

CAPEX S.A.

**CONVERSIÓN DE CICLO ABIERTO A
CICLO COMBINADO**

NEUQUEN, ARGENTINA

PRESENTACIÓN DE PROYECTO MDL

NOVIEMBRE DE 2003

INDICE

A. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO

A.1. NOMBRE DEL PROYECTO.....	Pág.: 5
A.2. DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO.....	Pág.: 5
A.2.1. Propósito.....	Pág.:5
A.2.2. Descripción del Proyecto.....	Pág.:5
A.2.3. Despacho de la Central:	Pág.:8
A.2.4. Aspectos económicos.....	Pág.:10
A.2.4.1. Evaluación del proyecto – Desarrollo Estratégico.....	Pág.:11
A.2.5. Camino recorrido por la implementación del proyecto ante otras Organizaciones.....	Pág.:18
A.2.6. Contribución al desarrollo sostenible.....	Pág.:19
A.3. PARTICIPANTES EN EL PROYECTO.....	Pág.:20
A.3.1. País Huésped.....	Pág.:20
A.3.2. Desarrollo, Construcción, Operación y Sponsor.....	Pág.:20
A.3.2. Otros.....	Pág.:20
A.3.3. Breve descripción de la Compañía.....	Pág.:21
A.3.4. Capacidad de Capex S.A. para la Ejecución y Operación del Proyecto	Pág.:26
A.4. Descripción técnica de la actividad del proyecto.....	Pág.:27
I. A.4.1. Ubicación de la actividad del proyecto.....	Pág.:27
A.4.1.1. País huésped.....	Pág.:27
A.4.1.2. Provincia.....	Pág.:27
A.4.1.3.Ciudad/Departamento.....	Pág.:27
A.4.1.4. Detalles sobre la localización física del Proyecto.....	Pág.:27
A.4.2. Categoría a la que pertenece la actividad del Proyecto.....	Pág.:28
A.4.3. Tecnología que prevé usar en el proyecto.....	Pág.:29
A.4.4. Breve explicación del modo en que se prevé reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por las fuentes mediante el proyecto del MDL propuesto, indicando por que razón esas reducciones de emisiones no se producirían si no se llevara a cabo la actividad de proyecto propuesta, teniendo en cuenta las circunstancias y políticas sectoriales y/o nacionales.....	Pág.:33
A.4.4.1. Resumen.....	Pág.:33
A.4.4.2. Descripción del sistema de despacho de generación en Argentina.....	Pág.:33
A.4.4.3. Escala del Proyecto – estimación de reducciones.....	Pág.:42
A.4.5. Financiación Pública de la actividad del proyecto.....	Pág.:42
B. METODOLOGÍA PARA LA BASE DE REFERENCIA.....	Pág.:42
B.1. Título y referencia a la metodología aplicada a la actividad del Proyecto.....	Pág.:42
B.2. Justificación de la selección de la metodología y explicación del motivo por el que se puede aplicar a la actividad del proyecto.....	Pág.:43

B.3. Descripción del modo en que se aplica la metodología en el contexto de la actividad del proyecto.....	Pág.:44
B.3.1. Resumen ejecutivo.....	Pág.:44
B.3.2. Detalle de cálculo.....	Pág.:44
B.3.2.1. modelos de despacho.....	Pág.:44
B.3.2.2. Determinación de los escalones típicos de precios por tipo de unidades (máquinas térmicas).....	Pág.:47
B.3.2.3. Determinación del tipo de maquina excluída del despacho.....	Pág.:48
B.3.2.4. Calculo de emisiones asociadas a cada tipo de unidades.....	Pág.:50
B.3.2.5. Cálculo de emisiones evitadas pertenecientes a la unidad marginal que queda fuera de despacho provocada por el ingreso del proyecto Capex SA.....	Pág.:51
B.4. Descripción de cómo las emisiones antropogenas de GEI por las fuentes se reducen por debajo de la que se produciría en ausencia de la actividad del proyecto MDL registrado.....	Pág.:52
B.4.1. Adicionalidad propia del proyecto.....	Pág.:52
B.4.2. Posibilidades de la ejecución del proyecto de conversión a ciclo combinado sin tener en cuenta la calificación en MDL-GEI.....	Pág.:54
B.4.3. Línea de base por tecnología	Pág.:56
B.5. Descripción de la forma en que la definición del ámbito del proyecto relacionada con la metodología para la base de referencia se aplica a la actividad del proyecto.....	Pág.:58
B.6. Detalles del establecimiento de la base de referencia.....	Pág.:59
C. DURACIÓN DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO/PERÍODO DE ACREDITACIÓN.....	Pág.:59
C.1 Duración de la actividad del proyecto.....	Pág.:59
C.2. Selección del período de acreditación e información conexas.....	Pág.:59
C.2.1. Período de acreditación renovable.....	Pág.:59
C.2.2. Período de acreditación fijo	Pág.:59
D. PLAN Y METODOLOGÍA DE VIGILANCIA.....	Pág.:60
D.1. Nombre y referencia de la metodología aprobada aplicada a la actividad del proyecto.....	Pág.:60
D.2. Justificación de la elección de la metodología y razón por la cual es aplicable al proyecto.....	Pág.:60
D.3. Datos que deben obtenerse para la vigilancia de las emisiones de la actividad del proyecto y forma de archivar esos datos.....	Pág.:63
D.4. Posibles fuentes de emisiones que son significativas y pueden atribuirse razonablemente a la actividad del proyecto, pero que no están incluidas en el ámbito de la actividad del proyecto, e identificación si y como se reunirán y archivarán los datos sobre esas fuentes de emisiones.....	Pág.:63
D.5. Datos relevantes necesarios para la determinar la base de referencia en las emisiones antropogenicas de GEI por las fuentes en el ámbito del proyecto, e identificación si y como tales datos serán recopilados y archivados.....	Pág.:63
D.6. Procedimiento de control de calidad (CC) y de garantía de calidad (GC) que se aplicarán a los datos supervisados.....	Pág.:64
D.7. Nombre de la persona/entidad que determina la metodología de vigilancia.....	Pág.:64

E. CALCULO DE LAS EMISIONES DE GEI POR LAS FUENTES.....	Pág.:64
E.1. Descripción de las formulas utilizadas para estimar las emisiones antropógenas de gases de efecto invernadero por las fuentes de la actividad de proyecto en el ámbito de éste.....	Pág.:64
E.2. Descripción de las formulas utilizadas para estimar las fugas, que se definen como las variaciones netas de las emisiones antropogenias por las fuentes de gases de efecto invernadero que ocurran fuera del ámbito del proyecto y que sean mensurables y atribuibles a la actividad del proyecto.....	Pág.:64
E.3. La suma de E.1 y E.2 que representa la emisión de la actividad del proyecto.....	Pág.:65
E.4. Descripción de las fórmulas utilizadas para estimar las emisiones antropogenias por las fuentes de gases de efecto invernadero de la base de referencia.....	Pág.:65
E.5. Diferencias entre E.4 y E.3, que representa las reducciones de emisiones debidas a la actividad del proyecto.....	Pág.:65
E.6. Cuadro con los valores obtenidos al aplicar las fórmulas arriba mencionadas.....	Pág.:66
F. REPERCUSIONES AMBIENTALES	
F.1. Documentación sobre el análisis de las repercusiones ambientales, incluídas las transfronterizas.....	Pág.:66
F.2. Si los participantes en el proyecto o la Parte de acogida consideran que las repercusiones son significativas.....	Pág.:66
G. OBSERVACIONES DE LOS INTERESADOS.....	Pág.:67
G.1. Breve descripción del proceso de invitación y recopilación de los comentarios de los interesados locales.....	Pág.:67
G.2. Resumen de comentarios recibidos.....	Pág.:67
G.3. informe sobre la forma en que se han tenido en cuenta los comentarios recibidos.....	Pág.:67

Anexo I – Documentación sobre implementación del proyecto ante otras organizaciones.

Anexo II – Evaluación para el cálculo de la línea de base.

Anexo III – Metodología de verificación en la reducción de emisiones.

Anexo IV - Impacto ambiental.

A. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO

A.1. NOMBRE DEL PROYECTO:

**CAPEX S.A. - CONVERSIÓN DE CICLO ABIERTO A CICLO
COMBINADO DE LA CENTRAL TERMICA AGUA DEL CAJON**

A.2. DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO

A.2.1. Propósito:

Conversión de la Central Térmica Convencional de Ciclo Abierto Agua del Cajón en una usina de generación de energía eléctrica del tipo Ciclo Combinado aprovechando para ello, los gases de escape de las seis (6) unidades turbo gas existentes, mediante el agregado de una unidad de generación turbo vapor. Simultáneamente, el proyecto contribuye entregando energía y potencia adicional sin aumentar el consumo de combustibles fósiles, proveyendo de esta manera energía limpia sin emisiones del CO₂

A.2.2. Descripción del Proyecto:

El negocio principal de Capex S.A. es la generación y comercialización de energía eléctrica en Argentina. Capex S.A. es propietaria y opera una central de generación de energía eléctrica, ubicada en la Provincia del Neuquen, sobre las concesiones de Agua del Cajón y Senillosa. Las instalaciones se encuentran sobre los yacimientos El Salitral y Senillosa, que proveen a la Central Térmica Agua del Cajón el gas natural que utiliza como combustible para la generación de energía eléctrica.

El Proyecto consistió en la conversión de seis (6) turbinas de gas (370MW ISO) de ciclo abierto a ciclo combinado. El ciclo combinado implica el aprovechamiento de gases de escape de las turbinas de gas para producir vapor en calderas de recuperación instaladas en cada una de las mismas. El vapor producido por las 6 unidades a gas impulsa una turbina a vapor con una capacidad de generación de 185 MW. A su vez, con el objetivo de optimizar el proyecto, se incrementa la producción de vapor adicionando calor extra en cada una de las calderas de recuperación, mediante quemadores que suministran fuego suplementario, aprovechando en la combustión el exceso de oxígeno disponible en el escape de las turbinas. Este último agregado -100 MW adicionales de fuego suplementario- no forma parte del proyecto MDL ya que utiliza combustión adicional.

Se debe adicionar un ciclo de vapor Rankine al sistema existente de ciclo Brayton, para recuperar parte del calor de desperdicio de las chimeneas. Esto incluye un Generador de Vapor de Recuperación de calor (HRSG) que recibe el escape de gas de la turbina de gas y transmite esta energía calórica al vapor de generación de agua en el intercambiador calórico HRSG. El vapor luego pasa a un generador de turbina de vapor donde se generan 185 MW de energía eléctrica adicional sin consumo de combustible adicional. El vapor que sale de la turbina pasa por un condensador (condensando el vapor de agua) y luego por el ciclo de alimentación de agua de la bomba, calentadores, tratamiento de agua y de regreso al HRSG en los que con fuego suplementario se pueden generar 100 MW más.

Las turbinas, existentes previas al Proyecto, eran 5 (cinco) turbinas marca Westinghouse de 48 MW ISO cada una y 1 (una) turbina marca Westinghouse de 130 MW ISO. Estas turbinas comenzaron su operación comercial entre Diciembre de 1993 y Mayo 1995, conformando una central térmica de ciclo abierto operada con gas.

Una vista de la planta de generación previa a la conversión a ciclo combinado:



Posteriormente, luego de la conversión a Ciclo Combinado realizada en el año 2000, el estado de la planta de generación cambió, viéndose de la siguiente forma:





A.2.3. Despacho de la Central:

CAMMESA, la entidad que regula el Mercado Eléctrico Argentino, establece el orden en el que las distintas unidades de generación son despachadas teniendo en cuenta el Costo Variable de Producción declarado. Las unidades con costo declarado más bajo son las primeras en ser despachadas. Desde la marcha comercial de la Central Agua del Cajón a ciclo abierto, ésta ha sido una de las primeras plantas en ser despachadas dentro del sistema eléctrico argentino. El despacho promedio hasta el momento de encararse la conversión a ciclo combinado había sido mayor al 90%.

Al ser Capex propietaria de sus propias reservas de gas y no depender de gasoductos de distribución del fluido, esto le permite un suministro de gas constante y a costos muy competitivos comparado con el resto de las centrales abastecidas desde gasoductos.

Se incluye resumen de precios declarados a Cammesa **con anterioridad a la conversión a ciclo combinado** que muestra la altísima competitividad de la central en ciclo abierto:

Declaración Costo Variable de Producción

INVIERNO de 1999

BASE - Principales centrales

	CENTRAL		\$ COMB. \$/DM3	CONSUM KCAL/KWH	\$/MWH - N
1	YPF P.HUIN.	TG	8,00	2385	2,3
2	EMBALSE				3,9
3	YPF P.HERN.	TG	15,40	2385	4,4
4	PLUSPETROL	CC	21,20	1757	4,4
5	FILO MORADO	TG	12,70	3200	4,8
6	GUEMES	TV	19,00	2224	5,0
7	A. DEL CAJON 500 - TG6	TG	17,10	2562	5,2
8	A. DEL CAJON 500 - TG1 A 5	TG	17,10	2676	5,4
9	SAN M. DE TUCUMAN	TG	19,50	2655	6,2
10	ATUCHA				6,5
11	L. CUYO - CTMZA	CC	46,39	1560	8,6
12	AVE FENIX	TG	37,92	2264	10,2
13	CT BS AS	CC	55,00	1603	10,5
14	COSTANERA	CC	60,00	1503	10,7
15	COSTANERA	CC	60,00	1503	10,7
16	L. CUYO - CTMZA	CC	44,07	2173	11,4
17	GENELBA	CC	62,90	1524	11,4
18	L. DE LA LATA	TG	38,75	2550	11,8
19	L CUYO CT MZA	TV	40,26	2639	12,6
20	ALTO VALLE	CC	50,40	2150	12,9
21	ARCOR	CC	52,86	2250	14,2
22	BAHIA BLANCA	TV	52,40	2300	14,3
23	TERMO ROCA	TG	48,00	2527	14,4
24	COSTANERA	TV	65,00	2200	17,0
25	SAN NICOLAS	TV	62,00	2400	17,7
26	C. PUERTO	TV	66,00	2300	18,1
27	DOCK SUD	TG	54,00	3000	19,3

Continúa

(*) Información pública disponible en Cammesa

En consecuencia, cabe decir que no resulta ni resultaba imprescindible para el despacho de la central a ciclo abierto la conversión a Ciclo Combinado. En efecto, los costos declarados para el despacho se mantendrían competitivos a pesar de que no existiera la mejora en el rendimiento global de la planta en la conversión a ciclo combinado que reduce el costo unitario por MWh a ser entregado.

En efecto, los costos variables de producción indicados mas arriba a ciclo abierto ajustados por el consumo específico luego de la conversión a ciclo combinado no produjeron cambios en el ranking de despacho de la central en el sistema argentino como lo demuestra la tabla siguiente con la cual se efectuaba el despacho luego de la conversión:

Declaración Costo Variable de Producción
RESULTADO PARA INVIERNO 2000
BASE - Principales centrales

	CENTRAL	TIPO	\$ COMB. \$/DM3	CONSUM KCAL/KWH	\$/MWH - N
1	ARGENER	CO	0	2483	0,00
2	CMS ENSENADA - nva	CO	0	1309	0,00
3	YPF P.HERN.	TG	0	2385	0,00
4	YPF P.HUIN.	TG	0	2385	0,00
5	GUEMES	TV	9,99	2224	2,64
6	EMBALSE				3,97
7	A. DEL CAJON	CC	18,58	1808	4,00
8	FILO MORADO	TG	12,7	3200	4,84
9	A. DEL CAJON 500 TG6	TG	16,29	2562	4,97
10	A. DEL CAJON 500 TG1-5	TG	16,29	2676	5,19
11	SAN M. DE TUCUMAN	TG	16,5	2655	5,22
12	ATUCHA				5,41
13	L. CUYO - CTMZA	CC	41	1560	7,61
14	AVE FENIX	TG	30	2264	8,09
15	CENTRAL PUERTO	CC	50,31	1487	8,91
16	GENELBA	CC	57,4	1524	10,41
17	CT BS AS	CC	55	1603	10,50
18	COSTANERA	CC	58,7	1505	10,52
19	DOCK SUD	TG	63	1528	11,46
20	L. DE LA LATA	TG	40,19	2550	12,20
21	L CUYO CT MZA	TV	39	2639	12,25
22	ALTO VALLE	CC	50,36	2150	12,89
23	TERMO ROCA	TG	45	2527	13,54
24	ARCOR	CC	52,44	2250	14,05
25	COSTANERA	TV	60	2200	15,71
26	BAHIA BLANCA	TV	62,07	2300	17,00
27	SORRENTO	TV	64,6	2450	18,84

Continúa

(*) Información pública disponible en Cammesa

A.2.4. Aspectos económicos:

Como hemos indicado, el aumento de generación de 185 MW de potencia sin consumo adicional de combustible generaba de hecho beneficios a Capex S.A. por mayor volumen de venta; sin embargo, comparado con la inversión en capital a efectuarse y el precio de venta del producto “energía” no era una decisión imprescindible para el mantenimiento de la competitividad de la central y su perduración en el tiempo.

Por el contrario, al momento de decidirse la conversión a ciclo combinado se tuvo en cuenta el beneficio ambiental que dicha conversión implicaba en término de reducción de emisiones de GEI (CO₂). Adicionalmente, en forma

simultánea con la conversión se decidió llevar a cabo un proceso de forestación dentro del perímetro de la Planta, con la consiguiente reducción de polvo generado por los vientos locales y una disminución en la temperatura del área que implica una mayor eficiencia de la Planta y la absorción de CO₂, que aún en pequeñas cantidades, pudiera generarse.

A.2.4.1. Evaluación del proyecto – Desarrollo Estratégico:

A continuación, verificaremos en la proyecciones economico-financieras efectuadas en su momento por Capex S.A., cual es el “valor” dado a cada una de las alternativas evaluadas y cuales fueron las prioridades tomadas en cuenta al momento de la toma de decisión sobre el tipo de ampliación a realizar en la planta de generación:

La primer alternativa analizada, dadas las ventajas estratégicas de la Compañía siendo dueña de su propio combustible, lo que le proporciona una altísima competitividad sin problemas de despacho, fue la de ampliar la central colocando nuevas turbinas de gas a ciclo abierto.

Esta opción, la mas beneficiosa por su muy bajo costo de capital en comparación con la de ciclo combinado, proporcionaba a Capex S.A. la mejor de las tasas internas de retorno (TIR) de los proyectos analizados, pero no producía ninguna mejora de rendimiento, ni era la mas adecuada respecto a la utilización de recursos no renovables, ya que producía un mayor consumo de combustible.

El análisis de esta opción se realizó teniendo en cuenta para el proyecto una unidad de las siguientes características:

Datos de chapa

Turbogenerador:	Siemens V94.2A
Potencia ISO:	190 MW
Rendimiento ISO:	36.4%
Precio Ex Works:	36.1 MMU\$

Planta ciclo simple instalada en Agua del Cajón

Potencia neta:	183.2 MW
Rendimiento neto:	35.1%
Consumo específico neto:	2450 kcal/kWh

Caudal específico neto: 291.67 m³/MWh (gas de 8400 / 9300 kcal/kWh)

Costo de inversión: 330 U\$/kW

Costo de O&M 1.5 – 1.7 U\$/MWh

A continuación se puede apreciar un resumen de la evaluación del proyecto de ampliación de la Central Agua del Cajón con una nueva TG de ciclo abierto:

CASO	CICLO ABIERTO								
INVERSION TURBINA U\$S X KW	330			CONSUMO DE GAS X DIA M m3			1,184		
INVERSION TOTAL U\$S X KW	362			DISPONIBILIDAD / DESPACHO PROM			89.0%		
INVERSION TOTAL CON INSTALACION MM u\$S	68.8			POTENCIA BRUTA CONSIDERADA			190		
COSTO DE OPERACION U\$S X MWh	1.50			POTENCIA NETA CONSIDERADA			169		
COSTO DEL GAS U\$S X dam 3	16.40								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
cifras en miles de u\$S	per 1	per 2	per 3	per 4	per 5	per 6	per 7	per 8	per 9
GENERACION GWh	0	0	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318
PRECIO X MWh	0.00	0.00	18.99	19.66	20.63	22.06	22.06	22.06	22.06
INGRESOS X GENERACION	0	0	25,036	25,919	27,198	29,083	29,083	29,083	29,083
CREDITOS POR EMISIONES	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIONES TOTALES	-23,109	-45,736	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS TOTALES (1)	-400	-700	-12,786	-11,476	-11,402	-11,322	-11,225	-11,203	-11,203
CREDITOS E INTERESES	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IMP. IVA/GANANC/ING. B	-4,937	-9,620	3,752	1,186	731	-2,585	-5,017	-5,049	-5,057
TOTAL EGRESOS	-28,446	-56,055	-9,034	-10,290	-10,671	-13,908	-16,243	-16,252	-16,260
NET CASHFLOW	-28,446	-56,055	16,002	15,629	16,527	15,176	12,841	12,831	12,823
NET INCOME ESTIMADO	132	231	9,403	9,567	10,406	11,652	11,620	11,613	11,613
RENDIMIENTOS			25 años	20 años	15 años				
TIR			15.69%	15.10%	13.80%				

Se presentan valores hasta el año considerado de equilibrio, 2006.

Como segunda opción se encontraba la de cerrar el ciclo de producción de energía eléctrica, convirtiendo las unidades a ciclo abierto existentes a una unidad de ciclo combinado, con un menor consumo de combustibles, mejorando el rendimiento global, pero con un sensiblemente mayor costo de capital.

A continuación se puede apreciar un resumen de la evaluación del proyecto de ampliación de la Central Agua del Cajón con la conversión a ciclo combinado pero sin tener en cuenta hasta este punto los ingresos provenientes de la comercialización de créditos por reducción de CO₂:

CASO	CICLO COMBINADO		SIN BONOS CO2							
INVERSION TURBINA U\$S X KW	433		CONSUMO DE GAS X DIA M m3							650.0
INVERSION TOTAL U\$S X KW	553		DISPONIBILIDAD / DESPACHO PROM							89.0%
INVERSION TOTAL CON INSTALACION MM u\$s	166.0		POTENCIA BRUTA CONSIDERADA							300
COSTO DE OPERACION U\$S X MWh	1.14		POTENCIA NETA CONSIDERADA							270
COSTO DEL GAS U\$S X dam 3	16.40									
cifras en miles de u\$s	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
	per 1	per 2	per 3	per 4	per 5	per 6	per 7	per 8	per 9	
GENERACION GWh	0	0	2,082	2,104	2,104	2,104	2,104	2,104	2,104	
PRECIO X MWh	0.00	0.00	18.99	19.66	20.63	22.06	22.06	22.06	22.06	
INGRESOS X GENERACION	0	0	39,530	41,360	43,401	46,409	46,409	46,409	46,409	
CREDITOS POR EMISIONES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
INVERSIONES TOTALES	-55,413	-110,607	0	0	0	0	0	0	0	
COSTOS TOTALES (1)	-400	-700	-14,175	-10,951	-10,833	-11,706	-10,551	-10,515	-10,515	
CREDITOS E INTERESES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
IMP. IVA/GANANC/ING. B	-11,721	-23,243	5,690	1,060	-176	-474	-2,831	-9,560	-9,572	
TOTAL EGRESOS	-67,533	-134,550	-8,485	-9,891	-11,009	-12,180	-13,381	-20,076	-20,087	
NET CASHFLOW	-67,533	-134,550	31,046	31,470	32,392	34,230	33,028	26,334	26,322	
NET INCOME ESTIMADO	132	231	18,179	18,350	19,689	22,007	21,626	21,614	21,614	
RENDIMIENTOS			25 años	20 años	15 años					
TIR			13.31%	12.65%	11.16%					

Se presentan valores hasta el año considerado de equilibrio, 2006.

Esta opción, menos rentable que la anterior, no se hubiera materializado si Capex S.A. no fuera una Compañía con una fuerte conciencia ecológica. En efecto, como explicaremos a continuación, la rentabilidad de este proyecto era insuficiente para cualquier inversor en las condiciones macro-económicas que detallaremos.

Análisis de la viabilidad económica de la expansión de la Central de Agua del Cajón

Para el análisis de factibilidad de proyectos el Directorio de Capex SA había definido los parámetros para los cuales los proyectos eran aceptables.

1) Lineamientos operativos

Dado el escenario del proyecto, este previamente debía ser evaluado en función a las sinergias operativas o aquellas que hicieran a los planes estratégicos de la empresa, los cuales eran definidos por el Directorio. Estos planes incluían que el proyecto mostrara no solo sustentabilidad operativa, sino que también respondiera a los objetivos de la empresa en cuanto a su carácter relativo al impacto en el medio ambiente o en la comunidad.

2) Lineamientos económicos

Respecto a los parámetros económicos, los mismos debían encuadrarse dentro de un parámetro de tamaño y de rentabilidad objetivo (TIR).

En relación al tamaño, el proyecto debía tener un tamaño de inversión que pudiera abordarse con recursos propios, de terceros o combinados y que dejara a la empresa en el mediano plazo con relaciones técnicas que le permitieran sostenerlos con los propios recursos que este proyecto generara. En relación a los parámetros de rentabilidad, se buscaban proyectos con una tasa interna de retorno (TIR) que fueran superiores al 14%, de proyecto teniendo en cuenta un horizonte no menor a 20 años, en función a la característica relativa de cada uno.

La tasa objetivo tenía en cuenta la rentabilidad del flujo de fondos del proyecto que lo hiciera sostenible en el tiempo para no lesionar los proyectos en curso, permitir que esos proyectos generasen los fondos suficientes para autosostenerse y permitirle a la empresa poder realizar futuros proyectos manteniendo sana su estructura patrimonial y financiera.

Dicha tasa de retorno está asociada al costo del endeudamiento para este tipo de proyectos que requiere plazos de repago que exceden los siete años (con una base mínima de 12/14%, que estaba en línea con el costo financiero internacional para esos plazos, para países con riesgo soberano de entre 400 y 700 puntos básicos). Al mismo tiempo, dentro de la ecuación se encuentra estimado un retorno para

el capital propio en línea con los parámetros para la industria en Argentina y el resto del Mercosur (2/4% sobre la tasa de endeudamiento).

Los proyectos con tasas de retorno inferiores producirían diferentes efectos: al tratarse de proyectos de largo plazo, una tasa inferior dejaría sin margen de maniobra al proyecto ante cambios en el entorno de negocios, ante retrasos o alteraciones en la formación de precios del producto, ante cambios en los valores de costos o cambios en los regímenes impositivos. De hecho, posteriormente a la decisión adoptada, se elevó la tasa de impuesto a las ganancias, se crearon impuestos a los intereses, a las transacciones financieras y a las ganancias mínimas presuntas.

Este retorno tenía en cuenta no solo el retorno para el capital propio sino también preveía la participación de fondos de terceros (bancos o nuevos accionistas en el mercado), los cuales estarían dispuestos a financiar los proyectos en tanto los mismos aportasen fondos suficientes para permitir que el nuevo proyecto se repague sin demandar fondos de las operaciones corrientes.

Análisis de alternativas de la expansión de la Central de Agua del Cajón

Dada las características operativas de las áreas explotadas por Capex, la empresa se enfrentó con un abanico de alternativas para expandir su central térmica.

Respecto a la inversión en nuevas unidades operadas en ciclo abierto, la misma poseía la ventaja de una operación conocida y eficiente, reservas de gas suficientes que podían ser extraídas a su costo de producción y una inversión por MW instalado relativamente baja debido a las características que mostraba el mercado para ese tipo de tecnología. La rentabilidad que mostraba el proyecto estaba por encima de los parámetros que se requerían para su aprobación.

En el otro lado de la ecuación y teniendo en cuenta los parámetros operativos, el proyecto contaba con algunos puntos que debían ser mejorados: la emisión de gases de escape a alta temperatura, (tema que era de permanente discusión desde el lanzamiento del proyecto original de Capex), y el uso para la nueva generación de nuevos recursos naturales no renovables, de origen fósil.

En Argentina la generación en ciclo combinado no era un estilo difundido en nuestro parque de generación hasta ese momento, debido a la abundante existencia de gas natural, su relativo bajo costo y la

alta inversión por MW instalado que conllevaba una expansión con esta modalidad.

En función a las premisas operativas se empezaron a analizar alternativas para poder realizar la expansión de la central que no solo cumpliera los objetivos económicos sino también los lineamientos operativos expuestos.

La posibilidad cierta de producir incentivos adicionales a la simple generación de energía, que realzaran la viabilidad del proyecto alternativo, llevaron al Directorio de Capex a decidir que en forma conjunta la ampliación a ciclo combinado de la Central de Agua del Cajón, conjuntamente con la posibilidad de ser un jugador del mercado de los créditos por emisiones cumplieran conjuntamente todos los objetivos planteados por Capex.

Se alcanzaba el objetivo de rentabilidad económica, se beneficiaba con energía eficiente a la comunidad industrial e individual, se cumplieran cuestiones de tamaño del proyecto y el mismo se encontraba beneficiando al medio ambiente a través de un uso mas racional de recursos no renovables y contaminantes.

Dentro de esta alternativa –conversión a ciclo combinado- una importantísima mejora que hizo viable el proyecto fue el agregado en el flujo de caja, de la comercialización de créditos por reducción de emisiones de CO₂.

Para ello, se incluyó la comercialización de unas 800.000 tn. de CO₂ anuales que produjeron una mejora en la TIR del proyecto. En base a análisis de mercado al momento de la toma decisión los precios utilizados para la comercialización de estos bonos, netos de gastos, fueron:

- Primeros 4 años: 3 U\$\$/tn CO₂ equivalente
- Sigüientes 4 años: 8 U\$\$/tn CO₂ equivalente
- Sigüientes años: 15 U\$\$/tn CO₂ equivalente

El resultado fue el siguiente:

CASO **CICLO COMBINADO CON BONOS CO2**

INVERSION TURBINA U\$S X KW	433	CONSUMO DE GAS X DIA M m3	650.0
INVERSION TOTAL U\$S X KW	553	DISPONIBILIDAD / DESPACHO PROM	89.0%
INVERSION TOTAL CON INSTALACION MM u\$s	166.0	POTENCIA BRUTA CONSIDERADA	300
COSTO DE OPERACION U\$S X MWh	1.14	POTENCIA NETA CONSIDERADA	270
COSTO DEL GAS U\$S X dam 3	16.40		

cifras en miles de u\$s	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	per 1	per 2	per 3	per 4	per 5	per 6	per 7	per 8	per 9
GENERACION GWh	0	0	2,082	2,104	2,104	2,104	2,104	2,104	2,104
PRECIO X MWh	0.00	0.00	18.99	19.66	20.63	22.06	22.06	22.06	22.06
INGRESOS X GENERACION	0	0	39,530	41,360	43,401	46,409	46,409	46,409	46,409
CREDITOS POR EMISIONES	0	0	2,400	2,400	2,400	2,400	6,400	6,400	6,400
INVERSIONES TOTALES	-55,413	-110,607	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS TOTALES (I)	-400	-700	-14,175	-10,951	-10,833	-11,706	-10,551	-10,515	-10,515
CREDITOS E INTERESES	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IMP. IVA/GANANC/ING. B	-11,721	-23,243	5,690	268	-968	-1,266	-3,623	-11,672	-11,684
TOTAL EGRESOS	-67,533	-134,550	-8,485	-10,683	-11,801	-12,972	-14,173	-22,188	-22,199
NET CASHFLOW	-67,533	-134,550	33,446	33,078	34,000	35,838	38,636	30,622	30,610
NET INCOME ESTIMADO	132	231	17,387	17,558	18,897	21,215	19,514	19,502	19,502
RENDIMIENTOS									
TIR			25 años	20 años	15 años				
			15.55%	15.04%	13.70%				

Se presentan valores hasta el año considerado de equilibrio, 2006.

Como podemos observar, la comercialización de bonos provenientes de la reducción de emisiones de CO₂ posibilitó la concreción de un proyecto ecológico, cuidando los recursos naturales no renovables, a pesar de una mayor inversión de capital.

En efecto, prácticamente logra igualar las condiciones del negocio óptimo desde el punto de vista económico-financiero para Capex S.A. , que era realizar la ampliación de la Central de generación con un nuevo ciclo abierto.

La mejora de la TIR, fruto de los ingresos provenientes de la comercialización de bonos y la fuerte conciencia ecológica de los directivos de Capex S.A. fueron elementos determinantes al momento de la toma de decisión, que culminó con la concreción de una planta de ciclo combinado.

A.2.5. Camino recorrido por la implementación del proyecto ante otras organizaciones:

Como hemos indicado, dentro de la ecuación económica correspondiente, se tuvieron en cuenta los ingresos futuros que pudieran resultar de la comercialización de créditos por reducción de CO₂ en los términos del Protocolo de Kyoto.

Con dicho fin se efectuó la solicitud de aprobación del proyecto frente a la United States Initiative on Joint Implementation (Iniciativa de los Estados Unidos sobre Implementación Conjunta) en Septiembre de 1997 dentro de la Fase Piloto de Implementación Conjunta. En enero de 1998 se efectuaron las presentaciones en la Secretaría Argentina de Medio Ambiente y la Secretaría de Energía, obteniéndose la Aprobación por parte de la Oficina Argentina de Implementación Conjunta en Octubre de 1998 y la Aprobación de la United States Initiative on Joint Implementation (Iniciativa de los Estados Unidos sobre Implementación Conjunta) en Marzo de 1999. Desde entonces Capex ha continuado efectuando sus procesos de registro y posterior verificación de reducciones de emisiones, a través de una empresa internacional e independiente de auditoría (Environmental Resources Trust Inc.), quien luego de aprobar el proceso de cálculo de la línea de base y la metodología de cálculo estableció y verificó reducciones de emisiones, efectuando una proyección, que de mantenerse las condiciones existentes a Junio 2001, respecto de la planta y del mercado eléctrico argentino a lo largo de la vida del proyecto (año 2025), se preveía que el total de reducción de emisiones de CO₂ por la vida del Proyecto podría ser de **19,066,407** toneladas métricas de CO₂ equivalente.

Como se puede observar en el **Anexo I** del presente, se encuentran fuertemente documentadas todas las acciones de Capex S.A. tendientes a la calificación del proyecto, previas a la puesta en marcha en el año 2000, ya sea en la etapa de toma de decisión, así como también en las etapas de ejecución y construcción.

Se incluyen en el **Anexo I** del presente, algunas de las notas intercambiadas entre Capex S.A. y los Organismos Nacionales e Internacionales referidas al proyecto, que se efectuaron con la finalidad de calificar y hacer transables los bonos por reducción de emisiones de CO₂.

A continuación resumimos la documentación Anexa:

Fecha de la Nota	Enviada Por:	Dirigida a:	Tema de la Nota
07 de Noviembre de 1997	Ing. Alfredo Mirkin - Secretario de Energía - Estado Argentino	Federico Peña Secretario del Departamento de Energía de los EEUU	Apoyo estatístico del Estado Argentino al Proyecto de Capex SA
19 de Noviembre de 1997	Enrique Gotz - Presidente de Capex S.A.	Federico Peña Secretario del Departamento de Energía de los EEUU	Descripción del proyecto de ciclo combinado de Capex S.A. - Pedido de apoyo para la aprobación del proyecto por parte de USJI.
20 de Abril de 1998.	Ing. María Julia Alsogaray - Secretaria de Recursos Naturales y Desarrollo Sustentable - Estado Argentino	Dr. Guido Di Tella - Ministro de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto - Estado Argentino	Pedido de tener en cuenta el proyecto de Capex S.A., reconociendo al mismo como un proceso de desarrollo sustentable y que debe ser presentado en el marco del Acuerdo firmado con los EE.UU.
31 de Agosto de 1998.	Ing. María Julia Alsogaray - Secretaria de Recursos Naturales y Desarrollo Sustentable - Estado Argentino	Madelaine Albright - Secretario de Estado del Departamento de Estado de los Estados Unidos.	Pedido de tener en cuenta el proyecto de Capex S.A., reconociendo al mismo como un proceso de desarrollo sustentable y que debe ser presentado en el marco del Acuerdo firmado con los EE.UU.
23 de Octubre de 1998	Ing. María Julia Alsogaray - Secretaria de Recursos Naturales y Desarrollo Sustentable - Estado Argentino	Madelaine Albright - Secretario de Estado del Departamento de Estado de los Estados Unidos.	Descripción del proyecto. Apoyo de la International Utility Efficiency Partnerships Inc. Reconocimiento del Estado Argentino s/proyecto - Oficina Arg. De Implementación Conjunta.
17 de Marzo de 1999.	U.S. Initiative on Joint Implementation (USJI).	Publicación Informativa	Descripción del proyecto.
09 de Marzo de 1999.	Jack Fitzgerald - Director de U.S. Initiative on Joint Implementation (USJI)	Ron Shiflett - Director de Edison Electric Institute Empresa Contratada por Capex SA	Carta de aceptación del proyecto de CAPSA (Capex S.A.) en el programa de USJI.

A.2.6. Contribución al desarrollo sostenible:

El proyecto provee de energía limpia y reduce la emisiones de CO₂ en Argentina.

La ejecución del proyecto trajo aparejada hasta el 31 de Agosto de 2003 la producción de 4218 GWh de energía limpia adicional, sin consumo de combustibles fósiles, ahorrando así al sistema argentino reservas de gas equivalente de mas de 970 millones de m³ con una reducción de emisiones de 2.276.320 toneladas métricas de CO₂.

Asimismo, se espera en el futuro que el proyecto provea de 36.000 GWh de energía limpia, 8280 millones de m³ en reducción del consumo de gas equivalente y una reducción de emisiones de unas 20.000.000 toneladas métricas de CO₂ en su vida útil.

El proyecto completo de conversión a ciclo combinado duplica los ingresos a Capex SA en concepto de venta de energía y potencia, con sus consecuentes contribuciones impositivas municipales, provinciales y nacionales. También contribuye a la seguridad del sistema eléctrico en su conjunto inyectando mayor potencia con confiabilidad.



Socialmente, el proyecto ha contribuido en la creación en el momento de su desarrollo de 200 puestos de trabajo directos e indirectos. Luego de su puesta en marcha comercial la dotación de la central térmica se incrementó en 17 puestos de trabajo permanentes. Adicionalmente, la etapa de desarrollo y construcción del proyecto tubo un fuerte impacto en el desarrollo municipal y zonal.

A.3. PARTICIPANTES EN EL PROYECTO:

A.3.1. País Huésped: República Argentina

A.3.2. Desarrollo, Construcción, Operación y Sponsor:

CAPEX S.A.

Web address: <http://www.capex.com.ar>

Av. Córdoba 948/950, piso 5° C, C.P.(1054)

Ciudad de Buenos Aires

Argentina.

e-mail: hcabral@capex.com.ar

CUIT: 30-62982706-0

Inscripta en la Inspección General de Justicia el 26/12/1988, bajo el número 9429 del libro 106 Tomo A de Sociedades Anónimas.

A.3.2. Otros:

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA. Compañía mixta (estado y organismos privados) que realiza la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios del sistema eléctrico argentino.

Av. Eduardo Madero 942 – piso 1 – Capital Federal

Buenos Aires – Argentina

<http://www.cammesa.com.ar>

005411-43193700

Gerente General: Ing. Luis Beuret

SECRETARIA DE ENERGÍA – SUB SECRETARIA DE ENERGÍA

ELECTRICA: Organismo estatal que regula el funcionamiento del Mercado Eléctrico.

Av. Paseo Colon 161 – Capital Federal

Buenos Aires – Argentina

Subsecretario de Energía: Ing. Bautista Marcheschi

A.3.3. Breve descripción de la Compañía:

Breve Reseña Histórica

Capex fue creada en el año 1988 para realizar exploración de petróleo y gas en la Argentina. Como primer paso, en 1989 adquirió de Compañías Asociadas Petroleras S.A. el 20% de participación en el consorcio adjudicatario del área Rawson Marina, licitada en el año 1985 en la primera ronda del “Plan Houston”. Además, participó con el 5% en un consorcio que adquirió los derechos de exploración del área Tostado, en la tercera ronda del “Plan Houston”. Dichas áreas fueron abandonadas en 1990 y 1991, respectivamente, luego de que el trabajo exploratorio indicara la inexistencia de depósitos de petróleo o gas que pudieran explotarse comercialmente.

En enero de 1991, Capex adquirió el 100% de los derechos sobre el área Agua del Cajón que la Secretaría de Energía de la Nación ofreció en concesión, pagando US\$ 26 millones. La concesión fue otorgada a Capex por 25 años con opción a prorrogarla por 10 años más (dicha prórroga deberá ser ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional). Capex adquirió también el 100% de los derechos de exploración y explotación del área Senillosa en la Provincia del Neuquén en octubre de 1991 por miles de US\$ 315,2. Estas áreas son adyacentes y están ubicadas en la Cuenca Neuquina, sita en la región sudeste de la Provincia del Neuquén. La mayoría de las reservas identificadas en estas áreas están localizadas en dos yacimientos del área de Agua del Cajón (El Salitral y Agua del Cajón).

Desde la adquisición de estas áreas, Capex ha incrementado significativamente los niveles de producción de petróleo y gas en el área Agua del Cajón, fundamentalmente por la reparación y perforación de pozos y la optimización del sistema de producción.

Asimismo y como resultado de los esfuerzos exploratorios y de desarrollo de estas áreas, se identificaron e incorporaron importantes reservas adicionales de gas natural y petróleo.

Negocio de Energía Eléctrica

A partir de la incorporación de nuevas reservas gasíferas, Capex comenzó a considerar usos industriales alternativos para su gas. La escasa capacidad de generación de energía eléctrica en la Argentina y la incipiente desregulación del sector eléctrico en los primeros años de la década del 90, ofrecían una buena oportunidad para agregarle valor a su gas y crear un mercado adicional para éste.

Una vez completados los estudios de factibilidad y el análisis de proyectos alternativos (principalmente la construcción de gasoductos adicionales e instalaciones para el tratamiento), que le permitieran explotar y vender sus reservas de gas natural, Capex decidió construir una central de generación de energía eléctrica alimentada a gas (la Central).

El desarrollo de la Central a su actual capacidad de generación se concretó en cuatro fases: la Fase I, con la incorporación de dos turbogeneradores con una capacidad de 93 MW (ISO) inaugurada en diciembre de 1993; la Fase II, en octubre 1994, agregó 3 turbogeneradores con una capacidad instalada de 144 MW (ISO), en tanto que en agosto de 1995 la Fase III entró en funcionamiento con una turbina adicional de 134 MW (ISO), completando el desarrollo de la central en ciclo abierto con una capacidad instalada de 371 MW (ISO). Para aprovechar los gases calientes de escape como combustible, Capex implementó la conversión de la Central a Ciclo Combinado (Fase IV). El Ciclo Combinado recupera los gases de escape de las turbinas de gas (ciclo abierto) a través de una caldera de recuperación. Adicionalmente al uso de gases de escape, se han incorporado dispositivos de fuego suplementario, los que incrementan la calidad del vapor producido, y por ello permiten obtener una generación de energía adicional. La ventaja de una unidad de ciclo combinado con capacidad de fuego suplementario consiste en mejorar la eficiencia de la planta de Capex y reducir el costo promedio de combustible requerido para producir un volumen incremental de energía, debido a que sólo se consume gas adicional en el proceso de fuego suplementario. Con la concreción de las cuatro Fases de desarrollo de la Planta, la capacidad nominal total de generación alcanzó 672 MW (ISO).

A efectos de vincular la Central Térmica con el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se construyeron tres líneas de alta tensión en 132 kV siendo los puntos de interconexión, Arroyito y Chocón. Debido a las necesidades operativas del Ciclo Combinado, se construyó 1 línea adicional de alta tensión en 500kV, cuyos puntos de conexión se encuentran en Chocón Oeste.

Negocio de LPG

La Compañía procesa parte de su gas rico en componentes licuables en una planta de LPG, adyacente a su Central. Del procesamiento obtiene Propano, Butano y Gasolina estabilizada, productos que son vendidos por Capex en forma separada, siendo el gas remanente utilizado como combustible para la generación de energía.

Emisión de Gases de Efecto Invernadero

Capex, al momento de tomar la decisión de su inversión en la conversión de la Planta a Ciclo Combinado, consideró especialmente la posibilidad de calificar su proyecto bajo The United States Initiative on Joint Implementation (USIJI) como un proyecto voluntario que reduce las emisiones de gases productores del efecto invernadero. Su proyecto tuvo no sólo esta aprobación, sino también la de la Oficina Argentina de Implementación Conjunta. Estas aprobaciones habilitan a Capex a certificar cuotas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y participar como vendedor en el mercado de compra-venta de estos certificados. También consideró y está llevando a cabo los trabajos concernientes a calificar su proyecto bajo la metodología de “Mecanismo de Desarrollo Limpio”.

El Negocio de Capex

Los negocios principales de Capex son: la generación y venta de energía eléctrica, la venta de propano, butano y gasolina, la exploración y explotación de petróleo y gas, y la venta de petróleo.

La estrategia principal en el Area Agua del Cajón ha sido la de buscar una integración vertical, capitalizando todo el valor agregado desde la extracción del gas, la obtención de líquidos del gas, hasta su transformación y comercialización como energía eléctrica. Sintéticamente, las ventajas competitivas de Capex son:

La Central cuenta con tecnología de última generación, por lo cual alcanza un elevado nivel de eficiencia.

Capex cuenta con suficientes reservas de gas propias, las que son utilizadas exclusivamente para abastecer a su Central.

El costo del gas es principalmente el costo de producción del mismo.

La obtención para su comercialización de los fluidos propano, butano y gasolina a través del procesamiento del gas.

Desde la toma de posesión de las áreas, Capex ha realizado diferentes inversiones relacionadas con la exploración y explotación del gas, con el propósito de incrementar sus reservas, las cuales son utilizadas como combustible para la generación de electricidad.

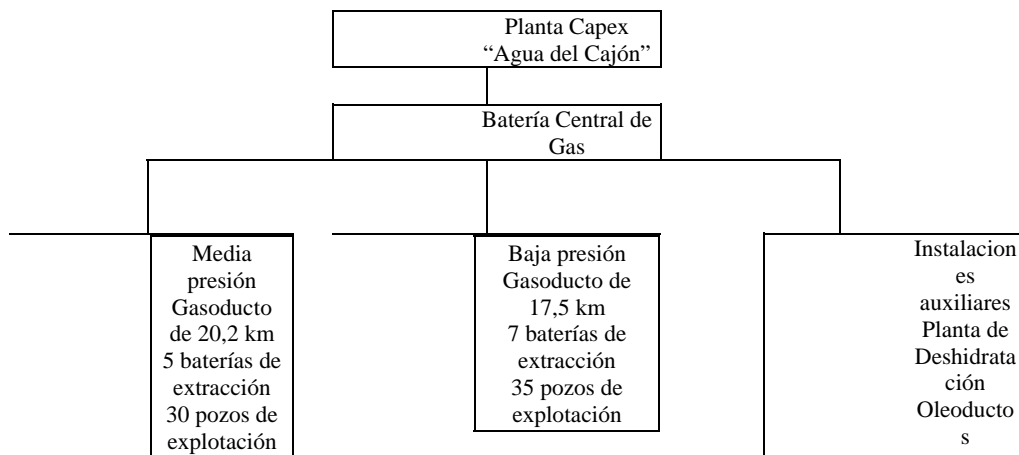
Es así, por ejemplo, que en el momento de la toma de las áreas, la producción de gas era de 87 mil m³ por día, mientras que el promedio del ejercicio fiscal finalizado en el mes de abril de 2003 alcanzó 2,8 millones m³ por día.

Con referencia a la producción de petróleo, desde que Capex tomó posesión del área, la extracción se incrementó de 35 a 177 m³ día (promedio del ejercicio fiscal finalizado en el mes de abril de 2003), adicionando también 103 tn/día de propano, 66 tn/día de butano y 102 m³/día de gasolina. Este incremento fue

producto, principalmente, del petróleo asociado a la producción de gas, la puesta en producción de nuevas formaciones, la optimización de los sistemas de extracción, la mayor eficiencia en la operación de los yacimientos y del procesamiento del gas a través de la planta de separación de gases.

Abastecimiento de Combustible a la Central

El combustible utilizado para la generación es gas de baja y media presión que proviene de los yacimientos conocidos como Agua del Cajón, El Salitral y Senillosa. Capex ha construido un sistema automático de captación de gas con una red de gasoductos de baja y media presión que permite transportar el gas desde los yacimientos a la Planta. El siguiente diagrama indica el flujo básico de obtención de gas para la Planta.



El sistema de captación automática de gas de media presión fue diseñado para permitir los ajustes a las variaciones de consumo de la Planta. Con este fin, cada pozo tiene una válvula de bloqueo y una válvula de control de flujo, las cuales son controladas en forma remota por transmisiones de radio desde el centro de control y pueden abrir y cerrar cada pozo y, hasta un grado determinado, ajustar el flujo que suministra cada pozo. El gas fluye hasta un punto de captación en una instalación de almacenamiento central desde donde se lo dirige a la Planta. El sistema de captación automática de gas es alimentado por la batería de gas central, apoyada por baterías locales de captación de los yacimientos, que suministran la energía necesaria para bombear el gas a través del sistema de gasoductos desde los yacimientos hasta la Planta. El mantenimiento y la operación del sistema automático de captación de gas corre por cuenta exclusiva de la Sociedad.

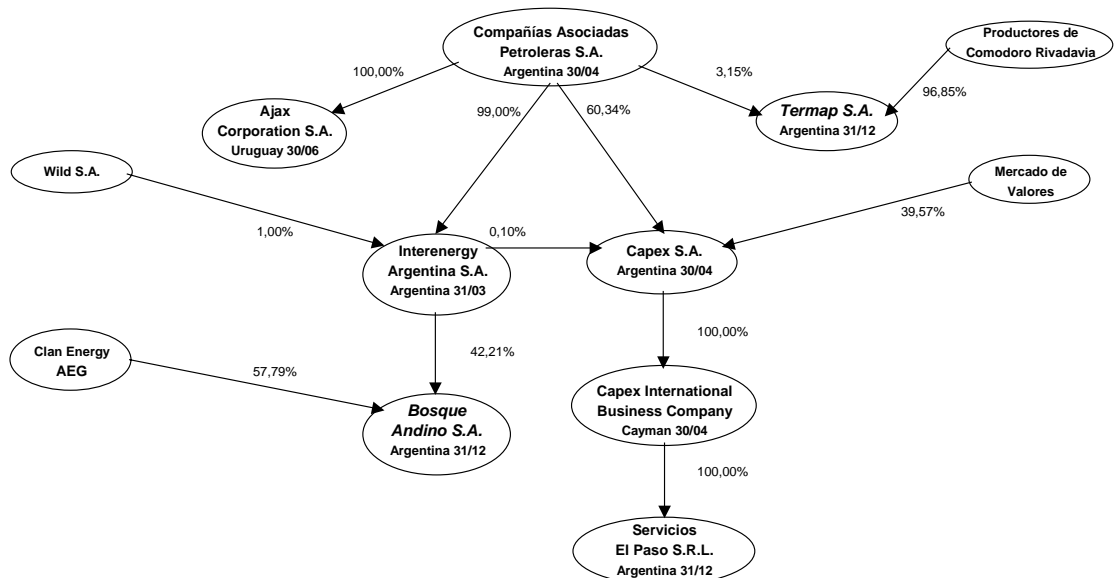
Antes de que el combustible de Capex se pueda utilizar en los generadores, el gas de baja presión debe comprimirse de 59 psig a 339 psig y la temperatura del gas a media presión debe alcanzar niveles especificados, por medio de una unidad de compresión y calentamiento en la Planta. El compresor se pone en funcionamiento mediante un motor eléctrico alimentado desde la Planta. El gas de media presión y el gas de baja presión previamente comprimido se inyectan en los turbo-generadores.

El control de los pozos y muchas otras funciones integran la estructura operativa, que incluye software de última generación que posibilita generar secuencias lógicas de operación y seguridad. Esto hace que el sistema de captación de gas sea autoregulado, de modo que las tareas del operador sean monitorear las alarmas que genere el software y ajustar el flujo de gas al consumo, para que el venteo de gas sea nulo. Capex considera que el sistema operativo es único en la Argentina. La Sociedad no tiene conocimiento de ninguna otra central eléctrica con una capacidad similar, que posea como única fuente de combustible el gas proveniente de su propio yacimiento, y que utilice sistemas automáticos de extracción y entrega.

Estructura Societaria

El capital social de Capex consiste de 47.947.275 acciones ordinarias Clase A de valor nominal \$1 por acción, con derecho a un voto por acción. El titular del 60,34084 % de las acciones de la sociedad es Compañías Asociadas Petroleras S.A. y el restante 39,65916% se encuentra en poder de terceros, estas últimas se cotizan en las Bolsas de Comercio de Buenos Aires y Luxemburgo.

Grupo económico de Compañías Asociadas Petroleras S.A.



A.3.4. Capacidad de Capex S.A. para la Ejecución y Operación del Proyecto

Ejecución

Capex adquirió una importante experiencia durante la ejecución de los proyectos de construcción de la Central Térmica Agua del Cajón (CTADC) en sus etapas de ciclo simple (fases I-III):

Fase I: 2 Turbogeneradores de Gas Westinghouse B251B11A

Fase II: 3 Turbogeneradores de Gas Westinghouse B251B11A

Fase III: 1 Turbogenerador de Vapor Mitsubishi 701D

Las 3 fases fueron contratadas en la modalidad “llave en mano” con Westinghouse Electric Co. (Hoy Siemens-Westinghouse) La misma empresa proveedora de los turbogeneradores (en el caso de la Mitsubishi 701D, la turbina fue provisión de la misma Mitsubishi, el generador fue provisión de la empresa Brush y todo el conjunto fue “paquetizado” por Westinghouse).

Asimismo se ejecutaron varias obras complementarias en las cuales Capex adquirió experiencia como comitente.

tales como:

Subestación de 132 kV

2 Líneas de 132 kV a las subestación Arroyito

1 Línea de 132 kV a la subestación Chocón Oeste

Sistema de 33 kV para alimentar instalaciones complementarias

1 planta de Agua desmineralizada

Instalaciones para la alimentación y acondicionamiento de gas para las turbinas

Fase IV – Conversión a Ciclo Combinado

Capex contrató a la empresa de ingeniería Burns & Mc Donnell para la redacción de las especificaciones técnicas y el borrador de contrato EPC (Engineering Procurement Construction) y la asistencia en la evaluación técnica de propuestas.

Capex finalmente contrató a la empresa Black & Veatch intl. (BVI) para la construcción “llave en mano” de la conversión a ciclo combinado.

La supervisión de la obra y puesta en marcha fue realizada por Capex en forma directa con personal propio (de su Departamento de Energía Eléctrica y de la propia central). Asimismo contó con la asistencia de la empresa Steag de

Alemania (que había sido contratada para operar la central) para la realización de dicha tarea.

Durante ésta fase Capex adquirió gran experiencia en construcción, puesta en marcha y operación.

Operación

Desde Diciembre de 1993 hasta Julio de 1999 la planta fue operada por Westinghouse, el proveedor de la central en sus fases I-III (ciclo simple). En ésta etapa, los operadores (la mayoría de los cuales continúan trabajando en Capex) adquirieron gran experiencia en la operación de las turbinas de gas en ciclo simple.

Durante la construcción de fase IV (conversión a ciclo combinado), los operadores fueron intensamente entrenados en la operación de la parte de vapor tanto por el contratista de construcción (BVI) como por el contratista de operación (Steag).

La planta está operando en servicio comercial como ciclo combinado desde Enero de 2000.

El contrato de operación con Steag se rescindió en Marzo de 2002 y desde entonces Capex está operando la planta en forma satisfactoria (los resultados medidos como disponibilidad, confiabilidad y performance son mejores que durante el período que fue operada por Steag).

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

A.4.1. Ubicación de la actividad del proyecto

A.4.1.1. País huésped: República Argentina

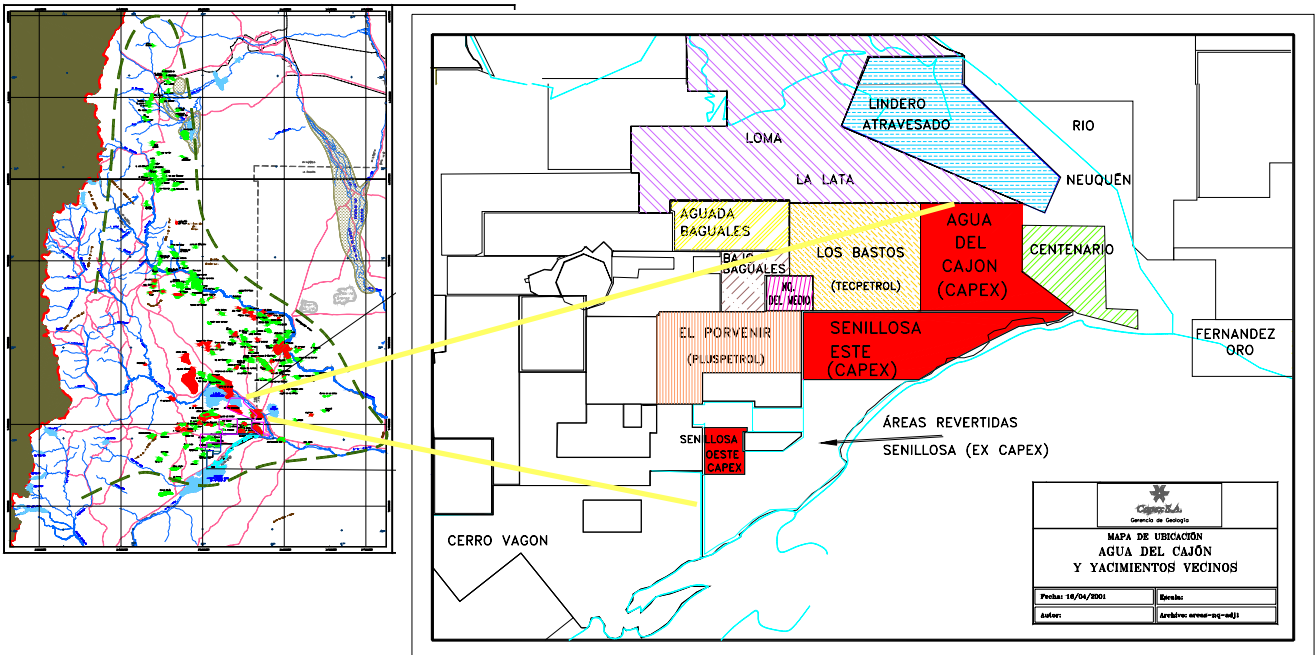
A.4.1.2. Provincia: Neuquen

A.4.1.3. Ciudad/Departamento: Plottier

A.4.1.4. Detalles sobre la localización física del Proyecto:

El Proyecto se encuentra ubicado en la Ruta 22, km 1244,5, Camino China Muerta, Plottier, Provincia del Neuquen. La ubicación de la central de generación térmica es estratégica. Se encuentra ubicado sobre el yacimiento de gas que la provee de combustible. La producción de este yacimiento se usa exclusivamente para abastecer a

la central térmica, no conectándose a ningún gasoducto troncal de distribución o transporte.



A.4.2. Categoría a la que pertenece la actividad del Proyecto:

No existe una categoría de actividad de proyecto registrada y disponible en el sitio WEB de MDL (unfcc) para agregar en este documento en referencia a la reducción de emisiones proporcionada por esta conversión de ciclo simple a ciclo combinado.

A los efectos de encuadrar esta actividad proponemos definir la misma como “Producción de energía eléctrica a la red mediante la conversión de plantas de ciclo abierto a ciclo combinado”.

La producción de energía eléctrica del proyecto (185 MW de potencia adicional) se encuentra por encima de los 1000 GWh/año.

A.4.3. Tecnología que prevé usar en el proyecto:

El Proyecto consistió en la conversión de seis (6) turbinas de gas (370MW ISO) de ciclo abierto a ciclo combinado. El Ciclo Combinado implica el aprovechamiento de gases de escape de las turbinas de gas para producir vapor en calderas de recuperación instaladas en cada una de las turbinas a gas. El vapor producido por las 6 unidades a gas impulsa una turbina a vapor. A su vez, se incrementará la producción de vapor adicionando calor extra en cada una de las calderas de recuperación mediante quemadores que suministran fuego suplementario, aprovechando en la combustión el exceso de oxígeno disponible en el escape de las turbinas. Se debe adicionar un ciclo de vapor Rankine al sistema existente de ciclo Brayton para recuperar parte del calor de desperdicio de las chimeneas. Esto incluye un Generador de Vapor de Recuperación de calor (HRSG) que recibe el escape de gas de la turbina de gas y transmite esta energía calórica al vapor de generación de agua en el intercambiador calórico HRSG. El vapor luego pasa a un generador de turbina de vapor donde se generan 185 MW de energía eléctrica adicional sin consumo de combustible adicional ni combustión. El vapor que sale de la turbina pasa por un condensador (condensando el vapor de agua) y luego por el ciclo de alimentación de agua de la bomba, calentadores, tratamiento de agua y de regreso al HRSG en los que con fuego suplementario se pueden generar 100 MW más.

Las turbinas, existentes previas al Proyecto, eran 5 (cinco) turbinas a gas marca Westinghouse (48 MW ISO cada una) y 1 (una) turbina a gas marca Westinghouse de 130 MW ISO.

Datos técnicos de los equipos:

5 x TurboGas tipo W251B11

Capacidad Instalada: 48 MW
Potencia Neta: 46,1 MW
Rendimiento: 2676 kcal/kWh
Tensión Nominal: 11.5 kV
Frecuencia Nominal: 50 Hz.

1 x TurboGas tipo MHI701D

Capacidad Instalada: 136 MW
Potencia Neta: 130 MW
Rendimiento: 2542 kcal/kWh
Tensión Nominal: 15 kV
Frecuencia Nominal: 50 Hz.

1 x TurboVapor Mitsubishi

Capacidad Instalada total: 303 MW

Potencia Neta total: 287 MW

Tensión Nominal: 16.5 kV

Frecuencia Nominal: 50 Hz.

Potencia Neta sin fuego Suplementario: 185 MW

Rendimiento total del Ciclo Combinado: 1808 kcal/kWh

Potencia Instalada Total del Ciclo Combinado: 679 MW

Potencia Neta total del Ciclo Combinado: 647,5 MW

Turbina a Vapor Mitsubishi en el sitio en etapa de construcción:

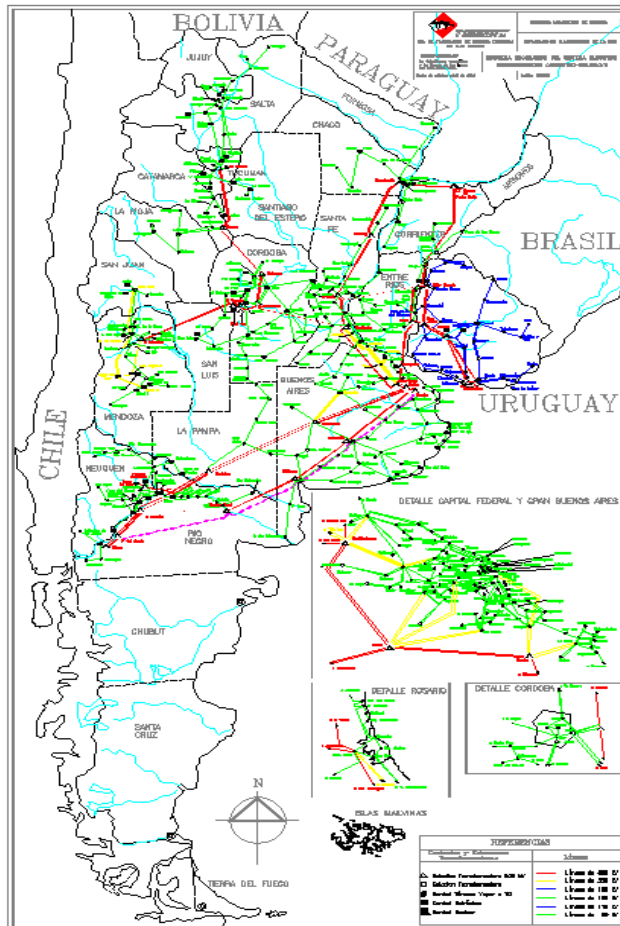
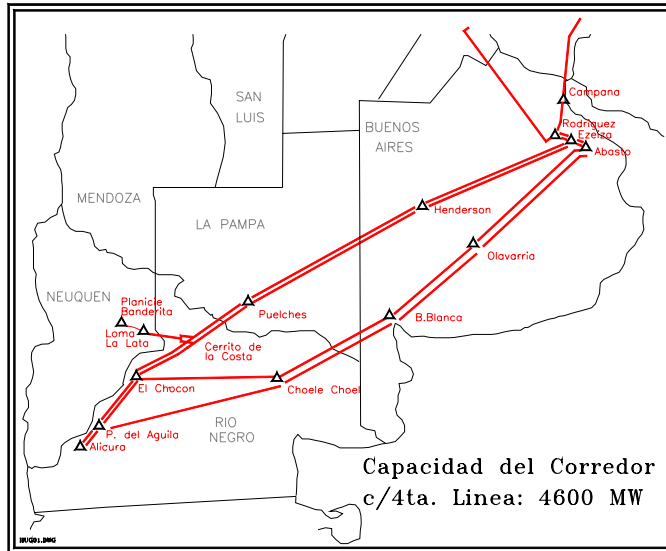


La Central cuenta con equipamiento de conexión a la red que consta de:

Equipamiento de transformación a 132kV en cada máquina

Subestación Propia de 132 kV del tipo doble barra con interruptores de acoplamiento.

Dos líneas de transporte propias de 29,8 km. de longitud en 132 kV que conectan la Central a la Subestación Arroyito de la red Troncal de transporte de Comahue (TRANSCOMAHUE) con una capacidad de evacuación del 150 MVA cada una.



A.4.4. Breve explicación del modo en que se prevé reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por las fuentes mediante el proyecto del MDL propuesto, indicando por que razón esas reducciones de emisiones no se producirían si no se llevara a cabo la actividad de proyecto propuesta, teniendo en cuenta las circunstancias y políticas sectoriales y/o nacionales:

A.4.4.1. Resumen:

La realización de este proyecto reduce las emisiones de CO₂ mediante la generación de energía eléctrica limpia, sin necesidad de combustión adicional de fósiles (energía no renovable).

El ingreso del proyecto desplaza generación que sería despachada en el sistema argentino interconectado sin la existencia del mismo. La generación desplazada utilizaría para su producción combustibles fósiles. En efecto, la inclusión de esta unidad de generación modifica el despacho de las unidades del sistema eléctrico, mejorando su costo variable unitario por cada MWh producido.

Si este proyecto no existiera, otras unidades de generación quemando combustibles fósiles deberían haberlo reemplazado para abastecer la demanda de electricidad del sistema.

La situación sin proyecto (185 MW adicionales de turbo Vapor), se formaría con las seis unidades turbo gas ya existentes generando a ciclo abierto, quemando la misma cantidad de combustible fósil (gas) que quema en la modalidad de ciclo combinado (con el proyecto), siendo reemplazado por unidades de generación térmicas marginales.

A.4.4.2. Descripción del sistema de despacho de generación en Argentina

En Argentina la Ley 24.065 que regula el marco eléctrico en el cual se desenvuelven las empresas de generación de energía eléctrica, establece lineamientos para la competencia de generadores en el sistema.

La reglamentación de esta Ley y el detalle regulatorio fue establecido en los denominados “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) los cuales son aplicados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (Cammesa).

LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN LA ARGENTINA

El siguiente es un resumen de ciertos puntos relacionados con la industria eléctrica en la Argentina, incluyendo disposiciones de leyes y regulaciones argentinas aplicables a la industria eléctrica.

Antecedentes históricos

Los primeros suministros de electricidad en la Argentina, utilizados para la iluminación de las calles de Buenos Aires, se realizaron en 1887. La participación del Gobierno en el sector de la electricidad comenzó en 1946 con la creación de la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado, organismo establecido para estudiar, construir y operar las centrales generadoras de electricidad. En 1947, una nueva empresa estatal, Agua y Energía Eléctrica (“AyEE”) fue establecido para desarrollar el sistema de generación, transmisión y distribución hidroeléctrica para la Argentina. Segba se creó en 1958 por Ley N° 14.772 y su concesión fue otorgada por el Decreto 1247/62. Dicha Empresa se creó con el objeto de distribuir y generar energía eléctrica en Buenos Aires. Hidronor se estableció en octubre de 1967 y se le otorgaron derechos de concesión para construir y operar algunas centrales de generación hidroeléctrica.

Para 1990 casi toda la industria de suministro eléctrico en la Argentina estaba dentro del sector público. El Gobierno Nacional, por intermedio de la Secretaría de Energía y Transporte (la “Secretaría de Energía”) asumió la responsabilidad de regular la industria a nivel nacional y de ejercer el control de las empresas de electricidad nacionales, AyEE, Segba e Hidronor. El Gobierno Nacional, por intermedio del Ministerio del Exterior, representó los intereses argentinos en las instalaciones de generación que estaban siendo estudiadas, desarrolladas u operadas conjuntamente con Uruguay, Paraguay y Brasil. Además, muchas provincias argentinas operaban sus propias Empresas eléctricas. La administración ineficiente y el gasto inadecuado de capital que prevalecieron en el control estatal fueron en gran medida los responsables de la seria situación que había surgido en la industria eléctrica argentina, caracterizada por el deterioro de la calidad del equipamiento físico y del servicio así como por el incremento de las pérdidas financieras.

En consecuencia, el Gobierno argentino decidió en 1991 que era necesario un cambio fundamental. El Decreto Presidencial 634 promulgado en marzo de 1991 y la Ley N° 24.065 aprobada en enero de 1992 (la “Ley de Marco Regulatorio”) pautó la reestructuración y privatización del sector dentro del marco de la Ley N° 23.696. El nuevo marco regulatorio del sector identificó como fases separadas, la generación, la transmisión y la distribución eléctrica y dispuso que cada

una de ellas tuviera su respectiva regulación. El objetivo final era estimular la competencia y producir beneficios para los usuarios tanto a nivel de las tarifas como en la calidad de servicio brindado. El proceso de privatización comenzó en febrero de 1992 con la venta de varias instalaciones de generación térmica de importancia previamente operadas por Segba y continuó con la venta al sector privado de instalaciones de transmisión y distribución e instalaciones adicionales de generación termoeléctrica e hidroeléctrica. El Gobierno argentino planea vender los activos de generación nuclear e hidroeléctrica que aún posee. La estructura resultante del sector eléctrico argentino se describe a continuación.

La Nueva Estructura del Mercado de la Electricidad en la Argentina

La Secretaría de Energía estableció un nuevo marco regulatorio para la industria eléctrica, a partir de la Ley de Marco Regulatorio y de la Resolución 38/91 fechada el 19 de julio de 1991 y otras resoluciones. El nuevo marco regulatorio dividió la generación, transmisión y distribución de la electricidad considerándolas actividades integradas y sometiendo cada una de ellas a una reglamentación independiente. El objetivo final es lograr una correspondencia permanente de generación y demanda de energía eléctrica de la manera más eficiente y competitiva. La generación de electricidad está considerada como una actividad competitiva y, en consecuencia, el nuevo marco regulatorio establece de manera implícita un libre mercado donde los generadores pueden vender su energía a Empresas distribuidoras, a grandes usuarios y al mercado eléctrico mayorista. A las empresas transportistas, que gozan de un monopolio natural y están obligadas a permitir el acceso de terceros a cualquier capacidad de transporte disponible no les está permitido comprar o vender electricidad y están habilitadas a cobrar una tarifa por la prestación de servicios de transporte.. Las distribuidoras, que también operan en condiciones de monopolio, están regulados a través del establecimiento de tarifas y especificaciones para la calidad del servicio. Las distribuidoras deben satisfacer la demanda de sus mercados y, siempre que exista capacidad de distribución disponible, están obligados a autorizar a los grandes usuarios que hayan comprado energía eléctrica de otra fuente a transportar dicha electricidad a través de su red, cobrándoles una tarifa. Dicha tarifa se establece a través de un acuerdo con los grandes usuarios de energía eléctrica y, en caso de desacuerdo, la fija Cammesa conforme a los niveles del mercado.

Reglamentaciones y Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista

El control regulatorio del sector eléctrico bajo jurisdicción federal se lleva a cabo a través del ENRE, entidad reguladora nacional que opera bajo la supervisión de la Secretaría de Energía y es responsable de

verificar que los miembros del sector cumplan con las disposiciones del marco regulatorio de la industria y con las disposiciones de las concesiones correspondientes. El ENRE también tiene un sistema de audiencias públicas en las que los participantes pueden expresar sus opiniones sobre una amplia gama de temas, incluyendo el cumplimiento por parte de los concesionarios de las cláusulas de sus contratos de concesión.

La administración del sector eléctrico está a cargo de Cammesa cuyo capital accionario se distribuye entre las entidades que representan a los generadores, empresas transportistas, distribuidoras, grandes usuarios de electricidad y la Secretaría de Energía, que actúa en representación de los usuarios minoristas. CAMMESA está a cargo de la programación y el despacho de los generadores para satisfacer la demanda (principalmente, a partir de un orden de mérito basado en los costos marginales y la disponibilidad que ofrecen los generadores, colocando en primer lugar a los generadores que ofrecen los menores costos marginales).

El marco regulatorio del MEM se efectivizó a partir de agosto de 1991, con la firma de la Resolución No. 38/91 de la Secretaría de Energía Eléctrica, y fue ampliamente definido mediante la Resolución 61/92. Bajo el MEM, se ha establecido un mercado en el cual los generadores y distribuidores de electricidad pueden comprar y vender electricidad a precios determinados por las leyes de la oferta y la demanda y están autorizados a firmar contratos de suministro de energía eléctrica a término.

El MEM está constituido por:

- (a) el mercado a término (el "Mercado a Término") que consiste en acuerdos cuyas cantidades, precios y condiciones se establecen directamente entre compradores y vendedores;*
- (b) el mercado spot (el "Mercado Spot"), con precios fijados por hora en función del costo económico de producción, representado por el costo marginal de producción a corto plazo medido en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires, donde está ubicado el centro de carga del Sistema; y*
- (c) un sistema de estabilización trimestral de precios del Mercado Spot, diseñado para las compras que realicen los distribuidores.*

Sistema Regulatorio

A continuación se presenta una descripción de las principales autoridades reguladoras de la industria eléctrica de la Argentina que

rigen los generadores térmicos. Existen también entes reguladores adicionales que controlan los generadores hidroeléctricos y nucleares y autoridades locales en cada provincia.

ENRE

El ENRE es una entidad que depende de la Secretaría de Energía y posee amplias facultades regulatorias y jurisdiccionales. Dentro de los deberes del ENRE se incluyen, entre otros: (i) hacer cumplir la Ley de Marco Regulatorio y las reglamentaciones pertinentes; (ii) controlar el suministro de servicios y verificar el cumplimiento de los contratos de concesión; (iii) adoptar normas aplicables a los generadores, transportistas, distribuidoras, usuarios de electricidad y otras partes relacionadas con la seguridad, reglas y procedimientos técnicos, medición y facturación del consumo, interrupción y reconexión del suministro, acceso de terceros a las instalaciones de la industria eléctrica y calidad de los servicios ofrecidos; (iv) prevenir conductas anti-competitivas, monopólicas y discriminatorias entre los participantes de la industria eléctrica; (v) imponer penalidades cuando son infringidas las disposiciones de los contratos de concesión u otras reglamentaciones relacionadas; y (vi) arbitrar en conflictos entre participantes del sistema.

El ENRE está dirigido por un Directorio de 5 miembros designados por el Poder Ejecutivo Nacional. Dos de esos miembros son nominados por el Consejo Federal de Energía Eléctrica.

Cammesa

La organización de Cammesa y la aprobación de sus estatutos se llevó a cabo mediante el Decreto N° 1192 del 10 de julio de 1992. El 20% de las acciones de Cammesa pertenece al Gobierno argentino y el resto, pertenece a las asociaciones que representan a los generadores, transportistas, distribuidoras y grandes usuarios, que tienen un 20% cada una.

Cammesa tiene a su cargo:

(a) la administración del SIN de acuerdo con la Ley de Marco Regulatorio y reglamentaciones vinculadas. En este sentido, tiene a su cargo (i) determinar técnica y económicamente el despacho de electricidad en el SIN, maximizando la seguridad del sistema y la calidad de la electricidad suministrada y minimizando los precios de venta mayorista del Mercado Spot; (ii) planificar las necesidades de capacidad de energía y optimizar su uso de acuerdo con las reglas establecidas regularmente por la

Secretaría; y (iii) monitorear la operación del Mercado a Término administrando el despacho técnico de electricidad según los acuerdos pactados en dicho mercado;

(b) actuar como agente de los diversos participantes del MEM y/o llevar a cabo las tareas confiadas a éste en relación con la industria eléctrica;

(c) comprar y/o vender energía importada o exportada de otros países y hacia éstos ejecutando las operaciones de importación/exportación pertinentes; y

(d) brindar servicios de consultoría y de otra índole relacionados con las actividades mencionadas. Los costos operativos de Cammesa están cubiertos por contribuciones obligatorias realizadas por los miembros del MEM. Las reglamentaciones han establecido un monto máximo para el presupuesto anual de Cammesa, equivalente al 0,85 % de las transacciones totales en el MEM.

Despacho

Sujeta a ciertas excepciones descritas más adelante, la energía es despachada por Cammesa sobre la base del menor costo marginal de producción. A los efectos de que Cammesa pueda determinar dicho costo marginal de producción, las empresas generadoras declaran sus costos semestralmente. Los despachos estacionales y semanales son realizados por Cammesa, como se detalla a continuación.

Declaración de los costos de los Generadores

Plantas Térmicas. Cada generador térmico declara el costo variable de producción de cada una de sus plantas térmicas basadas en cada tipo de unidad térmica que opera y el tipo de combustible que dichas unidades pueden utilizar.

Plantas Hidroeléctricas. Todas las centrales hidroeléctrica con embalses estacionales en el MEM (plantas hidroeléctricas con un embalse lo suficientemente grande como para almacenar agua de una estación para la próxima y de ese modo regular el uso del agua) deben proporcionar a Cammesa una declaración del valor del agua, de los pronósticos de disponibilidad de agua y las disposiciones para el mantenimiento y descarga que puedan afectar la producción. Los generadores determinan los valores contenidos en esas declaraciones según el nivel de sus embalses, los patrones hidrológicos esperados y los datos y precios provistos en la programación preliminar descripto más

arriba. El objetivo de dichos generadores es declarar precios que les puedan producir el mayor ingreso posible.

Programación del despacho

Cammesa realiza despachos semanales y estacionales, permitiendo a cada generador establecer sus programaciones estacionales y de corto plazo. Basándose en la información que cada generador envía a Cammesa al final de cada semana calendario, Cammesa determina el despacho semanal con el objetivo de minimizar el costo total de producción y el riesgo de fallas del sistema. La programación semanal del despacho puede ser ajustada diariamente por Cammesa

Cammesa también realiza despachos estacionales con el objetivo de minimizar el costo total previsto de la energía en el Mercado Spot, basando los cálculos en los costos de producción más el costo de la demanda insatisfecha o el costo de falla del sistema. La programación estacional del despacho es determinada por Cammesa utilizando modelos de optimización y programación aprobados por la Secretaría, tales como los modelos Margo de simulación y Oscar de optimización, que son los que se están usando actualmente y los principales en materia de pronósticos de demanda y suministro en la Argentina.

Cálculo de Precios

Los generadores son remunerados por la energía vendida al MEM a precios determinados en el Mercado Spot, en tanto que las distribuidoras pagan por sus compras de energía al MEM al Precio Estacional (como se define a continuación). Las diferencias existentes entre ambos precios se acumulan en el Fondo de Estabilización (como se define a continuación).

Precio Estacional de la Energía

Cada año se divide en dos estaciones (1 de noviembre al 30 de abril y 1 de mayo al 31 de octubre) que tienen diferentes características hidrológicas y de demanda. Cada seis meses (sujeto a una revisión trimestral) Cammesa determina el precio estacional de energía a ser pagado por las distribuidoras por sus compras de energía al MEM ("Precios Estacionales"). También determina los precios a ser pagados por distribuidoras, grandes usuarios y autogeneradores por su demanda de capacidad en el MEM.

El Precio Estacional determinado por Cammesa se basa en el costo promedio de suministrar un MW de energía adicional (costo marginal), los costos asociados con la falla del sistema y algunos otros factores. Para determinar el Precio Estacional, Cammesa utiliza una base de datos estacionales y modelos de optimización.

A efectos de determinar el Precio Estacional, Cammesa debe tomar en cuenta los suministros de energía de generadores basándose en su disponibilidad esperada, compromisos de importación de electricidad y la disponibilidad declarada por los generadores. Al determinar la demanda, Cammesa debe incluir los requerimientos de las distribuidoras, grandes usuarios y autogeneradores que compran al MEM y las exportaciones comprometidas.

Cammesa debe simular la operación de un período estacional dado para distintos escenarios de oferta y demanda. En cada alternativa considerada, Cammesa debe realizar el despacho óptimo del suministro disponible, tomando en cuenta las restricciones de la red de transmisión, de manera de satisfacer la demanda requerida minimizando al mismo tiempo el costo de producción más el costo asociado con la reducción del riesgo de fallas del sistema, que varía según la estación.

El factor final considerado en la determinación del precio estacional es la naturaleza del Fondo de Estabilización tal como se lo define más adelante bajo el título "Fondo de Estabilización".

Remuneración en el Mercado Spot

En el Mercado Spot, los generadores son remunerados por la energía de acuerdo con el costo marginal del siguiente MW disponible para ser despachado después de satisfacer la demanda de energía eléctrica. Adicionalmente al pago de la energía, los generadores reciben compensación por (i) la capacidad que ponen a disposición del Mercado Spot, incluyendo la capacidad de reserva (stand-by); (ii) capacidad de reserva adicional, ante la eventual escasez de capacidad del sistema; y (iii) ciertos servicios auxiliares. Los generadores reciben los siguientes pagos como participantes del MEM:

pagos de energía por la producción real a los precios que predominen en el Mercado Spot;

pagos por capacidad durante las horas de demanda normal cuando un generador es aceptado por Cammesa para el despacho en días laborables;

pagos por capacidad de reserva fría durante los períodos en los que un generador fue programado para suministrar una reserva (solamente las plantas térmicas proveen reservas frías); y

pagos de servicios auxiliares por el suministro de servicios adicionales tales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión que se agregan a los servicios que un generador debe proveer como participante del MEM.

Los cálculos de cada uno de estos pagos se describen con mayor detalle a continuación:

Mercado a Término

Los generadores pueden suscribir acuerdos en el Mercado a Término para suministrar energía y capacidad a distribuidoras y grandes usuarios.

Remuneración del Transporte

El transporte de energía en alta tensión entre las diferentes regiones energéticas del MEM es un servicio público bajo una concesión otorgada a Transener SA, la empresa de transporte de energía eléctrica en alta tensión. La tarifa programada para esta concesión es coherente con las reglamentaciones del MEM y prevé la remuneración a Transener por conexión, capacidad de transmisión suministrada y transmisión efectiva de energía.

La remuneración por conexión al sistema corresponde a la Operación y Mantenimiento de los equipamientos de conexión afectados y está basada en la calidad del servicio requerida para la conexión al sistema de transmisión.

La remuneración por capacidad de transmisión proporcionada al sistema corresponde al costo de Operación y Mantenimiento de los equipamientos de transmisión afectados y está basada en la calidad de servicio requerida en el sistema de transporte de energía en alta tensión.

La remuneración por la transmisión efectiva de electricidad está basada en: (i) cualquier diferencia entre el valor de la energía recibida por el nodo receptor y el valor de la energía suministrada por el nodo de entrega, cuando los precios entre ambos nodos difieren en un monto igual al valor marginal de las pérdidas por transmisión y (ii) cualquier costo en exceso impuesto a los usuarios vinculados a los nodos receptores a causa de interrupciones del servicio del sistema de transmisión de corto y largo

plazo, calculados en base a una tarifa anual de interrupciones de servicio y al costo de la demanda de energía insatisfecha.

A.4.4.3. Escala del Proyecto – estimación de reducciones.

El total de reducción de emisiones de CO₂ por la vida del Proyecto se estima en 19,066,407 toneladas métricas de CO₂ equivalente. La capacidad instalada de la Central Completa es de 648 MW (incluyendo el ciclo combinado con fuego suplementario).

EL proyecto para el MDL consta de 185 MW de generación Turbo Vapor sin combustión adicional a la ya instalada. Su factor de utilización anual es mayor al 90%.

A.4.5. Financiación Pública de la actividad del proyecto:

No existe financiación pública en la actividad del proyecto.

Tampoco existe financiación pública en la actividad de generación, ya que esta se considera en competencia y bajo riesgo privado de inversión en base a la Ley 24.065.

B. METODOLOGÍA PARA LA BASE DE REFERENCIA

B.1. Título y referencia a la metodología aplicada a la actividad del Proyecto

No existen metodologías aprobadas para este tipo de proyectos en la página WEB dedicada al MDL. En consecuencia, se propondrá una nueva metodología la cual será usada luego como base para la determinación de la reducción de emisiones de CO₂ real.

“Metodología para la determinación de la línea de base para proyectos de energía eléctrica basada en el desplazamiento de generación marginal”

B.2. Justificación de la selección de la metodología y explicación del motivo por el que se puede aplicar a la actividad del proyecto.

Se ha optado por una metodología acorde a la actividad que desarrolla el proyecto. En efecto, la misma respeta los principios de despacho de unidades generadoras del mercado eléctrico argentino establecidos por la Ley 24.065 y su reglamentación. La metodología propuesta refleja los volúmenes estimados de las emisiones evitadas en el conjunto de la industria por el ingreso del proyecto de Capex S.A. en el sistema eléctrico.

La misma se considera como una muy buena estimación de la actividad del proyecto y su reducción de emisiones, tomando para ello en cuenta parámetros de referencia sobre proyecciones de despacho del Mercado Eléctrico Mayorista de la Argentina. Dichas proyecciones toman en cuenta como parámetros de cálculo, resultados de programas utilizados en la industria eléctrica para la previsión de despachos y el cálculo de precios de futuro (programas OSCAR/MARGO).

Luego esta metodología podrá ser confrontada contra la realidad, midiendo con exactitud los volúmenes de emisiones evitadas por el proyecto Capex S.A. en la industria, acorde al tipo de despacho que se efectúa, ya que mediante la misma, si la unidad generadora que reduce emisiones no se encuentra despachada no existirá reducción alguna, aplicando así a cualquier proyecto de reducción de emisiones de CO₂ de la industria.

La industria eléctrica a pesar de estar diseminada por todo el territorio argentino está conectada a una única red de transmisión (SADI – Sistema Argentino de Interconexión) lo que posibilita su despacho unificado.

En este contexto, la mejor opción para la estimación de la cantidad de toneladas métricas de CO₂ evitadas fue el desarrollo de un modelo simplificado, el cual, analizando información pública de despacho, precios y tipos de unidades particulares del Mercado Eléctrico en su conjunto, teniendo en cuenta toda la información relevante obrante en bases de datos de acceso público proporcionadas por Cammesa, estima la reducción de emisiones teniendo en cuenta el tipo de máquina marginal a ser despachada en función del precio esperado en el sistema.

La particularidad del proyecto Capex S.A. es que al estar el mismo en plena etapa productiva, se puede analizar y comparar el mecanismos de estimación de la línea de base de reducciones evitadas, con la medición real arrojada por los programas de computación desarrollados para tal fin.

Deseamos destacar que tanto este proyecto como la metodología utilizada para la estimación y medición de emisiones evitadas de CO₂ a la atmósfera, ya fue autorizado por distintos organismos internacionales de acuerdo a lo adelantado en el punto A.2 anterior.

El metodología descrita anteriormente tiene la ventaja de no tomar en cuenta para su modelización promedios de emisiones de la industria eléctrica argentina sino, emisiones de la unidad marginal que queda fuera del despacho económico y que es desplazada por el proyecto. De no ser así se incurriría en errores de estimación alejando el resultado de la realidad de despacho –el proyecto desplaza una central térmica marginal-.

B.3. Descripción del modo en que se aplica la metodología en el contexto de la actividad del proyecto.

B.3. 1. Resumen ejecutivo

La metodología propuesta se basa en analizar cual sería la situación si el proyecto de conversión a ciclo combinado de Capex SA no se hubiera materializado.

Bajo el supuesto de que el proyecto de conversión a ciclo combinado no se hubiera materializado, la central Agua del Cajón propiedad de Capex S.A. igualmente estaría despachada en el sistema y generando con sus seis unidades de ciclo abierto, 370 MW que se mantendrían en despacho gracias a su gran ventaja competitiva, su bajísimo costo variable de producción; mientras tanto, una nueva generadora térmica (“X”) quemaría combustible no renovable para suplir los 185 MW adicionales de potencia que el proyecto incluyó al despacho de generación de energía eléctrica en Argentina.

Continuando bajo el supuesto referido, esta unidad de generación “X” sería la unidad despachada por el sistema argentino para abastecer los últimos 185 MW de demanda de energía eléctrica (máquina “marginal” en ser despachada de acuerdo a los procedimientos de despacho del país).

En virtud de que el proyecto de reducción de emisiones de Capex S.A. se materializó, existe una unidad generadora “X” con un volumen de potencia similar al generado realmente por la turbo vapor de Capex S.A. (sin combustible fósil adicional) que fue desplazado (no genera) y por consiguiente no produce emisiones de CO₂ a la atmósfera.

B.3.2. Detalle de cálculo:

Para efectuar este cálculo se utilizaron:

B.3.2.1. modelos de despacho:

Utilizados en el Mercado eléctrico Argentino denominados OSCAR (optimizador del despacho del Agua en centrales hidráulicas con capacidad estacional) y el MARGO (cálculo de

despacho de unidades generadoras y precios marginales por banda horaria).

Dada la importancia del estudio a realiza se contrató a un consultor independiente para que provea los resultados de la modelización del despacho con estos programas que arrojan como resultados los precios esperados para cada banda horaria en que trabajan estos programas.

La consultora elegida fue una consultora de primera línea del mercado argentino: MERCADOS ENERGÉTICO SA

Los modelos utilizados poseen 4 bandas horarias y paso semanal. Se efectuó cálculo con estos modelos desde el año 2000 hasta el año 2006 suponiendo, y así lo indica la teoría en estos casos que el último año del estudio, es el denominado “año de equilibrio” a partir del cual los precios del Mercado eléctrico alcanza su nivel de equilibrio y se mantienen a los largo del tiempo y los sucesivos años en el mismo nivel, ya que a partir de allí, se agregarán proyectos de generación que equiparen el incremento de demanda porque el precio dado será tal que justifique la inversión necesaria en generación.

La base del despacho supone el ingreso del proyecto Agua del Cajón.

Se adjuntan todos los detalles del estudio contratado con “Mercados Energéticos SA” como **Anexo II** al presente, donde se podrán encontrar detalles de:

- crecimiento de la demanda
- precios de equilibrio
- incremento de la oferta energética
- precios de combustibles,
- restricciones de transporte de energía eléctrica,
- entre otros.

Dado que los modelos de despacho argentinos calculan las unidades despachadas a la red necesarias para abastecer la demanda, es necesario utilizar algún método, el cual describimos mas adelante, para calcular las emisiones de la unidad desplazada del despacho por el proyecto Agua del Cajón.

Es de suma importancia observar en esta instancia que los precios resultantes de la modelización del despacho, explícitamente indican que en el largo plazo, al llegar el precios de equilibrio, el precio determinado por el mercado eléctrico es superior al Costo Variable de Producción de un Ciclo Combinado de última generación.

En efecto, para que el sistema en su conjunto tenga sustentabilidad en el tiempo y continúen existiendo inversiones en generación para abastecer la demanda, deben estar despachadas unidades de mayor

costo que las de ciclos combinados que por tecnología parecerían ser las unidades económicamente a ser ingresadas al Mercado. Estas unidades necesitan de una renta adicional para su instalación, que en base a un mercado marginalista de precios están dadas por unidades mas caras –y menos eficientes- que deben formar precio para la remuneración del Mercado Eléctrico.

MARKET PRICE (U\$S/MWh) (1)

	2.1	2.9	13.0	6.0	24.0	
Month	Peak	Semi-Peak	others	valley	average	
Ene-00	11.96	11.95	11.95	10.78	11.66	31
Feb-00	11.74	11.62	11.62	10.58	11.37	28
Mar-00	13.99	13.89	13.88	10.90	13.15	31
Abr-00	13.52	12.89	12.68	10.64	12.27	30
May-00	19.27	13.81	13.49	11.91	13.65	31
Jun-00	27.55	15.54	14.95	13.04	15.67	30
Jul-00	28.21	15.62	15.37	14.68	16.37	31
Ago-00	24.47	14.69	14.25	12.57	14.80	31
Sep-00	26.55	14.26	14.05	13.06	14.94	30
Oct-00	23.06	13.65	13.59	12.31	14.12	31
Nov-00	18.49	13.80	13.70	12.26	13.78	30
Dic-00	15.54	13.78	13.74	12.34	13.55	31
Ene-01	14.26	14.26	14.26	12.87	13.91	31
Feb-01	14.66	14.39	14.39	12.54	13.95	28
Mar-01	15.91	15.55	15.55	12.66	14.86	31
Abr-01	15.48	15.11	15.05	12.39	14.43	30
May-01	17.79	15.71	15.51	13.04	15.12	31
Jun-01	34.73	23.25	22.86	17.24	22.56	30
Jul-01	29.68	20.42	20.33	18.12	20.62	31
Ago-01	32.52	20.28	19.99	16.48	20.27	31
Sep-01	35.38	18.50	18.35	16.75	19.49	30
Oct-01	24.17	15.58	15.50	14.39	16.01	31
Nov-01	21.18	16.04	15.93	14.68	16.10	30
Dic-01	19.95	15.53	15.49	14.51	15.65	31
Ene-02	15.71	15.64	15.64	14.50	15.36	31
Feb-02	16.01	15.97	15.97	14.12	15.51	28
Mar-02	17.16	17.09	17.09	14.35	16.41	31
Abr-02	16.92	16.60	16.55	13.82	15.90	30
May-02	19.21	17.74	17.52	14.71	16.99	31
Jun-02	27.38	24.33	23.99	17.82	22.79	30
Jul-02	23.36	20.40	20.29	18.18	20.05	31
Ago-02	25.47	20.60	20.30	17.17	20.01	31
Sep-02	26.52	18.41	18.29	16.77	18.66	30
Oct-02	19.16	16.68	16.63	15.04	16.46	31
Nov-02	18.89	17.07	17.02	15.36	16.78	30
Dic-02	16.95	16.34	16.32	15.09	16.07	31
Ene-03	16.96	16.88	16.88	15.65	16.58	31
Feb-03	17.13	17.08	17.08	15.11	16.59	28
Mar-03	18.43	18.36	18.36	15.42	17.63	31
Abr-03	18.13	17.78	17.73	14.81	17.04	30
May-03	21.89	20.22	19.97	16.73	19.36	31
Jun-03	35.88	31.88	31.42	23.11	29.79	30
Jul-03	30.79	26.89	26.74	23.96	26.43	31
Ago-03	34.64	28.00	27.60	23.37	27.22	31
Sep-03	33.88	23.31	23.15	21.20	23.64	30
Oct-03	20.86	18.15	18.10	16.39	17.92	31
Nov-03	21.50	19.40	19.35	17.50	19.08	30
Dic-03	18.39	17.71	17.69	16.36	17.42	31

MARKET PRICE (U\$S/MWh) (1)

	2.1	2.9	13.0	6.0	24.0	
Month	Peak	Semi-Peak	others	valley	average	
Ene-04	17.00	16.92	16.92	15.69	16.62	31
Feb-04	16.63	16.58	16.58	14.62	16.09	28
Feb-04	18.02	17.96	17.96	15.11	17.25	31
Mar-04	17.96	17.57	17.51	14.62	16.84	30
Abr-04	21.67	20.02	19.78	16.53	19.16	31
May-04	29.97	26.61	26.23	19.66	24.97	30
Jun-04	26.61	23.22	23.09	20.69	22.82	31
Jul-04	30.01	24.29	23.94	20.29	23.61	31
Ago-04	30.33	20.97	20.83	19.13	21.27	30
Sep-04	20.58	17.93	17.88	16.17	17.70	31
Oct-04	20.06	18.12	18.07	16.33	17.82	30
Nov-04	17.98	17.34	17.32	16.01	17.05	31
Ene-05	17.51	17.43	17.43	16.16	17.12	31
Feb-05	17.33	17.28	17.28	15.29	16.79	28
Mar-05	18.40	18.33	18.33	15.39	17.60	31
Abr-05	18.31	17.96	17.90	14.95	17.21	30
May-05	22.06	20.37	20.12	16.87	19.51	31
Jun-05	30.02	26.69	26.31	19.62	25.02	30
Jul-05	27.43	23.96	23.82	21.35	23.54	31
Ago-05	30.09	24.33	23.98	20.29	23.65	31
Sep-05	31.40	21.70	21.55	19.71	21.99	30
Oct-05	21.47	18.69	18.63	16.85	18.45	31
Nov-05	21.17	19.13	19.08	17.21	18.80	30
Dic-05	18.43	17.77	17.75	16.41	17.48	31
Ene-06	18.49	18.40	18.40	17.06	18.07	31
Feb-06	18.30	18.25	18.25	16.15	17.73	28
Mar-06	19.24	19.17	19.17	16.10	18.41	31
Abr-06	19.18	18.82	18.76	15.67	18.03	30
May-06	22.40	20.69	20.44	17.14	19.82	31
Jun-06	30.07	26.73	26.36	19.64	25.05	30
Jul-06	27.63	24.14	24.00	21.53	23.73	31
Ago-06	29.20	23.62	23.27	19.68	22.95	31
Sep-06	31.57	21.81	21.66	19.84	22.11	30
Oct-06	22.05	19.19	19.13	17.32	18.94	31
Nov-06	21.52	19.45	19.40	17.52	19.12	30
Dic-06	19.32	18.63	18.61	17.20	18.33	31

(1) Provided by Mercados Energéticos SA (independent consulting)

Se adjunta como Anexo II Estudio realizado por Mercados Energéticos SA

B.3.2.2. Determinación de los escalones típicos de precios por tipo de unidades (máquinas térmicas):

Dado que el sistema eléctrico argentino confluyen mas de 250 combinaciones de despacho de unidades, teniendo en cuenta la posibilidad de algunas máquinas térmicas de funcionar con distintos combustibles de acuerdo a su disponibilidad, muchas de las cuales son de similares características, a los efectos de simplificar el cálculo de esta estimación, se optó por determinar

unidades típicas en función de su rendimiento, combustible y tipo de máquina.

Es así que se determinaron distintos tipos de unidades con un precio determinado como típico para ellas y un nivel de emisiones de CO₂ asociado.

REFERENCE UNITS							
REF.	TYPE	UNIT	HEAT RATE (kcal/kwh)	FUEL	\$ GAS/CB	\$ LIQ	POTENCIA
1	ST	COSTANERA	2200	GAS	16.8		350
2	ST	COSTANERA	2200	F.OIL		16.8	350
3	CT	SAN NICOLAS	2652	GAS	15.2		125
4	ST	SAN NICOLAS	2400	COAL	14.3		350
5	CT	LOMA DE LA LATA	2550	GAS	12.1		125
6	CC	COSTANERA	1503	GAS	10.9		851
7	CC	COSTANERA	1503	G.OIL		27.65	851
8	CC	CAPEX	1808	GAS	3.7		555

REF.	TYPE	UNIT	HEAT RATE (kcal/kwh)	Ton CO2/YEAR	Ton CO2/hour
	CT	CAPEX	2634	1,080,992.0	123.4
1	ST	COSTAN	2200	902,878.7	103.1
2	ST	COSTAN	2200	1,225,335.3	139.9
3	CT	SAN NICOLAS	2650	1,087,558.4	124.2
4	ST	SAN NICOLAS	2400	1,662,117.5	189.7
5	CT	LOMA DE LA LATA	2550	1,046,518.5	119.5
6	CC	COSTANERA	1503	616,830.3	70.4

Como se puede observar, existen claras diferenciaciones entre los distintos tipos de unidades:

- Turbo Vapor operando con Gas = ref.: 1
- Turbo Vapor operando con Fuel Oil = ref.: 2 y 3
- Turbo Vapor operando con Carbón = ref.: 4
- Turbo Gas a ciclo abierto operando con Gas = ref.: 5
- Ciclo Combinado operando con Gas = ref.: 6
- Ciclo Combinado operando con combustibles líquidos

B.3.2.3. Determinación del tipo de maquina excluída del despacho:

A partir de los precios calculados por la modelización del despacho (B.3.2.1.) y de los tipos de unidades con sus precios asociado (b.3.2.2.), se estima cual es el nivel de precios asociados a unidades térmicas que queda fuera del despacho.

Dicha estimación se realiza para cada banda horaria de cada mes del período en estudio.

SHIFTED UNITS (REF)

Month	Peak	Semi-Peak	others	valley
Ene-00	5	5	5	6
Feb-00	5	5	5	6
Mar-00	4	4	4	5
Abr-00	4	4	4	6
May-00	1	4	4	5
Jun-00	1	1	3	4
Jul-00	2	2	2	3
Ago-00	1	3	4	4
Sep-00	1	4	4	4
Oct-00	1	4	4	4
Nov-00	1	4	4	4
Dic-00	1	4	4	4
Ene-01	4	4	4	4
Feb-01	3	3	3	4
Mar-01	1	1	1	4
Abr-01	1	3	3	4
May-01	1	1	1	4
Jun-01	1	1	1	1
Jul-01	2	2	2	2
Ago-01	1	1	1	1
Sep-01	1	1	1	1
Oct-01	1	1	1	3
Nov-01	1	1	1	3
Dic-01	1	1	1	3
Ene-02	1	1	1	3
Feb-02	1	1	1	4
Mar-02	1	1	1	3
Abr-02	1	1	1	4
May-02	1	1	1	3
Jun-02	1	1	1	1
Jul-02	2	2	2	2
Ago-02	1	1	1	1
Sep-02	1	1	1	1
Oct-02	1	1	1	3
Nov-02	1	1	1	1
Dic-02	1	1	1	3
Ene-03	1	1	1	1
Feb-03	1	1	1	3
Mar-03	1	1	1	1
Abr-03	1	1	1	3
May-03	1	1	1	1
Jun-03	1	1	1	1
Jul-03	2	2	2	2
Ago-03	1	1	1	1
Sep-03	1	1	1	1
Oct-03	1	1	1	1
Nov-03	1	1	1	1
Dic-03	1	1	1	1
Ene-04	1	1	1	1
Feb-04	1	1	1	3
Mar-04	1	1	1	3
Abr-04	1	1	1	1
May-04	1	1	1	1
Jun-04	2	2	2	2
Jul-04	1	1	1	1
Ago-04	1	1	1	1
Sep-04	1	1	1	1
Oct-04	1	1	1	1
Nov-04	1	1	1	1
Ene-05	1	1	1	1
Feb-05	1	1	1	1
Mar-05	1	1	1	1
Abr-05	1	1	1	3
May-05	1	1	1	1
Jun-05	1	1	1	1
Jul-05	2	2	2	2
Ago-05	1	1	1	1
Sep-05	1	1	1	1

B.3.2.4. Calculo de emisiones asociadas a cada tipo de unidades:

En base a datos proporcionados por el departamento de energía (técnico) y datos proporcionados por la Secretaría de Energía de la Nación, se extrapolaron valores de emisiones de CO2 a la atmósfera de cada tipo de unidades seleccionadas, teniendo en cuenta para ello el combustible utilizado para generación.

CO2 EMISSIONS PROPORTION			
CT/ST	GAS	56	Ton/Tjoule
CT/ST	LIQUID	76	Ton/Tjoule
ST	COAL	95	Ton/Tjoule
FUENTE: EDUARDO CASARRAMONA			
SECRETARIA DE .ENERGIA			

CO2 EMISSIONS PER HOUR (ton)					CO2 MONTHLY TOTAL EMISSIONS (ton)					
Month	Peak	Semi-Peak	others	valley	Peak	Semi-Peak	others	valley	Total	Total Year
Ene-00	119.5	119.5	119.5	70.4	7,935.9	10,581.2	48,144.6	13,097.1	79,758.9	
Feb-00	119.5	119.5	119.5	70.4	7,167.9	9,557.2	43,485.5	11,829.6	72,040.3	
Mar-00	189.7	189.7	189.7	119.5	12,604.1	16,805.5	76,465.0	22,220.6	128,095.2	
Abr-00	189.7	189.7	189.7	70.4	12,197.5	16,263.4	73,998.4	12,674.6	115,133.9	
May-00	103.1	189.7	189.7	119.5	6,846.7	16,805.5	76,465.0	22,220.6	122,337.8	
Jun-00	103.1	103.1	124.2	189.7	6,625.8	8,834.4	48,418.7	34,153.1	98,032.0	
Jul-00	139.9	139.9	139.9	124.2	9,291.9	12,389.2	56,371.0	23,092.0	101,144.2	
Ago-00	103.1	124.2	189.7	189.7	6,846.7	10,996.2	76,465.0	35,291.5	129,599.4	
Sep-00	103.1	189.7	189.7	189.7	6,625.8	16,263.4	73,998.4	34,153.1	131,040.7	
Oct-00	103.1	189.7	189.7	189.7	6,846.7	16,805.5	76,465.0	35,291.5	135,408.7	
Nov-00	103.1	189.7	189.7	189.7	6,625.8	16,263.4	73,998.4	34,153.1	131,040.7	
Dic-00	103.1	189.7	189.7	189.7	6,846.7	16,805.5	76,465.0	35,291.5	135,408.7	1,379,040
Ene-01	189.7	189.7	189.7	189.7	12,604.1	16,805.5	76,465.0	35,291.5	141,166.1	
Feb-01	124.2	124.2	124.2	189.7	7,449.0	9,932.0	45,190.8	31,876.2	94,448.1	
Mar-01	103.1	103.1	103.1	189.7	6,846.7	9,128.9	41,536.5	35,291.5	92,803.7	
Abr-01	103.1	124.2	124.2	189.7	6,625.8	10,641.5	48,418.7	34,153.1	99,839.1	
May-01	103.1	103.1	103.1	189.7	6,846.7	9,128.9	41,536.5	35,291.5	92,803.7	
Jun-01	103.1	103.1	103.1	103.1	6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
Jul-01	139.9	139.9	139.9	139.9	9,291.9	12,389.2	56,371.0	26,017.4	104,069.6	
Ago-01	103.1	103.1	103.1	103.1	6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
Sep-01	103.1	103.1	103.1	103.1	6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
Oct-01	103.1	103.1	103.1	124.2	6,846.7	9,128.9	41,536.5	23,092.0	80,604.1	
Nov-01	103.1	103.1	103.1	124.2	6,625.8	8,834.4	40,196.7	22,347.1	78,004.0	
Dic-01	103.1	103.1	103.1	124.2	6,846.7	9,128.9	41,536.5	23,092.0	80,604.1	1,089,444
Ene-02	103.1	103.1	103.1	124.2	6,846.7	9,128.9	41,536.5	23,092.0	80,604.1	
Feb-02	103.1	103.1	103.1	189.7	6,184.1	8,245.5	37,516.9	31,876.2	83,822.7	
Mar-02	103.1	103.1	103.1	124.2	6,846.7	9,128.9	41,536.5	23,092.0	80,604.1	
Abr-02	103.1	103.1	103.1	189.7	6,625.8	8,834.4	40,196.7	34,153.1	89,810.0	
May-02	103.1	103.1	103.1	124.2	6,846.7	9,128.9	41,536.5	23,092.0	80,604.1	
Jun-02	103.1	103.1	103.1	103.1	6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
Jul-02	139.9	139.9	139.9	139.9	9,291.9	12,389.2	56,371.0	26,017.4	104,069.6	
Ago-02	103.1	103.1	103.1	103.1	6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
Sep-02	103.1	103.1	103.1	103.1	6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
Oct-02	103.1	103.1	103.1	124.2	6,846.7	9,128.9	41,536.5	23,092.0	80,604.1	
Nov-02	103.1	103.1	103.1	103.1	6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
Dic-02	103.1	103.1	103.1	124.2	6,846.7	9,128.9	41,536.5	23,092.0	80,604.1	980,033

CO2 EMISSIONS PER HOUR (ton)

Month	Peak	Semi-Peak	others	valley
Ene-03	103.1	103.1	103.1	103.1
Feb-03	103.1	103.1	103.1	124.2
Mar-03	103.1	103.1	103.1	103.1
Abr-03	103.1	103.1	103.1	124.2
May-03	103.1	103.1	103.1	103.1
Jun-03	103.1	103.1	103.1	103.1
Jul-03	139.9	139.9	139.9	139.9
Ago-03	103.1	103.1	103.1	103.1
Sep-03	103.1	103.1	103.1	103.1
Oct-03	103.1	103.1	103.1	103.1
Nov-03	103.1	103.1	103.1	103.1
Dic-03	103.1	103.1	103.1	103.1
Ene-04	103.1	103.1	103.1	103.1
Feb-04	103.1	103.1	103.1	124.2
Mar-04	103.1	103.1	103.1	124.2
Abr-04	103.1	103.1	103.1	103.1
May-04	103.1	103.1	103.1	103.1
Jun-04	139.9	139.9	139.9	139.9
Jul-04	103.1	103.1	103.1	103.1
Ago-04	103.1	103.1	103.1	103.1
Sep-04	103.1	103.1	103.1	103.1
Oct-04	103.1	103.1	103.1	103.1
Nov-04	103.1	103.1	103.1	103.1
Ene-05	103.1	103.1	103.1	103.1
Feb-05	103.1	103.1	103.1	103.1
Mar-05	103.1	103.1	103.1	103.1
Abr-05	103.1	103.1	103.1	124.2
May-05	103.1	103.1	103.1	103.1
Jun-05	103.1	103.1	103.1	103.1
Jul-05	139.9	139.9	139.9	139.9
Ago-05	103.1	103.1	103.1	103.1
Sep-05	103.1	103.1	103.1	103.1
Oct-05	103.1	103.1	103.1	103.1
Nov-05	103.1	103.1	103.1	103.1
Dic-05	103.1	103.1	103.1	103.1
Ene-06	103.1	103.1	103.1	103.1
Feb-06	103.1	103.1	103.1	103.1
Mar-06	103.1	103.1	103.1	103.1
Abr-06	103.1	103.1	103.1	103.1
May-06	103.1	103.1	103.1	103.1
Jun-06	103.1	103.1	103.1	103.1
Jul-06	139.9	139.9	139.9	139.9
Ago-06	103.1	103.1	103.1	103.1
Sep-06	103.1	103.1	103.1	103.1
Oct-06	103.1	103.1	103.1	103.1
Nov-06	103.1	103.1	103.1	103.1
Dic-06	103.1	103.1	103.1	103.1

CO2 MONTHLY TOTAL EMISSIONS (ton)

Peak	Semi-Peak	others	valley	Total	Total Year
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,184.1	8,245.5	37,516.9	20,857.3	72,803.7	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	22,347.1	78,004.0	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
9,291.9	12,389.2	56,371.0	26,017.4	104,069.6	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
9,291.9	12,389.2	56,371.0	26,017.4	104,069.6	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	937,602
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,184.1	8,245.5	37,516.9	20,857.3	72,803.7	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	23,092.0	80,604.1	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	22,347.1	78,004.0	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
9,291.9	12,389.2	56,371.0	26,017.4	104,069.6	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	941,523
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,184.1	8,245.5	37,516.9	17,315.5	69,261.9	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	22,347.1	78,004.0	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
9,291.9	12,389.2	56,371.0	26,017.4	104,069.6	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	934,060
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,184.1	8,245.5	37,516.9	17,315.5	69,261.9	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
9,291.9	12,389.2	56,371.0	26,017.4	104,069.6	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	
6,625.8	8,834.4	40,196.7	18,552.3	74,209.2	
6,846.7	9,128.9	41,536.5	19,170.7	76,682.8	930,265

B.3.2.5. Cálculo de emisiones evitadas pertenecientes a la unidad marginal que queda fuera de despacho provocada por el ingreso del proyecto Capex SA:

A partir del tipo de unidad de generación excluida del despacho y sus emisiones asociadas, se calcula en base a cada banda horaria y para cada mes el volumen de emisiones que evita el proyecto Capex SA a lo largo del período en análisis. Como ya hemos

explicado anteriormente, el último año en análisis se supone constante en la vida del proyecto.

DETERMINATION OF CO2 EMISSIONS	
SUMMARY	
YEAR	CO2 EMISSIONS (ton)
2000	1.379.040,4
2001	1.089.443,7
2002	980.033,3
2003	937.602,0
2004	941.523,3
2005	934.060,2
2006	930.265,4

Esta estimación, es una simplificación que arriba a un buen resultado que podrá ser confrontado con datos reales mas adelante. Idéntico cálculo podría efectuarse con mayor complejidad con la disposición de mayores recursos, pero entendemos que el mismo es apropiado para el nivel de detalle necesario.

Esta metodología fue refrendada por distintos organismos como indicáramos en el punto A.2 anterior.

B.4. Descripción de cómo las emisiones antropogenas de GEI por las fuentes se reducen por debajo de la que se produciría en ausencia de la actividad del proyecto MDL registrado

B.4.1. Adicionalidad propia del proyecto

La historia de la Compañía (Capex SA) es parte de la demostración de porque la actividad y el proyecto en sí, es adicional a la línea de base de la industria en el mercado eléctrico argentino.

En efecto, las fases de proyecto I, II y III de Capex SA que llevaron a cabo la instalación de las seis turbinas de gas de ciclo abierto sobre el Yacimiento Agua del Cajón aprovechaban una ventaja competitiva única en el sistema eléctrico

argentino. La central no dependía de terceros para abastecerse del combustible para la generación de energía eléctrica teniendo, -como lo indicáramos anteriormente- uno de los costos variables de producción mas bajo del sistema eléctrico, y por ende, una de las primeras centrales es ser despachadas.

Por lo expuesto, es destacable que a pesar de los cambios tecnológicos circunstanciales de cada época, la central de ciclo abierto –de no haberse concretado el agregado de la turbina de vapor- permanecería en el despacho a pesar de la reducción de costos variables de producción provocados por las nuevas tecnologías de ciclo combinado, turbo gases aero derivadas, etc.

Vale decir que el quedarse fuera del despacho económico del mercado eléctrico por el ingreso de nuevo equipamiento no fue ni hubiera sido –de no concretarse el proyecto de conversión y reducción de emisiones- una preocupación de la dirección de Capex SA

El proyecto de reducción de emisiones de Capex SA cierra en sí mismo, ya que es un caso en el cual, de no haberse concretado la instalación de la turbina de vapor, la central a ciclo abierto hubiera permanecido en el despacho con el mismo factor de utilización que lo hace en ciclo combinado.

DISPONIBILIDAD Y SERVICIO MEDIO ANUAL (%)			
ejercicio fiscal		SERVICIO	
1995/96		82.71%	
1996/97		97.21%	
1997/98		79.40%	
1998/99		94.77%	
1999/00		94.24%	
2000/01		94.78%	
2001/02		82.92%	
PROMEDIO		89.43%	

Con el proyecto de conversión a ciclo combinado de Capex SA se produce un 50% más de energía quemando la misma cantidad de combustible fósil -que se quemaría de todos modos- en el ciclo abierto ya existente.

Vale decir que si tomáramos el proyecto de reducción de emisiones de Capex S.A. como un proyecto en sí mismo, como si fuera todo el universo en estudio, las emisiones de CO2 de todas maneras se reducirían en función de la mejora de rendimiento por cada MWh producido.

B.4.2. Posibilidades de la ejecución del proyecto de conversión a ciclo combinado sin tener en cuenta la calificación en MDL-GEI

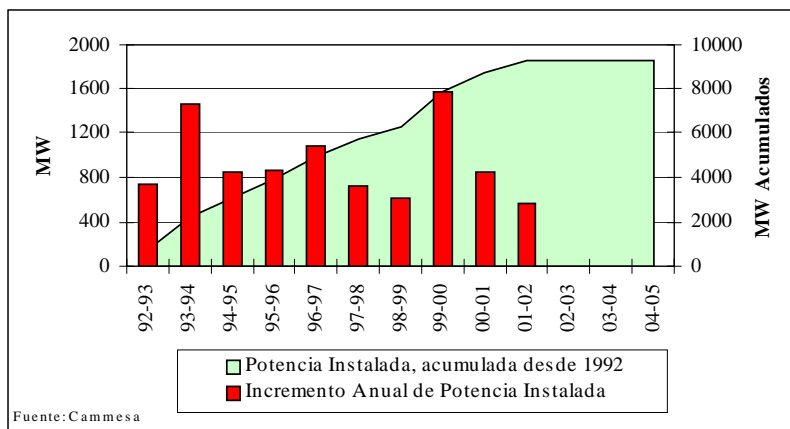
El proyecto de reducción de emisiones o mejor dicho, la conversión a ciclo combinado de Capex SA no se hubiera realizado de no haber existido la posibilidad de calificar este proyecto para la metodología de implementación conjunta – reducción de gases de efecto invernadero, con el consecuente efecto de los ingresos adicionales provenientes de las transacciones de emisiones en el flujo de caja de la Compañía.

La fuerte inversión realizada en los últimos años en la instalación de equipamiento de generación –previos a la devaluación asimétrica producida en el año 2002- fue efectuada por grupos empresarios con la finalidad de:

- 1) mantener la competitividad de sus centrales cuyos equipos de generación existente reducían drásticamente sus requerimientos de despacho, conjuntamente con un exceso de caja provocado en dichas centrales por contratos de suministro de energía eléctrica altamente onerosos para la demanda, los cuales fueron transferidos por el Estado Argentino en momentos de su privatización para hacer apetecible el negocio.
- 2) Inversión asociada a nuevos negocios de exportación de energía eléctrica proveniente de las nuevas interconexiones con países limítrofes (Brasil).
Inversión efectuada por productores de gas con el objetivo de movilizar sus reservas.

Esta movilización a la inversión, como lo demuestra la realidad de la industria eléctrica en la Argentina, se había des-acelerado y prácticamente detenido en forma previa a la devaluación del año 2002.

Agotamiento del Impulso Inversor:



Como lo indicáramos en el punto A.2 anterior, proyectos de este tipo poseen un muy dudoso repago sin considerar los ingresos adicionales provenientes de las transacciones de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

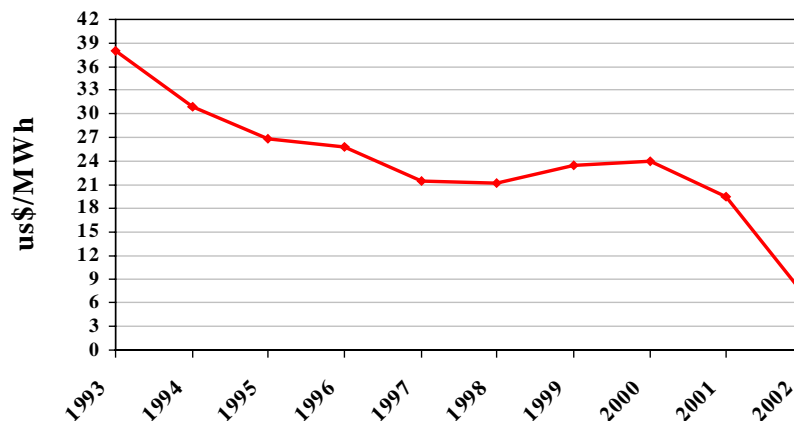
Poniéndonos en las circunstancias en que se encuentra un accionista al momento de tomar decisiones sobre la concreción del proyecto donde, (i) por un lado tiene una central de ciclo abierto que pone valor agregado a sus reservas de gas, con un muy bajo costo variable de producción que asegura su despacho teniendo de esta manera la seguridad de que su producto se colocará en el mercado, y por otro lado, (ii) un proyecto de instalación sobre la misma central de un incremento de potencia con una muy fuerte inversión de capital con dudoso repago debido al precio de mercado y que no mejora sus posibilidades de despacho, hacen que :

“Solamente una muy fuerte conciencia ecológica del accionista, preocupado por los mecanismos de desarrollo limpio del mundo, tendiendo en cuenta una línea adicional de ingresos, proporcionada por las transacciones de emisiones de CO₂ que facilitarían el financiamiento del proyecto, llevaría a cabo el mismo”.

El precio de repago de un ciclo combinado de última generación se estima cercano a los 29,00 U\$S/MWh. En los últimos años el precio nunca ha alcanzado niveles tales.

De mas está decir que Post-devaluación del año 2002, las condiciones aquí esgrimidas ,multiplican su validez, toda vez que no existe un sendero de precios lógico del mercado eléctrico, fruto de sucesivas regulaciones que dieron como resultado el mantenimiento de bajos precios en el mercado eléctrico en Argentina.

PRECIOS MONOMICOS OBSERVADOS



A pesar que los proyectos de inversión ya se habían paralizado previa a la devaluación, fruto de la existencia de muy bajos precios de energía, la devaluación solo maximizó este efecto.

B.4.3. Línea de base por tecnología

Aspectos Económicos en la determinación del equipamiento de la línea de base:

El sistema eléctrico es un sistema basado en la teoría marginalista, en donde los generadores son llamados a producir energía eléctrica a través de un despacho unificado, en función de sus costos variables de producción (vinculados con el consumo térmico específico). El precio del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está fijado por la última máquina entrada en servicio en cada hora, por lo cual, tal cual se indica en el Capítulo I, punto 3.3. ...las centrales marginales no aseguran la cobertura de sus costos,... por lo que de permanecer “marginando” durante prolongados períodos de tiempo, sería imposible la supervivencia de dicha central en el mediano plazo.

Dentro de este contexto, todos los generadores despachados poseen una contribución (ganancia) determinada como diferencia entre su costo variable y el precio marginal sancionado.

Sobre la base de lo indicado, aquellos generadores que se instalen en el futuro deberán poseer una renta adecuada por sobre sus costos variables, que justifique la inversión. Es por ello, que el abastecimiento del sistema en el mediano plazo, más allá de las condiciones particulares de inversión dadas entre el año 1997 y el año 2001 de las que ya nos explayáramos, estará dado por aquellas máquinas que se instalen a través de inversiones privadas, esperando un retorno de inversión adecuado.

La tecnología que se instaló en el MEM durante la última oleada de inversión fue la de Ciclos Combinados, pero, para que exista nueva generación ingresando al sistema que permita cubrir el crecimiento esperado de la demanda, el precio marginal no puede estar dado por esa misma tecnología. De ser así, la generación ingresante no conseguirá renta alguna.

En efecto, debe darse en el sistema un mecanismo mediante el cual exista tecnología “no tan eficiente” que durante una gran cantidad de horas al año, forme precio en el MEM. Esto se logrará mediante el

mantenimiento de maquinaria del tipo turbo vapor, algunas con muchas horas de uso, o bien, mediante el ingreso de otras tecnologías no tan eficientes pero con un costo de capital mas bajo (turbo Gas a ciclo abierto).

En resumen, el precio necesario para justificar el ingreso de equipamiento nuevo al sistema, no puede ser dado en forma permanente por tecnologías de tipo Ciclo Combinado; por el contrario debe existir una combinación de ingresos tal que el precio resultante del mercado mayorista justifique una nueva inversión. Con precios muy bajos, no existirá ingreso de equipamiento con riesgo privado.

Los costos de capital alternativos para la instalación de nueva generación del tipo Hidroeléctrica y Eólica son mucho más altos que los de generación térmica.

Adicionalmente, en función de la realidad que ha llegado post-devaluación, si bien no era un tema resuelto previo a esta, las restricciones del combustible “gas” en las áreas de consumo se han ido incrementando con el tiempo, utilizando para el abastecimiento de la demanda en ausencia del gas, mayores cantidades de combustibles líquidos, con las consecuentes mayores emisiones de CO2.

Si bien el precio del gas es director del precio de la electricidad, este último posee su propio equilibrio, dado por un mix entre las distintas tecnologías de generación y los distintos combustibles empleados, que en su conjunto permitirán un precio medio de largo plazo que justifique nuevas inversiones en generación.

Aspectos técnicos en la determinación del equipamiento de la línea de base:

También en los aspecto técnicos debe existir cierto equilibrio propio en la instalación de equipos y las proporciones de despacho de los distintos tipos de tecnología y centrales de generación.

Un mercado eléctrico con un factor de utilización como el existente en Argentina, no podrá “operar” con una participación muy alta de los ciclos combinados en el abastecimiento de la demanda sin que existan nuevas inversiones en equipos de generación de punta. Dichos equipos cuentan con una menor eficiencia ambiental y son necesarios para cubrir los picos diarios de demanda.

Los ciclos combinados que se instalaron y que se instalarán en el futuro, son considerados como equipamiento de generación de base, ya que los mismos poseen muy escasa flexibilidad operativa.

Para aclarar este aspecto, los ciclos combinados, las centrales nucleares y gran parte de las centrales hidráulicas, están hechos para funcionar a plena carga durante todas las horas del día, sin grandes posibilidades de modulación de potencia.

Por todo lo expuesto, coincidentemente con las conclusiones vertidas en las razones económicas, si bien la tecnología a instalar debe ser la de mayor eficiencia, esta no puede ser la única. O bien se mantendrán máquinas viejas generando o bien se instalarán equipamientos más flexibles y no tan eficientes, como por ejemplo las turbo gas de ciclo abierto.

B.5. Descripción de la forma en que la definición del ámbito del proyecto relacionada con la metodología para la base de referencia se aplica a la actividad del proyecto

La definición del ámbito de referencia para el cálculo de la línea de base fue todo el ámbito en el cual se desarrolla la industria eléctrica en la Argentina. Incluye todo el sistema Interconectado Nacional y la modelización de las interconexiones con países limítrofes y su incidencia en los precios del mercado interno.

Todas las regiones eléctricas de la Argentina que están interconectadas están incluidas en la base de cálculo.

Todas las centrales de generación conectadas al sistema eléctrico Argentino son despachadas bajo las mismas reglas bajo las cuales se calculó la línea de base y bajo las cuales se efectuará el monitoreo de reducción de emisiones.

El despacho de unidades generadoras y la administración de las reglas del mercado para los agentes productores es efectuada por un operador independiente (CAMMESA).

La Compañía Capex SA solo tiene alcance sobre las definiciones de su proyecto de conversión a ciclo combinado. La compañía no tiene potestad sobre las reglas de mercado que son establecidas por la autoridad competente (Secretaría de Energía de la Nación).

En este contexto, de producirse modificaciones en las reglas que rigen a la industria eléctrica, posiblemente se modificaría la línea de base, pero como adelantamos, Capex SA tiene total control de su proyecto. El mismo, por sí solo,

representa reducción de emisiones tomando en cuenta que con el mismo combustible se reducirá proporcionalmente la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera, pasando de ciclo abierto a ciclo combiando.

B.6. Detalles del establecimiento de la base de referencia

B.6.1. Fecha de finalización del texto final de esta sección de la base de referencia: (14/04/1999)

B.6.2. Nombre de la persona/entidad que determina la base de referencia:

Dr. Hugo Cabral
Capex SA
Carlos F. Melo 630 – Vicente López
Provincia de Buenos Aires
Argentina

C. DURACIÓN DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO/PERÍODO DE ACREDITACIÓN

C.1 Duración de la actividad del proyecto

C.1.1. Fecha de comienzo de la actividad del proyecto: 14/01/2000 (fecha de inicio de la marcha comercial del proyecto – aunque a la fecha de emitirse el presente informe, aún no cuenta con la aceptación final de la construcción del mismo).

C.1.2. Período operacional estimado de la actividad del proyecto: 25 años. El proyecto Ciclo combinado entró en Operación en Enero de 2000, y se prevé que si bien las reservas de gas del Yacimiento Agua del Cajón serían suficientes para abastecer a la planta hasta el año 2027, el plazo de duración de la Concesión de Capex sobre dicho Yacimiento expiraría en forma definitiva, de no renovarse, en el año 2025.

C.2. Selección del período de acreditación e información conexas

C.2.1. Período de acreditación renovable:

C.2.1.1. Fecha de comienzo del primer período de acreditación: **14/01/2000.**

C.2.1.2. Duración del primer período de acreditación: **7 años.**

C.2.2. Período de acreditación fijo: OPCION NO SELECCIONADA.

D. PLAN Y METODOLOGÍA DE VIGILANCIA

D.1. Nombre y referencia de la metodología aprobada aplicada a la actividad del proyecto.

No existen metodologías aprobadas para este tipo de proyectos en la página WEB dedicada al MDL. En consecuencia, se propondrá una nueva metodología la cual es usada como base para a determinación de la reducción de emisiones de CO₂ real.

“Metodología para el monitoreo de la reducción de emisiones de CO₂ en proyectos de energía eléctrica basada en el desplazamiento de generación marginal”

D.2. Justificación de la elección de la metodología y razón por la cual es aplicable al proyecto.

Se ha optado por una metodología acorde a la actividad que desarrolla el proyecto. En efecto, la misma respeta los principios de despacho de unidades generadoras del mercado eléctrico argentino establecidos por la Ley 24.065 y su reglamentación. La metodología propuesta refleja los volúmenes reales de las emisiones evitadas en el conjunto de la industria por el ingreso del proyecto de Capex S.A. en el sistema eléctrico.

La metodología optada es acorde al tipo de despacho que se efectúa, ya que mediante la misma, si la unidad generadora que reduce emisiones no se encuentra

despachada no existirá reducción alguna, aplicando así a cualquier proyecto de reducción de emisiones de CO₂ de la industria.

En función de la metodología de estimación, acorde a ella, se desarrolló un método computacional que se encuentra operativo en la actualidad, el cual mide la cantidad de toneladas métricas de CO₂ evitadas analizando información pública de despacho, precios y unidades que quedan fuera del despacho en el Mercado Eléctrico

Como ya indicamos este programa ya está en funcionamiento por estar el proyecto en plena etapa productiva, arrojando resultados reales de reducción de emisiones de CO₂.

Como indicáramos, tanto este proyecto como la metodología utilizada para la verificación y medición de emisiones evitadas de CO₂ a la atmósfera, ya fue autorizado por los organismos indicados anteriormente en el punto A.2.

Los valores de reducción de emisiones de CO₂ ya medidos por el programa se muestran a continuación.

Se puede observar que como fruto del impulso inversor de los últimos años, sumado al decrecimiento de la demanda producido por la devaluación asimétrica, los volúmenes de CO₂ evitados, son menores que los previstos por la línea de base.

En efecto, el sobre-equipamiento en el sistema eléctrico, donde las unidades desplazadas del despacho en el abastecimiento de la demanda del sistema son ciclos combinados de última generación con un volumen menor de emisiones que las máquinas que se esperaban queden fuera del despacho.

Adicionalmente, durante los primeros años de operación del proyecto, se pueden observar condiciones hidrológicas totalmente inusuales en el sistema de despacho de Argentina, las que fueron desfavorables para el proyecto. En efecto, se dieron años consecutivos donde la central a pesar de su bajísimo costo variable de producción, fue desplazada del despacho por centrales hidráulicas con exceso de agua. Durante los años 2001 y 2002 la central contó con un servicio cercano al 80% tomando únicamente esos dos años como muestra reducida. En contraposición, los modelos de despacho y la historia completa de la central, le asignan un despacho cercano al 95%.

**CONTROL DE REDUCCION DE EMISIONES
RESULTADOS MENSUALES**

MES	MWh *	TON/ CO2 eq
Enero-00	113.870	65.160
Febrero-00	114.161	64.789
Marzo-00	127.724	71.594
Abril-00	112.739	66.025
Mayo-00	113.344	64.525
Junio-00	134.731	82.544
Julio-00	127.217	74.134
Agosto-00	131.241	78.726
Septiembre-00	126.085	70.520
Octubre-00	92.697	40.481
Noviembre-00	87.147	39.428
Diciembre-00	75.110	44.721
Enero-01	121.126	63.364
Febrero-01	108.365	60.799
Marzo-01	128.553	71.199
Abril-01	123.799	60.433
Mayo-01	126.274	74.973
Junio-01	88.927	54.662
Julio-01	16.141	10.744
Agosto-01	68.723	39.607
Septiembre-01	127.576	60.084
Octubre-01	22.875	12.560
Noviembre-01	117	56
Diciembre-01	119	59
Enero-02	120	68
Febrero-02	96.178	44.710
Marzo-02	116.726	55.957
Abril-02	116.426	61.097
Mayo-02	124.986	57.439
Junio-02	125.387	61.238
Julio-02	127.218	64.982
Agosto-02	103.638	49.152
Septiembre-02	96.770	46.442
Octubre-02	40.990	19.786
Noviembre-02	1.441	921
Diciembre-02	31.574	18.437
Enero-03	118.656	62.504
Febrero-03	105.947	55.909
Marzo-03	115.169	60.086
Abril-03	123.544	66.706
Mayo-03	118.372	60.156
Junio-03	104.037	63.956
Julio-03	132.891	71.846
Agosto-03	128.992	83.741
Total Período	4.217.721	2.276.320
Promedio Mensual	95.857	51.735
Promedio Anual	1.150.288	620.815

Informe de detalle sobre la actividad desarrollada en los mecanismos de control de reducción de emisiones:

En el **Anexo III** del presente se puede observar un detalle pormenorizado del mecanismo desarrollado para el control de reducción de emisiones.

D.3. Datos que deben obtenerse para la vigilancia de las emisiones de la actividad del proyecto y forma de archivar esos datos

Dado que se trata de un proyecto de conversión de ciclo simple a ciclo combinado, no existen emisiones relacionadas con la unidad turbo vapor que aporta los 185 MW adicionales de energía limpia.

D.4. Posibles fuentes de emisiones que son significativas y pueden atribuirse razonablemente a la actividad del proyecto, pero que no están incluidas en el ámbito de la actividad del proyecto, e identificación si y como se reunirán y archivarán los datos sobre esas fuentes de emisiones.

No existen fuentes de emisiones atribuibles a la actividad del proyecto que no estén incluidas en el mismo.

D.5. Datos relevantes necesarios para la determinar la base de referencia en las emisiones antropogenicas de GEI por las fuentes en el ámbito del proyecto, e identificación si y como tales datos serán recopilados y archivados

No hay emisiones en el proyecto que deban ser monitoreadas.

Los datos recopilados para el “plan monitoreo de la reducción de emisiones de CO₂ en proyectos de energía eléctrica basada en el desplazamiento de generación marginal” nombrado en el punto D.1. anterior, están sumamente detallados en el Anexo III del presente.

Los mismos tendrán un relevamiento mensual, con datos horarios, con archivo electrónico. Los datos se guardarán en forma horaria por un año, en forma mensual por 7 y 14 años. Los datos horarios no se perderán en ninguna instancia luego de transcurrido el año, sino que serán trasladados a un archivo de cinta, en forma electrónica, del tipo back-up.

D.6. Procedimiento de control de calidad (CC) y de garantía de calidad (GC) que se aplicarán a los datos supervisados.

Los datos relevados para el plan de monitoreo detallado en el punto D.1. anterior, poseen un nivel de incertidumbre baja, poseen controles detallados en el Anexo III y son revisados por personal de la empresa desarrolladora (Capex S.A.). Los mismos, por tratarse básicamente de información pública, pueden ser certificados por un tercero independiente.

D.7. Nombre de la persona/entidad que determina la metodología de vigilancia.

Dr. Hugo Cabral
Capex SA
Carlos F. Melo 630 – Vicente López
Provincia de Buenos Aires
Argentina
Tel: 005411-47966000
e-mail: hcabral@capex.com.ar

E. CALCULO DE LAS EMISIONES DE GEI POR LAS FUENTES

E.1. Descripción de las formulas utilizadas para estimar las emisiones antropógenas de gases de efecto invernadero por las fuentes de la actividad de proyecto en el ámbito de éste.

Dado que se trata de un proyecto de conversión de ciclo simple a ciclo combinado, no existen emisiones relacionadas con la unidad turbo vapor que aporta los 185 MW adicionales de energía limpia.

Las emisiones originadas en la puesta en marcha y construcción de la obra se consideran despreciables en relación al volumen de reducción proporcionado por la misma. La construcción fue realizada teniendo en cuenta altos estándares de calidad y cuidado del medio ambiente. No se trata de obras civiles importantes ni afectación del medio ambiente como podría ser el efecto de una obra hidroeléctrica.

E.2. Descripción de las formulas utilizadas para estimar las fugas, que se definen como las variaciones netas de las emisiones antropogenias por las fuentes de gases de efecto invernadero que ocurran fuera del ámbito del proyecto y que sean mensurables y atribuibles a la actividad del proyecto.

No existen fugas relacionadas con el proyecto.

E.3. La suma de E.1 y E.2 que representa la emisión de la actividad del proyecto

Nos remitimos a los puntos E.1. y E.2. anteriores. No existen emisiones relacionadas con la actividad del proyecto.

E.4. Descripción de las fórmulas utilizadas para estimar las emisiones antropogenias por las fuentes de gases de efecto invernadero de la base de referencia.

La metodología de cálculo fue detallada en el punto B.3. anterior.

E.5. Diferencias entre E.4 y E.3, que representa las reducciones de emisiones debidas a la actividad del proyecto

Las diferencias se muestran como valores netos en el cuadro E.6. siguiente.

E.6. Cuadro con los valores obtenidos al aplicar las fórmulas arriba mencionadas.

Determinación de la reducción de CO2 tn. eq.

RESUMEN		
ANO	EMISIONES DE CO2 (tn. Eq.)	
2000	762,647.3	DATOS REALES
2001	508,539.1	
2002	480,229.5	
2003 Ene-Ago	524,904.3	
2003 Sep-Dic	262,452.1	DATOS ESTIMADOS
2004	941,523.3	
2005	934,060.2	
2006	930,265.4	

Se consideran razonables y así ha sido planteado por las autorizaciones recibidas de la oficina United States Initiative on Joint Implementation (Iniciativa de los Estados Unidos sobre Implementación Conjunta) una reducción en el proyecto de unas 800.000 toneladas de CO₂ equivalente por año.

F. REPERCUSIONES AMBIENTALES

F.1. Documentación sobre el análisis de las repercusiones ambientales, incluidas las transfronterizas

Como **Anexo IV** se incluye evaluación de impacto ambiental del proyecto, así como certificación ISO 14.001 de la Compañía.

F.2. Si los participantes en el proyecto o la Parte de acogida consideran que las repercusiones son significativas.....

Las repercusiones ambientales no se consideran significativas.

G. OBSERVACIONES DE LOS INTERESADOS

G.1. Breve descripción del proceso de invitación y recopilación de los comentarios de los interesados locales

El proceso de intervención de interesados locales fue gradual en virtud del proceso de calificación del proyecto bajo la metodología de implementación conjunta.

Es así, que se incluye en el punto A.2.5. y en el Anexo I, copias de notas intercambiadas con las Autoridades Nacionales del Ministerio de Economía, Secretaría de Energía y de la Presidencia de la Nación, Secretaría de Recursos Naturales y Desarrollo Sustentable.

G.2. Resumen de comentarios recibidos

En resumen, los comentarios recibidos manifiestan encuadrar este proyecto como dentro del proceso de desarrollo energético sustentable, produciendo una sensible reducción de emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera y un gran ahorro de energía en recursos no renovables, siendo beneficioso para el medio ambiente.

G.3. informe sobre la forma en que se han tenido en cuenta los comentarios recibidos

Los comentarios recibidos son altamente positivos y permitieron seguir adelante con el proyecto, calificando el mismo bajo la metodología de Implementación Conjunta. Los comentarios recibidos están en línea con los estudios realizados, el impacto real del proyecto en su concreción y lo indicado en este informe.