



**MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO  
FORMULARIO DOCUMENTO PARA DISEÑO DE PROYECTOS (CDM-PDD)  
Versión 03 – en vigencia a partir del 28 de Julio de 2006**

**CONTENIDO**

- A. Descripción general de la actividad del proyecto.
- B. Aplicación de una línea de base y una metodología de monitoreo
- C. Duración de la actividad del proyecto / del período crediticio
- D. Impacto Ambiental
- E. Comentarios de los depositarios

**Anexos**

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

Anexo 2: Información referente al financiamiento público

Anexo 3: Información de la línea de base

Anexo 4: Plan de monitoreo



**PARTE A. Descripción general de la actividad del proyecto.**

**A.1 Título de la actividad del proyecto:**

Conversión de la turbina a gas existente, de ciclo abierto a ciclo combinado en la Central Térmica Patagonia, Comodoro Rivadavia, Argentina

Versión 1

Fecha de finalización: 29/09/2006

**A.2. Descripción de la actividad del proyecto:**

La actividad del proyecto convertirá las dos turbinas que actualmente funcionan en ciclo abierto, a ciclo combinado en la Central Térmica Patagonia de Energía del Sur ( EDS ), ubicada en Comodoro Rivadavia, Argentina. Esto implica la instalación de dos generadores de vapor por recuperación de calor ( HRSG ) que utilizan el calor de desecho de la turbina de gas para producir vapor. Este será usado para generar electricidad por medio de una turbina de vapor. La central consta de dos turbinas de gas (PATATG01 y PATATG02), actualmente funcionando en ciclo abierto. El proyecto producirá un aumento de la eficiencia de la central de aproximadamente 73%, lo que permitirá una generación adicional de electricidad. Para aprovechar al máximo la capacidad de la nueva turbina de vapor el proyecto también incluirá combustible suplementario (gas) en la turbina de vapor con el consecuente aumento de la combustión total de combustibles fósiles en el emplazamiento del proyecto. No habrá ninguna modificación o mejora de las turbinas de gas existentes, que tenga efecto sobre la vida útil operativa de las mismas.

La central generadora de EDS se puso en marcha en 1995. Fue temporariamente retirada del servicio del año 2002 al 2004. En noviembre de 2004 se realizó la nueva puesta en marcha y ambas unidades se encuentran ahora en pleno funcionamiento.



**Figura 1: Central Térmica Patagonia**

La central de Comodoro consta de dos turbinas de gas General Electric frame 6 MS6001B actualmente funcionando en ciclo abierto con 77MW de capacidad neta instalada. Una vez que operen en ciclo combinado, la capacidad total será de 134MW. De la capacidad adicional de 57MW reales, 38MW se generarán sin usar combustibles fósiles adicionales (capacidad adicional de la turbina de vapor), el calor de desecho será la única fuente generadora de vapor. Los 19 MW restantes serán generados por combustible adicional en los HRSG. La Figura 1 muestra la Central Térmica Patagonia en Comodoro Rivadavia.



El proyecto propuesto suministrará electricidad a la Red de Electricidad de la Patagonia (Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico o MEMSP), que comprende aproximadamente el 5% de la generación total de electricidad en la Argentina. La red Patagónica estuvo básicamente aislada de la red nacional de la Argentina (el Mercado Eléctrico Mayorista, MEM ) hasta el año 2006, y los datos históricos del intercambio de electricidad entre ambas redes indican una transferencia imperceptible entre el MEM y el MEMSP en el pasado. Sin embargo, a partir de marzo de 2006 ambas redes se encuentran conectadas a través de la línea de conexión de 500 kV que une las subestaciones de Choele-Choel/500 kV y Puerto Madryn/500 kV y como tal, y así toda la red argentina es el límite del sistema para el proyecto.

Argentina se caracteriza por contar con el tercer mercado más grande de energía en Latinoamérica, basado principalmente en la energía hidroeléctrica y el gas natural para alimentar el sector de electricidad. Argentina posee la tercera reserva de gas natural en magnitud de Sud América, luego de Venezuela y Bolivia, con 21 trillones de pies cúbicos estimados (Tef ) en 2005<sup>1</sup>. En diciembre de 2005, el país tuvo aproximadamente 24 GW de capacidad instalada de generación, de la que 55% estuvo basada en combustibles fósiles ( principalmente gas ), 41% fue energía hidroeléctrica y el resto nuclear<sup>2</sup>. La potencia total generada ascendió a 94.000 GWh aproximadamente. La demanda de electricidad creció sostenidamente desde 1991, aunque el colapso económico y la crisis financiera de 1999-2001 provocaron un descenso temporario tanto de la generación como del consumo de electricidad ( la demanda alcanzó un valor negativo del -2% en 2002 ). Al mismo tiempo, la producción de gas natural aumentó sostenidamente en la última década, haciendo de la Argentina el mayor productor de América Latina. Cuando la Argentina pasó por una profunda crisis energética en 2004, la industria del gas natural se encontraba en el centro de la misma. Los topes impuestos por el gobierno en los precios del gas natural llevaron a un repentino aumento de su uso, lo que superó el suministro de gas del país.

La abundancia de gas natural disponible en el pasado cercano, junto con las estrategias de precios del gobierno han permitido que el sector de la energía térmica de la Argentina se desarrollara sin prestarle mucha atención a la eficiencia de la generación. La mayoría de las centrales térmicas del país funcionan con turbinas de gas en ciclo abierto y, por ende, de eficiencia relativamente baja. El proyecto propuesto utilizará el calor de desecho de las turbinas de gas para generar electricidad adicional, mejorando así la eficiencia de la producción eléctrica del lugar y aprovechando un recurso natural que se encuentra actualmente en disminución ( la producción de gas natural comenzó a disminuir luego de la crisis económica de 2002. Esta tendencia continuó también durante 2003-2004<sup>3</sup>).

Normalmente el despacho de potencia –según el despacho de menor costo- pone a las centrales nucleares e hidroeléctricas en primer lugar ( sus únicas restricciones son las reparaciones, el acceso al agua, etc. ), seguidas de las plantas térmicas más económicas y luego de las más costosas ( petróleo y carbón). Así, las centrales marginales son usualmente las unidades térmicas caracterizadas por la eficiencia más baja. La mejora en eficiencia debido a la inversión del proyecto propuesto bajará el factor de emisión para la electricidad generada en la Central Térmica Patagonia en comparación con el funcionamiento del ciclo abierto actual del lugar. Se espera que la conversión a ciclo combinado de la central pueda liberar el equivalente a 163.793 toneladas de CO<sub>2</sub> por año durante el período crediticio. La cantidad de ahorro de

---

<sup>1</sup> EIA (Enero 2005) “*Argentina Country Analysis Brief*” disponible en [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)

<sup>2</sup> Fuente: estadísticas de CAMMESA disponibles en <http://memnet2.cammesa.com/inicio.nsf/marcomemnet>.

<sup>3</sup> EIA (Enero 2005) “*Argentina Country Analysis Brief*” disponible en [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)



GHG ( gas con efecto invernadero ) calculado para el proyecto es estimado usando la metodología de la línea de base y el plan de monitoreo que componen este documento para el diseño de proyectos.

**Contribución del proyecto con un desarrollo sustentable:**

El objetivo del proyecto es producir energía generada en forma sustentable y limpia para la red de la Argentina. En particular, las actividades del proyecto propuesto generarán un adicional de 38 MW de electricidad sin el uso de combustibles fósiles agregados y sin emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas. De hecho, la Argentina aún soporta un crecimiento económico lento, aunque la demanda de electricidad creció aproximadamente en un 6,7% anual entre 2003 y 2006, estabilizándose en un 5,8% a comienzos de 2006, y se espera que esta tendencia continúe<sup>4</sup>. Por tanto, el proyecto propuesto contribuirá a un desarrollo sustentable generando electricidad con eficiencia, para lo cual existe una demanda en crecimiento en el país.

A pesar de que la conversión propuesta a ciclo combinado no es la primera en Argentina, la tecnología empleada es aún relativamente nueva en el país ( sólo hay otro caso de conversión a CC en la Patagonia ). En consecuencia, el proyecto contribuirá al desarrollo sustentable mediante la transferencia de habilidades y tecnologías asociadas a las turbinas de gas de ciclo combinado. Dicho proyecto también aumentará la mano de obra calificada requerida para la estación generadora. Además, esto generará el entrenamiento de trabajadores locales, incluyendo el reclutamiento de estudiantes de la Universidad Nacional de la Patagonia. En particular, el proyecto creará 6 puestos permanentes y 500 puestos temporarios, de los cuales alrededor del 98% estarán cubiertos por residentes del área de Comodoro Rivadavia.

Más aún, se producirá un mejor uso de los recursos de gas natural de la Argentina a través de la mayor eficiencia alcanzada. Esto es particularmente significativo en el caso de este país donde hoy día existe escasez de gas. La UIA ( Unión Industrial Argentina ) ha expresado su temor con respecto al suministro de energía en los años venideros, en particular en relación al futuro del suministro de gas y electricidad.

**A.3. Participantes del proyecto:**

<b>Nombre de la Parte involucrada (*) (huésped) indica una Parte huésped)</b>	<b>Entidad/es privada/s y/o pública/s participantes del proyecto (*) (según corresponda)</b>	<b>La Parte involucrada desea ser considerada participante del proyecto (Si/No)</b>
<b>Argentina (Huésped)</b>	<b>Energia del Sur S.A. (EDS) (dueño del Proyecto)</b>	<b>No</b>

*(\*) Según la modalidad y los procedimientos del Mecanismo de Desarrollo Limpio, en el momento de hacer público este formulario documento (CDM-PDD) en la etapa de validación, una Parte involucrada puede o no haber dado su aprobación. En el momento de pedir la registración, la aprobación de la/s Parte/s involucrada/s es necesaria.*

Argentina es parte del Protocolo de Kyoto que fue ratificado el 28 de septiembre de 2001.

<sup>4</sup> Documento Adjunto A: Conversión a CCGT ( Turbina de Gas de Ciclo Combinado ): Evaluación de Resultados Operativos (2006).



Energía del Sur, SA (EDS) es quien propone el proyecto. EDS posee la Central Térmica Patagonia y es una de las mayores empresas que se ocupa de la generación de energía térmica en la Patagonia Argentina. Es propiedad de Patagonia Energy Limited, que a su vez es propiedad de dos accionistas, Rurelec PLC, y Basic Energy Limited.

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

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



La ubicación de la actividad del proyecto será la Central Térmica Patagonia en la Patagonia. La dirección del proyecto es la siguiente:

Energía del Sur S.A.  
Central Térmica Patagonia  
Ruta 39, Km. 12, Ciudadela  
Comodoro Rivadavia  
Chubut,  
Argentina

La Figura 2 muestra el mapa de la ubicación de la planta en Argentina.

Figura 2: La ubicación del proyecto en Argentina.

**A.4.1.1. Parte/sHuésped:**

Argentina

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

Chubut

**A.4.1.3. Ciudad/Pueblo/Comunidad, etc:**

Comodoro Rivadavia

**A.4.1.4. Detalles de la ubicación física, incluyendo información que permite la identificación exclusiva de la actividad de este proyecto (máximo de una página):**



La central de EDS se encuentra ubicada en el km 12 de la Ruta N° 39 en la parte norte del área municipal de Comodoro Rivadavia, en la Provincia de Chubut, sur de Argentina. Las coordenadas de GPS ( Sistema de Posicionamiento Global ) son las siguientes:

45° 47,609 Latitud Sur;

67° 30,872 Longitud Oeste.

La Figura 3 muestra la ubicación del proyecto en la provincia de Chubut, en la Patagonia.



Figura 3: Ubicación de la central en Comodoro.

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

Industrias de la energía (fuentes no renovables)

**A.4.3. Tecnología empleada en la actividad del proyecto:**

La planta existente en el lugar del proyecto consta de dos turbinas de gas General Electric MS 6001B que actualmente operan en ciclo abierto. Tienen una capacidad neta instalada de 77 MW (2 x 38,5 MW). El proyecto propuesto convertirá dichas turbinas a operación de ciclo combinado agregando el siguiente equipo ( ver Figura 4 con los detalles del diagrama de flujo de la central y la Tabla 1 con las características técnicas de la misma ):

- Dos Generadores de Vapor con Recuperación de Calor (HRSG), uno por turbina de gas;
- Una turbina de vapor de condensación sin recalentamiento (ST);
- Un condensador refrigerado por aire;
- Un transformador principal y un disyuntor de 132 KV para conectar a la red eléctrica.

Tabla 1: Características Técnicas de la Central de Energía del Sur

**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CENTRAL TÉRMICA DE ENERGÍA**



DEL SUR	
Capacidad Instalada (Real)	136,4 MW
Turbina de Gas	77 MW (2x38,5 MW)
Turbina de Vapor	59.4 MW
Indice de Calor	CC: 1880 kCal/kWh (45,7%) TG: 2760 kCal/kWh (31,2%)
Disponibilidad	95%
Ciclo Combinado – Fecha de Puesta en Marcha	Nov. 2007

La tecnología que se va a emplear utiliza el calor de desecho de las turbinas de gas existentes para generar la capacidad adicional. Los gases de salida de las turbinas de gas de combustión pasarán a dos generadores de vapor con recuperador de calor (HRSG) donde la energía térmica se aprovecha para generar vapor. Para aumentar la cantidad de vapor generado, el conducto de entrada de cada HRSG contará con un quemador de ducto que quema gas natural adicional (este combustible suplementario<sup>5</sup> corresponde a una capacidad adicional de 19 MW ). Una turbina de vapor recibirá vapor a alta presión proveniente del HRSG, contribuyendo con una capacidad adicional de 38 MW para la planta. La capacidad total final de la planta será de 134 MW. El vapor luego pasa a un condensador donde es refrigerado. Esto tiene dos beneficios ambientales principales:

- reducción de la emisión de CO<sub>2</sub> por unidad de energía generada; y
- reducción de contaminantes locales, como el NO<sub>x</sub>, que contribuyen a la formación de smog.

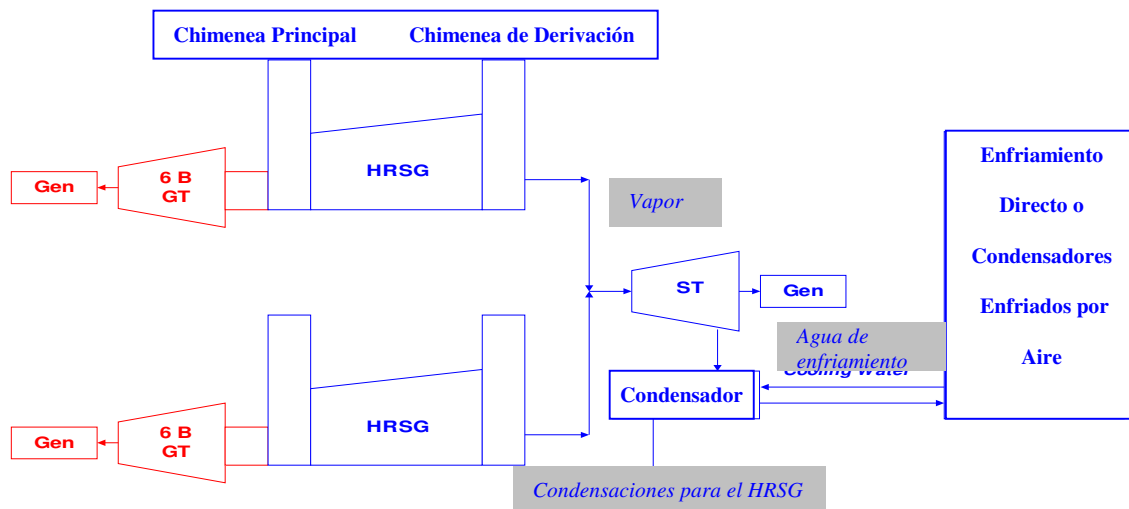


Figura 4: Diagrama Esquemático del sistema de Ciclo Combinado

#### A.4.4 Cantidad estimada de reducciones de emisiones durante el periodo crediticio elegido:

El periodo crediticio elegido para el proyecto propuesto de conversión a ciclo combinado se fija en 10 años. Se calcula que las reducciones totales de las emisiones debidas al proyecto son de alrededor de

<sup>5</sup> 'Combustible suplementario' describe la incorporación de un quemador de gas para agregar calor a los HRSG para suplementar el que proviene de las turbinas de gas; en este caso el HRSG no puede operar sin la entrada de calor de la turbina de gas.



1.673.930 tCO<sub>2</sub> durante los 10 años del período crediticio. Las reducciones anuales promedio de emisiones que se pueden alcanzar a través de este proyecto son estimaciones conservadoras basadas en un factor estimado de emisión de la red de 0,53 tCO<sub>2</sub>/MWh. Este factor fue calculado según la metodología seleccionada de línea de base consolidada ACM0007 y ACM0002. Las reducciones anuales de emisiones luego se calcularon usando la energía generada proyectada por la turbina de vapor de ciclo combinado. Las Reducciones Certificadas de Emisiones (CER) reales se calcularán ex-post luego del cumplimiento de las actividades de monitoreo del proyecto.

<b>Año</b>	<b>Reducciones estimadas de las Emisiones (toneladas de CO<sub>2</sub>)</b>
2007 (2 meses)	27.299
2008	163.796
2009	163.796
2010	163.796
2011	163.796
2012	163.796
2013	163.796
2014	163.796
2015	163.796
2016	163.796
2017 (10 meses)	136.494
<b>Total (toneladas CO<sub>2</sub>)</b>	<b>1.637.960</b>
<b>Número de años crediticios</b>	<b>10</b>
<b>Promedio Anual durante el periodo crediticio (toneladas de CO<sub>2</sub>)</b>	<b>163.796</b>

**A.4.5. Financiamiento público de la actividad del proyecto:**

No existe financiamiento público para la actividad del proyecto.



**PARTE B. Aplicación de una línea de base y una metodología de monitoreo**

**B.1. Título y referencia de la línea de base y metodología de monitoreo aprobadas aplicadas a la actividad del proyecto:**

En el proyecto de conversión a ciclo combinado de Comodoro<sup>6</sup> se usan la metodología consolidada aprobada ACM0007: “Metodología de línea de base para la conversión de generación de energía con ciclo simple a generación con ciclo combinado” Versión 01 y ACM0007: “Metodología de monitoreo consolidada para la conversión de generación de energía con ciclo simple a generación con ciclo combinado”

**B.2 Justificación de la elección de la metodología y por qué es aplicable a la actividad del proyecto:**

La línea de base y la metodología de monitoreo ACM0007 es aplicable si se cumplen las siguientes condiciones:

1. *Que los encargados del proyecto usen calor no usado previamente de una central de energía, con una capacidad de ciclo simple, y utilicen ese calor para producir vapor para otra turbina, logrando de este modo que el sistema sea de ciclo combinado;*

El proyecto de Comodoro instalará dos calderas generadoras de vapor con recuperación de calor para usar el calor de desecho de las turbinas de gas de ciclo abierto existentes para producir vapor y así generar electricidad adicional.

2. *Que el calor de desecho generado en el lugar no sea utilizado para ningún otro propósito allí;*  
Actualmente no existe ningún uso práctico para el calor generado en el lugar, que se dispersa a través de dos chimeneas de salida.
3. *Que la actividad del proyecto no aumente la vida útil de la turbina de gas existente durante el período crediticio ( es decir, esta metodología es aplicable hasta el fin de la vida útil de la turbina de gas existente, si fuera más corta que el periodo crediticio );*

El proyecto usará el calor de salida de las turbinas de gas existentes pero no implicará ninguna mejora o modificación a las turbinas que tenga efecto sobre el funcionamiento técnico de las mismas.

4. *Que los encargados del proyecto tengan acceso a la información adecuada para calcular el factor de emisión combinado marginal, tal como se describe en ACM0002 “Metodología de línea de base consolidada para electricidad conectada a la red”.*

La red eléctrica Argentina está básicamente despachada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). La información relacionada a la energía exportada a la red por cada planta generadora durante el año está disponible en CAMMESA.

<sup>6</sup> La metodología consolidada ACM0007 está disponible en el sitio de la UNFCCC-CDM en [http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWf\\_ACM\\_GR5DZKC3ZP8I7LEFCOQNBETEAD51F6](http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWf_ACM_GR5DZKC3ZP8I7LEFCOQNBETEAD51F6)



El proyecto de conversión a ciclo combinado de Comodoro cumple con todos los criterios de aplicabilidad anteriores y por lo tanto se selecciona la ACM0007 como metodología aplicable y apropiada para la determinación de la línea de base del proyecto.

### B.3. Descripción de las fuentes y gases incluidos en el límite del proyecto

Las fuentes de emisiones de GHG incluidas en los cálculos se encuentran en la siguiente tabla.

	Fuente	Gas	Incluido/ Excluido	Comentarios
Línea de Base	Uso de combustible en ciclo abierto	CO <sub>2</sub>	Incluido	Fuente principal de emisión
		CH <sub>4</sub>	Excluido	Excluido para simplificar. Se supone que esta fuente de emisión es muy pequeña.
		N <sub>2</sub> O	Excluido	Excluido para simplificar. Se supone que esta fuente de emisión es muy pequeña.
	Generación de electricidad para la red	CO <sub>2</sub>	Incluido	Fuente principal de emisión
		CH <sub>4</sub>	Excluido	Excluido para simplificar. Esto es conservador.
		N <sub>2</sub> O	Excluido	Excluido para simplificar. Esto es conservador.
Actividad del Proyecto	Uso de combustible en el proyecto	CO <sub>2</sub>	Incluido	Fuente principal de emisión
		CH <sub>4</sub>	Excluido	Excluido para simplificar. Se supone que esta fuente de emisión es muy pequeña.
		N <sub>2</sub> O	Excluido	Excluido para simplificar. Se supone que esta fuente de emisión es muy pequeña.
	Uso de combustible en la turbina de vapor de ciclo cerrado	CO <sub>2</sub>	Incluido	Fuente principal de emisión
		CH <sub>4</sub>	Excluido	Excluido para simplificar. Se supone que esta fuente de emisión es muy pequeña.
		N <sub>2</sub> O	Excluido	Excluido para simplificar. Se supone que esta fuente de emisión es muy pequeña.

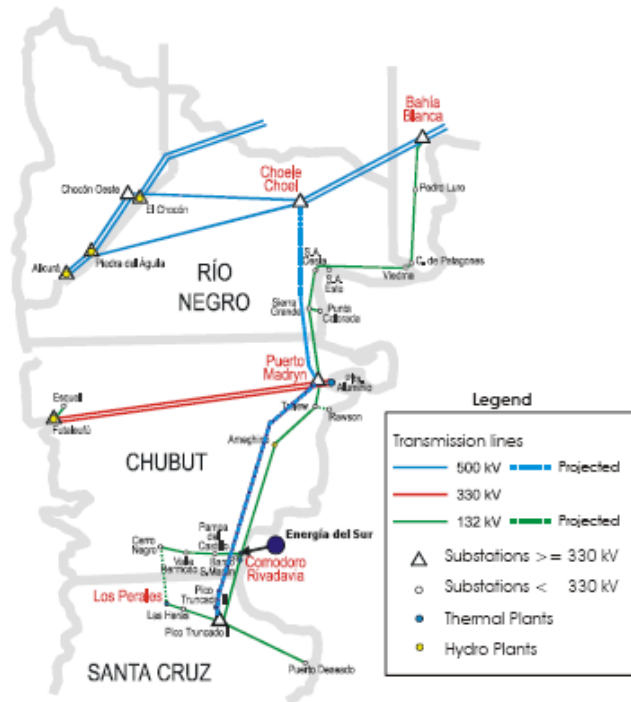
La Metodología de línea de base, ACM0007, se refiere a la metodología ACM0002<sup>7</sup> con el propósito de calcular el factor combinado marginal de emisión de la red en la que el proyecto está operando. El límite físico del proyecto consiste en la Central Térmica y las plantas conectadas a la red. La Central Térmica Patagonia estuvo históricamente conectada a una red aislada en el sur de la Argentina llamada Sistema Patagónico ( el Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico ). Este sistema ha operado en gran medida separado del MEM, la red interconectada de Argentina más grande, porque las dos redes estaban originalmente conectadas por medio de una línea de 132 KV que restringía las transferencias de energía entre la Patagonia y el resto de Argentina.

Sin embargo, a partir de marzo de 2006 las dos redes se encuentran oficialmente conectadas desde Puerto Madryn a Choele-Choel más al norte a través del agregado de una línea de transmisión de alta tensión de 500 KV ( los detalles de la nueva línea de transmisión se encuentran en la Figura 5). Por eso, ambos sistemas están considerados como una sola red, ya que funcionarán como una en términos de costos marginales. La Figura 5 muestra un esquema de la red completa de la Argentina. A los efectos de este documento (PDD), la totalidad de la red de Argentina, con sus plantas conectadas serán consideradas

<sup>7</sup> UNFCCC “Metodología de línea de base consolidada para la generación de electricidad conectada a una red a partir de fuentes renovables”. Versión 06.



como el sistema de electricidad del proyecto sobre la base del mayor tráfico de electricidad en la línea de 500 kV.



**Figura 5: La red de transmisión del Sistema Patagónico con la nueva red de transmisión de 500 kV**

Tal como se muestra en la Tabla 2, dado que la capacidad de transmisión entre la Patagonia y el resto de Argentina fue mejorada en marzo de 2006, el movimiento de electricidad del MEM dentro de la Patagonia ha sido imperceptible, comparado con las exportaciones de electricidad desde la Patagonia a la Argentina, que ascendieron a una proporción en aumento de la energía total generada en el MEMSP en los tres primeros meses del funcionamiento del nuevo enlace. Se espera que este aumento gradual de la energía exportada continúe a lo largo de todo el proyecto, dado que las principales áreas de la demanda energética se encuentran en el norte de la Argentina.

**Tabla 2: Transferencias de electricidad entre el MEM y el MEMSP desde marzo de 2006**

	Mar-06 MWh	Abr-06 MWh	May-06 MWh	Jun-06 MWh
Importaciones /Exportaciones*	-18.249,7	-43.701,7	-55.375,1	-93.168,5
Generación Total del MEMSP	410.158,3	448.795,2	482.463,2	N/A
Exportaciones al MEM como % de la generación total del MEMSP	4,45%	9,74%	11,48%	
Generación total del MEM	8.450.427,6	7.858.528,7	8.217.437,7	N/A
Importaciones del MEMSP como % de la generación total del MEM	0,22%	0,56%	0,67%	

Notas: \* Un signo negativo indica energía exportada del MEMSP al MEM

Fuente: SMEC (Sistema de Medición Comercial)



Además, la demanda en el sistema de la Patagonia tiene la peculiar característica de que un único agente, ALUAR, representa alrededor del 65% de la demanda energética total en la región<sup>8</sup>. Este agente tiene un consumo prácticamente constante de 476 MW aproximadamente ( 300 MW hasta el primer semestre de 1999 ), y se auto abastece en parte con su propia generación ( Turbinas de Gas y Ciclo Combinado ). En el pasado, los altos índices de crecimiento inusual en la demanda de energía en el MEMSP estaban relacionado a la expansión de la planta de ALUAR. La característica descrita antes implica que el índice global de crecimiento de la demanda del sistema está fuertemente influido por la evolución de la demanda de ALUAR, y también por la demanda comercializada por este agente en el sistema de la Patagonia, un valor sensible a la política de auto generación de ALUAR. La demanda no industrial ha mostrado un índice de crecimiento anual constante del 5,4%, el mismo valor indicado por CAMMESA en su última programación estacional.

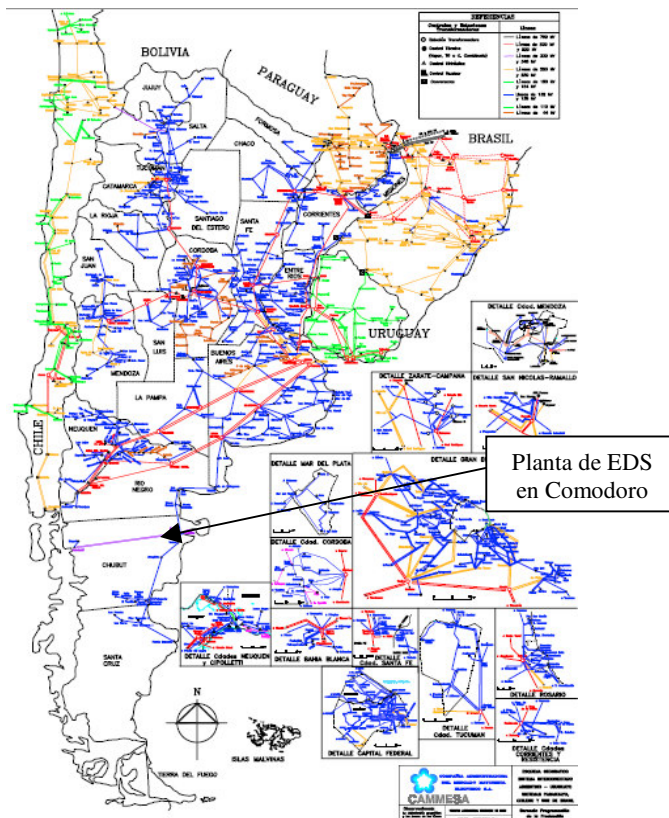


Figure 6: Diagrama esquemático del Sistema Interconectado Argentino

**B.4. Descripción de cómo se identifica el escenario de la línea de base y descripción del escenario de la línea de base identificado**

<sup>8</sup> Documento Adjunto A: Conversión a CCGT ( Turbina de Gas de Ciclo Combinado ): Evaluación del Resultado de Funcionamiento (2006).



ACM0007 es sólo aplicable donde puede demostrarse que el escenario de la línea de base es la continuación de la práctica corriente ( es decir, en ausencia del proyecto propuesto la electricidad para satisfacer la demanda en el sistema de la red será generada por:

1. la continuación del funcionamiento de las turbinas de gas existentes en ciclo abierto;
2. el funcionamiento de las plantas de energía existentes conectadas a la red; y
3. el agregado de las nuevas fuentes de generación a la red ).

La metodología de línea de base ACM0007 requiere de todas las opciones alternativas posibles para la actividad del proyecto a ser identificadas y un análisis detallado de barreras a ser realizado en cada opción de acuerdo a los pasos marcados en la “*Herramienta para la demostración y valoración de adicionalidad*”<sup>9</sup> La opción con menos barreras se toma como escenario de la línea de base. Se siguen los pasos aquí detallados.

***1) Identificación de alternativas para la actividad del proyecto que concuerden con las leyes y reglamentaciones vigentes***

En las circunstancias actuales del sector energético de la Argentina, existen tres alternativas posibles para la actividad del proyecto capaces de producir resultados y servicios similares, disponibles para Energía del Sur; estas son:

1. No comprometerse en la actividad del proyecto (continuación de la práctica actual).

En este escenario, la energía para satisfacer la demanda de la red es generada y suministrada por las turbinas de gas existentes en el lugar, con operación en ciclo abierto, por otras plantas de energía existentes conectadas a la red, y por el agregado a la red de nuevas fuentes de generación.

2. Inversión en una nueva planta de energía con combustible fósil de producción anual equivalente al proyecto propuesto.

En este escenario, el encargado del proyecto invertiría en una nueva turbina de gas de ciclo abierto con una producción de energía equivalente a la turbina de vapor propuesta para aumentar la generación de energía de la Central Patagonia.

3. La actividad del proyecto propuesto SIN el compromiso de una actividad del proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio.

En este escenario, EDS pondría en marcha una turbina de vapor de la misma capacidad para que funcione en ciclo cerrado sin el apoyo del Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM)

4. Central de energía renovable comercial de capacidad equivalente al proyecto propuesto SIN compromiso de una actividad del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

Dado que la energía hidroeléctrica conectada a la red constituye la única tecnología renovable firmemente establecida en el sector energético argentino, esta alternativa se refiere a una planta hidroeléctrica de producción equivalente.

---

<sup>9</sup> “Tool for the demonstration and assessment of additionality (versión 2)” (28 Nov 2005) está disponible en [http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/AdditionalityTools/Additionality\\_tool.pdf](http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/AdditionalityTools/Additionality_tool.pdf).



**2) Conducción de un análisis de exámenes de barreras:**

En la Parte B5 se realiza un análisis detallado de barreras. La Tabla 3 más abajo presenta el resumen de los resultados de dicho análisis realizado, considerando las siguientes clases de barreras:

- Barreras de inversión;
- Barreras tecnológicas;
- Barreras debidas a la práctica imperante.

**Tabla 3: Resultados del análisis de barreras**

Barreras	Escenario 1: Continuación de la práctica actual	Escenario 2: Inversión en una nueva planta de energía con combustible fósil e igual rendimiento que el proyecto propuesto	Escenario 3: La actividad del proyecto propuesto SIN compromiso de CDM	Escenario 4: Planta de energía renovable con rendimiento equivalente
Leyes y reglamentacio nes vigentes	N/A	N/A	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No existe reglamentación que exija el cambio de una Turbina de Gas de Ciclo Abierto (OCGT) existente a la operación en ciclo cerrado.</li> </ul>	N/A
Barreras de Inversiones	N/A	<p><b>Barreras Intermedias</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Atraer inversiones y/o juntar capitales para nuevas plantas con combustibles fósiles de cualquier tipo es difícil en Argentina por que los precios bajos de la electricidad han impedido las inversiones desde el colapso económico.</li> <li>• Debido a la falta general de capacidad en la Argentina, las plantas de generación más económicas (motores recíprocos de HFO (combustible pesado) y diesel ) serán muy probablemente blancos de las inversiones.</li> </ul>	<p><b>Barreras Significativas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• En Argentina es difícil atraer inversiones y/o juntar capitales para un nuevo sistema de Turbina de Gas de Ciclo Combinado (CCGT) por que los precios bajos de la electricidad han impedido las inversiones desde el colapso económico.</li> <li>• Las inversiones en CCGT son particularmente difíciles porque las tarifas eléctricas bajas son desfavorables para las plantas eficientes.</li> <li>• Sin la recaudación adicional de las ventas de los CER, la deuda del proyecto para una inversión de OCGT sería difícil de recuperar.</li> </ul>	<p><b>Barreras Intermedias</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A pesar de que la energía hidroeléctrica es la única fuente de energía renovable para la que existe know-how técnico en Argentina, con recursos de energía hidroeléctrica disponible limitados a ser desarrollados en el área, la ganancia económica de una planta de este tipo de capacidad similar es menos atractiva.</li> <li>• Los costos capitales de la instalación de tecnologías renovables como las unidades de generación eólica o hidroeléctrica son mucho más altos que los costos de generación de los equipos térmicos.</li> </ul>



<b>Barreras Tecnológicas</b>	N/A	<b>Sin Barreras</b> <ul style="list-style-type: none"><li>Dentro de la Argentina existe la capacidad necesaria para diseñar motores recíprocos para combustible fósil.</li></ul>	<b>Barreras Significativas</b> <ul style="list-style-type: none"><li>La capacidad necesaria para diseñar y procesar el trabajo de ingeniería para la conversión a CCGT es muy nueva en Argentina.</li></ul>	<b>Barreras Intermedias</b> <ul style="list-style-type: none"><li>No existen recursos adecuados explotables de energía hidroeléctrica en el área..</li><li>El encargado del proyecto no cuenta con la experiencia técnica en el desarrollo de plantas hidroeléctricas.</li></ul>
<b>Práctica Imperante</b>	N/A	<b>Nivel intermedio de barreras</b> <ul style="list-style-type: none"><li>Desde 2002 no se puso en marcha ninguna planta generadora de electricidad en Argentina, y no hay actualmente ningún incentivo para aumentar la eficiencia ( por ejemplo, conversión a CCGT ).</li><li>El creciente problema actual de suministro de gas en Argentina desembocará en un futuro cercano en la puesta en marcha de nuevos motores recíprocos HFO y Diesel para satisfacer la demanda de energía.</li></ul>	<b>Barreras Significativas</b> <ul style="list-style-type: none"><li>Debido a las difíciles condiciones económicas de la Argentina hay pocos incentivos para convertir las plantas a CCGT. De hecho, con el sistema actual de pagos de energía a los generadores, las plantas eficientes reciben ganancias desfavorables.</li><li>Existen en Argentina un total de trece plantas de CCGT, incluyendo una en la Patagonia, la última de las cuales entró en servicio en 2002. Las plantas de CCGT NO constituyen la práctica principal en Argentina.</li></ul>	N/A

### 3) Justificación de la selección del escenario de la línea de base

El escenario con la menor cantidad de barreras es el Escenario 1: Continuación de la práctica actual. Según se ve en el cuadro anterior y se describe con mayor detalle en la Parte B5, es claro que una o más de las barreras identificadas en el análisis de barreras afecta el escenario del proyecto y a todos los escenarios alternativos aparte del Escenario 1, que es, en consecuencia, elegido como escenario de línea de base. Como tal, este proyecto cumple con los requisitos de la metodología de línea de base para el propósito de determinar tanto las emisiones de la línea de base como del proyecto.

**B.5. Descripción de cómo las emisiones antropogénicas de los GHG según las fuentes son reducidas por debajo de aquellas que hubieran aparecido en ausencia de la actividad del proyecto registrado como CDM ( evaluación y demostración de adicionalidad ):**

La herramienta consolidada para la demostración y la evaluación de la adicionalidad es aplicada en ACM0007. La herramienta provee un conjunto de pasos para demostrar y evaluar la adicionalidad. Estos pasos, en relación al proyecto de Comodoro, se detallan en los párrafos siguientes.

**Paso 0: Selección preliminar de proyectos en base a la fecha de inicio de la actividad del proyecto**



El proyecto propuesto no desea que el periodo crediticio comience antes de la registración de la actividad del proyecto.

**Paso 1. Identificación de alternativas para la actividad del proyecto compatibles con las leyes y reglamentaciones vigentes**

El paso 1 incluye dos componentes: el Sub paso 1a establece la identificación de alternativas disponibles para los participantes del proyecto, y el Sub paso 1b establece que se evalúen estas alternativas para determinar si cumplen con los requisitos legales y reglamentarios.

***Sub paso 1a. Definir alternativas para la actividad del proyecto***

En las circunstancias actuales del sector energético de la Argentina, las alternativas posibles disponibles para el encargado del proyecto como se establece en la Parte B.4 son las siguientes:

**Escenario 1:** Continuación de la práctica actual

**Escenario 2:** Inversión en una nueva planta de energía con combustible fósil de rendimiento equivalente al proyecto propuesto.

**Escenario 3:** La actividad del proyecto propuesto SIN el compromiso de una actividad del proyecto de CDM.

**Escenario 4:** Implementación de una planta de energía renovable de rendimiento equivalente.

***Sub paso 1b. Cumplimiento de leyes y reglamentaciones aplicables***

El primer examen a realizar en los escenarios alternativos consiste en demostrar que cumplen con todos los requisitos legales y reglamentarios aplicables.

El **Escenario 1** claramente concuerda con las leyes y reglamentaciones imperantes. No existe en Argentina ninguna reglamentación que impida la continuación de la práctica actual y no existen leyes específicas que requieran el cambio de una Turbina de Gas de Ciclo Abierto a la operación en ciclo cerrado o a utilizar el calor de desecho en las instalaciones donde se genera; en realidad, hay muchas plantas en el país que se encuentran operando en ciclo abierto.

**Escenario 2:** No existe ninguna reglamentación que especifique el tipo de combustible fósil que debe utilizarse en agregados para nueva generación. Por ende, cualquier planta de energía que use combustible fósil estaría en cumplimiento de las reglamentaciones vigentes.

El **Escenario 3** también concuerda con las leyes y reglamentaciones imperantes dado que el proyecto fue propuesto y debidamente otorgado al encargado del mismo en conformidad con las leyes y reglamentaciones que regulan el sector energético de la Argentina. No existe ninguna reglamentación legal para registrar proyectos como este en un CDM. Además, Argentina no cuenta con ninguna reglamentación en su lugar que requiera la utilización del calor de desecho en la instalación donde se genera el mismo.

El **Escenario 4** también concuerda con todas las reglas y reglamentaciones pertinentes que regulan la generación de energía hidroeléctrica.



Las alternativas para la actividad del proyecto pueden identificarse con claridad. Las alternativas también cumplen claramente con los requisitos legales y reglamentarios del sector energético de la Argentina.

### **Paso 2. Análisis de Inversiones**

Para demostrar la adicionalidad del proyecto de CDM propuesto, no se realiza un análisis completo de las inversiones; sin embargo, elementos del mismo están incorporados en el Sub paso 3a en la parte relacionada a *Barreras de Inversiones*.

### **Paso 3. Análisis de Barreras**

El siguiente análisis de barreras destaca las barreras que han sido identificadas como obstáculos para el desarrollo de la actividad del proyecto de CDM propuesto. Estas barreras también se aplican a los Escenarios 2, 3 y 4 identificados en el Paso 1, dejando así la opción “práctica actual – sin proyecto” como la única alternativa disponible y como escenario de la línea de base del proyecto.

#### ***Sub paso 3a: Identificar barreras que evitarían la implementación de la clase de actividad del proyecto propuesto***

##### **(a) Barreras de Inversiones**

Hay una variedad de barreras que afectaron el desarrollo del proyecto relacionado a las condiciones de las inversiones, estas incluyen:

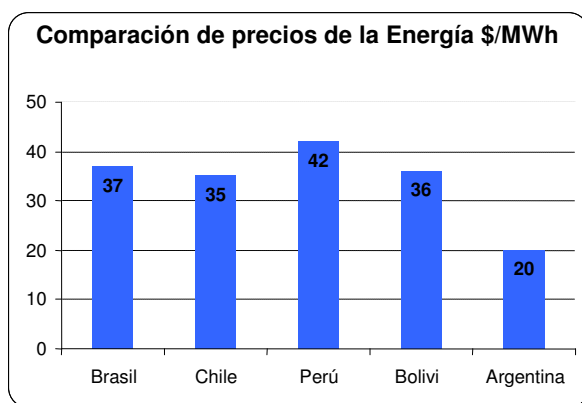
**Tarifas de energía bajas:** En 2001 la Argentina soportó una profunda crisis económica que desembocó en la devaluación del peso de la paridad de 1 a 1 con respecto al dólar estadounidense a la de 4 a 1 en cuestión de meses. Como resultado, el gobierno convirtió las tarifas de energía a pesos argentinos (\$PPAD) sin tener en cuenta si la deuda de un proyecto debía ser pagada en dólares. Además, el gobierno ha implementado modificaciones al marco reglamentario de forma tal de atenuar el impacto de la crisis en el precio de la energía y la operación del mercado eléctrico mayorista a corto plazo. La Secretaría de Energía sacó una serie de resoluciones para evitar un aumento abrupto del precio de la energía:

- Se fijó un Precio de Capacidad Disponible en \$12/MW en horas en que suceden los pagos de capacidad. En pesos argentinos, esto representa un aumento del 20% sobre el valor antes de la crisis, pero una reducción del 60% en comparación con el valor previo ( año 2001 ) nominado en dólares estadounidenses.
- Se fijó un precio máximo de energía en \$120/MWh (40 US\$/MWh).
- El precio de la energía se fija asumiendo que todas las plantas de energía usan gas natural y tienen disponibilidad de transmisión, sin tener en cuenta lo que verdaderamente sucede. Así, los precios de la energía no reflejan el costo marginal del sistema, y son a menudo significativamente más bajos.

El efecto inmediato de estas medidas fue, como era esperable, que los precios de la energía no aumentaron en forma significativa como resultado de la devaluación de la moneda argentina y se evitó el impacto negativo sobre las tarifas de electricidad pagadas por la demanda. Sin embargo, estas medidas trajeron como resultado problemas financieros inmediatos para muchas empresas de generación debido a que habían financiado sus inversiones a través de deudas en dólares estadounidenses. También como consecuencia, las recaudaciones de la energía fueron repentinamente reducidas hasta en un 60%.



A partir del año 2001 el costo de la energía aumentó levemente aunque el gobierno mantiene el control de estos precios. En verdad, las tarifas de energía se encuentran entre las más bajas en Sud América ( ver Figura 7 ). En un estudio reciente encargado por Capex S.A., se calculó que el precio de devolución de una inversión para un sistema de ciclo combinado es de aproximadamente 29 dólares estadounidenses por MWh, aunque durante los últimos 4 años el precio de la tarifa de energía no alcanzó nunca este nivel<sup>10</sup>. Si la resolución de la Secretaría de Energía sigue en vigencia, los precios de la energía prácticamente no cambiarán, y permanecerán en alrededor de 20 dólares estadounidenses por MWh, con variaciones entre 15 y 25 dólares estadounidenses por MWh dependiendo del mes del año<sup>11</sup>. Esto significa que la expansión de las plantas generadoras por inversores privados, en respuesta a las señales de precios en el mercado spot, no sería posible.



**Figura 7: Comparación de precios de energía entre varios países de Sud América (datos de 2005 ; AGEERA)**

**Escenario del proyecto y Escenario 3:** En estas condiciones no existen incentivos de ninguna clase para la inversión en nuevas plantas generadoras en Argentina porque las tarifas de energía bajas no dan lugar a una ganancia. Sin el CDM, este tipo de proyecto de mejora de la eficiencia no podría realizarse debido a que las tarifas bajas no permiten que las empresas devuelvan el dinero adeudado.

**El gobierno impuso una retención de la ganancia marginal:** Además de imponer topes en las tarifas de energía, en el 2003 el Gobierno Argentino aprobó una resolución (406/2003)<sup>12</sup>, que establece que a partir de la fecha de entrada en vigencia se les debía pagar a las empresas generadoras por los costos variables de operación, pero sus ganancias marginales sobre las transacciones spot serían retenidas por CAMMESA para ser devueltas en una fecha futura. El precio spot debía estar basado en los costos operativos de las plantas más ineficientes de la red, sin embargo, fue congelado artificialmente por el gobierno a partir de la crisis económica de 2001, y así, ya no refleja el costo marginal. CAMMESA paga el costo operativo en base a una fórmula establecida en el *Inciso d* de la resolución. Para todas las plantas, excepto las más ineficientes, los costos operativos ( según el *Inciso d* ) son considerablemente más bajos que el precio spot de la electricidad. De este margen entre los costos por MWh pagados a los operadores y el precio spot, sólo el 35% del margen se paga en mora, meses luego de la venta original. La

<sup>10</sup> Documento para Diseño de Proyectos, Central Térmica Agua del Cajón – Conversión de Ciclo Abierto a Ciclo Combinado, Versión 01, 20 de Octubre de 2005..

<sup>11</sup> Documento Adjunto A: Conversión a CCGT ( Turbina de Gas de Ciclo Combinado ): Evaluación del Resultado de Funcionamiento (2006).

<sup>12</sup> Fuente: ENRE; Ente Nacional Regulador de la Electricidad, Informe Anual 2003



proporción restante de la ganancia marginal no se paga a las empresas generadoras, sino que es retenida en un fondo fiduciario (FONINVEMEM, "Fondo Para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista"), que el gobierno intenta usar para invertir en nueva generación ( tanto la expansión de plantas existentes como la construcción de nuevas plantas ). Las principales empresas con deudas significativas reciben pagos insuficientes para cubrir sus costos fijos.

**Escenario del proyecto y escenario 3:** El hecho de que el gobierno retenga el 65% de la ganancia variable de las empresas generadoras no atrae a los inversores extranjeros ni inspira confianza en el sistema. En los últimos cuatro años no ha habido ninguna inversión en el sector de generación de electricidad en el país, a pesar de que el consumo y la demanda aumentaron. El desarrollo de una tecnología relativamente nueva para la Argentina como la CCGT sería la opción menos atractiva para un empresario a menos que las barreras financieras se vieran disminuidas por la ganancia adicional de créditos de carbón. Por lo tanto, esto representa una barrera para el proyecto propuesto en la ausencia de un CDM.

**Escenario 4:** La falta de recursos hídricos viables en el área de comodoro ( ver Barreras Tecnológicas más adelante ) contribuye a que la inversión en una planta hidroeléctrica de gran porte no sea una alternativa financieramente atractiva para el proyecto propuesto. Además, la retención de la ganancia marginal representa una barrera intermedia para el desarrollo de nuevas plantas de este tipo.

**Falta de incentivo por eficiencia:** El sistema del costo marginal en Argentina constituye un elemento realmente desalentador para la eficiencia, ya que el precio por MWh que se paga a las plantas más eficientes es más bajo que el que se paga a las ineficientes. Es decir, un productor eficiente obtendrá un margen entre sus costos variables y la planta más costosa en un momento determinado, sin embargo, en ese momento no se paga el 65% de ese margen a las empresas generadoras.

**Escenario del proyecto y Escenario 3:** Esta constituye una barrera significativa para el desarrollo de un sistema de Turbina de Gas de Ciclo Combinado debido a que la conversión hace que el sistema de generación sea mucho más eficiente que la Turbina de Gas de Ciclo Abierto.

**Más disminución de las tarifas de energía:** La actividad del proyecto propuesto se encuentra en la región de Chubut, en el sur de Argentina. Antes de marzo de 2006, esta planta estaba funcionando en una red aislada ( MEMSP ) que se beneficiaba de los precios spot más altos para la electricidad<sup>13</sup>. Sin embargo, a partir de esa fecha, los dos sistemas fueron conectados y así los costos marginales descenderán como resultado de ello. Esto agrega otra barrera para las empresas que desean invertir en la generación en las regiones del sur de Argentina, cualquiera sea la tecnología elegida. Por ende, los Escenarios 2, 3 y 4, así como el escenario del proyecto, se ven todos afectados por la reducción predecible en los precios de la energía.

**Dificultad para obtener los préstamos:** Los Bancos Internacionales son reacios a otorgar préstamos para proyectos en el sector de la energía debido a los riesgos asociados con la inestabilidad económica de Argentina. En Argentina existe solamente un banco local ( Banco Nación ) que está dispuesto a dar financiación directamente para este tipo de proyectos. En su proceso de clasificación para otorgar esa financiación a un proyecto, pide una recomendación de parte del gobierno. En todos los casos la financiación de la deuda está asociada a condiciones complicadas y tasas de interés altas ( 10-15% ). En

---

<sup>13</sup> Fuente: CAMMESA



realidad, no hubo ninguna inversión en generación de energía en Argentina desde 2002. Las empresas existentes dentro del país no pueden invertir en nuevas plantas de energía porque no son capaces de asegurar la nueva deuda ya que permanecen sobrecargadas por la deuda preexistente que se hace difícil de devolver por la devaluación del peso con respecto al dólar ( seguido de bajas recaudaciones en el sector de la generación de energía asociadas a las tarifas bajas de la electricidad ). Además, las empresas y los bancos extranjeros no están interesados en invertir en plantas generadoras en Argentina porque las tarifas son demasiado bajas para devolver las deudas y obtener ganancias.

**Escenario del proyecto y Escenario 3:** Existe una clara dificultad para obtener financiación ( incluso con un recurso ) para cualquier tipo de proyectos, debido a la reticencia de los bancos de correr riesgos. Y los bancos que financian no quieren financiar proyectos en la Argentina, a menos que los beneficios de los mismos estén aumentados por la financiación del carbón. Por lo tanto, el incentivo del CDM ayudará a atenuar esta situación, ofreciendo una forma de recaudación adicional de la venta de los CER. Esto reducirá el riesgo total de las recaudaciones del proyecto y debería reducir el perfil de riesgo total del proyecto. Además, si la forma de recaudación adicional proveniente de la venta de los CER está reconocida por los que proveen financiación, aumentará la Cobertura del Servicio de Deuda ( DSCR ) del proyecto. En realidad, la recaudación potencial a partir de los CER ha sido notada en todos los pedidos de participación de la deuda. La recaudación de CDM para la conversión a CCGT de Comodoro ( calculada en cerca de US\$ 1 millón por año ) contribuirá significativamente a la recuperación de la deuda.

**Escenario 4:** Debido a la combinación actual de las unidades de generación en el MEM y el MEMSP, el precio resultante en el mercado mayorista no permite que las inversiones adicionales sean financieramente atractivas. Cuando los precios son demasiado bajos, el sector privado no quiere invertir en poner en servicio nuevos equipos. Esto, junto con la dificultad para obtener financiación antes mencionada, contribuye a que los costos de capitales de instalación de tecnologías renovables como las unidades eólicas o hidroeléctricas de generación sean mucho más altos que los costos de generación de los equipos térmicos tradicionales.

#### (b) Barreras Tecnológicas

Para un mercado de electricidad con un factor de carga como el de Argentina, no es práctico operar con una alta participación de ciclos combinados en el suministro sin nuevas inversiones en equipos de generación con tecnología de punta. Tales equipos son menos eficientes en términos de medioambiente y es necesario satisfacer los picos de demandas diarios. Estos ciclos combinados ya instalados y los que van a ser instalados en el futuro tienen muy poca flexibilidad operacional. En realidad, se podría decir que los ciclos combinados, las plantas de energía nuclear y la mayoría de las plantas hidroeléctricas se construyen para operar todo el tiempo en su capacidad completa, con escasa capacidad de ajuste de energía. En conclusión, desde un punto de vista tecnológico, en el mercado eléctrico de Argentina la alternativa más factible es mantener el antiguo equipo en funcionamiento o instalar uno más flexible, no tan eficiente, como turbo generadores de gas de ciclo abierto.

**Escenario del proyecto y Escenario 3:** Existen barreras tecnológicas significativas para el desarrollo de las plantas de CCGT. Todo el equipo necesario para los sistemas de ciclo combinado viene del exterior y no se fabrica en Argentina. Además, a pesar de la presencia de algunas plantas de CCGT en el país, la pericia de ingeniería del diseño que se necesita para instalar dichos sistemas aún tiene que importarse del exterior.



**Escenario 4:** La energía hidroeléctrica conectada a la red es la única opción tecnológica renovable que podría ofrecer una alternativa factible para el proyecto. Debido a la limitada disponibilidad de recursos hidroeléctricos utilizables en el área de Comodoro, no hay potencial para el desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas. Existen recursos limitados en la Cordillera, pero en las condiciones actuales del sector energético estos recursos no son económicamente viables. Además, Energía del Sur no tiene experiencia en el desarrollo y la operación de plantas hidroeléctricas.

(c) Barreras de la Práctica Imperante

Hay una preocupación creciente por la escasez de gas debido a la falta de inversiones en la exploración de reservas de gas. Esto quedó bien ejemplificado en mayo de 2004 cuando Argentina disminuyó las exportaciones de gas a Chile en un 50%, y nuevamente en enero de 2005 cuando Argentina redujo aún más dichas exportaciones a causa del aumento de la demanda interna de gas natural, lo que desembocó en una relación tensa con Chile, quien solía importar gas de la Argentina. Esta escasez es especialmente problemática porque la red Argentina cuenta actualmente con una capacidad instalada de aproximadamente 22.000 MW. En la demanda pico el país normalmente necesita 16.700 MW de esta capacidad. Esto representa un margen de reserva peligrosamente reducido. Esto se ve magnificado durante las épocas de sequía cuando muchas grandes centrales hidroeléctricas funcionan al 20% - 30% de su capacidad. También, durante los inviernos fríos, los requerimientos de calor sobrepasan los de electricidad, desviando de este modo el gas de las plantas generadoras.

Además, hay frecuentes reducciones en esta generación debido al mal funcionamiento de plantas antiguas y con mantenimiento insuficiente. Por lo tanto, este margen de reserva de energía tiene posibilidad de restringirse aún más, y de llegar a un faltante grave de energía en el futuro. En verdad, el consumo de electricidad está aumentando a un ritmo mucho más acelerado que el producto bruto interno. Desde 2002 no hubo ninguna puesta en marcha de nuevas plantas generadoras de energía, y consecuentemente, hay una necesidad urgente de que el sector energético crezca, a pesar de la falta de incentivos para sostener este crecimiento o de las inversiones necesarias.

**Escenario del Proyecto y Escenario 3:** La práctica imperante en la Argentina, sorprendentemente, no es el desarrollo de sistemas de CCGT. Antes de 2002 había varias plantas de CCGT en marcha, sin embargo, las condiciones económicas actuales son muy diferentes y por eso la práctica que prevalece está más bien basada en la situación presente. Existen 13 plantas de CCGT en Argentina ( ver Tabla 4), pero todas comenzaron a funcionar antes de la crisis económica de Argentina. Debe también destacarse que en la región Patagónica, donde se ubica la actividad del proyecto propuesto, sólo existe una planta de CCGT.

**Tabla 4: Plantas de ciclo combinado instaladas en Argentina**

Planta de Energía	Capacidad (MW)	Fecha de Instalación
Genelba	674	Ene 1997
Buenos Aires	322	Feb 1997
Luján de Cuyo	285	Feb 1998
Costanera	851	Oct 1998
Tucumán	447	Oct 1998
Dock Sud	773	Ene 1999
Puerto	786	Ene 1999
AES Paraná	845	Ene 2000



Agua del Cajón	677	Ene 2000
Alto Valle	N/A	Ene 2001
San Miguel	382	May 2001
Modesto Maranzana	447	Oct 2002

***Sub paso 3b: Demostrar que las barreras identificadas no impedirían la implementación de por lo menos una de las alternativas***

**(a) Barreras de Inversiones (como se describen en el Sub paso 3a )**

**Tarifas energéticas bajas**

**Escenario 1:** Las tarifas energéticas bajas no representan una barrera para la continuación de la práctica actual. Aunque no son lo ideal, las plantas ya establecidas pueden continuar su práctica actual debido a que hay demanda de energía generada.

**Escenario 2:** Las tarifas energéticas bajas no representan una barrera para todos los nuevos desarrollos de plantas generadoras de energía. Sin embargo, esta situación indirectamente fomenta el desarrollo de generación de energía más económica usando combustibles fósiles alternativos tales como el combustible pesado o el diesel.

**El gobierno impuso retenciones sobre las ganancias marginales**

**Escenario 1:** Los costos de inversión relativos para el desarrollo de Turbinas de Gas de Ciclo Abierto y centrales térmicas con motores recíprocos son más bajos que para cualquier otra tecnología. Los mercados de capitales locales ( deuda y patrimonio ) están familiarizados con los costos y riesgos de las inversiones del sector energético y el capital seguramente comenzará a circular en inversiones confiables y que valgan la pena, en nuevos agregados de energía convencional en la situación actual de alta demanda de electricidad. La retención de la ganancia marginal sólo representa una barrera limitada para la continuación de la práctica actual porque sólo tiene impacto sobre las nuevas inversiones y no sobre las centrales energéticas existentes.

**Escenario 2:** La retención de la ganancia marginal representa una barrera intermedia para el desarrollo de centrales que utilizan combustibles fósiles que no sean gas. Sin embargo, debido a que la demanda en Argentina está en aumento, las centrales más económicas tienen más probabilidad de desarrollo y el gobierno probablemente use esta ganancia marginal retenida para invertir en estas centrales.

**Falta de incentivo por eficiencia**

**Escenario 1:** Esto no representa una barrera para continuar la práctica corriente ya que los sistemas de ciclo abierto no son los más eficientes en el despacho.

**Escenario 2:** Esto no es una barrera para el desarrollo de centrales que usan combustibles fósiles alternativos ya que la alternativa más probable sería el motor recíproco de combustible pesado<sup>14</sup>, que tiene muy baja eficiencia.

**Dificultad para obtener financiación**

---

<sup>14</sup> FUNDELEC; Fundación para el Desarrollo de la Electricidad



**Escenario 1:** Los costos de inversión relativos para el desarrollo de Turbinas de Gas de Ciclo Abierto y centrales térmicas con motores recíprocos son más bajos que para cualquier otra tecnología. Los mercados de capitales locales ( deuda y patrimonio ) están familiarizados con los costos y riesgos de las inversiones del sector energético y el capital seguramente seguirá circulando en agregados de energía convencional confiables en el clima actual de aumentos sostenidos en la demanda energética, por tanto esto no representa una barrera para la continuación de la práctica actual.

**Escenario 2:** Conseguir capitales para proyectos de energía en Argentina es muy difícil porque los fondos de inversión que apuntan a América Latina no consideran a la Argentina por el riesgo país. Esto representa sólo una barrera intermedia para el desarrollo de centrales de energía que usan combustibles fósiles alternativos porque las opciones de generación menos costosas probablemente atraigan más inversiones.

(b) Barreras Tecnológicas (como se describen en el Sub paso 3a )

**Escenario 1:** Los sectores energéticos de Patagonia y de Argentina como un todo, muestran una variedad amplia de aplicaciones tecnológicas de gas natural y combustibles fósiles para el suministro de energía. Así, el know-how tecnológico para el diseño, fabricación, instalación y operación de centrales térmicas convencionales es de alta disponibilidad en Argentina. De este modo, se considera que no hay barreras tecnológicas para la continuación de la práctica actual.

**Escenario 2:** Tal como se especifica en el Escenario 1, el sector energético de Argentina muestra una amplia variedad de aplicaciones tecnológicas de los combustibles fósiles para el suministro de energía. Así, no hay barreras tecnológicas reconocidas para el mayor desarrollo de este sector dado que la experiencia tecnológica existe en Argentina así como también mucho del equipo necesario para desarrollar generadores usando combustibles fósiles diferentes del gas natural.

(c) Barreras de la Práctica Imperante (como se describe en el Sub paso 3a )

**Escenario 1:** Desde 2002 no hubo puesta en marcha de ninguna central térmica en Argentina. Por ende, la práctica imperante desde esa fecha es la continuación de la práctica actual, debido a la lentitud del desarrollo y la inversión en el sector energético.

**Escenario 2:** Dada la situación económica actual en Argentina y el estado del sector energético, es probable que si continúa la escasez de electricidad, se va a desarrollar la generación de electricidad más económica, que es el motor recíproco diesel o con fuel oil.

En resumen, el **Escenario 2** no es una opción alternativa viable debido a las barreras financieras identificadas en el Sub paso 3a. En forma similar, el **Escenario 4:** la inversión en una planta hidroeléctrica comercial de producción equivalente al proyecto propuesto queda descartada por las barreras financieras y tecnológicas destacadas en el análisis de barreras anterior. El **Escenario 3**, identificado en el Paso 1 como la inversión en una CCGT equivalente a la actividad del proyecto propuesto, pero sin registrarla como una actividad de proyecto de CDM, se ve afectado por todas las barreras que afectan al escenario del proyecto y no puede ser considerado como la línea de base para el proyecto.



En conclusión, es posible asumir que la única opción alternativa disponible es la de sin proyecto/práctica actual ( **Escenario 1** ). Entonces se tomará como línea de base para el proyecto de CCGT de Comodoro la provisión por parte de la red argentina de una cantidad de electricidad equivalente a la producción del proyecto. El escenario del proyecto es la conversión de las dos Turbinas de Gas de Ciclo Abierto MS 6001B por medio del agregado de un Generador de Vapor con Recuperador de Calor y una turbina de vapor conectada a la red. En el escenario de la línea de base esta energía estaría generada en gran medida por otras plantas térmicas con Turbinas de Gas de Ciclo Abierto o motores recíprocos.

#### **Paso 4. Análisis de la Práctica Común**

El paso de la práctica común requiere de una revisión para ver si la tecnología propuesta tiene ya difusión en el sector y la región pertinente.

##### ***Sub paso 4a: Análisis de otras actividades similares a la actividad del proyecto propuesto***

Entre 1997 y 2000 varias turbinas de ciclo combinado de gas natural fueron instaladas en Argentina como consecuencia de la desregulación del MEM, el mercado energético mayorista, cuando el despacho de energía estaba basado en los costos de generación más bajos, favoreciendo así la instalación de equipos eficientes. La razón principal para la instalación de las CCGT antes del año 2000 ( la última se puso en marcha en 2002 ) estaba relacionada a la competitividad en el mercado. El mercado energético prácticamente quedó desarmado desde el 2001, y está relacionado a tarifas de electricidad congeladas o extremadamente bajas, tal como se explicó en el Paso 3. Es importante destacar, también, que el sistema del mercado energético actual en la Argentina no podría sobrevivir mediante la incorporación de agregados de capacidad a la tecnología más eficiente (como la CCGT ) dado que los costos variables de estas centrales serían iguales al precio marginal –que determina el precio pagado a los generadores- y dejaría así a las empresas generadoras con insuficientes recaudaciones para compensar sus inversiones.

##### ***Sub paso 4b: Discutir cualquier opción similar que se esté desarrollando***

En la actualidad no hay otras conversiones a CCGT en Argentina debido a las barreras antes mencionadas. Dadas las condiciones actuales del sector energético argentino y todas las barreras identificadas en el Paso 3. Si se fuera a agregar nueva capacidad, probablemente sería la reinstalación de antiguas centrales o centrales fuera de servicio. En realidad, si se produce una crisis de suministro energético ( como se predijo ), probablemente el agregado de *nueva* capacidad serían motores recíprocos que usan combustible pesado, dado que son más económicos de construir y no necesitan gas, que actualmente escasea.

#### **Paso 5. Impacto de la Registración del CDM**

El uso del CDM en este proyecto para superar las barreras identificadas anteriormente fue decidido en una etapa temprana en el planeamiento del proyecto. Como resultado, el CDM tuvo un rol importante en la toma de decisiones para proseguir con la conversión a CCGT en la central de Energía del Sur en Comodoro Rivadavia. Existe una variedad de evidencias que sustentan esto:

- Rurelec contactó consultores en octubre de 2005 para recibir asesoramiento sobre el emprendimiento de una conversión a CCGT como una actividad de proyecto de CDM; se redactó un Formulario de Información del Proyecto ( PIN, Project Idea Note ) para evaluar los beneficios potenciales de los CER.
- La evaluación de la elegibilidad y el desarrollo del PDD comenzaron en octubre de 2005, antes del cierre financiero del proyecto.



- Las actas de reuniones de directorio de Rurelec y Energía del Sur con fecha de febrero de 2006<sup>15</sup> claramente establecen que la decisión de proceder con la conversión a CCGT está sujeta a que el proyecto cumpla con los criterios del CDM, y que el incentivo del CDM es un factor crucial en la toma de decisión para continuar con el proyecto; y
- Varias comunicaciones oficiales de bancos establecen claramente que cualquier deuda originada con el propósito de la conversión a CCGT está supeditada a que el proyecto obtenga el estatus de CDM, incluyendo una solicitud de préstamo para el Standard Bank.

La registración planeada del proyecto de Comodoro en el CDM tuvo una cantidad de beneficios, entre ellos:

- El incentivo del CDM ayudó a atenuar las barreras de inversiones suministrando una forma de recaudación adicional a partir de la venta de créditos de carbono. Un acuerdo de compra de CER con una organización de un país del Anexo 1 diversificará los ingresos del proyecto a fuentes externas a la Argentina y tuvo el efecto de reducir el perfil de riesgo total del proyecto.
- La recaudación adicional proveniente de los créditos de carbono contribuye a aumentar el IRR ( Tasa Interna de Retorno ) y el NPV ( Valor Actual Neto ) del proyecto. Los resultados de los cálculos del impacto de los CER sobre el IRR están representados en la Tabla 5 y están basados en los siguientes supuestos:

el precio del carbono es de US\$10/tCO<sub>2</sub>;  
el volumen de los CER se acercó a 150.000 tCO<sub>2</sub>/año para ser conservadores;  
periodo crediticio de 10 años a partir de noviembre de 2007

**Tabla 5: Impacto de la Finanza del Carbono sobre el IRR del proyecto**

1. conversión a CCGT sin incentivo de CDM	2. proyecto de conversión a CCGT con incentivo de CDM
IRR	IRR
0,3%	17,92%

Es evidente que el incentivo de CDM tiene un impacto importante en el IRR del proyecto. El aumento del IRR hace del proyecto una opción más atractiva para Rurelec, y aunque aún no sería atractivo para un fondo de inversión de un tercero, es suficiente para que Rurelec continúe con el proyecto.

- La recaudación adicional que se desprende de la registración como CDM ayudará a atenuar los riesgos del índice de cambio. Un contrato de compra de CER pagado en US\$ ( u otra moneda estable ) atenuará el riesgo del índice de cambio y, por ende, disminuirá el perfil de riesgo del proyecto desde la perspectiva de los prestamistas extranjeros.
- El incentivo de CDM contribuyó al caso del negocio para implementar el proyecto de conversión a CCGT que produjo la incorporación de Rurelec en el proyecto. Rurelec cuenta con una vasta experiencia en el diseño, construcción y operación de CCGT alrededor del mundo y sin el incentivo de CDM no hubiera invertido en el proyecto de Comodoro. Como consecuencia, no se hubiera

<sup>15</sup> Documento Adjunto B - Acta de Directorio



importado a la Argentina la tecnología y habilidad necesarias para implementar un proyecto de CCGT, y la conversión de Comodoro no se realizaría.

### Conclusiones

El proyecto propuesto enfrenta muchas barreras: las tarifas de energía bajas en la Argentina significan que el proyecto tendrá retornos insuficientes sin el incentivo de CDM. Además, asegurar la deuda para el proyecto en la Argentina es terriblemente problemático debido a las dificultades económicas en el país. El CDM tiene un impacto significativo sobre la finanza del proyecto y convierte al proyecto en una oportunidad de inversión razonable para EDS ( ver Tabla 5 ). Además, Rurelec, el socio del proyecto del Reino Unido, ha identificado el CDM como un asunto crítico, y por lo tanto sin el CDM Rurelec no estaría interesado en la implementación del proyecto. Al usar al herramienta para demostrar la adicionalidad, se ve claramente que el escenario del proyecto es diferente del escenario de la línea de base.

Usando la metodología de línea de base ACM0007 ( con referencia a ACM0002 ), el escenario de la línea de base en este proyecto sería la continuación de la práctica actual. Por lo tanto, en ausencia del proyecto, los 38 MW adicionales de capacidad instalada que resultan del ciclo combinado estarían reemplazados por la generación existente de energía en la red. En realidad, según la ACM0002, el proyecto desplazaría a las plantas con el orden de méritos menor. El proyecto generará 38 MW de capacidad instalada sin ningún consumo de combustible fósil adicional, así, se espera que las emisiones del proyecto sean menores que las de la línea de base.

## **B.6. Reducciones de emisiones:**

### **B.6.1. Explicación de las elecciones metodológicas:**

La ACM0007 requiere que se calcule la reducción de las emisiones ( $ER_y$ ) del proyecto como la diferencia entre las emisiones de la línea de base ( $BE_y$ ), las emisiones del proyecto ( $PE_y$ ) y las emisiones debidas a las fugas ( $L_y$ ).

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y$$

#### **Determinación de las emisiones de la actividad del proyecto ( $PE_y$ )**

Las emisiones del proyecto en toneladas de  $CO_2$  incluyen las provenientes del uso de combustible fósil para operar la turbina de gas ( $PEGT_y$ ) y del combustible fósil suplementario utilizado para operar la turbina de vapor ( $PEST_y$ ).

$$PE_y (tCO_2) = PEGT_y + PEST_y = COEF_i * FGT_{i,y} + COEF_i * FST_{i,y}$$

Donde  $FGT_{i,y}$  es la cantidad de gas natural ( $m^3$ ) consumido anualmente por el proyecto y  $FST_{i,y}$  ( $m^3$ ) es la cantidad de gas natural suplementario consumido en los HRSG para operar la turbina de vapor por el proyecto en el año y.

$COEF_i$  es el coeficiente de emisión de  $CO_2$  del gas natural ( $tCO_2 / m^3$ ), tomando en cuenta el contenido de carbono del combustible usado por el proyecto durante el año. Para Argentina el coeficiente específico



de GHG de gas está disponible en la Segunda Comunicación Nacional y se utilizó para los cálculos según se especifica en la Parte B.6.2.

### **Determinación de las emisiones de la línea de base ( $BE_y$ )**

El escenario de la línea de base para el proyecto propuesto tal como se esquematiza en ACM0007 es que la energía para satisfacer la demanda de la red sería generada y suministrada por las turbinas de gas existentes en el lugar, que funcionan en ciclo abierto, por otras centrales existentes conectadas a la red, y por el agregado de las nuevas fuentes de generación para la red. De aquí que las emisiones de la línea de base sean calculadas como la suma de emisiones de la central actual que funciona en ciclo abierto y la emisiones que serían generadas por la red ( centrales existentes y futuras ) si estuviera generando una cantidad de energía igual a la generada por el proyecto propuesto operando en ciclo cerrado. Así, las emisiones de la línea de base están calculadas como sigue:

$$BE_y (tCO_2) = (EF_{OC} * OG_y) + (EF_{grid,y} * CG_y)$$

Donde  $EF_{OC}$  y  $EF_{grid,y}$  ( $tCO_2 / MWh$ ) son respectivamente el factor de emisión para la planta que opera en ciclo abierto y el factor de emisión marginal combinado de la red;  $OG$  y  $CG$  ( $MWh$ ) son respectivamente la electricidad generada por el ciclo abierto la generada a partir del uso de calor de desecho y combustible adicional.

#### **Paso 1: Estimación de $OG_y$**

Para estimar la generación anual de electricidad por la planta en ciclo abierto ( $OG_y$ ) se aplica la siguiente ecuación:

$$OG_y (MWh) = PLF * OC * T$$

Donde  $PLF$  es el factor de carga de la planta expresado como una fracción;  $OC$  ( $MW$ ) es la capacidad neta de la planta de ciclo abierto; y  $T$  representa las horas de operación durante el año.

Se dan dos opciones para el cálculo de  $PLF$ : o se hace ex-ante, usando los datos históricos para la OCGT, o ex-post, usando los datos reales del proyecto ( incluyendo tanto la turbina de gas como la de vapor ). La opción que de una estimación conservadora de las emisiones de la línea de base será la elegida por el encargado del proyecto durante el monitoreo.

#### **Opción 1**

$$PLF = \frac{HG_{OC,x}}{OC_x * 8760}$$

Donde  $HG_{OC,x}$  ( $MWh$ ) es la electricidad anual promedio generada por la central en ciclo abierto en base a  $x$  años de registros de generación, previos al comienzo del proyecto, y  $OC_x$  ( $MW$ ) es la capacidad histórica neta de la OCGT.

#### **Opción 2**

$$PLF = \frac{PG_y}{PC * 8760}$$

Donde  $PG_y$  ( $MWh$ ) es la electricidad real generada por el proyecto en el año  $y$ , y  $PC$  ( $MW$ ) es la capacidad neta instalada del proyecto ( tanto turbina de gas como de vapor ).

#### **Paso 2: Estimación de $EF_{OC}$**



El factor de emisión para la generación de ciclo abierto en la línea de base está dado por el rendimiento histórico de la central cuando funciona en ciclo abierto, usando los datos de los cinco años más recientes<sup>16</sup> previos al comienzo del proyecto.

El factor de emisión se calcula de esta forma:

$$EF_{OC} = \frac{FC_{HIST}}{HG_{OC,x}} * COEF_{i,HIST}$$

Donde  $FC_{HIST}$  ( $m^3$ ) es el consumo promedio anual histórico de combustible,  $HG_{OC,x}$  ( $MWh$ ) es la generación anual neta de la operación de la planta en ciclo abierto en base a  $x$  años de generación<sup>17</sup> previo al comienzo del proyecto y  $COEF_{i,HIST}$  es el coeficiente histórico de GHG para el gas natural usado para la operación de la turbina en ciclo abierto.  $COEF_{i,HIST}$ , el coeficiente histórico de emisión de  $CO_2$  para el gas, se obtiene así:

$$COEF_{i,HIST} = NCV_{i,HIST} * EF_{CO_2,i,HIST} * OXID_i$$

donde  $NCV_{i,HIST}$  es el valor calorífico neto ( $GJ/m^3$ ) del gas natural consumido en el período histórico,  $OXID_i$  (%) es el factor de oxidación del gas natural,  $EF_{CO_2,i,HIST}$  es el factor de emisión de  $CO_2$  por unidad de energía de gas natural en el período histórico.

### Paso 3: Estimación de $CG_y$

Para estimar la generación anual de electricidad atribuible al uso del calor de desecho en la turbina de vapor, se aplica la siguiente ecuación:

$$CG_y (MWh) = PG_y - OG_y$$

donde  $PG_y$  ( $MWh$ ) es la electricidad generada por el proyecto. Esto se calculará ex-post.

### Paso 4: Determinar el factor de emisión para la red

El factor de emisión de la línea de base para la electricidad conectada a la red se calcula como un margen combinado. Se calcula un margen de operación OM y un margen de construcción BM para la red; estos luego son promediados aplicando los pesos apropiados para obtener el margen combinado de la red.

El OM se calcula así:

$$EF_{OM,Dispatch Data, y} = \frac{E_{OM,y}}{PG_y}$$

Donde  $PG_y$  ( $MWh$ ) es la generación anual del proyecto; y  $E_{OM,y}$  ( $tCO_2$ ) son las emisiones anuales asociadas al margen de operación.

<sup>16</sup> HIST = 5 años. Si no hay datos disponibles de cinco años, entonces se usarán los datos de la mayor cantidad de años completos que estén disponibles con un mínimo de un año entero.

<sup>17</sup>  $x = 5$  años. Si no hay datos disponibles de cinco años, entonces se usarán los datos de la mayor cantidad de años completos que estén disponibles con un mínimo de tres años enteros.



$E_{OM,y}$  se calcula así:

$$E_{OM,y} = \sum_h (PG_h * EF_{DD,h})$$

Donde  $PG_h$  ( $MWh$ ) es la generación del proyecto en cada hora  $h$ ; y  $EF_{DD,h}$  ( $tCO_2/MWh$ ) es las emisiones promedio por hora pesadas por generación, por unidad de electricidad de un conjunto de plantas energéticas 'n'. Según la ACM0007, el grupo 'n' de plantas es el conjunto de plantas en el extremo superior  $x\%$  del orden de despacho del sistema de la red durante una hora  $h$ .  $x\%$  es igual al mayor de los siguientes:

- 10%; o
- la generación del proyecto durante la hora  $h$  expresada como el porcentaje de la generación total de la red para esa hora.

En el caso de Argentina en promedio el 10% de la energía total despachada en la red cada hora está bastante por sobre lo que la generación del proyecto puede ser para la misma hora, por consiguiente, el 10% se elige siempre para los cálculos.

$EF_{DD,h}$  se calcula así:

$$EF_{DD,h} = \frac{\sum_{i,n} F_{i,n,h} * COEF_{i,n}}{\sum_n GEN_{n,h}}$$

Donde  $F_{i,n,h}$  (en unidades de volumen) es la cantidad de combustible  $i$  consumida por el conjunto de plantas de energía  $n$  que despachan energía durante la hora  $h$ ;  $COEF_{i,n}$  ( $tCO_2/unidad\ de\ volumen$ ) es el coeficiente de emisión de  $CO_2$  del combustible  $i$  usado y  $GEN_{n,h}$  ( $MWh$ ) es la electricidad entregada a la red por las fuentes 'n' durante la hora  $h$ .

El volumen de combustible usado por las plantas de energía no está disponible, de aquí que se calcule hacia atrás usando el índice de calor o eficiencia de energía  $\eta_{i,n}$  ( $kCal/kWh$ ) para la energía de despacho de la planta  $n$  cuando utiliza combustible  $i$  según lo publica CAMMESA. Las eficiencias declaradas son usualmente menores que las reales, por lo tanto representan un supuesto conservador. Se usa la siguiente ecuación:

$$F_{i,n,h} = GEN_{n,h} * \eta_{i,n} * (1/ NCV_{i,n})$$

Donde  $NCV_{i,n}$  es el valor calorífico neto ( contenido de energía por masa o unidad de volumen ) del combustible  $i$  según el Informe Anual de Cammesa del año 2004<sup>18</sup>.

Para determinar el conjunto de plantas 'n', CAMMESA provee: a) el orden de operación de despacho del sistema de la red para cada planta del sistema; y b) la cantidad de energía  $GEN_h$  ( $MWh$ ) que es despachada de todas las plantas en el sistema durante cada hora en que la actividad del proyecto está funcionando. A cada hora  $h$ , la generación de cada planta es acumulada usando el orden de méritos. El conjunto de plantas 'n' consta de aquellas plantas en el margen, es decir, que tienen el mérito menor ( despacho más costoso ), cuya generación combinada ( $\sum GEN_h$ ) comprende el 10% del total de la

<sup>18</sup> Cammesa Informe Anual; 2004 disponible en <http://memnet2.cammesa.com/inicio.nsf/marcomemnet>



generación de todas las plantas durante esa hora. Cualquier planta que tiene capacidad media dentro del 10% está incluida en la lista superior del 10%.

El factor de emisión BM ( $EF_{BM,y}$ ) es el factor de emisión promedio pesado por generación ( $tCO_2/MWh$ ) de una muestra de plantas de energía  $m$  calculada de esta forma:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} * COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}}$$

Donde  $F_{i,m,y}$ ,  $COEF_{i,m}$  y  $GEN_{m,y}$  son análogos a las variables descritas para el margen de operación para una muestra de plantas de construcción nueva  $m$ , excluyendo a las registradas como actividades de proyectos de CDM.

El grupo  $m$  de la muestra consiste o de las cinco plantas de energía que han sido recientemente construidas, o los agregados de capacidad más recientes en el sistema de electricidad que comprende el 20% de la generación del sistema. Energía del Sur usará, de estas dos opciones, el grupo de la muestra que comprende la generación anual mayor cada año. Para el periodo crediticio,  $EF_{BM,y}$  será actualizado anualmente ex-post para el año en que se produzca la generación real del proyecto y las reducciones de emisiones asociadas.

El encargado del proyecto evaluará cada año cuál de las dos opciones da un grupo de la muestra  $m$  que comprenda la generación anual mayor. En 2005 el grupo de la muestra de las plantas de energía que forman el 20% de la generación total del sistema comprendió la generación anual mayor. El grupo de la muestra  $m$  basado en los datos más recientes se encuentra en el Anexo 3.

El margen combinado se calcula como el promedio pesado de OM y BM usando el pesado estándar sugerido por ACM0002.

$$EF_{grid,y} = w_{OM} * EF_{OM,y} + w_{BM} * EF_{BM,y} = 1/2 (EF_{OM,y} + EF_{BM,y})$$

### **Determinación de la Fuga ( $L_y$ )**

En general la actividad del proyecto disminuirá el volumen de gas consumido por unidad de electricidad producida en la Argentina. Por lo tanto, podría tener efectos positivos en las fugas de gas. Sin embargo, tal como se describe en la metodología ACM0007, el impacto del consumo de gas sobre el volumen de emisiones de fuga no es mensurable o atribuible al proyecto. En consecuencia, tales fugas positivas no se consideran en el proyecto. Con respecto al aumento del uso de gas, no se espera que haya ninguna fuga de  $CH_4$  en relación a su producción, transporte y uso.

También, de acuerdo a la metodología, las fugas de las emisiones producidas durante la construcción del proyecto no se toman en cuenta, ya que tales emisiones no son mensurables y no son significativas en el contexto del proyecto en comparación a la línea de base. El encargado del proyecto no reclamará ningún crédito para el proyecto por haber reducido estas emisiones por debajo del nivel del escenario de la línea de base.



Como consecuencia, las fugas son nulas.

**B.6.2. Datos y parámetros que están disponibles en la validación:**

<b>Datos / Parámetro:</b>	<b>OC</b>
Unidad de Datos:	MW
Descripción:	Capacidad neta de la turbina de gas en operaciones de ciclo abierto
Fuente de datos usada	Licencia de la Turbina de Gas (GT)
Valor aplicado:	77 MW
Justificación de la elección de los datos:	Este valor está disponible en las licencias de generación y sólo se registra una vez cuando se fija la línea de base.
Comentarios:	

<b>Datos / Parámetro:</b>	<b>OXID<sub>GAS</sub> &amp; OXID<sub>HIST, GAS</sub></b>
Unidad de Datos:	% o fracción
Descripción:	factor de oxidación para el gas natural
Fuente de datos usada	TABLA 1-4, “Pautas del IPCC ( Panel Intergubernamental de Cambios Climáticos ) 1996 Revisadas para Inventarios Nacionales de Gases con Efecto Invernadero: Libro de Trabajo” (Volumen 2)
Valor aplicado:	0,995
Justificación de la elección de los datos:	Datos disponibles internacionalmente. No hay datos específicos para Argentina.
Comentarios:	

<b>Datos / Parámetro:</b>	<b>OXID<sub>GAS OIL</sub> &amp; OXID<sub>HIST, GAS OIL</sub></b>
Unidad de Datos:	% o fracción
Descripción:	factor de oxidación para el gas natural
Fuente de datos usada	TABLA 1-4, “Pautas del IPCC 1996 Revisadas para Inventarios Nacionales de Gases con Efecto Invernadero: Libro de Trabajo” (Volumen 2)
Valor aplicado:	0,99
Justificación de la elección de los datos:	Datos disponibles internacionalmente. No hay datos específicos para Argentina.
Comentarios:	

<b>Datos / Parámetro:</b>	<b>OXID<sub>FUEL OIL</sub> &amp; OXID<sub>HIST, FUEL OIL</sub></b>
Unidad de Datos:	% o fracción
Descripción:	factor de oxidación para el gas natural
Fuente de datos usada	TABLA 1-4, “Pautas del IPCC 1996 Revisadas para Inventarios Nacionales de Gases con Efecto Invernadero: Libro de Trabajo” (Volumen 2)
Valor aplicado:	0,99
Justificación de la elección de los datos:	Datos disponibles internacionalmente. No hay datos específicos para Argentina.
Comentarios:	

<b>Datos / Parámetro:</b>	<b>OXID<sub>COAL</sub> &amp; OXID<sub>HIST, COAL</sub></b>
Unidad de Datos:	% o fracción
Descripción:	factor de oxidación para el gas natural



FORMULARIO DOCUMENTO PARA DISEÑO DE PROYECTOS (CDM PDD) –  
Versión 03.1.



CDM – Mesa Directiva

página 32

Fuente de datos usada	TABLA 1-4, “Pautas del IPCC 1996 Revisadas para Inventarios Nacionales de Gases con Efecto Invernadero: Libro de Trabajo” (Volumen 2)
Valor aplicado:	0,98
Justificación de la elección de los datos:	Datos disponibles internacionalmente. No hay datos específicos para Argentina.
Comentarios:	

<b>Datos / Parámetro:</b>	<b>COEF<sub>GAS</sub></b>
Unidad de Datos:	tCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>
Descripción:	coeficiente de GHG para el gas
Fuente de datos usada	Segunda Comunicación Nacional de Argentina
Valor aplicado:	0,00195
Justificación de la elección de los datos:	Datos específicos para Argentina
Comentarios:	La ACM0007 sugiere que se calcule este parámetro. Dado que existe un valor específico para Argentina, se eligió esta opción de los cálculos de los datos del IPCC.

<b>Datos / Parámetro:</b>	<b>COEF<sub>GAS OIL</sub></b>
Unidad de Datos:	tCO <sub>2</sub> /t
Descripción:	coeficiente de GHG para el gas oil
Fuente de datos usada	Segunda Comunicación Nacional de Argentina
Valor aplicado:	3,16
Justificación de la elección de los datos:	Datos específicos para Argentina
Comentarios:	La ACM0007 sugiere que se calcule este parámetro. Dado que existe un valor específico para Argentina, se eligió esta opción de los cálculos de los datos del IPCC.

<b>Datos / Parámetro:</b>	<b>COEF<sub>FUEL OIL</sub></b>
Unidad de Datos:	tCO <sub>2</sub> /t
Descripción:	coeficiente de GHG para el fuel oil
Fuente de datos usada	Segunda Comunicación Nacional de Argentina
Valor aplicado:	3,17
Justificación de la elección de los datos:	Datos específicos para Argentina
Comentarios:	La ACM0007 sugiere que se calcule este parámetro. Dado que existe un valor específico para Argentina, se eligió esta opción de los cálculos de los datos del IPCC.

<b>Datos / Parámetro:</b>	<b>COEF<sub>COAL</sub></b>
Unidad de Datos:	tCO <sub>2</sub> /t
Descripción:	coeficiente de GHG para carbón
Fuente de datos usada	Segunda Comunicación Nacional de Argentina
Valor aplicado:	2,58
Justificación de la	Datos específicos para Argentina



elección de los datos:	
Comentarios:	La ACM0007 sugiere que se calcule este parámetro. Dado que existe un valor específico para Argentina, se eligió esta opción de los cálculos de los datos del IPCC.

<b>Datos / Parámetro:</b>	<b>NCV<sub>GAS</sub></b>
Unidad de Datos:	GJ/m <sup>3</sup>
Descripción:	Valor Calorífico Neto para el gas
Fuente de datos usada	Informe Anual de Cammesa; 2004
Valor aplicado:	0,0352
Justificación de la elección de los datos:	Datos específicos para Argentina
Comentarios:	El valor usado en los cálculos de OM luego se pasa a kcal/m <sup>3</sup>

<b>Datos / Parámetro:</b>	<b>NCV<sub>GAS OIL</sub></b>
Unidad de Datos:	GJ/t
Descripción:	Valor Calorífico Neto para el gas oil
Fuente de datos usada	Informe Anual de Cammesa; 2004
Valor aplicado:	43,54
Justificación de la elección de los datos:	Datos específicos para combustibles argentinos
Comentarios:	El valor usado para los cálculos de OM se pasa luego a kcal/t

<b>Datos / Parámetro:</b>	<b>NCV<sub>FUEL OIL</sub></b>
Unidad de Datos:	GJ/t
Descripción:	Valor Calorífico Neto para el fuel oil
Fuente de datos usada	Informe Anual de Cammesa; 2004
Valor aplicado:	41,03
Justificación de la elección de los datos:	Datos específicos para combustibles argentinos
Comentarios:	El valor usado para los cálculos de OM se pasa luego a kcal/t

<b>Datos / Parámetro:</b>	<b>NCV<sub>COAL</sub></b>
Unidad de Datos:	GJ/t
Descripción:	Valor Calorífico Neto para el carbón
Fuente de datos usada	Informe Anual de Cammesa; 2004
Valor aplicado:	22,61
Justificación de la elección de los datos:	Datos específicos para combustibles argentinos
Comentarios:	El valor usado para los cálculos de OM se pasa luego a kcal/t
<b>Datos / Parámetro:</b>	<b>w<sub>OM</sub></b>
Unidad de Datos:	fracción
Descripción:	pesado
Fuente de datos usada	ACM0002
Valor aplicado:	0.5
Justificación de la	Pesado por defecto para el margen de operación tomado de ACM0002.



elección de los datos:	
Comentarios:	

<b>Datos / Parámetro:</b>	$W_{BM}$
Unidad de Datos:	fracción
Descripción:	pesado
Fuente de datos usada	ACM0002
Valor aplicado:	0.5
Justificación de la elección de los datos:	Pesado por defecto para el margen de construcción tomado de ACM0002.
Comentarios:	

### B.6.3 Cálculos ex-ante de reducciones de emisiones:

Las emisiones provenientes de la actividad del proyecto ( $PE_y$ ) se calculan para el año 2005 usando la siguiente ecuación:

$$PE_y = PEGT_y + PEST_y = (COEF_{GAS} * FGT_{GAS,y}) + (COEF_{GAS} * FST_{GAS,y})$$

Los cálculos de las emisiones del proyecto se basan en:

- datos históricos de 2005 para PEGT; y
- estimaciones de EDS para consumo de gas en la turbina de vapor en base a cálculos hacia adelante para PEST.

$$FGT_{GAS,y} = 181.264.526 \text{ m}^3$$

$$FST_{GAS,y} = 45.333.662 \text{ m}^3$$

$$COEF_{i,y} = 1,95 \text{ kgCO}_2/\text{m}^3$$

$$PE_y = 353.466 + 88.400 = 441.866 \text{ tCO}_2 \text{ eq p.a.}$$

No hay fugas involucradas en la actividad del proyecto.

$$L_y = 0$$

Las emisiones de la línea de base ( $BE_y$ ) fueron estimadas usando un factor de emisión de la red calculado, aplicando los siguientes pasos:

#### Paso 1: Estimación de $OG_y$

$$OG_y = PLF * OC * T = 566.450 \text{ MWh}$$

Donde el factor de carga de la planta  $PLF = 84\%$  fue calculado usando los datos históricos según la Opción 1 descrita en la Parte B.6.1. Para calcular los CER durante el monitoreo, se calculará  $PLF$  tanto ex-post como ex-ante y se usará el valor más conservador.  $OCC$  es de 77 MW y el  $T$  usado fue de 8760. Durante el monitoreo del proyecto  $T$  reflejará las horas reales de operación del proyecto.

#### Paso 2: Estimación de $EF_{OC}$



$$EF_{OC} = \frac{FC_{HIST}}{HG_{OC,x}} * COEF_{i,HIST} = 0,64 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Debido a que la Central Térmica Patagonia estuvo fuera de servicio durante aproximadamente tres años (2002, 2003 y 2004), se adoptó para el consumo histórico anual de combustible de las turbinas de gas en ciclo abierto ( $FC_{HIST}$ ) un promedio de 5 años de operación *no consecutivos*: 1998, 1999, 2000, 2001, y 2005.

$$FC_{HIST} = 184.909.136 \text{ m}^3$$

En forma similar, la generación histórica de las turbinas de gas en ciclo abierto se calculó en base a un promedio de los mismos 5 años de operación: 1998, 1999, 2000, 2001, y 2005.

$$HG_{OC,x} = 566.451 \text{ MWh}$$

$$COEF_{i,HIST} = NCV_{i,HIST} * EF_{CO_2,i,HIST} * OXID_{i,HIST} = 0,00196 \text{ tCO}_2/\text{m}^3$$

Datos	Valor	Fuente
$NCV_{GAS}$	$3,52 \times 10^{-2} \text{ GJ/m}^3$	Inventario Nacional de GHG de la República Argentina
$OXID_{i,HIST}$	0,995	TABLA 1-4, “Pautas del IPCC 1996 Revisadas para Inventarios Nacionales de Gases con Efecto Invernadero: Libro de Trabajo” (Volumen 2)
$EF_{CO_2,HIST}$	0,056 $\text{tCO}_2/\text{GJ}$	Cammesa, Informe Anual (1999-2004)

### Paso 3: Estimación de $CG_y$

Para los cálculos en este PDD, tanto  $PG_y$  como  $CG_y$  fueron estimados usando un factor de carga de la planta para la CCGT de 93% como se sugiere en el asesoramiento de mercado energético independiente preparado por Mercados Energéticos S.A.<sup>19</sup> para Energía del Sur, mientras que OG se calculó de la forma explicada anteriormente.

$$PG_y = 1.091.671 \text{ MWh}$$

$$OG_y = 566.450 \text{ MWh}$$

$$CG_y = 464.367 \text{ MWh}$$

### Paso 4: Determinar el factor de emisión para la red

Se ejecutó el programa de software para el cálculo del margen combinado de la red según ACM0002, para estimar  $EF_{OM,Dispatch Data}$  utilizando datos de despacho de la red del período que va desde el 1 de marzo de 2006 al 18 de agosto de 2006. La selección de este periodo estuvo determinada por el hecho de que desde marzo de 2006 el sistema Patagónico MEMSP estuvo conectado a la principal red argentina (MEM) y, por ende, todo el sistema de distribución de la Argentina constituye el límite del proyecto. En el Anexo 3 hay más detalles de la forma en que se hicieron los cálculos.

$$EF_{OM,Dispatch Data, y} = E_{OM,y}$$

<sup>19</sup> Documento Adjunto A: Conversión a CCGT: Evaluación de Resultados Operativos (2006).



$$PG_y$$

$$PG_y = 1.091.671 \text{ MWh}$$

$$E_{OM,y} = \sum_h PG_h * EF_{DD,h}$$

$PG_h = 53 \text{ MWh}$  está basado en el factor de carga esperado del 93% tal como se describió anteriormente. Durante las actividades del monitoreo,  $PG_h$  reflejará la energía real despachada ex-post. El programa de monitoreo también calculará  $EF_{OM,Dispatch Data, y}$  ex-post.

El programa utilizado para calcular el OM a los efectos de este PDD calcula para cada hora un factor de emisión basado en las unidades con menor mérito que están funcionando en la red ( más detalles disponibles en el Anexo 3 ). El resultado de la ejecución del programa con datos del período que va desde 01-03-06 hasta 18-08-06 fue:

$$EF_{OM,Dispatch Data, y} = 0.652 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

El factor de emisión de BM ( $EF_{BM,y}$ ) es el factor de emisión promedio pesado por generación ( $\text{tCO}_2/\text{MWh}$ ) de una muestra de las plantas de energía  $m$ . Las plantas incluidas en el cálculo del margen de construcción a los efectos de este PDD se encuentra en la Tabla 6 más abajo:

**Tabla 6: Plantas de energía incluidas en el Margen de Construcción**

Año	Planta	Tip	Nombre de la unidad	Región	Capacidad Instalada	Generación de (MWh)	Gas (m3)	Gas oil (m3)	Fuel oil (t)	Emisión (tCO <sub>2</sub> )
2003	Pluspetrol Norte	GT	PPNOTG0	MEM	116	119.285	38.144.700	0	0	74.382
2002	Cacheuta Nueva	H		MEM	122	403.682	0	0	0	0
2002	Pluspetrol Norte	GT	PPNOTG0	MEM	116	52.988	16.989.900	0	0	33.130
2001	AES Paraná	CC	AESPTG01 AESPTG02 AESPTV01	MEM	845	4.182.647	816.913.870	15.740	0	1.634.016
2001	CT San Miguel Tucumán*	CC	SMTUTG02 SMTUTV0	MEM	269	1.449.426	228.972.230	0	0	446.496
2000	Dock Sud	CC	DSUDTG0 DSUDTG0 DSUDTG0 DSUDTG1 DSUDTV1	MEM	794	3.821.614	723.367.660	3.663	0	1.420.117
2000	Electropatagonia C. Rivadavia	CC	CRIVTG27 CRIVTG28 CRIVTV25	MEMSP	63	275.845	103.859.000	0	0	202.525
1999	Puerto Nuevo	CC	PNUETV07 PNUETV08 PNUETV09	MEM	798	1.573.936	155.802.930	0	266.320	1.148.050
1999	Central Térmica Tucumán**	CC	TUCUTG02 TUCUTV01	MEM	150	1.705.314	291.437.510	0	0	568.303
1999	Pichi Picun Leufú	H		MEM	255	1.177.263	0	0	0	0
1999	C. Comb. Costanera	CC	COSTTV01-07 COSTTG08 COSTTG09 COSTTV10	MEM	851	7.077.336	1.164.600.900	7.593	314.175	3.286.701

**Notas:** GT significa turbina de gas, H significa hidro, CC significa ciclo combinado

El CC Agua del Cajón ha solicitado la categoría de CDM, por lo tanto no está incluido en la lista de plantas más recientes, aunque la inversión se haya hecho en el año 2000.

La primera unidad de San Miguel de Tucumán fue instalada en 1995, mientras que la primera unidad de la Central Térmica Tucumán fue instalada en 1996. Por lo tanto, su contribución al Margen de Construcción no fue tomada en cuenta.



$$EF_{BM,y} = 0,404 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

El factor anual de la red se calcula como el promedio pesado de la emisión de OM y el factor de emisión de BM:

$$EF_{grid,y} = w_{OM} * EF_{OM,y} + w_{BM} * EF_{BM,y} = 0,53 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

**Paso 5: Calcular las emisiones de la línea de base  $BE_y$**

$$BE_y = (EF_{OC} \cdot OG_y) + (EF_{CM,y} \cdot CG_y)$$

$$EF_{OC} = 0,64 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$OG_y = 566.450 \text{ MWh}$$

$$EF_{grid,y} = 0,53 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$CG_y = 464.367 \text{ MWh}$$

$$BE_y = 605.659 \text{ tCO}_2$$

Por lo tanto, las Reducciones de Emisiones de la actividad del proyecto son:

$$ER_y = 163.793 \text{ tCO}_2\text{eq p.a}$$

**B.6.4 Resumen de la estimación ex-ante de las reducciones de emisiones:**

Año	Estimación de las emisiones de la actividad del proyecto (tCO <sub>2</sub> e)	Estimación de las emisiones de la línea de base (tCO <sub>2</sub> e)	Estimación de las fugas (tCO <sub>2</sub> e)	Estimación de las reducciones totales de las emisiones (tCO <sub>2</sub> e)
2007 (10 meses)	368.222	504.716	0	136.494
2008	441.866	605.659	0	163.796
2009	441.866	605.659	0	163.796
2010	441.866	605.659	0	163.796
2011	441.866	605.659	0	163.796
2012	441.866	605.659	0	163.796
2013	441.866	605.659	0	163.796
2014	441.866	605.659	0	163.796
2015	441.866	605.659	0	163.796
2016	441.866	605.659	0	163.796
2017(2 meses)	73.644	100.943	0	27.299
<b>Total</b>	<b>4.418.660</b>	<b>6.056.590</b>	<b>0</b>	<b>1.637.960</b>

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

**B.7.1 Datos y parámetros monitoreados:**

<b>Datos / Parámetros:</b>	PE <sub>y</sub>
Unidad de Datos:	tCO <sub>2</sub>
Descripción:	Emisiones del Proyecto



Fuente de datos a ser utilizada:	Calculado como $PEGT_y + PEST_y$ usando las variables descriptas más adelante
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas en la parte B.5	441.866 tCO <sub>2</sub>
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a aplicar:	Parámetro calculado
procedimientos de QA (Aseguración de la Calidad)/QC (Control de Calidad) a aplicar:	N/A
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>PEGT<sub>y</sub></b>
Unidad de Datos:	tCO <sub>2</sub>
Descripción:	Emisiones del proyecto provenientes del uso de combustible fósil para operar la turbina de gas
Fuente de datos a ser utilizada:	Parámetro calculado
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas en la parte B.5	353.466 tCO <sub>2</sub>
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a aplicar:	Calculado como $(COEF_{GAS} * FGT_{GAS,y})$
procedimientos de QA/QC a aplicar:	N/A
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>PEST<sub>y</sub></b>
Unidad de Datos:	tCO <sub>2</sub>
Descripción:	Emisiones del proyecto provenientes del uso de combustible fósil para operar la turbina de vapor
Fuente de datos a ser utilizada:	Parámetro calculado
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de	88.400 tCO <sub>2</sub>



emisiones esperadas e i la parte B.5	
Descripción de los métodos de medición procedimientos a aplicar:	Calculado como $(COEF_{GAS} * FGT_{GAS,y})$
procedimientos de QA/QC a aplicar:	N/A
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b><math>FGT_{i,y}</math></b>
Unidad de Datos:	$m^3$
Descripción:	Consumo de gas natural durante el año para la operación de las turbinas a gas
Fuente de datos a ser utilizada:	Lectura del medidor
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas e i la parte B.5	181.264.526 $m^3$
Descripción de los métodos de medición procedimientos a aplicar:	Se bajarán los datos del medidor y serán almacenados en las planillas de control de consumo de gas existentes en el lugar. El encargado del proyecto monitoreará dicho consumo para las turbinas de gas existentes en la Central Térmica Patagonia.
procedimientos de QA/QC a aplicar:	Los datos del consumo de combustible para el proyecto se basarán en las lecturas del medidor y cuando corresponda se conciliarán con datos de terceros como la facturación de gas
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b><math>FST_{i,y}</math></b>
Unidad de Datos:	$m^3$
Descripción:	Consumo de gas natural durante el año para la operación de las turbinas de vapor
Fuente de datos a ser utilizada:	Lectura del medidor
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas e i la parte B.5	45.333.662 $m^3$
Descripción de los métodos de medición procedimientos a aplicar:	Se bajarán los datos del medidor y serán almacenados en las planillas de control de consumo de gas existentes en el lugar. El encargado del proyecto monitoreará dicho consumo para HRSG en la Central Térmica Patagonia
procedimientos de	Los datos del consumo de combustible para el proyecto se basarán en las



QA/QC a aplicar:	lecturas del medidor y cuando corresponda se conciliarán con datos de terceros como la facturación de gas
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>BE<sub>y</sub></b>
Unidad de Datos:	tCO <sub>2</sub>
Descripción:	Emisiones de la línea de base
Fuente de datos a ser utilizada:	Parámetros calculados
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas e l la parte B.5	605.659 tCO <sub>2</sub>
Descripción de los métodos de medición procedimientos a aplicar:	Calculado como $(EF_{OC} \cdot OG_y) + (EF_{CM,y} \cdot CG_y)$
procedimientos de QA/QC a aplicar:	N/A
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>OG<sub>y</sub></b>
Unidad de Datos:	MWh
Descripción:	Generación de electricidad atribuible a la operación del ciclo abierto
Fuente de datos a ser utilizada:	Parámetro calculado
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas e l la parte B.5	566.450 MWh basado en los datos históricos
Descripción de los métodos de medición procedimientos a aplicar:	El parámetro será calculado como $(PLF * OC * T)$
procedimientos de QA/QC a aplicar:	N/A
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>PLF<sub>y</sub></b>
Unidad de Datos:	%
Descripción:	Factor de carga del proyecto
Fuente de datos a ser	Parámetro calculado



utilizada:	
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas en la parte B.5	84% basado en datos históricos ex-ante
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a aplicar:	Calculado usando datos ex-post o ex-ante como se especifica en la Parte B.6.1. El valor que provee la línea de base más conservadora será elegido para las actividades de monitoreo a menos que se de una justificación válida.
procedimientos de QA/QC a aplicar:	N/A
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>T</b>
Unidad de Datos:	Horas
Descripción:	Horas de operación de la planta
Fuente de datos a ser utilizada:	Registros de Cammesa de la operación de las unidades PATATG01, PATATG02 y PATTV0X en Comodoro
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas en la parte B.5	8760
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a aplicar:	Las horas de operación del proyecto se obtendrán de los registros de Cammesa. El software de monitoreo generará este valor como uno de los resultados del cálculo del margen de operación de la red.
procedimientos de QA/QC a aplicar:	Las horas de operación del proyecto se controlarán comparándolas con los registros de operación en el lugar del proyecto.
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>PG<sub>v</sub></b>
Unidad de Datos:	MWh
Descripción:	Electricidad generada por el proyecto (OCGT y CCGT) durante un año y exportada a la red
Fuente de datos a ser utilizada:	Registros de Cammesa de la operación de las unidades PATATG01, PATATG02 y PATATV0X en Comodoro
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas en la parte B.5	1.091.671 MWh basada en el factor de carga pronosticado del 93% para el proyecto
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a aplicar:	La energía generada por el proyecto se obtendrá de los registros de Cammesa. El software de monitoreo generará este valor como uno de los resultados del



FORMULARIO DOCUMENTO PARA DISEÑO DE PROYECTOS (CDM PDD) –  
Versión 03.1.



CDM – Mesa Directiva

página 42

procedimientos a aplicar:	cálculo del margen de operación de la red.
procedimientos de QA/QC a aplicar:	Los datos de despacho de electricidad del lugar del proyecto serán registrados de las lecturas de los medidores y conciliados con los registros de la organización central del despacho. Los datos históricos podrían no ser corroborados.
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>PC</b>
Unidad de Datos:	MW
Descripción:	Capacidad net instalada del proyecto
Fuente de datos a ser utilizada:	Placa de la licencia
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas en la parte B.5	134 MW
Descripción de los métodos de medición procedimientos a aplicar:	Parámetro basado en la capacidad esperada del equipo a ser instalado.
procedimientos de QA/QC a aplicar:	El valor de la capacidad neta instalada será controlado comparándolo con los datos disponibles de Cammesa
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>EF<sub>OC</sub></b>
Unidad de Datos:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descripción:	Factor de emisión para la turbina de gas de ciclo abierto
Fuente de datos a ser utilizada:	Parámetro calculado
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas en la parte B.5	0,64 tCO <sub>2</sub> /MWh
Descripción de los métodos de medición procedimientos a aplicar:	Parámetro calculado en base a la eficiencia de las turbinas a partir de los registros históricos del combustible consumido por unidad de electricidad despachada, y del coeficiente de emisiones de combustible consumido
procedimientos de QA/QC a aplicar:	N/A
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.



<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>FC<sub>HIST</sub></b>
Unidad de Datos:	m <sup>3</sup>
Descripción:	Consumo de combustible histórico de la turbina de gas
Fuente de datos a ser utilizada:	Registros históricos del lugar de las lecturas de los medidores.
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas e i la parte B.5	184.909.136 m <sup>3</sup>
Descripción de los métodos de medición procedimientos a aplicar:	Los datos del consumo de combustible del lugar del proyecto serán registrados de las lecturas de los medidores y conciliadas con los registros de facturas de compra de combustible. Los datos históricos podrían no ser corroborados.
procedimientos de QA/QC a aplicar:	Los registros históricos del lugar sobre combustible consumido basado en lecturas de los medidores, y cuando esté disponible, comparados con evidencia de terceros, como facturas
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>HG<sub>OC,x</sub></b>
Unidad de Datos:	MWh
Descripción:	Electricidad anual neta generada por la planta operando en ciclo abierto
Fuente de datos a ser utilizada:	Registros históricos del lugar de las lecturas de los medidores
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas e i la parte B.5	566.451 MWh
Descripción de los métodos de medición procedimientos a aplicar:	Los datos de la generación de electricidad del lugar del proyecto serán registrados de las lecturas de los medidores y conciliados con los registros de Cammesa
procedimientos de QA/QC a aplicar:	Los registros históricos del lugar de la electricidad despachada se basan en las lecturas de los medidores y cuando están disponibles, se comparan con los registros de Cammesa. Los datos históricos podrían no ser corroborados.
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>CG<sub>y</sub></b>
Unidad de Datos:	MWh
Descripción:	Generación de electricidad atribuible al uso del calor de desecho
Fuente de datos a ser utilizada:	Parámetro calculado



Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas en la parte B.5	525.221 MWh
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a aplicar:	La energía generada por el proyecto se obtendrá de los registros de Cammesa. El software de monitoreo generará este valor como uno de los resultados del cálculo del margen de operación de la red.
procedimientos de QA/QC a aplicar:	El parámetro será calculado, pero también será comparado con los registros de Cammesa para ver la energía despachada desde PAPATVX
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>EF<sub>OM, Dispatch Data</sub></b>
Unidad de Datos:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descripción:	Factor de emisión asociado al margen de operación de la red
Fuente de datos a ser utilizada:	Parámetro calculado
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas en la parte B.5	0,652 tCO <sub>2</sub> /MWh
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a aplicar:	Parámetro calculado como $E_{OM,y} / PG_y$
procedimientos de QA/QC a aplicar:	N/A
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>EF<sub>DD,h</sub></b>
Unidad de Datos:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descripción:	Factor de emisión por hora para un conjunto de plantas de energía $n$ en el extremo superior del 10% del orden de despacho de la red
Fuente de datos a ser utilizada:	Parámetro calculado por el programa de cálculos usando los datos de Cammesa
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas en la parte B.5	N/A
Descripción de los métodos de medición	Parámetro calculado como $\sum (GEN_{n,h} * \eta_{i,n} * (1/ NCV_{i,n}) * COEF_{i,n}) / \sum GEN_{n,h}$



FORMULARIO DOCUMENTO PARA DISEÑO DE PROYECTOS (CDM PDD) –  
Versión 03.1.



CDM – Mesa Directiva

página 45

procedimientos a aplicar:	
procedimientos de QA/QC a aplicar:	Todos los datos necesarios sobre el despacho para calcular el factor de emisiones asociado con OM se obtendrán del sitio web de Cammesa: <a href="http://memnet2.cammesa.com/inicio.nsf/marcomemnet">http://memnet2.cammesa.com/inicio.nsf/marcomemnet</a> y serán usados en el programa de cálculo para generar el OM de la red
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	$\eta_{i,n}$
Unidad de Datos:	Kcal/MWh
Descripción:	La eficiencia de la generación para un conjunto de plantas de energía en el extremo superior del 10% del orden de despacho de la red
Fuente de datos a ser utilizada:	Los registros de Cammesa sobre la eficiencia de la generación para centrales térmicas en la red de Argentina
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas en la parte B.5	N/A
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a aplicar:	Todos los datos necesarios sobre el despacho para calcular el factor de emisión asociado al OM se obtendrá de Cammesa.
procedimientos de QA/QC a aplicar:	N/A
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	$GEN_{n,h}$
Unidad de Datos:	MWh
Descripción:	Energía generada por un conjunto de plantas $n$ en el extremo superior del 10% del orden de despacho de la red
Fuente de datos a ser utilizada:	Datos disponibles en los registros de despacho de Cammesa
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas en la parte B.5	N/A
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a aplicar:	Todos los datos necesarios sobre el despacho para calcular el factor de emisiones asociado con OM se obtendrán del sitio web de Cammesa: <a href="http://memnet2.cammesa.com/inicio.nsf/marcomemnet">http://memnet2.cammesa.com/inicio.nsf/marcomemnet</a> y serán usados en el programa de cálculo para generar el OM de la red
procedimientos de QA/QC a aplicar:	N/A



FORMULARIO DOCUMENTO PARA DISEÑO DE PROYECTOS (CDM PDD) –  
Versión 03.1.



CDM – Mesa Directiva

página 46

Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.
--------------	--

<b>Datos / Parámetros:</b>	$EF_{BM, y}$
Unidad de Datos:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descripción:	Factor de emisión asociado al margen de construcción de la red
Fuente de datos a ser utilizada:	Parámetro calculado
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas e i la parte B.5	0,404 tCO <sub>2</sub> /MWh
Descripción de los métodos de medición procedimientos a aplicar:	Parámetro calculado como $\Sigma ( F_{i, m, y} * COEF_{i,m} ) / \Sigma GEN_{m, y}$
procedimientos de QA/QC a aplicar:	N/A
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	$F_{i, m, y}$
Unidad de Datos:	Volumen o unidad de masa
Descripción:	Cantidad anual del combustible usado para generar energía por un conjunto de unidades generadoras $m$ que comprenden el 20% de la generación de la red argentina.
Fuente de datos a ser utilizada:	Registros de Cammesa
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas e i la parte B.5	N/A
Descripción de los métodos de medición procedimientos a aplicar:	Datos disponibles en Cammesa
procedimientos de QA/QC a aplicar:	N/A
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	$GEN_{m, y}$
Unidad de Datos:	MWh
Descripción:	Energía anual generada por un conjunto de unidades generadoras $m$ que



	comprenden el 20% de la generación de la red argentina
Fuente de datos a ser utilizada:	Registros de Cammesa
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas en la parte B.5	N/A
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a aplicar:	Datos disponibles en Cammesa
procedimientos de QA/QC a aplicar:	N/A
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

<b>Datos / Parámetros:</b>	<b>Puesta en marcha de la planta</b>
Unidad de Datos:	Fecha
Descripción:	Fecha de la puesta en marcha de la planta
Fuente de datos a ser utilizada:	Cammesa
Valor de los datos aplicado para calcular las reducciones de emisiones esperadas en la parte B.5	N/A
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a aplicar:	La fecha de la puesta en marcha está disponible en Cammesa y es usada para identificar las plantas construidas más recientemente, conectadas a la red
procedimientos de QA/QC a aplicar:	N/A
Comentarios:	Los datos quedarán archivados durante 2 años luego del final del periodo crediticio.

### **B.7.2 Descripción del plan de monitoreo:**

La estructura gerencial y operacional de Energía del Sur está diseñada para asegurar que la generación de electricidad, la exportación, y el uso del gas estén rigurosamente controlados, ya que todos se usan para propósitos contables. Esta estructura gerencial y operacional estricta continuará así con el proyecto. Energía del Sur también adoptó un Sistema de Manejo Ambiental integrado ISO 14001. Las actividades de monitoreo estarán incluidas en el sistema de manejo. Se realizarán las siguientes tareas claves:

- Monitoreo de la generación de energía de las turbinas de gas y de la turbina de vapor;
- Monitoreo del consumo de gas;



- Monitoreo de todos los datos necesarios para recalculer las emisiones atribuibles a la operación de la turbina de gas en ciclo abierto según la ACM0007;
- Monitoreo de todos los datos necesarios para calcular en forma anual tanto el OM como el BM de la red argentina.

Para llevar a cabo las tareas de monitoreo antes mencionadas, EDS continuará teniendo acceso a los datos de Cammesa en relación a la producción de las centrales térmicas conectadas a la red argentina para cada hora del año. Cammesa también provee datos sobre la eficiencia de la central térmica y la posición dentro del orden de despacho. Estos datos serán ingresados directamente en el programa de monitoreo del proyecto desde las fuentes de Cammesa. Las responsabilidades de cumplir con estas tareas dentro de EDS se encuentran en la Tabla 7.

**Tabla 7: Responsabilidades de Monitoreo en Energía del Sur SA.**

<b>Responsabilidades de Monitoreo</b>	
Responsabilidad Técnica Sr. Jorge Ramos	Persona de Contacto: Jorge Ramos Dirección: Ruta 39 Km12 – Comodoro Rivadavia – Provincia de Chubut Tel/fax: 54 297 454 9045 E-mail: <a href="mailto:jorge.ramos@energiadelsursa.com.ar">jorge.ramos@energiadelsursa.com.ar</a>
Responsabilidad Comercial Sr. Guillermo Ibañez	Persona de Contacto: Guillermo Ibañez Dirección : Calle 48 N° 667 – La Plata – Provincia de Buenos Aires Tel/fax: 54 221 482 0951 E-mail: <a href="mailto:guillermo.ibanez@energiadelsursa.com.ar">guillermo.ibanez@energiadelsursa.com.ar</a>
Responsabilidad de la adquisición de datos (Continua, mensual y anual ) Sr. Luis Sacaba	Persona de Contacto: Luis Sacaba Dirección: Ruta 39 Km12 – Comodoro Rivadavia Tel/fax: 54 297 454 9045 E-mail: <a href="mailto:luis.sacaba@energiadelsursa.com.ar">luis.sacaba@energiadelsursa.com.ar</a>
Responsabilidad de los cálculos de las reducciones de emisiones (Mensual y anual) Sr. Luis Sacaba	Persona de Contacto: Luis Sacaba Dirección: Ruta 39 Km12 – Comodoro Rivadavia Tel/fax: 54 297 454 9045 E-mail: <a href="mailto:luis.sacaba@energiadelsursa.com.ar">luis.sacaba@energiadelsursa.com.ar</a>
Responsabilidad de la supervisión del monitoreo (Continua) Sr. Horacio Sanchez	Persona de Contacto: Horacio Sanchez Dirección: Ruta 39 Km12 – Comodoro Rivadavia Tel/fax: 54 297 454 9045 E-mail: <a href="mailto:horacio.sanchez@energiadelsursa.com.ar">horacio.sanchez@energiadelsursa.com.ar</a>

**B.8 Fecha de conclusión de la aplicación del estudio de la línea de base y la metodología de monitoreo y el nombre de la persona(s)/entidad(es) responsable(s)**

Fecha de conclusión del estudio de la línea de base y la metodología de monitoreo: 29/09/2006

Nombre de la persona/entidad responsable de la aplicación:

Ottavia Mazzoni

Energía para un Desarrollo Sustentable (ESD) Ltd



Overmoor, Neston, Corsham,  
Wiltshire, SN13 9TZ,  
UK

Tel: +44 1225 812102 (conmutador)  
Tel: +44 1225 816831 (directo)  
Celular: +44 7769691240  
Fax: +44 1225 812103  
Email: [ottavia@esd.co.uk](mailto:ottavia@esd.co.uk)

ESD no es un participante del proyecto.

**PARTE C. Duración de la actividad del proyecto / periodo crediticio**

**C.1 Duración de la actividad del proyecto:**

**C.1.1. Fecha de comienzo de la actividad del proyecto:**

30/10/2007 fecha esperada de puesta en marcha

**C.1.2. Vida operativa esperada de la actividad del proyecto:**

20 años

**C.2 Elección del periodo crediticio e información relacionada:**

**C.2.1. Periodo crediticio renovable**

**C.2.1.1. Fecha de inicio del primer periodo crediticio:**

N/A

**C.2.1.2. Duración del primer periodo crediticio:**

N/A

**C.2.2. Periodo crediticio fijo:**

**C.2.2.1. Fecha de inicio:**

1/11/2007

**C.2.2.2. Duración:**

10 años



**PARTE D. Impacto ambiental**

**D.1. Documentación sobre el análisis del impacto ambiental, incluyendo el impacto más allá del límite del proyecto:**

En abril de 2006 se realizó una Evaluación del Impacto Ambiental (EIA)<sup>20</sup> para el proyecto de conversión a CCGT de Comodoro en cumplimiento del Artículo 30 de la Ley 5439. El resultado del EIA fue favorable y se concluyó que el proyecto no tiene impactos negativos significativos y permanentes ambientales o sociales.

Los principales impactos del proyecto se producirán sobre el suelo y la atmósfera, principalmente en la fase de construcción, como se resume en esta lista:

- Aumento del nivel de ruido;
- Polvo y partículas causadas por la acción de las maquinarias;
- Posibles derrames de lubricantes y aceites de las maquinarias
- Posible contaminación del suelo por residuos y efluentes;
- Se modificará la apariencia del lugar del proyecto.

Se considera que los impactos no son significativos y no requerirán de ningún cambio en la ingeniería propuesta del proyecto. Esto se debe principalmente al hecho de que la construcción de la nueva turbina de vapor y las unidades operativas anexadas se encontrarán en el lugar existente de la Central Térmica Patagonia. Con respecto al ruido, una vez que la planta esté funcionando, se espera que el nivel de ruido esté bien por debajo del nivel máximo de 90 dB como se midió en un medidor de la fuente con respecto a la normativa IRAM 4032. Además, a pesar del aumento general de la generación de ruido, se espera que el ruido a nivel de la tierra esté considerablemente reducido en comparación a la situación actual debido al aumento en la altura de las chimeneas y del agregado de los condensadores.

La EIA también identificó que el proyecto tendrá algunos efectos ambientales y sociales positivos, principalmente debido a la mayor eficiencia de generación y la creación de empleo local. A pesar de que los efectos sociales directos serán temporarios ( la mayoría de los puestos de trabajo creados se mantendrán en la fase de construcción ), tendrán un efecto positivo considerable en la región debido a la situación económica actual de desempleo y bajo empleo. Además, habrá beneficios sociales indirectos importantes por la mejor disponibilidad de electricidad.

Las autoridades argentinas pertinentes ( Dirección General de Protección Ambiental ) le han otorgado a EDS el permiso para realizar una Audiencia Pública basada en los resultados de la EIA. Esto es parte del proceso formal de aprobación de la EIA.

---

<sup>20</sup> Documento Adjunto C: Estudio de Impacto Ambiental – Comodoro Rivadavia; Abril 2006



Antes de comenzar con la EIA, Energía del Sur encargó un estudio<sup>21</sup> para evaluar los impactos ambientales de las emisiones gaseosas de la planta con ciclo cerrado, en cumplimiento del Artículo 30 de la Ley 5439 y de la Resolución 13/97 del Ente Nacional de Regulación de Electricidad, ENRE. La evaluación se realizó siguiendo los procedimientos establecidos en la mencionada resolución, que indican modelos de cálculo a utilizar para cuantificar el impacto esperado en la calidad del aire debido a las emisiones de la planta de energía. Dependiendo de los combustibles usados, las emisiones esperadas de Monóxido de Carbono (CO) y de Óxidos Nitrosos (NO<sub>x</sub>) fueron evaluadas y luego comparadas con las pautas contenidas en la Ordenanza 5594/95 establecida por la Municipalidad de Comodoro Rivadavia. La Tabla 8 muestra las emisiones máximas permitidas establecidas por esta ordenanza, mientras que la Tabla 9 muestra los niveles aceptables de contaminantes establecidos por la Ley Nacional 20284/73 de Contaminación Atmosférica.

En general, se espera un efecto positivo en las emisiones gaseosas por unidad de energía generada debido a la capacidad nominal aumentada de la planta de energía.

**Tabla 8: Emisiones máximas permitidas (Ord. 5594/95 Comodoro Rivadavia)**

Contaminantes	Límite máximo
CO	0,2% del volumen en condiciones normales
NO <sub>x</sub>	0,55 kg/10 <sup>6</sup> Cal

**Tabla 9: Niveles de referencia de calidad del aire (Ord. 5594/95 Comodoro Rivadavia)**

Contaminantes	Concentración máxima		
	1 hora	8 horas	24 horas
CO	57,3 mg/m <sup>3</sup>	10,3 mg/m <sup>3</sup>	-
NO <sub>x</sub>	847 µg/ m <sup>3</sup>	-	282 µg/ m <sup>3</sup>

La aplicación del modelo al proyecto de Comodoro arrojó los siguientes resultados:

- **NO<sub>x</sub>**: la concentración máxima de contaminante por hora esperada para ambas unidades HRSG de la Central Patagonia será aproximadamente de 50 µg/ m<sup>3</sup>, que está bien por debajo del nivel de referencia para NO<sub>x</sub> tal como se ve en la Tabla 9. Además, la emisión esperada se ajusta a los criterios establecidos por la Resolución 13/97 que limita las emisiones calculadas a menos del 50% del nivel de referencia respectivo.
- **CO**: los resultados del modelo muestran que la concentración máxima esperada de CO está bien por debajo del nivel de referencia y que el impacto en la calidad del aire se encuentra dentro de niveles aceptables.

**D.2. Si el impacto ambiental es considerado significativo por los participantes del proyecto o la Parte Huésped, por favor provea conclusiones y todas las referencias posibles a documentación de**

<sup>21</sup> Documento Adjunto D: Modelado de Impacto Atmosférico por Instalación de Ciclo Combinado – Central Patagonia, Energía del Sur S.A. (Febrero 2006)



**soporte de una evaluación de impacto ambiental realizada ajustándose a los procedimientos requeridos por la Parte Huésped:**

Con respecto a las emisiones gaseosas, el análisis del impacto ambiental esperado del proyecto en la atmósfera se basa en supuestos acerca de las emisiones futuras de los contaminantes gaseosos provenientes de la planta de ciclo combinado. El estudio recomienda que se tomen las siguientes medidas:

- Luego de completarse las tareas de instalación, verificar ex-post que el nivel de CO y de NO<sub>x</sub> emitidos estén dentro de los límites establecidos a través del modelo usado para la evaluación de impacto;
- Una vez que la planta de ciclo combinado se encuentre funcionando, establecer una campaña de monitoreo específicamente para evaluar la concentración de CO y de NO<sub>x</sub> en la columna de humo de la planta en la dirección del viento;
- Una vez que la planta en ciclo combinado esté funcionando, establecer un programa para monitorear la calidad del aire con respecto a la concentración de CO y de NO<sub>x</sub> por lo menos en cuatro puntos de monitoreo en el perímetro de la planta y por lo menos dos puntos de control críticos para la calidad del aire.

Con respecto al impacto ambiental identificado durante la fase de construcción, se consideraron las siguientes medidas para reducir los efectos negativos como parte del Plan de Manejo Ambiental:

Lugar de trabajo

Sólo se permitirá el acceso al área de trabajo. Será obligatorio obedecer las reglamentaciones para proteger la higiene, seguridad y medio ambiente. Las instalaciones sanitarias se construirán de acuerdo a las reglas especificadas en la Ley 19587. Los efluentes serán tratados antes de ser desechados. Los tanques sépticos se construirán para asegurar que los efluentes no contaminan las napas de agua subterráneas. El suelo afectado por derrames de aceites o lubricantes será eliminado y desechado en condiciones de seguridad para ser tratado.

Una vez que las tareas de construcción estén completas, se hará todo lo posible para garantizar que el lugar vuelva a su condición original.

Fase de construcción

En cumplimiento de la Ley 19587, el Decreto 351/79 y el Decreto 1338/96, habrá un jefe de seguridad a cargo de todas las tareas correspondientes a la seguridad industrial durante la construcción.

Fase de operación

El plan de protección ambiental durante la operación de la planta será incorporado al Sistema de Manejo Ambiental (EMS) de Energía del Sur, que será revisado para incluir la operación de la Turbina de Vapor.

**PARTE E. Comentarios de los depositarios**

En el momento en que se redactó este PDD no se había realizado una audiencia pública para recoger los comentarios de los depositarios. La misma será realizada en Octubre / Noviembre 2006 y el PDD será actualizado según los resultados.



**E.1. Breve descripción de cómo se recibieron y compilaron los comentarios de los depositarios locales :**

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

**E.3. Informe de cómo se tomaron en cuenta los comentarios recibidos:**

>>



**Anexo 1**

**INFORMACIÓN DE CONTACTO DE LOS PARTICIPANTES DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO**

Organización:	Energía del Sur SA
Calle/Casilla de Correo:	Ruta 39, Km. 12, Ciudadela
Edificio:	
Ciudad:	Comodoro Rivadavia
Provincia/Región:	Chubut
Código Postal:	
País:	Argentina
Teléfono:	+54 (297) 454-9045
FAX:	
E-Mail:	Jorge.ramos@energiadelsur.com.ar
URL:	<a href="http://www.energiadelsursa.com.ar/">http://www.energiadelsursa.com.ar/</a>
Representado por:	
Título:	Ingeniero Principal
Forma de tratamientc	Sr.
Apellido:	Ramos
Segundo Nombre:	E.
Primer Nombre:	Jorge
Departamento:	
Te. Celular:	
FAX directo:	
Tel. directo:	
E-Mail personal:	



Anexo 2

**INFORMACIÓN REFERENTE A FINANCIACIÓN PÚBLICA**

No existe financiación pública para el proyecto propuesto.



### Anexo 3

## INFORMACIÓN DE LA LÍNEA DE BASE

### Factores de emisión de combustibles

Combustible	Factor de Emisión	Fuente
Gas natural	1,95 kgCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	Segunda Comunicación Nacional de la República Argentina a la UNFCCC
Fuel oil	3,17 kgCO <sub>2</sub> /kg	
Gas oil	3,16 kgCO <sub>2</sub> /kg	
Carbón	2,58 kgCO <sub>2</sub> /kg	

### Valores caloríficos netos (NCV) de los combustibles

Combustible	NCV	Fuente
Gas natural	8.400 kcal/m <sup>3</sup>	Valores NCV estándar para los combustibles argentinos, Informa Anual de Cammesa, año 2004
Fuel oil	9.800 kcal/kg	
Gas oil	10.400 kcal/kg	
Carbón	5.400 kcal/kg	

Factor de conversión 1kcal = 0,0041868 MJ

### Factores de Oxidación

Combustible	Factor de Emisión	Fuente
Gas natural	0,995	IPCC Tabla 1-4; Pautas del IPCC 1996 Revisadas para Inventarios Nacionales de Gases con Efecto Invernadero -Libro de Trabajo
Petróleo y productos del petróleo	0,99	
Carbón	0,98	

### Densidad del Combustible

Combustible	Factor de Emisión	Fuente
Fuel oil	825 kg/m <sup>3</sup>	Informe Anual de Cammesa; 2004
Gas oil	825 kg/m <sup>3</sup>	

### Cálculos del margen de operación

Los cálculos del OM son realizados por un programa de software que fue preparado para tales fines. El mismo analiza los datos de despacho por hora tomados del sitio web de Cammesa <http://memnet2.cammesa.com/inicio.nsf/marcomemnet> como se especifica en el Anexo 4, y calcula el margen de operación de la red para el año de monitoreo, usando las ecuaciones descriptas en la Parte B.6.

### Cálculos del margen de construcción



FORMULARIO DOCUMENTO PARA DISEÑO DE PROYECTOS (CDM PDD) –  
Versión 03.1.



CDM – Mesa Directiva

página 57

Los agregados de capacidad tanto al MEM como al MEMSP se ven en la tabla abajo. Esta incluye el nombre de la central y el nombre de las unidades como aparecen en los archivos de despacho de Cammesa, la capacidad instalada, el tipo de generación, la energía acumulativa generada para el 2005 y el consumo total de combustible para el mismo año, por tipo de combustible<sup>22</sup>.

La generación total en Argentina en 2005 fue de 94.011 GWh, el 20% del cual asciende a 18.802 GWh.

Año	Planta	Tip	Nombre de la unidad	Región	Capacidad Instalada	Generación de (MWh)	Gas (m3)	Gas oil (m3)	Fuel oil (t)	Emisión (tCO <sub>2</sub> )
2003	Pluspetrol Norte	GT	PPNOTG0	MEM	116	119.285	38.144.700	0	0	74.382
2002	Cacheuta Nueva	H		MEM	122	403.682	0	0	0	0
2002	Pluspetrol Norte	GT	PPNOTG0	MEM	116	52.988	16.989.900	0	0	33.130
2001	AES Paraná	CC	AESPTG01 AESPTG02 AESPTV01	MEM	845	4.182.647	816.913.870	15.740	0	1.634.016
2001	CT San Miguel Tucumán*	CC	SMTUTG02 SMTUTV0	MEM	269	1.449.426	228.972.230	0	0	446.496
2000	Dock Sud	CC	DSUDTG0 DSUDTG0 DSUDTG0 DSUDTG1 DSUDTV1	MEM	794	3.821.614	723.367.660	3.663	0	1.420.117
2000	Electropatagonia C. Rivadavia	CC	CRIVTG27 CRIVTG28 CRIVTV25	MEMSP	63	275.845	103.859.000	0	0	202.525
1999	Puerto Nuevo	CC	PNUETV07 PNUETV08 PNUETV09	MEM	798	1.573.936	155.802.930	0	266.320	1.148.050
1999	Central Termica Tucumán**	CC	TUCUTG02 TUCUTV01	MEM	150	1.705.314	291.437.510	0	0	568.303
1999	Pichi Picun Leufú	H		MEM	255	1.177.263	0	0	0	0
1999	C. Comb. Costanera	CC	COSTTV01-07 COSTTG08 COSTTG09 COSTTV10	MEM	851	7.077.336	1.164.600.900	7.593	314.175	3.286.701

21.839.337

8.813.720

\* La unidad SMTUTG01 fue instalada en 1995 y no se toma en cuenta en el BM  
\*\* La unidad TUCUTG01 fue instalada en 1996 y no se toma en cuenta en el BM

**Notas:** GT significa turbina de gas, H significa hidro, CC significa ciclo combinado  
El CC Agua del Cajón ha solicitado la categoría de CDM, por lo tanto no está incluido en la lista de plantas más recientes, aunque la inversión se haya hecho en el año 2000

La generación acumulativa para las 5 centrales más recientes asciende a 6.208.028 MWh, lo que corresponde al 6,6% de la generación total de Argentina. Por lo tanto, el cálculo de BM está basado en las plantas que aparecen en la tabla anterior cuya generación acumulativa es de aproximadamente 23% de la generación total.

<sup>22</sup> Fuente: Tablas de resumen del consumo de combustible y la generación de energía de Cammesa, año 2005.



#### Anexo 4

### INFORMACIÓN DE MONITOREO

#### Antecedentes

La generación de electricidad de la inversión de EDS en la Central Térmica Patagonia proviene de la instalación de la nueva turbina de vapor **PATATVOX** (38MW) y del combustible adicional ( gas ) en las dos unidades HRSG ( 19 MW adicionales ). La generación de electricidad en la turbina de vapor no produce emisiones de GHG adicionales, mientras que el combustible adicional en los HRSG sí. Ambas situaciones serán tenidas en cuenta en los cálculos de reducción total de emisiones de la inversión.

La nueva inversión de EDS desplazará la generación proveniente de unidades de generación marginal en el mercado eléctrico argentino y, como consecuencia de su mayor eficiencia, compensará una cierta cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub>. Los pasos destacados más abajo constituyen pautas para calcular las reducciones de emisiones de GHG provenientes del proyecto, usando el programa de monitoreo. El programa de software registra, calcula y provee archivos para todos los datos necesarios para calcular el margen de operación de la red. Dicho margen es luego cargado en una planilla de excel que permite calcular el margen de construcción y las reducciones de emisiones de GHG a causa del proyecto a lo largo de cada período de verificación. Este plan de monitoreo describe el uso del programa y de la planilla en las operaciones día a día.

#### Fuente de datos

Los datos usados en estos cálculos provienen de diferentes fuentes, principalmente de CAMMESA, la Secretaría de Energía, la Segunda Comunicación Nacional de Argentina a la UNFCCC, y el IPCC. En todos los casos se considera el enfoque más conservador.

CAMMESA regula el mercado de la electricidad en Argentina despachando las unidades de acuerdo a su costo marginal declarado. La unidad más económica es despachada primero. CAMMESA provee tres informes para cada hora de operación de la red:

1) Los informes de despacho de generación proveen la información de despacho de energía para cada hora del año para cada unidad en el sistema energético argentino ( MEM y MEMSP ). CAMMESA provee el **Informe de Despacho de Generación Térmica**, y el **Informe de Despacho Hidroeléctrico**. Ambos informes tienen la misma estructura de tres columnas que muestra lo siguiente:

- Columna 1: las unidades despachadas para cada hora a precio spot;
- Columna 2: las unidades despachadas a costo operativo. Estas unidades no operan a capacidad plena, pero si aumenta la demanda, se puede despachar más energía de ellas; y
- Columna 3: las unidades en reserva. Estas unidades no son operativas y no están incluidas en los cálculos.

2) El **informe de despacho de combustibles** da información sobre el tipo de combustible o mezcla de combustible usado por cada unidad cada hora del día. Este informe no incluye la cantidad de combustible consumido, que puede ser calculado hacia atrás usando los datos provistos de la generación y eficiencia de las unidades.

#### Pasos para calcular el factor de emisión de la red



Para cada hora durante el año de monitoreo es necesario:

- 1) Obtener la generación total para esa hora de todas las unidades generadoras en la red;
- 2) Establecer el 10% más costoso del total de MW generados en esa hora;
- 3) Estimar el factor de emisión para ese 10%;
- 4) Calcular las toneladas de CO<sub>2</sub> desplazadas por el proyecto de Energía del Sur para esa hora.

Los valores calculados para todas las horas en el conjunto anterior de operaciones deben ser sumados para obtener el total de toneladas de CO<sub>2</sub> desplazadas por el proyecto durante el periodo de monitoreo.

Obtener el factor de emisión del “Margen de Operación” para el año analizado dividiendo las toneladas totales de CO<sub>2</sub> producidas durante el año por el total de energía generada por el proyecto.

Calcular el “Margen de Construcción” usando los siguientes pasos:

Seleccionar un conjunto de plantas de energía eligiendo de las dos opciones que siguen, el grupo que comprende la generación anual mayor

- 1) las 5 plantas de energía que han sido construidas más recientemente ( en el caso de Argentina esto es muy poco probable ); o
- 2) las plantas de energía más recientes cuya generación acumulativa comprende el 20% de la generación de todo el sistema.

Luego calcular las emisiones anuales promedio (tCO<sub>2</sub>/MWh) del conjunto, dividiendo las emisiones del conjunto (calculadas como la eficiencia multiplicado por la generación multiplicado por el factor de emisión de combustibles para cada planta en el grupo ) por la energía total generada por el conjunto en el periodo de monitoreo.

Una vez que se han calculado el OM y el BM, el margen combinado de la red se obtiene usando los pesos elegidos.

-----