según corresponda)	Sírvanse indicar si la Parte involucrada desea ser considerada como participante del proyecto (Sí/No)
Argentina (país anfitrión)	YPF S.A. (Entidad privada)	No
España	REPSOL YPF S.A. (Entidad privada)	No

A.4. Descripción técnica de la actividad de proyecto.

A.4.1. Ubicación de la actividad de proyecto.

La actividad de proyecto se localiza en la Refinería La Plata en Ensenada, provincia de Buenos Aires, Argentina.

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

Argentina.

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

Provincia de Buenos Aires.

A.4.1.3. Ciudad/Pueblo/Comunidad etc:

Ensenada.

A.4.1.4. Detalle de la ubicación física, incluyendo información que permita la identificación de esta actividad de proyecto (una página como máximo)



Figura 6. Posicionamiento geográfico de la Refinería La Plata.

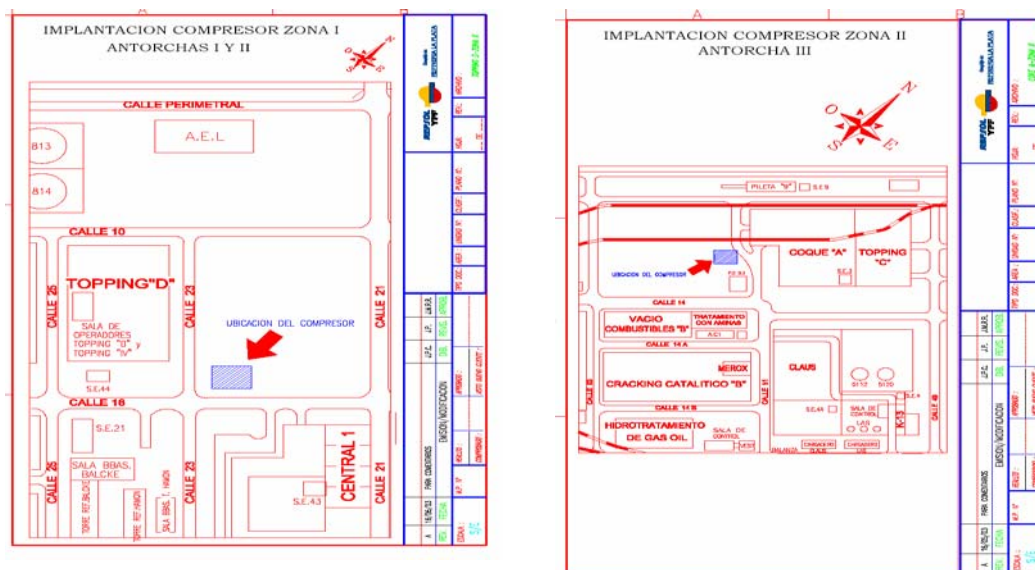


Figura 7. Detalle de la ubicación del proyecto.

A.4.2. Categoría(s) de la actividad de proyecto:



1. Industrias energéticas (fuentes renovables/no renovables).
3. Demanda energética.

A.4.3. Tecnología que ha de ser empleada en la actividad de proyecto:

El sistema de recuperación de gases residuales en antorchas está compuesto de los siguientes dispositivos:

- Dos sistemas de compresión (capacidad de 65 TN/día c/u).
 - Sistema de compresión 1 (SC¹1): dos compresores Nash HP 9 montados en paralelo con una capacidad de 5398 m³/h en total, que operan en las antorchas 1 y 2 en la Zona I.
 - Sistema de compresión 2 (SC2): un compresor Nash HP 9 de 2930 m³/h, que operan en la antorcha 3 en la Zona II.

Dentro de cada sistema el número de compresores en uso depende de la cantidad de gas residual que ha de ser recuperado.

- Cada compresor posee su respectivo motor con rpm fijas.
- Un separador horizontal de tres fases en el que se inyectará el efluente de los compresores. En este paso, mediante presión regulada, el agua que ha de ser reciclada en los compresores y el residuo líquido² serán separados.
- Dos sistemas refrigerantes (uno por cada compresor), enfriarán el agua reciclada del separador trifásico. Luego será introducida bajo presión en el cuerpo del compresor para reiniciar un nuevo ciclo.
- Un sistema de recirculación de gas interno que evitará la salida de gas cuando la cantidad que haya de recuperarse sea nula o muy baja. A través de instrumentación PT, que mide la presión de aspiración del sistema, se abre una válvula controladora y el gas existente se recicla total o parcialmente hacia la entrada del sistema.

A.4.4 Estimación de la cantidad de emisiones reducidas durante el período de acreditación elegido:

La actividad de proyecto MDL propuesta apunta a reducir emisiones de GEI mediante el reemplazo de combustible fósiles con el gas residual recuperado. También reducirá emisiones al disminuir la cantidad de vapor necesaria para la quema asistida con vapor, y, por lo tanto, la energía necesaria para producir este vapor. Si no se aplica el proyecto, los gases residuales serán quemados en las antorchas, los procesos de generación de calor serán llevados a cabo totalmente con combustibles fósiles, y las emisiones de GEI por la generación de vapor se mantendrán iguales.

Se ha estimado que el proyecto disminuirá más de 1,97 millones de tCO₂e durante el período de acreditación de 10 años seleccionado, con un promedio anual de 197.706 tCO₂e. Sírvanse referirse a la sección E, que contiene el cálculo detallado de las reducciones de emisiones.

Años	Estimación anual de las reducciones de emisiones en toneladas de CO ₂ e
2007	98.853
2008	197.706
2009	197.706
2010	197.706

¹ Sistema de compresión

² Emulsiones de agua en el crudo muy estables que contienen sedimentos sólidos



2011	197.706
2012	197.706
2013	197.706
2014	197.706
2015	197.706
2016	197.706
2017	98.853
Reducciones totales estimadas (toneladas de CO₂e)	1.977.056
Cantidad total de años del período de acreditación	10
Promedio anual de reducción de emisiones durante el período de acreditación (toneladas de CO₂e)	197.706

Tabla 1. Reducción de emisiones estimadas para el proyecto.

Remitirse a la sección E para mayores detalles sobre la cuantificación de reducción de emisiones de GEI relacionadas con el proyecto.

A.4.5. Financiamiento público de la actividad de proyecto

El proyecto no recibirá ningún tipo de financiamiento público de Partes incluidas en el Anexo I de la CMNUCC³.

SECCIÓN B. Aplicación de la metodología de línea base y monitoreo

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

Dado que no existen a la fecha metodologías aprobadas para el proyecto aquí descrito, se ha propuesto una nueva:

“Metodología de línea base y monitoreo para la recuperación y utilización de gases residuales en instalaciones de refino”. Versión 01, fecha 20-06-2006.

B.2 Justificación de la selección de la metodología y porqué es aplicable a la actividad de proyecto:

El proyecto cumple los criterios de aplicabilidad de la metodología propuesta:

- No existen regulaciones locales que obliguen a la Refinería La Plata a reducir emisiones de GEI en el nivel de la actividad de proyecto. Adicionalmente, sin el incentivo MDL para superar las diferentes barreras, la actividad de proyecto no hubiera podido ser iniciada. Por lo tanto, sin la actividad de proyecto MDL, se habrá seguido quemando en la antorcha los gases residuales (condición a).
- El proyecto propone utilizar el contenido energético del gas residual recuperado como reemplazo de combustibles fósiles utilizados en procesos de generación de calor. Estas actividades de generación de

³ Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. UNFCCC United Nations Framework Convention on Climate Change



calor de proceso se encuentran dentro de la misma instalación de refino. En consecuencia, se cumple con las condiciones b y c.

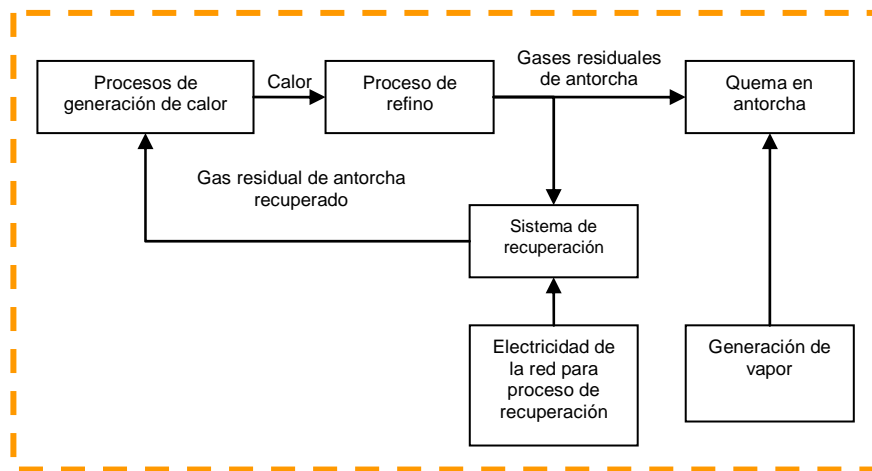
- La actividad de proyecto es básicamente un reemplazo de combustibles y una medida de eficiencia energética y no incrementa la capacidad de producción de la refinería (condición d).
- Las regulaciones argentinas no prohíben la quema de gases residuales en antorcha ni el uso de combustibles fósiles actuales para procesos de generación de calor (condición e).
- La refinería utiliza un sistema de quema en antorcha asistida con vapor, y el volumen y la composición del gas residual son monitoreados continuamente (condiciones f y g).

Como la actividad de proyecto cumple con todas las condiciones indicadas por la metodología, la metodología es aplicable a este proyecto.



B.3. Descripción de las fuentes y gases considerados en el límite de proyecto

	Fuente	Gas	Incluido ?	Justificación/Explicación
Línea base	Emisiones de las unidades donde se realiza la combustión de combustibles fósiles para la generación de calor de proceso	CO ₂	Sí	Fuente principal de emisiones
		CH ₄	No	Excluido a los fines de simplificar
		N ₂ O	No	Excluido a los fines de simplificar
	Emisiones de las actividades de generación de vapor que ha de ser utilizado en el proceso de quema en antorcha libre de humo	CO ₂	Sí	Fuente principal de emisiones
		CH ₄	No	Excluido a los fines de simplificar
		N ₂ O	No	Excluido a los fines de simplificar
Actividad de proyecto	Emisiones de la combustión de los gases residuales recuperados al ser utilizados en la generación de calor de proceso	CO ₂	No	Excluido debido a que ya era quemado en el escenario de línea base
		CH ₄	No	Excluido a los fines de simplificar
		N ₂ O	No	Excluido a los fines de simplificar
	Emisiones de la combustión de combustibles fósiles para generación de energía eléctrica, de la red o por generación cautiva, que será utilizado en la actividad de proyecto	CO ₂	Sí	Fuente principal de emisiones
		CH ₄	No	Excluido a los fines de simplificar
		N ₂ O	No	Excluido a los fines de simplificar



B.4. Descripción de cómo el escenario de línea base es identificado, y descripción de dicho escenario:

La metodología propone el uso de la herramienta selección de línea base, en borrador, propuesta por el Panel de Metodologías. Dicha herramienta define una serie de pasos para determinar la línea de base.

PASO 1: IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS ALTERNATIVOS CON RESPECTO A LA ACTIVIDAD MDL PROPUESTA, QUE SEAN COMPATIBLES CON LAS LEYES Y REGULACIONES VIGENTES.

Sub-paso 1a. Definir escenarios alternativos con respecto a la actividad de proyecto MDL propuesta:

- Recuperación de gases residuales no ejecutada como actividad MDL.
- Recuperación de gases residuales y su posterior uso como materia prima.
- Reemplazo de los combustibles para generación de calor con otro tipo de combustibles.



- d) Continuar la quema de gases residuales. Esta alternativa se puede indicar como el escenario de práctica común, ya que la mayoría de las refinerías tanto en el nivel nacional como regional quema los gases residuales en antorcha. Conforme a la información de la base de datos de la compañía John Zink (proveedor de tecnología para recuperación de gases de antorcha en todo el mundo, cuya participación en este mercado es de un 60%), la mayoría de los proyectos de recuperación de gases de antorcha en todo el mundo se implementa en países desarrollados, especialmente los Estados Unidos de América. Fuera de los EUA, sólo hay 3 proyectos en países en desarrollo: 1 en India y 2 en la Argentina. Los proyectos de la Argentina corresponden al presente proyecto de YPF S.A. que se encuentra en implementación y a otro que fue instalado en una de las principales refinerías de la Argentina en 1999. Empero, cabe señalar que estos proyectos difieren entre sí por el hecho de que el proyecto de YPF S.A. fue aprobado para su ejecución en 2004, cuando la Argentina atravesaba una de sus peores crisis económicas. Al contrario, el otro proyecto, desarrollado en 1999, se encontraba bajo condiciones económicas completamente diferentes, mucho mejores para este tipo de inversiones.

Sub-paso 1b. Aplicación de leyes y regulaciones aplicables. Verificación de que todas las alternativas seleccionadas cumplen con todos los requisitos legales y reglamentarios nacionales y también con las decisiones de Directorio Ejecutivo.

- a) Recuperación de gases residuales de antorcha no ejecutado como proyecto MDL.
- b) Recuperación de gases residuales de antorcha y uso de los mismos como materia prima.
- c) Reemplazo de combustibles fósiles con otro tipo de combustibles.
- d) Continuar con la quema de gases residuales de antorcha.

Todas las alternativas seleccionadas cumplen con las leyes argentinas. No existen regulaciones que impidan la quema de gases residuales de antorcha ni su recuperación y utilización.

PASO 2: ANÁLISIS DE BARRERAS PARA ELIMINAR ALTERNATIVAS DE ESCENARIOS DE LÍNEA BASE QUE ENFRENTAN BARRERAS PROHIBITIVAS.

Sub-paso 2a. Identificar barreras que impedirían la implementación de las alternativas.

- a) Recuperación de gases residuales de antorcha no ejecutado como proyecto MDL: La ejecución de la actividad de proyecto enfrenta serias barreras de inversión debido al alto riesgo para inversiones en el país a la fecha de adoptarse la decisión pertinente, como se indicó en el sub-paso 1a. Con relación a las barreras tecnológicas, la implementación de este tipo de proyecto requirió la participación de un proveedor de tecnología foráneo. Además la infraestructura necesaria también tuvo que ser adquirida externamente y la implementación del proyecto requirió la capacitación y entrenamiento del personal involucrado, ya que no existe experiencia previa con relación al proyecto. Finalmente, la práctica habitual en el país y en la región es la quema de gases residuales en antorcha.
- b) Recuperación de gases residuales de antorcha y su utilización como materia prima: Esta alternativa es técnicamente posible; por ejemplo, en la producción de polietileno. Sin embargo, la cantidad de hidrocarburos disponible para reproceso en los gases residuales es demasiado baja. Además, en la Refinería La Plata y en las zonas aledañas no existen las instalaciones necesarias para dicha actividad.
- c) Reemplazo de combustibles fósiles para procesos de generación de calor con otro tipo de combustibles: esta alternativa no enfrentaría barreras de inversión importantes. La refinería puede ser operada, por sí sola, con diferentes tipos de combustibles. Empero, como la actividad de proyecto recupera gases residuales y por lo tanto disminuye la demanda de gas natural, el cual no se produce en la misma instalación, el reemplazo por otros combustibles no producidos en la misma refinería también implica la



emisión de GEI. Además, si bien el reemplazo del gas natural se puede hacer con combustibles producidos dentro de la refinería, la refinería está diseñada para operar a su capacidad más eficiente y dichos combustibles no fueron procesados para tal propósito.

- d) Continuar la quema de gases de antorcha: como ya se indicó, ésta es la práctica común actual, y no se han identificado barreras para su aplicación. Se debe recalcar que las alternativas c y d están relacionadas y que cuando no se utilizan los gases residuales en otros procesos, éstos son quemados en las antorchas.

Sub-paso 2b. Indicar qué alternativas son impedidas por las barreras identificadas.

Sólo la alternativa d) como lo indica la herramienta no es impedida por algún tipo de barrera: ***“si existe sólo una alternativa de escenario que no es impedido por alguna barrera, y si esta alternativa no es la actividad de proyecto propuesta no registrada como proyecto MDL, esta alternativa de escenario es el escenario de línea de base más plausible”***. Por lo tanto, la continuación con la quema de gases residuales en la antorcha es el escenario de línea de base.

B.5. Descripción de cómo las emisiones antropogénicas de GEI por fuentes son reducidas por debajo de aquéllas que se hubieran ocurrido a falta de la actividad de proyecto MDL registrada (evaluación y demostración de adicionalidad):

- a) Descripción del escenario de línea de base mediante la aplicación de la metodología: Como ya se indicó, el escenario de línea de base consiste en continuar con la quema de gases residuales en antorcha. Por lo tanto, en este escenario los procesos de generación de calor continuarán utilizando combustibles fósiles y la cantidad de vapor utilizado en la antorcha continuará de la misma manera, como se indica en la Figura 8.
- b) Descripción del escenario de la actividad de proyecto: En la actividad de proyecto los gases recuperados serán utilizados para reducir la cantidad de combustibles fósiles utilizados en los procesos de generación de calor. La cantidad de vapor utilizada en la quema en antorcha también disminuye. (Figura 9).
- c) Resultados de un análisis que indican porqué las emisiones del escenario de línea de base podrían exceder las emisiones en el escenario de la actividad de proyecto. A partir de ambos gráficos se puede observar que en el escenario de la línea de base la mayoría de las emisiones corresponden a los procesos de generación de calor, la quema de los gases residuales en las antorchas y el uso de combustibles para la generación de vapor. Una vez que el sistema de recuperación es implementado, las emisiones de GEI disminuyen porque una cantidad menor de gas natural se utiliza para los procesos de generación de calor. Por otro lado, se observa un incremento en las emisiones debido a la energía necesaria para operar el sistema de recuperación; la misma que se importa de la red. Por cautela, sólo se han considerado las emisiones de CO₂.



Paso 0. Selección preliminar conforme a la fecha de inicio de la actividad de proyecto.

El “paso 0” no es aplicable, ya que la actividad de proyecto se inicia en junio de 2007.

Paso 1. Identificación de alternativas con respecto a la actividad de proyecto compatibles con las leyes y regulaciones vigentes.

Sub-paso 1a. Definir alternativas para la actividad de proyecto.

Conforme a la aplicación de la herramienta para la selección del escenario de línea base, las alternativas para el análisis de adicionalidad son las siguientes:

- a) Recuperación de gases residuales de antorcha no emprendida como proyecto MDL.
- b) Recuperación de gases residuales de antorcha y uso de los mismos como materia prima.
- c) Reemplazo de combustibles fósiles por otro tipo de combustibles.
- d) Continuar con la quema de gases residuales de antorcha.

Sub-paso 1b. Definir alternativas con respecto a la actividad de proyecto.

Todas las alternativas seleccionadas cumplen con las leyes argentinas. No existen regulaciones que prohíban la quema de gases residuales en antorcha o su recuperación y uso.

→ ***Proceda al Paso 2 (Análisis de inversión) o Paso 3 (Análisis de barreras). (Los participantes del Proyecto pueden optar por completar ambos pasos, 2 y 3).***

Para la evaluación de este proyecto, se utilizará el análisis de barreras considerado en el Paso 3.

Paso 3. Análisis de barreras.

Sub-paso 3a. Identificar barreras que impedirían la implementación del tipo de actividad de proyecto propuesta.

Se debe recalcar que YPF S.A. y la Refinería La Plata, al emprender este proyecto, están yendo más allá de los requisitos locales de reducción de emisiones, la práctica común en el nivel nacional y regional y varias barreras tecnológicas y de práctica vigentes. Además, la ejecución de este proyecto coincide con el continuo interés de la compañía en mejorar su desempeño ambiental y apoyar el desarrollo de las comunidades vecinas. Con estas pautas, en la refinería La Plata se analizaron varias opciones con el objeto de reducir la cantidad de gases enviados a las antorchas. Esta investigación llegó a la conclusión de que las emisiones normales de gases residuales de los diferentes dispositivos distribuidos en la refinería no podrían ser reducidas más allá de 130 ton/día. Por lo tanto, se consideró la implementación de un sistema de recuperación de gases residuales. Además de las implicaciones relacionadas con la estrategia de cambio climático de la compañía, este proyecto tiene una fuerte motivación social, ya que mejorará las condiciones ambientales y la estética en el nivel local, objetivo que ya fue tratado con las autoridades locales en 2004, como un esfuerzo voluntario por lograr mejoras ambientales⁵.

- ***Barreras tecnológicas:*** la implementación de un sistema de recuperación de gases de antorcha demandó un diseño y evaluación muy cuidadosos. Es decir, se enfrentaron varios riesgos en el momento de ejecutar la actividad de proyecto. De hecho, el desarrollador del proyecto se encontró con las dificultades que

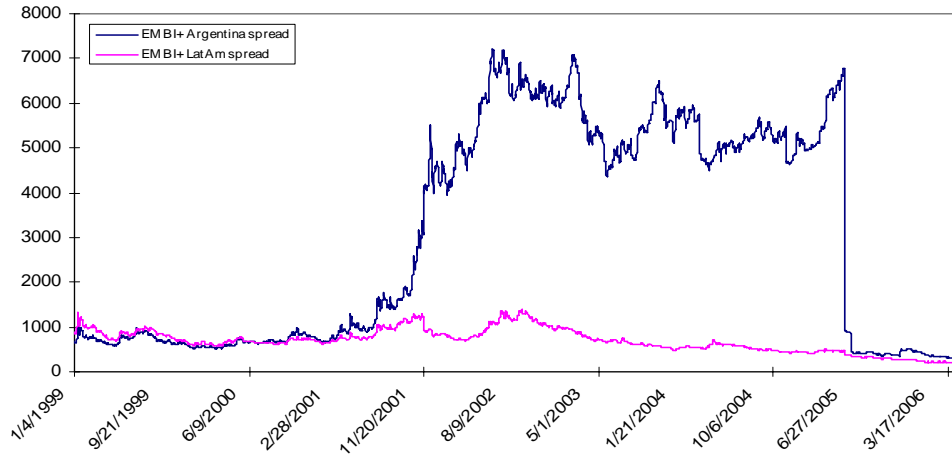
5 Comunicación a la Secretaría de Política Ambiental , 28 de diciembre 2004



conlleva la instalación de un nuevo dispositivo, el uso de gases residuales en hornos, el uso de equipo de alta tecnología y la experiencia y conocimiento del personal en el momento de ejecutar ese proyecto. Por ejemplo, la introducción de dicho sistema presentó varios problemas para el personal de YPF S.A., como el acople del sistema de recuperación al sistema de gas combustible actual, el manejo de una entrada más al sistema de gas combustible y la disposición de los desechos que genera este sistema, lo cual representa modificaciones considerables al estado actual de la refinería. YPF S.A. realizó varios estudios por su cuenta y finalmente invitó a un proveedor de tecnología internacional de primer nivel para que participe y asista a la empresa en el proceso. Adicionalmente, también fue necesario contratar toda la infraestructura necesaria.

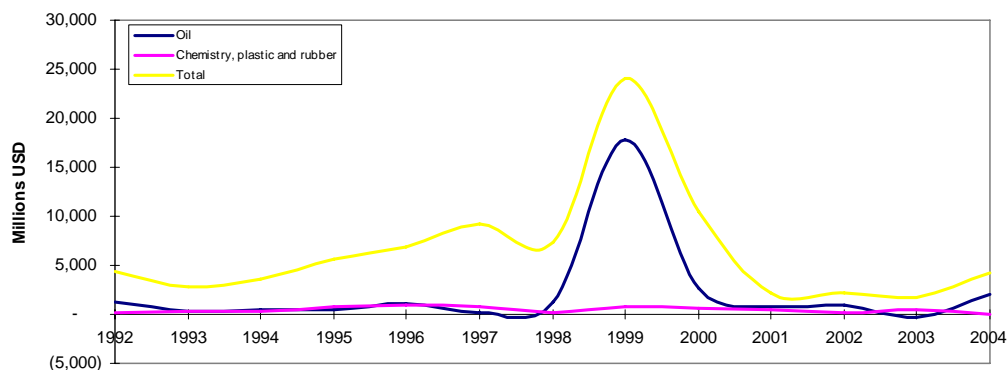
- Otra barrera que los desarrolladores de proyecto han tenido que sobrellevar es la falta de experiencia específica sobre la tecnología implementada en la Argentina y dentro de la compañía. Por lo tanto, fue necesario entrenar y educar al personal involucrado, lo cual fue ejecutado por la John Zink Company. Adicionalmente, también fue necesario recabar información de otras secciones del grupo Repsol YPF en países desarrollados.
- **Barreras de práctica predominante:** Como se explica a continuación en la sección de práctica común, entre las 10 refinerías más representativas de Argentina, solamente existe un proyecto similar al implementado en la Plata. De igual manera, ninguna otra compañía en América del Sur u otros países en desarrollo (además de India) ha implementado actividades similares, especialmente en un ambiente político-económico semejante; lo cual resalta el hecho de que las compañías tienden a evitar proyectos de esta clase debido a los riesgos percibidos en cuanto a cambio de tecnología, curva de aprendizaje, rentabilidad económica económicos, etc. Por lo tanto, el proyecto ha enfrentado una situación en la que se lo puede denominar como “único en su clase”. A falta de proyectos similares en las mismas condiciones y con los mismos objetivos en el nivel nacional y regional, el desarrollador del proyecto tuvo que superar las barreras aquí indicadas.
- **Barreras de inversión:** La actividad de proyecto fue evaluada y aprobada en el período 2003-2004, en una situación política y económica muy adversa atravesada en la Argentina. Esto se puede apreciar a través del índice de riesgo país EMBI⁶. En el 2004, la Argentina tuvo un diferencial EMBI que fue aproximadamente de 5 a 7 veces mayor que la referencia global.
- Figura 10. El índice representa el riesgo para inversiones y se basa en el comportamiento de las emisiones de deuda externa del país. Esto también se puede corroborar con la disminución en inversión externa directa observada en la Argentina luego de 1999 y 2000
- Figura 11.

⁶ Emerging Markets Bind Index, (Índice de mercados emergentes) desarrollado por JP Morgan, utilizado para determinar el riesgo de un país para inversiones



Fuente: Cbonds (<http://www.cbonds.info/index/search.php>).

Figura 10. Diferencial EMBI+ de la Argentina y de América Latina.



Fuente: Dirección Nacional de Cuentas Internacionales, Ministerio de Economía y Producción, Argentina. (<http://www.mecon.gov.ar/cuentas/internacionales/>).

Figura 11 Inversión extranjera directa en la Argentina (operaciones de capital en millones de USD).

Paso 4. Análisis de práctica común.

La práctica común en la Argentina y en la región es la quema de los gases residuales en antorchas. Conforme a la base de datos de John Zink (proveedor de tecnología de recuperación de gases de antorcha que tiene una cobertura del mercado mundial del 60%), la mayor parte de la práctica de recuperación de gases de antorcha se realiza en países desarrollados, especialmente en los Estados Unidos. Fuera de EUA, existen sólo 3 proyectos en países en desarrollo: 1 en India y 2 en la Argentina. En la Argentina, estos proyectos corresponden a YPF S.A. y a otra compañía del sector. Sin embargo, estos dos proyectos de la Argentina difieren en el hecho de que el proyecto de YPF S.A. fue aprobado en el 2004, cuando la Argentina atravesaba una de las peores crisis económicas de su historia, mientras que el de la otra empresa lo fue en 1999. Por lo tanto, el proyecto de YPF S.A. enfrentó ambiente y motivaciones completamente diferentes para su ejecución. De hecho, la implementación del proyecto representará una disminución en la relación de pérdidas de hidrocarburos (% en peso⁷) con respecto al nivel actual de la instalación, que actualmente oscila

⁷ Índice Internacional Solomom del sector de petróleo



entre 0.47% (nivel promedio dentro de América del Sur), y 0.15%. Si se halla en este último rango, se ubicará dentro del utilizado en los Estados Unidos de América (0.1% a 0.3%).

Paso 5. Impacto del registro de MDL

El registro de la actividad de proyecto en virtud del MDL permitirá que los participantes del proyecto superen las barreras mencionadas precedentemente. El MDL constituyó un incentivo para que la compañía implementara este proyecto específico, que no es legalmente obligatorio. Además, este proyecto no era práctica común en la Argentina ni en los demás países en desarrollo. El componente MDL, además de sustentar la Estrategia de Cambio Climático y finalmente las Políticas de Seguridad y Protección del Medio Ambiente de YPF S.A., permitirá la adquisición de un proveedor de tecnología internacional, lo que a su vez posibilitará el mejoramiento de importantes condiciones tecnológicas y de conocimientos dentro de la compañía y, en consecuencia, en el sector correspondiente del País Anfitrión. Por último, la consideración del MDL y de su beneficio, permitirá que la compañía adopte una decisión de inversión cuando la Argentina no es un objetivo de inversión que goce de aprobación.

B.6. Reducciones de emisiones:

B.6.1. Explicación de decisiones metodológicas

Los límites del proyecto están definidos de tal manera que consideran las emisiones provenientes de la generación de energía que ha de ser utilizada en la recuperación de gases de antorcha. La metodología seleccionada hace referencia a ACM0002, con el propósito de calcular dichas emisiones. En este proyecto, el sistema de compresión es impulsado con electricidad importada de la red.

El factor de emisión de la electricidad de red consumida por la actividad de proyecto ($EF_{\text{electricity},y}$) es calculado como un promedio ponderado de los factores de emisión del margen operativo ($EF_{\text{OM},y}$) y del margen de construcción ($EF_{\text{BM},y}$). Para el cálculo de $EF_{\text{OM},y}$, se utiliza el método “MO ajustado simple”, calculado *ex-ante*. Lo justifica el hecho de que la adición de la cantidad de energía de origen hidroeléctrico y nuclear en la Argentina es mayor al 50% del total generado en el país, y también lo explican la cantidad de información disponible y la dificultad de obtener la información necesaria para el uso de los otros métodos. El factor $EF_{\text{BM},y}$ también fue calculado *ex-ante*, como se indica en la opción 1 para el cálculo de esta variable en ACM0002.

A los efectos de este PDD preliminar, y debido a que la información necesaria está siendo recabada en estos momentos, el factor de emisión de la red argentina ($EF_{\text{electricity},y}$) ha sido calculado con información de los años 2003-2005⁸. Adicionalmente, para el cálculo de λ ⁹, sólo se ha utilizado la curva de carga para los años 2002 y 2005, para los cuales el valor de la variable fue 0, valor que se asume como real en el caso argentino. Se desea recalcar que para la versión final de este documento (que ha de ser presentada para su validación), los cálculos se realizarán con la información disponible más actual. Véanse detalles en Anexo 3.

Se seleccionó una eficiencia en caldera de 100% con un enfoque conservador.

⁸ Basado en el documento elaborado por Colerio, V, Nazareno, M. et. al “Generación de Electricidad para la red a partir de fuentes renovables y créditos de carbono”, CAMMESA y Secretaría de Energía

⁹ Proporción de las 8760 horas del año en la que las instalaciones de bajo costo/operación obligatoria están en el margen.

Para poder cumplir con el requerimiento C, se analizó un promedio de los últimos 3 años de la composición del gas residual enviado a antorcha. Se varió la fracción de metano de 0% a 30% con el objeto de evaluar el impacto en el factor de emisión del gas, como se demuestra en la siguiente figura.

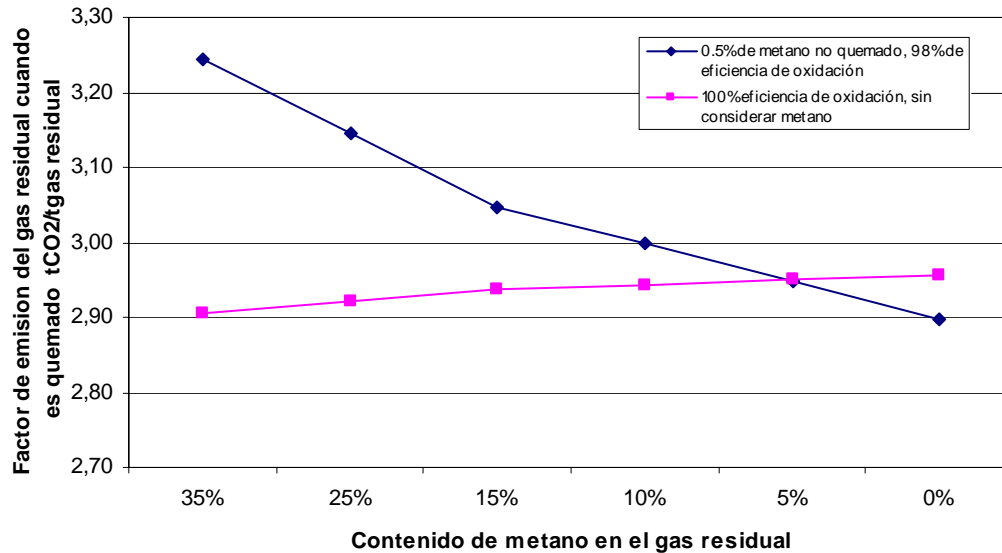


Figura 12. Efecto del contenido de metano en el factor de emisión de carbono del gas residual.

En el caso de la refinería La Plata, el contenido promedio de metano en el gas residual durante los últimos 3 años es 31%. Por lo tanto, considerando que 0,5% del metano en el gas residual no se quema en las antorchas, se es más conservador asumir un 100% de eficiencia de oxidación del gas que medir el contenido exacto de la fracción de CH₄ no quemado.

B.6.2. Datos y parámetros disponibles en el momento de la validación

Dato / Parámetro	1. $f_{st/wg}$
Unidad del dato:	t vapor / t gas residual quemado en antorcha
Descripción:	Relación vapor/gas residual quemado en antorcha, basada en datos históricos
Fuente del dato:	Medido en el sitio
Valor aplicado	2.1
Justificación de la selección del dato o descripción de los métodos y procedimientos de medición aplicados	Medido/calculado
Comentarios:	A ser calculado en base a datos históricos, manteniéndose fijo durante el período de acreditación

Dato / Parámetro	2. WG_f
Unidad del dato:	Nm ³
Descripción:	Datos históricos de gas residual enviado a las antorchas
Fuente del dato:	Medido en el sitio
Valor aplicado	6.678 Nm ³



Justificación de la selección del dato o descripción de los métodos y procedimientos de medición aplicados	Medido/calculado
Comentarios:	A ser calculado en base a datos históricos, manteniéndose fijo durante el período de acreditación

Dato / Parámetro	3. EF _{j,v} Gas natural
Unidad del dato:	tCO ₂ /GJ
Descripción:	Factor de emisión del combustible utilizado para procesos de generación de calor desplazado
Fuente del dato:	Fuentes nacionales de valores IPCC
Valor aplicado	0,0561
Justificación de la selección del dato o descripción de los métodos y procedimientos de medición aplicados	Estimado/calculado
Comentarios:	Ya que en las refinerías usualmente se utiliza más de una fuente de combustible, este parámetro utilizará los valores IPCC estándar para cada uno de los combustibles de la mezcla y luego se deberá calcular un factor de emisión general basado en la composición de la mezcla, que se mantendrá fijo durante el período de acreditación.

Dato / Parámetro	4. EF _{j,v} Fuel oil
Unidad del dato:	tCO ₂ /GJ
Descripción:	Factor de emisión del combustible utilizado para procesos de generación de calor desplazado
Fuente del dato:	Fuentes nacionales de valores IPCC
Valor aplicado	0,0774
Justificación de la selección del dato o descripción de los métodos y procedimientos de medición aplicados	Estimado/calculado
Comentarios:	Ya que en las refinerías usualmente se utiliza más de una fuente de combustible, este parámetro utilizará los valores IPCC estándar para cada uno de los combustibles de la mezcla y luego se deberá calcular un factor de emisión general basado en la composición de la mezcla, que se mantendrá fijo durante el período de acreditación.

Dato / Parámetro	5. H _{st}
Unidad del dato:	GJ/t vapor
Descripción:	Contenido energético del vapor
Fuente del dato:	Medido en el sitio



Valor aplicado	0,002713 GJ/ton vapor
Justificación de la selección del dato o descripción de los métodos y procedimientos de medición aplicados	Medido/Estimado
Comentarios:	Basado en mediciones de temperatura y presión, a mantenerse fijo durante el período de acreditación

Dato / Parámetro	6. $EF_{s,y}$ Mezcla de Combustible
Unidad del dato:	tCO ₂ /GJ
Descripción:	Factor de emisión de combustible utilizado para generación de vapor
Fuente del dato:	Fuentes nacionales de valores IPCC
Valor aplicado	0,065223
Justificación de la selección del dato o descripción de los métodos y procedimientos de medición aplicados	Estimado/calculado
Comentarios:	Ya que en las refinerías usualmente se utiliza más de una fuente de combustible, este parámetro utilizará los valores IPCC estándar para cada uno de los combustibles de la mezcla y luego se deberá calcular un factor de emisión general basado en la composición de la mezcla, que se mantendrá fijo durante el período de acreditación.

Factor de emisión para la generación de electricidad, importada de la red, que ha de ser requerida por la actividad de proyecto.

Dato/Parámetro	9. $EF_{grid,y}$
Unidad del dato:	tCO ₂ /MWh
Descripción:	Factor de emisión de CO ₂ de la red
Fuente del dato:	Dependiendo del enfoque seleccionado en ACM0002
Valor aplicado	0,422
Justificación de la selección del dato o descripción de los métodos y procedimientos de medición aplicados	
Comentarios:	Calculado como la suma ponderada de los factores de emisión del MO y del MC

Dato/Parámetro	10. $EF_{OM,y}$
Unidad del dato:	tCO ₂ /MWh
Descripción:	Factor de emisión de CO ₂ del margen operativo de la red
Fuente del dato:	Dependiendo del enfoque seleccionado en ACM0002
Valor aplicado	0,453
Justificación de la	



selección del dato o descripción de los métodos y procedimientos de medición aplicados	
Comentarios:	Calculado como se indica en el método de MO pertinente, indicado más arriba

Dato/Parámetro	7. $EF_{BM,v}$
Unidad del dato:	tCO ₂ /MWh
Descripción:	Factor de emisión de CO ₂ del margen de construcción de la red
Fuente del dato:	Dependiendo del enfoque seleccionado en ACM0002
Valor aplicado	0,392
Justificación de la selección del dato o descripción de los métodos y procedimientos de medición aplicados	
Comentarios:	Calculado como se indica en el método MC pertinente

Dato/Parámetro	12. $F_{i,j,y}$
Unidad del dato:	t o m ³ por año
Descripción:	Cantidad de cada combustible fósil consumido por cada fuente/planta de energía
Fuente del dato:	Documentación del sector eléctrico o valores IPCC estándar
Valor aplicado	Detallado en el Anexo 3
Justificación de la selección del dato o descripción de los métodos y procedimientos de medición aplicados	
Comentarios:	A obtenerse de los generadores de electricidad, centros de despacho o las estadísticas mas actuales.

Dato/Parámetro	13. $COEF_{i,k}$
Unidad del dato:	tCO ₂ /t o m ³
Descripción:	Coefficiente de emisión de CO ₂ por cada tipo de combustible y por cada fuente/planta de energía
Fuente del dato:	Documentación del sector energético o valores IPCC estándar
Valor aplicado	Detallado en el Anexo 3
Justificación de la selección del dato o descripción de los métodos y procedimientos de medición aplicados	Calculado según el enfoque seleccionado en ACM0002
Comentarios:	Se prefiere valores específicos de la planta o país, en lugar de los valores estándar del IPCC



Dato/Parámetro	14. GEN _{j,y}
Unidad del dato:	MWh/año
Descripción:	Electricidad generada por cada fuente/planta de energía
Fuente del dato:	Documentación del sector energético
Valor aplicado	Detallado en Anexo 3
Justificación de la selección del dato o descripción de los métodos y procedimientos de medición aplicados	Calculado según el enfoque seleccionado en ACM0002
Comentarios:	A obtenerse de los generadores de electricidad, centros de despacho o las estadísticas mas actuales

B.6.3 Cálculo ex-ante de las reducciones de emisiones:

EMISIONES DE PROYECTO.

Los cálculos de las emisiones a partir de la *generación de electricidad* que ha de ser utilizada por la actividad de proyecto son:

$$PE_{electricity,y} = EG_y * EF_{electricity,y}$$

Donde:

$PE_{electricity,y}$	Emisiones del proyecto a partir de la generación de energía necesaria para los dispositivos de recuperación de gases residuales en el año _y (tCO ₂ e por año)
EG_y	Cantidad neta de electricidad consumida por la actividad de proyecto por año _y (MWh/año)
$EF_{electricity,y}$	Factor de emisión para la electricidad desplazada debido a la actividad de proyecto durante el año _y (tCO ₂ e/MWh)

$$EF_{electricity,y} = w_{OM} * EF_{OM,y} + w_{BM} * EF_{BM,y}$$

Donde:

$EF_{electricity,y}$	Factor de emisión para la electricidad desplazada debido a la actividad de proyecto durante el año _y (tCO ₂ e/MWh)
w_{OM}	Ponderación del margen operativo, que es 0,5 por default
$EF_{OM,y}$	Factor de emisión del margen operativo (tCO ₂ e / MWh)
w_{BM}	Ponderación del margen de construcción, que es 0,5 por default
$EF_{BM,y}$	Factor de emisión del margen de construcción (tCO ₂ e / MWh)

El factor de emisión del Margen Operativo ha sido calculado utilizando la siguiente ecuación:

$$EF_{OM,y} = (1 - \lambda_y) * \frac{(\sum F_{i,j,y} * COEF_{i,j})}{\sum GEN_{j,y}} + \lambda_y * \frac{(\sum F_{i,k,y} * COEF_{i,k})}{\sum GEN_{k,y}}$$



Donde:

$F_{i,j,y}$	Cantidad de cada combustible fósil consumido por cada fuente/planta de energía
$COEF_{i,k}$	Coefficiente de emisión de CO ₂ por cada tipo de combustible y por cada fuente/planta de energía
$GEN_{j,y}$	Electricidad generada por cada fuente/planta de energía
j	Fuentes de energía que suministran electricidad a la red, sin incluir plantas de bajo costo operativo y que deben operar e incluyendo importaciones hacia la red

$$EF_{BM,y} = \frac{\left(\sum F_{i,m,y} * COEF_{i,m} \right)}{\sum GEN_{m,y}}$$

Donde:

$F_{i,j,y}$, $COEF_{i,k}$, $GEN_{j,y}$	Estas variables son análogas a las mencionadas anteriormente
--	--

<i>Variable</i>	<i>Zona I</i>	<i>Zona II</i>	<i>Unidades</i>	<i>Total</i>
EG_y	17280	8.640	MWh/año	25.920
$EF_{OM,y}$	0,453		kg CO ₂ /kWh	
$EF_{BM,y}$	0,392		kg CO ₂ /kWh	
$EF_{electricity,y}$	0,422		kg CO ₂ /kWh	
$PE_{electricity,y}$	7.299	3.649	tCO ₂ e/año	10.948

FUGAS

La metodología seleccionada no considera la presencia de fugas.

El total de las emisiones del proyecto es: 10.948 tCO₂e por año

ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES ANTROPOGÉNICAS POR FUENTES DE GEI DE LA LÍNEA BASE.

Las emisiones de la línea base son calculadas con las siguientes fórmulas:

Emisiones de línea base provenientes de los procesos de generación de calor que utilizan combustibles fósiles.

$$BE_{ph,y} = Q_{wg,y} * LHV_{wg} * EF_{j,y}$$

Donde:

$BE_{ph,y}$	Emisiones de línea base de los procesos de generación de calor en el año y (tCO ₂ e por año)
$Q_{wg,y}$	Cantidad de gas residual recuperado wg que reemplazará el combustible fósil j utilizado para procesos de generación de calor. (Nm ³) en el año y



LHV_{wg}	Valor calorífico inferior del gas residual recuperado (GJ/Nm ³)
$EF_{j,y}$	Factor de emisión del combustible de los procesos de generación de calor j que ha de ser reemplazado por gas residual $_{wg}$ expresado en unidades de CO ₂ equivalentes por unidad de energía de combustible (p. ej. tCO ₂ e/GJ) en el año $_y$

Variable	Zona I	Zona II	Unidades	Total
$Q_{wg,y}$	46.624.469	25.307.465	Nm ³ /año	
LHV_{wg}	0,0408	0,0427	GJ/m ³	
$EF_{Gas\ natural,y}$	0,0561	0,0561	tCO ₂ e/GJ	
$EF_{fuel\ oil,y}$	0,0774	0,0774	tCO ₂ e/GJ	
$BE_{ph,y}$	120.073,9	68.244,7	tCO ₂ /año	188.319

Emisiones de línea base a partir de la generación de vapor utilizado en el proceso de quema en antorcha.

$$BE_{st,y} = \frac{(Q_{wg,y} * d_{wg} * f_{st/wg}) * H_{st}}{eff_{st}} * EF_{st,y}$$

$BE_{st,y}$	Emisiones de línea base a partir de la generación de vapor $_{st}$ para los procesos de quema en antorcha del año $_y$ (tCO ₂ e por año)
$Q_{wg,y}$	Cantidad de gas residual recuperado $_{wg}$ que reemplazará el combustible fósil utilizado para procesos de generación de calor (Nm ³) en el año $_y$
d_{wgf}	Densidad de gas residual recuperado (kg/Nm ³)
$f_{st/wg}$	Relación vapor $_{st}$ / gas residual $_{wg}$ quemado en las antorchas (t de vapor/t de gas residual)
H_{st}	Contenido energético del vapor (GJ/t de vapor)
eff_{st}	Eficiencia de caldera (%)
$EF_{st,y}$	Factor de emisión del combustible utilizado para la generación de vapor $_{st}$ (p.ej. tCO ₂ /GJ) en el año $_y$

Se seleccionó una eficiencia en caldera de 100% con un enfoque conservador.

Variable	Zona I	Zona II	Unidades	Total
$Q_{wg,y}$	46.624.469	25.307.465	Nm ³ /año	
d_{wg}	0,741	0,791	kg/Nm ³	
$f_{st/wg}$	2,1	2,1	t vapor/ t gas residual	
H_{st}	0,002713	0,002713	GJ/t vapor	
$EF_{st,y}$	0,0652	0,0652	tCO ₂ e/GJ	
eff_{st}	100%	100%	%	
$BE_{st,y}$	12.899	7.436	tCO ₂ e/año	20.335,1

Como se indica en la metodología, la cantidad de gas residual que ha de ser recuperado y transformado en términos energéticos se utiliza en los cálculos de reemplazo de los combustibles fósiles, en cumpliendo con el requerimiento A de la misma.

La cantidad promedio de gases residuales enviados a las antorchas en los tres años previos es 11.195 TNFOE y la capacidad esperada del sistema de recuperación es 6.140,6 TNFOE. La cantidad de gases residuales que

han de ser recuperados representa entre un 40% a 60% de la cantidad total de gases residuales enviada a las antorchas (Figura 13). Por lo tanto, en ningún momento excede el parámetro histórico y consecuentemente cumple con el requerimiento B de la metodología seleccionada. Véase información detallada en Anexo 3.

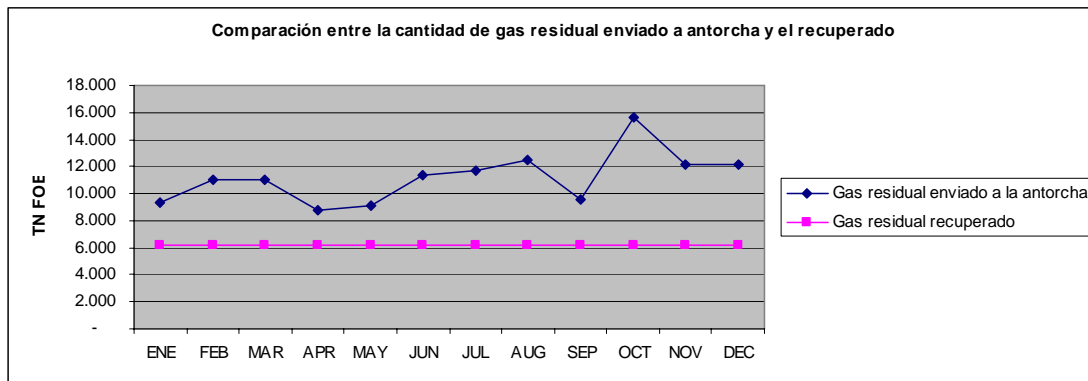


Figura 13. Comparación entre la cantidad de gas residual enviado a antorcha y recuperado.

Para poder cumplir con el requerimiento C, se analizó un promedio de los últimos 3 años de la composición del gas residual enviado a antorcha. Se varió la fracción de metano de 0% a 30% con el objeto de evaluar el impacto en el factor de emisión del gas, como se demuestra en Figura 12.

Las emisiones totales de la línea base serán: 208.654 tCO₂e/año.

ESTIMACIÓN DE LAS REDUCCIONES DE EMISIONES ANTROPOGÉNICAS DE LA ACTIVIDAD DE PROYECTO.

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

ER_y	Reducciones de emisiones de la actividad de proyecto durante el año y en toneladas de CO ₂ e
BE_y	Emisiones de línea base durante el año y en toneladas de CO ₂ e
PE_y	Emisiones del proyecto durante el año y en toneladas de CO ₂ e

$$ER_y = 208.654 \text{ tCO}_2\text{e/año} - 10.948 \text{ tCO}_2\text{e/año.}$$

$$ER_y = 197.706 \text{ tCO}_2\text{e/año.}$$

B.6.4 Resumen del cálculo ex-ante de las reducciones de emisiones:

Año	Estimación de fugas (tonelada de CO ₂ e)	Estimación de emisiones de la línea base (toneladas de CO ₂ e)	Estimación de las emisiones de la actividad de proyecto (toneladas de CO ₂ e)	Estimación de las reducciones de emisiones (tCO ₂ e)
2007	0	104,327	5,474	98,853
2008	0	208,654	10,948	197,706
2009	0	208,654	10,948	197,706
2010	0	208,654	10,948	197,706
2011	0	208,654	10,948	197,706



2012	0	208,654	10,948	197,706
2013	0	208,654	10,948	197,706
2014	0	208,654	10,948	197,706
2015	0	208,654	10,948	197,706
2016	0	208,654	10,948	197,706
2017	0	104,327	5,474	98,853
Total	-	2.086.537	109.480	1.977.056

B.7 Aplicación de la metodología de monitoreo y descripción del plan de monitoreo.

B.7.1 Datos y parámetros que ha de ser monitoreados.

Emissiones de proyecto provenientes de la generación de electricidad para la actividad de proyecto.

Dato/Parámetro	6. $EG_{,y}$
Unidad del dato:	MWh/año
Descripción:	Cantidad neta de electricidad que ha de ser consumida por la actividad de proyecto
Fuente del dato:	Medición en el sitio del proyecto
Valor del dato aplicado con el propósito de calcular las reducciones de emisiones esperadas en la sección B.5	Zona I: 17.280; Zona II: 8.640
Descripción de métodos y procedimientos de medición que han de ser aplicados	Continuamente, medidor en el sitio
Procesos QA/QC: (Aseguramiento/Control de Calidad)	El medidor se calibrará de acuerdo con los requisitos del fabricante
Comentarios:	

Emissiones de línea base provenientes de los procesos de generación de calor que utilizan combustibles fósiles.

Dato/Parámetro	15. $Q_{wg,v}$
Unidad del dato:	Nm^3
Descripción:	Cantidad de gas residual recuperado
Fuente del dato:	Medición en el sitio
Valor del dato aplicado con el propósito de calcular las reducciones de emisiones esperadas en la sección B.5	Zona I: 46.624.469 ; Zona II: 25.307.465
Descripción de métodos y procedimientos de medición que han de ser aplicados	Continuamente. Caudalímetros emplazados en el sitio, pasando el sistema de recuperación



Procesos QA/QC: (Aseguramiento/Control de Calidad)	El medidor se calibrará de acuerdo con los requisitos del fabricante
Comentarios:	

Dato/Parámetro	16. LHV_{wg}
Unidad del dato:	GJ/Nm ³
Descripción:	Valor calorífico inferior del gas residual recuperado
Fuente del dato:	Medición en el sitio
Valor del dato aplicado con el propósito de calcular las reducciones de emisiones esperadas en la sección B.5	Zona I: 0,04076 ; Zona II: 0,0427
Descripción de métodos y procedimientos de medición que han de ser aplicados	Análisis cromatográficos periódicos
Procesos QA/QC: (Aseguramiento/Control de Calidad)	El medidor se calibrará de acuerdo con los requisitos del fabricante
Comentarios:	A ser calculado en base a la composición

Emisiones de línea base de la generación de vapor utilizado en el proceso de quema en antorcha.

Dato/Parámetro	17. $d_{wgf,y}$
Unidad del dato:	kg/Nm ³
Descripción:	Densidad de gas residual recuperado
Fuente del dato:	Análisis en el lugar
Valor del dato aplicado con el propósito de calcular las reducciones de emisiones esperadas en la sección B.5	Zona I: 0,741 ; Zona II: 0,791
Descripción de métodos y procedimientos de medición que han de ser aplicados	Calculado periódicamente en base a la cromatografía del gas residual en el sitio
Procesos QA/QC: (Aseguramiento/Control de Calidad)	El medidor se calibrará de acuerdo con los requisitos del fabricante
Comentarios:	

B.7.2 Descripción del plan de monitoreo

Esta sección detalla los pasos determinados para monitorear regularmente las reducciones de emisiones de GEI provenientes del proyecto. Los principales componentes considerados en el plan son:



1. Parámetros que han de ser monitoreados, y cómo será recolectada la información.
2. Equipos que han de ser utilizados en el monitoreo.
3. Procedimientos y responsabilidades operativos (Anexo 4).

Los requisitos de este plan de monitoreo se consideran de acuerdo con el tipo de información que se recolecta rutinariamente en la refinería, de tal manera que la internalización de los procedimientos deberá ser simple y sin complicaciones. De ser necesario, el plan de monitoreo puede ser actualizado y ajustado para coincidir con los requisitos operacionales, tomando en cuenta que dicha modificación debe ser aprobada por una DOE durante el proceso de verificación.

El monitoreo del proyecto se iniciará cuando el mismo sea registrado. El plan de monitoreo detalla las acciones necesarias para registrar todas las variables y factores requeridos para la nueva “Metodología de línea de base y monitoreo para la recuperación y utilización de gases residuales en instalaciones de refinación”. Versión 1, de fecha 20-06-2006. Todos los datos serán archivados electrónicamente y almacenados durante todo el período de acreditación más dos años adicionales.

B.8 Detalles de la información de la línea de base, incluyendo la fecha de finalización del estudio de línea de base, la metodología de monitoreo y el nombre de la o las personas/entidades responsables

El estudio de línea de base y monitoreo fue concluido el 23/06/2006. EcoSecurities Netherlands B.V¹⁰, en estrecha colaboración con el personal de la Unidad de Cambio Climático y el personal de la refinería La Plata de YPF S.A., es la entidad que asiste en el proyecto como Asesor del componente de Carbono y estableció la metodología de línea de base y monitoreo.

SECCIÓN C. Duración de la actividad de proyecto/período de acreditación

C.1. Duración de la actividad de proyecto

C.1.1. Fecha de inicio de la actividad de proyecto

Junio 2007.

C.1.2. Vida operacional esperada de la actividad de proyecto

10 años.

C.2 Elección del período de acreditación e información relacionada:

C.2.1. Período de acreditación renovable

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

No aplica.

C.2.1.2. Duración del período de acreditación:

¹⁰ EcoSecurities no forma parte de los participantes del proyecto



No aplica.

C.2.2. Período de acreditación fijo:

C.2.2.1. Fecha de inicio:

A partir del registro.

C.2.2.2. Duración:

10 años

SECCIÓN D. Impactos ambientales

D.1. Documentación sobre el análisis de los impactos ambientales, incluyendo impactos fuera de los límites el proyecto

Para poder cumplir con las regulaciones locales y en cumplimiento de los lineamientos ambientales propios de YPF S.A., se ejecutó un estudio de impacto ambiental para el proyecto. El estudio ya fue presentado ante las respectivas autoridades ambientales para su evaluación (Secretaría de Política Ambiental, Gobierno de la Provincia de Buenos Aires). De ser necesario, se puede solicitar el estudio completo a los desarrolladores del proyecto.

No existen impactos ambientales que puedan ser considerados significativos. El impacto más significativo, que es la generación de agua residual con un bajo pH, está siendo sometido a tratamiento mediante todos los procedimientos químicos, físicos y biológicos necesarios, previa su liberación en el entorno. Además, ya que el proyecto disminuye la cantidad de combustibles fósiles utilizados para la generación de calor, reducirá las emisiones GEI de la planta y también mejorará su eficiencia energética. Con relación a los efectos sobre el entorno social, los impactos del proyecto son positivos debido a su proximidad con respecto a las áreas pobladas. La disminución de los gases enviados a las antorchas mejorará no sólo las condiciones ambientales en el nivel local, sino también la estética del paisaje.

D.2. En caso de que los impactos ambientales sean considerados significativos por los desarrolladores de proyecto o la Parte anfitriona, sírvanse proveer conclusiones y todas las referencias necesarias para respaldar la documentación de un estudio de impacto ambiental ejecutado de acuerdo con los procedimientos requeridos por la Parte anfitriona:

El proyecto no posee impactos ambientales significativos.

SECCIÓN E. Comentarios de los grupos de interés

E.1. Breve descripción de cómo se han solicitado y compilado los comentarios de los grupos de interés:

Con el propósito de informar y captar los comentarios de los principales actores afectados por el proyecto, YPF S.A. realizó una consulta por escrito entre los actores mencionados a continuación.

Actor consultado

Fecha de entrega



Municipalidad de Ensenada	20-07-06
Municipalidad de La Plata	20-07-06
Municipalidad de Beriso	20-07-06
Boletín Interno Mensual (toda la compañía)	21-07-06
Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires	31-07-06
Universidad Nacional de la Plata (UNLP)	04-09-06
Dirección General de Cultura y Educación de la Provincia de Buenos Aires	04-09-06
Escuela N° 2 Juan Bautista Alberdi de Beriso	04-09-06

La consulta fue entregada (solicitando confirmación escrita de la recepción) a los representantes de la comunidad, como en el caso de las municipalidades de las áreas circundantes, las autoridades ambientales, y centros de educación. Adicionalmente, todo el personal de la compañía fue informado mediante un boletín interno en el cual se describe la Estrategia de Cambio Climático de la empresa y el desarrollo del proyecto. La consulta presentaba información sobre el proyecto, el cambio climático y sus efectos y el Mecanismo de Desarrollo Limpio. Se solicitó a los diferentes actores que de tener algún comentario o de requerir mayor información se manifestasen dentro de un período de 20 días a la recepción del documento.

E.2. Resumen de los comentarios recibidos:

Al final del período de consulta (24-09-06), se han recibido dos repuestas a las consultas. La primera corresponde a la Jefatura del Distrito Beriso que indica la aprobación y respaldo del proyecto. La segunda comunicación proviene de la Unidad de Investigación y Desarrollo (UID) Generación de Energía, Cogeneración, Ciclos Combinados, URE en Sistemas Térmicos (GECCU) de la Universidad Nacional de La Plata, y también reconoce que el proyecto contribuye a un uso racional de la energía en el país, genera impactos ambientales positivos y contribuye a la reducción del GEI. Adicionalmente se solicitó más información y otros indicadores específicos del proyecto.

E.3. Informe acerca de cómo se dio debida consideración a los comentarios recibidos:

Por el momento no se han recibido comentarios que cuestionen la implementación del proyecto. Con respecto a la solicitud de información adicional, la misma será proporcionada mediante este PDD.



Anexo 1.

INFORMACIÓN DE CONTACTOS ACERCA DE LOS PARTICIPANTES DE LA ACTIVIDAD DE PROYECTO.

Organización:	YPF S.A.
Calle/Casilla de correo:	
Edificio:	
Ciudad:	
Estado/región:	
Código postal:	
País:	Argentina
Teléfono:	
Fax:	
e-mail:	
URL:	
Representado por:	
Cargo:	
Salutación:	
Apellido:	Uriarte
Nombres:	Alberto
Departamento:	Departamento de Procesos, Refinería La Plata
Celular:	
FAX Directo:	
Tel. directo:	+54 (0)221 4298310 interno 28831
e-mail personal:	AURIARTER@REPSOLYPF.COM

Organización:	YPF S.A.
Calle/Casilla de correo:	Avda. Roque Sáenz Peña 777
Edificio:	
Ciudad:	Buenos Aires
Estado/región:	
Código postal:	
País:	Argentina
Teléfono:	
Fax:	
e-mail:	
URL:	
Representado por:	
Cargo:	
Saludo:	
Apellido:	García González
Nombres:	Gema
Departamento:	Unidad Cambio Climático
Celular:	
FAX directo:	
Tel. directo:	(+54) 11 5071 3599
e-mail personal:	ggarciag@repsolypf.com



Anexo 2.

INFORMACIÓN CORRESPONDIENTE A FONDOS PÚBLICOS.

Como se indica en la sección respectiva, ningún tipo de fondos públicos han sido asignados a este proyecto.



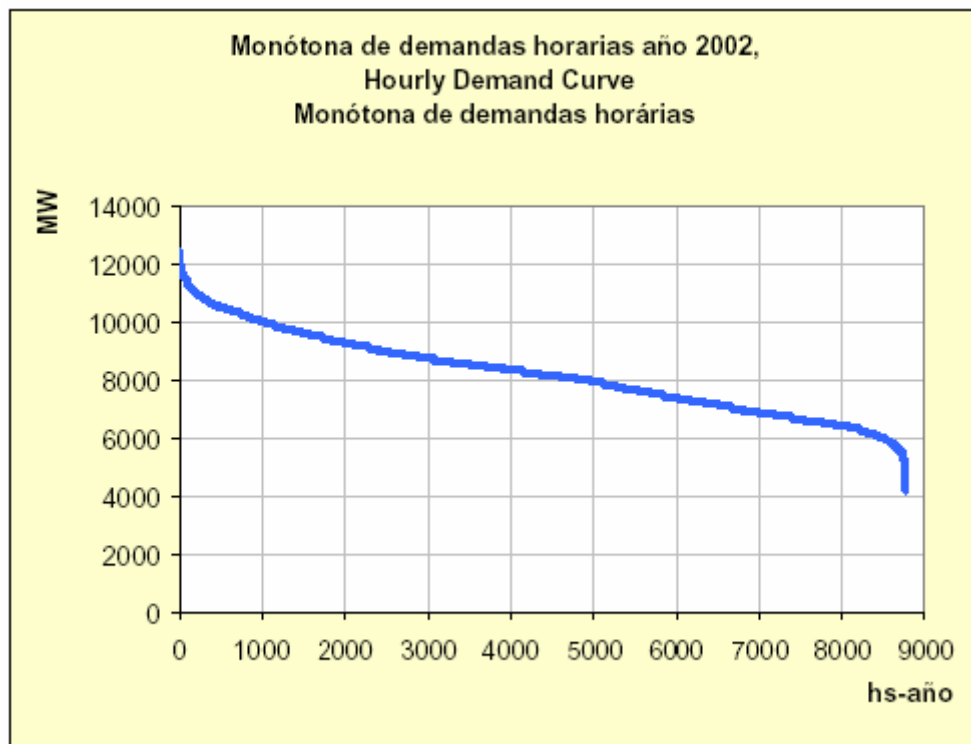
Anexo 3.

INFORMACIÓN DE LA LÍNEA BASE

INFORMACIÓN DE LAS EMISIONES DE PROYECTO¹¹.

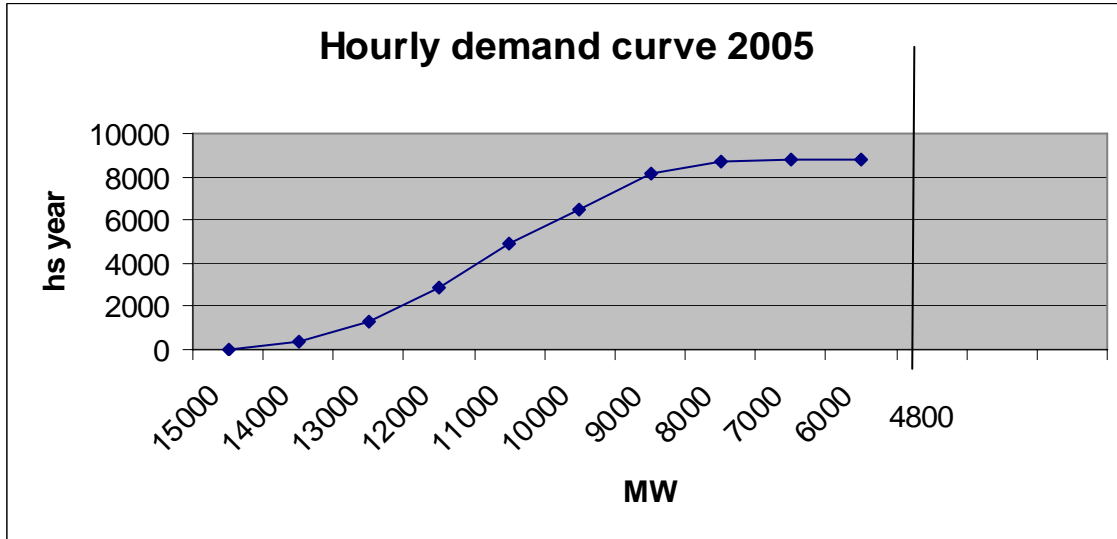
MES	OFERTA GW/h					OFERTA TOT	TER+IMP MWh
	GEN	GEN	GEN	IMP			
	TER	HIDRO	NUCL				
	53%	38%	7%	2%			
2005	49801	36100	6374	1736	94011	51,537,00	
2004	48024	31821	7313	1561	88719	49,585,00	
2003	38093	35447	7025	1233	81799	39,326,700	

Generación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en MWh.



Curva de la duración de la carga para el año 2002, MEM Argentina.

¹¹ Basado en el documento elaborado por Colerio, V, Nazareno, M. et. al “Generación de Electricidad para la red a partir de fuentes renovables y créditos de carbono”



Curva de la duración de la carga para el año 2005, MEM Argentina.

	FO	GO	GN	CM
	t	t	dam3	t
2005	1130864	51843	10044405	626685
2004	828374	91904	9614102	351633
2003	85456	14235	8165479	91440

Consumo total de combustible por tipo de combustible.

Factores de emisión	kg CO ₂ /kg	kg CO ₂ /kg	kg CO ₂ /m ³	kg CO ₂ /kg	t CO ₂	t CO ₂ /MWh
	3.17	3.16	1.95	2.58		
2005	3,584,839	163,824	19,586,590	1,616,847	24,952,100	0.4842
2004	2,625,946	290,417	18,747,499	907,213	22,571,074	0.4552
2003	270,896	44,983	15,922,684	235,915	16,474,477	0.4189

Emisiones de CO₂ por MWh.

0.453	OM
--------------	-----------

Fuentes de información:

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) y Secretaría de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable de la República Argentina.

Año	Nombre	Tipo	MW	MWh (2004)
2002	Cacheuta Nueva	HI	122	447.842
2002	Pluspetrol Norte	TG	116	44.506
2001	AES Paraná	CC	845	3.771.053
2001	CT San M. de Tucumán	CC	269	1.876.594
2000	Dock Sud	CC	780	4.581.957



Oct-99	Agua del Cajón	CC	301	4.331.612
Oct-99	Central Puerto	CC	798	4.209.072
Ago-99	CT Tucumán	CC	150	2.624.120
Jul-99	Pichi Pincu Leufu	HI	255	1.137.920
Total				19.262.636
Porcentaje				21,7%
Generación neta MEM (2004)				88.719.005

Adiciones al MEM que representan un 20%.

Gas Natural	Gas Oil	tCO ₂	
15379	0	29989	
729751	3273	1433357	
388942	0	758437	
880954	10512	1751078	
898982	0	1753015	
849794	0	1657098	
3763802	13785		
7339413.9	43560.6	7.382.975	tCO ₂ /MWh
		BM	0,392

CEF ARGENTINA	0,422378025	t CO ₂ e/MWh
---------------	--------------------	-------------------------

INFORMACIÓN DE LAS EMISIONES DE LA LÍNEA DE BASE.

C Comparación de datos históricos de gas residual quemado en las antorchas y estimado de la cantidad de gas que ha de ser recuperado (TN FOE)													
Mes	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY O	JUN.	JUL.	AG.	SEPT.	OCT.	NOV.	DIC.	Prome dio
Gas residual recuperado	6140,6	6140,6	6140,6	6140,6	6140,6	6140,6	6140,6	6140,6	6140,6	6140,6	6140,6	6140,6	6140,6
Gas residual enviado a las antorchas	7.140	8.398	8.439	6.739	6.948	8.742	8.985	9.587	7.341	11.947	9.262	9.333	8571,7
Porcentaje	86%	73%	73%	91%	88%	70%	68%	64%	84%	51%	66%	66%	73%

Factores de emisión			
Combustible	Unidad	Valor	Fuente
Fuel oil	tC/TJ	21,1	IPCC
Gas natural	tC/TJ	15,3	IPCC

FACTORES DE EMISIÓN ESPECÍFICOS			
Factores de emisión de combustibles utilizados para procesos de generación de calor			
Combustible	Unidad	Valor	Fuente
Fuel oil	tCO ₂ /GJ	0,0774	Calculado
Gas natural	tCO ₂ /GJ	0,0561	Calculado

FACTORES DE EMISIÓN ESPECÍFICOS



Factores de emisión de la mezcla de combustibles en el sistema de gas de chimenea, utilizados para la generación de vapor					
Combustible	Unidad	Valor	Fuente	Porcentaje en la mezcla de combustible	Fuente
Fuel oil	tCO ₂ /GJ	0.0774	Calculado	31%	Calculado a partir de datos históricos
Gas natural	tCO ₂ /GJ	0.0561	Calculado	22%	Calculado a partir de datos históricos
Gas residual	tCO ₂ /GJ	0.0598000	API GHG COMPENDIUM	47%	Calculado a partir de datos históricos
Factor de emisión de CO ₂ del combustible fósil que ha de ser reemplazado	tCO ₂ /GJ	0.0654085	Calculado		

Cromatografía, Zona I	Promedio (% V)	MW	Peso (gr/100l gas)	% en peso	Factor de conversión	Carbono (t/t de gas)
Metano	22,54	16	14,76	19,93	0,75	0,1494
Etano	9,13	30	11,21	15,14	0,800	0,1211
Etileno	3,97	28	4,55	6,14	0,857	0,0526
Propano	7,86	44	14,16	19,11	0,818	0,1564
Propileno	3,41	42	5,87	7,92	0,857	0,0679
Butano	5,13	58	12,18	16,45	0,828	0,1362
Buteno	1,95	56	4,48	6,04	0,857	0,0518
Pentano y superiores	1,61	72	4,76	6,42	0,833	0,0535
CO ₂	1,17	44	2,10	2,84	0,273	0,0077
N ₂	5,81	28	6,66	8,99	0,000	0,000
H ₂	36,09	2	2,95	3,99	0,000	0,000
SH ₂	0,52	18	0,38	0,52	0,000	0,000
O ₂	1,17	32	1,53	2,07	0,000	0,000
TOTAL	100,37		74,06	100,00	6,87	0,7967

Cromatografía, Zona II	Promedio (% V)	MW	Peso (gr/100l gas)	% en peso	Factor de conversión	Carbono (t/t de gas)
Metano	39,51	16	25,87	32,72	0,75	0,2454
Etano	7,58	30	9,30	11,77	0,800	0,0941
Etileno	2,92	28	3,34	4,23	0,857	0,0362
Propano	5,60	44	10,08	12,75	0,818	0,1043
Propileno	6,84	42	11,75	14,86	0,857	0,1274
Butano	3,17	58	7,53	9,52	0,828	0,0788
Buteno	2,23	56	5,12	6,47	0,857	0,0555



Pentano y superiores	1,15	72	3,40	4,30	0,833	0,0358
CO ₂	1,49	44	2,68	3,38	0,273	0,0092
N ₂	9,68	28	11,09	14,02	0,00	0,0000
H ₂	15,82	2	1,29	1,64	0,00	0,0000
SH ₂	1,54	18	1,14	1,44	0,00	0,0000
O ₂	1,95	32	2,55	3,23	0,00	0,0000
TOTAL	99,48		79,07	100,00	6,87	0,7868



Anexo 4.

INFORMACIÓN DE MONITOREO.

Actividad	Departamento de Energía	Distribución Eléctrica	Servicios Auxiliares	Dpto. Planificación y Control	Laboratorio	Instrumentos
Recolección de información						
Consumo de energía		X				
Venteo de gases y consumo de vapor			X			
Ingresar información en el sistema de balance de masas de la Refinería (SPC Sistema Producción del Complejo)	X					
Monitoreo y validación de la información				X		
Determinación de la composición de los gases					X	
Calibración y mantenimiento del equipo						X