

*Realizado por :*    **Ing. Carlos J. Skerk**  
                          **Ing. Antonio F. Schaller**

*Supervisado por :*   **Ing. Daniel G. LLarens**

*Solicitado por :*     **CAPEX S.A.**

<b>PROYECTO N° : 231/98</b> <b>INFORME    N° : 556</b>
---

*Fecha :*     **22 de diciembre de 1998**

*Páginas :*    **20**

*Tema:*

***CENTRAL TÉRMICA AGUA DEL CAJÓN***

***EVALUACIÓN DE SU RESULTADO OPERATIVO FUTURO***  
***ACTUALIZACIÓN INFORME ME N° 486***

*Resumen:*

Se presenta en este informe una actualización de los resultados publicados en el Informe Mercados Energéticos N° 486 de abril de 1998.

## **CONTENIDO**

1. SÍNTESIS .....	3
1.1. Introducción .....	3
1.2. Principales resultados obtenidos .....	4
1.2.1. Resultado operativo futuro .....	4
1.2.2. Análisis de sensibilidad sobre los cargos variables por energía .....	5
1.3. Observaciones sobre los resultados obtenidos .....	6
1.3.1. Cargos de Conexión a Transener .....	6
1.3.2. Contingencias en el sistema de transporte .....	6
1.3.3. Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia .....	6
2. CARACTERÍSTICAS DE LA C. T. AGUA DEL CAJÓN. ....	7
2.1. Características de los grupos generadores .....	7
2.2. Conexión al SADI .....	7
2.3. Disponibilidad y precios de combustibles .....	8
3. ESCENARIO DE CÁLCULO .....	9
3.1. Evolución de la Demanda .....	9
3.1.1. Demanda Histórica .....	9
3.1.2. Demanda Futura .....	9
3.2. Ampliaciones de Transporte .....	10
3.3. Incorporaciones en el Parque de Generación. Corto y mediano plazo .....	11
3.3.1. Centrales Térmicas .....	12
3.3.2. Centrales Nucleares .....	12
3.3.3. Centrales Hidráulicas .....	12
3.4. Precios de Combustible .....	12
4. RESULTADOS OBTENIDOS .....	13
4.1. Transacción económica resultante para C.T. Agua del Cajón .....	13

## **1. SÍNTESIS**

### **1.1. Introducción**

Este informe presenta los resultados incluidos en el Informe Mercados Energéticos N° 486 de abril de 1998 actualizados al mes de diciembre de 1998.

Se hace referencia también a los resultados obtenidos a partir de las sensibilidades al Informe ME N° 486, realizadas en el Informe ME N° 509, que tomaron en cuenta distintas configuraciones para los grupos TG de C.T. Agua del Cajón y la incorporación o no de generación adicional en la C.T. Roca, para apreciar como afectarían estas situaciones a los cargos variables por energía de la C.T. Agua del Cajón.

C. T. Agua del Cajón operando como ciclo combinado en competencia con el parque de generación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para abastecer la demanda. En el escenario de cálculo, se asume que en noviembre de 1999 la C. T. Agua del Cajón incorpora un grupo vapor de 285 MW, convirtiendo a la Central en un ciclo combinado con una potencia bruta total de 643 MW, eficiencia 45,7%.

Para cumplir con los objetivos antes indicados se realizó una simulación de la operación del Sistema Argentino De Interconexión (SADI) para el período 1999 - 2006 utilizando para ello los programas OSCAR y MARGO para el despacho económico de Generación y CGS para flujos de carga. Los programas antes indicados y sus correspondientes bases de datos son los que oficialmente distribuye la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA).

Los escenarios de cálculo fueron definidos teniendo presente toda la información pública disponible a la fecha de realización de este informe sobre incorporación futura de equipamiento de generación, evolución esperada de la demanda (incluida la exportación), y disponibilidad y precios de combustible. En aquellos aspectos donde no se disponían de datos públicos, CAPEX especificó el escenario de cálculo adoptados para los estudios.

Los estudios realizados, siguiendo la metodología indicada en LOS PROCEDIMIENTOS PARA PROGRAMACION DE LA OPERACION EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS (“LOS PROCEDIMIENTOS”) de CAMMESA, permitieron determinar los siguientes conceptos:

#### **Para el Mercado**

- ◆ Precios de Mercado resultantes para la energía;

#### **Para la C. T. Agua del Cajón**

- ◆ Los ingresos resultantes por venta de energía y potencia en el mercado spot y por contratos.
- ◆ Los ingresos netos por Regulación Primaria de Frecuencia.

- ◆ Los cargos fijos y variables por uso de la red de transporte pública actual y el de sus ampliaciones.
- ◆ Los aportes a la cuenta SALEX para ampliaciones de transporte.
- ◆ Los cargos por compra de combustible.
- ◆ El resultado operativo neto.

A continuación se presentan los principales resultados obtenidos.

## 1.2. Principales resultados obtenidos

### 1.2.1. Resultado operativo futuro

Como resultado de las tareas realizadas se obtuvieron para cada mes del período de evaluación el resultado de los ingresos y egresos operativos futuros de la C. T. Agua del Cajón. En la siguiente tabla se indican los valores anuales de ingresos y egresos así como el saldo neto operativo asociado a ventas en el mercado spot, por contratos a término y los correspondientes cargos por uso de la red de transporte y de combustible. En el punto 4) se presentan los resultados desagregados en forma mensual en todo el período de evaluación.

#### Central Térmica AGUA DEL CAJÓN - RESULTADO OPERATIVO ANUAL

mes/año	Ing.Ene.Spot [k\$/año]	Ing.Pot.Spot [k\$/año]	Ing.M.A.T. [k\$/año]	Ing.R.F.netos [k\$/año]	Ing.Adic.GUME [k\$/año]	C.V.E.(*) [k\$/año]	C.V.P.(*) [k\$/año]	Salex [k\$/año]
1/99-4/99	7553	2691	11210	277	42	-1658	-100	-338
5/99-4/00	21515	8897	44583	958	107	-5056	-250	-800
5/00-4/01	26867	10835	64522	1348	116	-7212	-111	-208
5/01-4/02	32447	10845	74519	1576	133	-9569	-111	-216
5/02-4/03	33523	10906	76323	1604	136	-9371	-111	-72
5/03-4/04	38552	10933	85314	1813	152	-11599	-111	-118
5/04-4/05	36219	10853	80985	1690	144	-10831	-110	-122
5/05-4/06	37455	10920	83124	1713	148	-11068	-111	-95

mes/año	Egr.Ene.Spot [k\$/año]	Egr.Pot.Spot [k\$/año]	Egr.Combust. [k\$/año] (**)	Compl.Distro [k\$/año]	Compl.Trans. [k\$/año]	Canon 4L [k\$/año]	C.Conexión [k\$/año]	Saldo Neto [k\$/año]
1/99-4/99	0	0	-6225	-175	-623	0	-193	12462
5/99-4/00	-262	-755	-20684	-277	-2618	-1769	-663	42925
5/00-4/01	-1772	-664	-21807	0	-3432	-3215	-737	64530
5/01-4/02	-1978	-659	-21889	0	-3305	-3117	-739	77938
5/02-4/03	-2117	-654	-21915	0	-3163	-3012	-739	81338
5/03-4/04	-2377	-653	-21957	0	-3023	-2851	-740	93335
5/04-4/05	-2203	-656	-21875	0	-3046	-2887	-737	87424
5/05-4/06	-2399	-653	-21917	0	-3082	-2925	-739	90370

mes/año	Pot.desp. [MW]	Producción [GWh]	Factor de Nodo	Hs.Saturac. [Hs]	Hs.Saturac. [% anual]	Pr.Mercado [\$/MWh]	Mon.de Venta [\$/MWh]
1/99-4/99	328.8	947	0.8992	86	0.98%	16.37	20.78
5/99-4/00	451.4	3954	0.8995	488	5.57%	13.31	17.69
5/00-4/01	555.8	4869	0.9031	38	0.44%	14.51	19.75
5/01-4/02	557.9	4887	0.8946	38	0.43%	17.42	22.43
5/02-4/03	558.6	4893	0.8982	38	0.43%	17.97	23.08
5/03-4/04	559.7	4903	0.8939	35	0.40%	20.65	25.48
5/04-4/05	557.6	4884	0.8923	33	0.38%	19.44	24.33
5/05-4/06	558.6	4894	0.8916	29	0.33%	20.07	24.95

(\*) Incluye cargos por ventas spot (Implicitos en los precios de nodo) y cargos por ventas en el MAT

(\*\*) Precio de gas declarado: 20,25 \$/MWh en todo el período simulado

*Nota: Los valores anuales corresponden a dos períodos estacionales consecutivos (invierno+verano).*

Los resultados analizados en este informe tienen en cuenta que el ciclo combinado de CAPEX quedará vinculado al SADI a través de dos transformadores 132/500 kV y una línea entre las EE.TT. Agua del Cajón y Chocón Oeste.

No obstante, en el Informe ME N° 509 se realizó un estudio de sensibilidad respecto de como serían afectados los cargos variables por energía para distintas alternativas de vinculación de la central. Se realiza a continuación un breve resumen de las conclusiones presentadas en dicho estudio.

### 1.2.2. Análisis de sensibilidad sobre los cargos variables por energía

Las dos alternativas de vinculación de C.T. Agua del Cajón con el MEM consideradas en dicho informe tienen en cuenta la conexión de algunos de los grupos TG de 46 MW que componen la central al sistema de 132 kV existente en la actualidad, permaneciendo el resto de las unidades vinculadas en forma directa al sistema de 500 kV:

**Alternativa 1 :** Vinculación de 2 grupos TG de 46 MW al sistema de 132 kV mediante el uso de la doble terna existente entre Agua del Cajón y Arroyito.

**Alternativa 2 :** Vinculación de 3 grupos TG de 46 MW al sistema de 132 kV mediante el uso de la doble terna existente entre Agua del Cajón y Arroyito.

En forma adicional, tanto en la alternativa n° 1 como en la n° 2, se considera a la Central Térmica Roca como un ciclo combinado de 180 MW de capacidad con despacho de base.

Ambas alternativas fueron comparadas con los resultados obtenidos para la configuración de vinculación adoptada en el presente informe, denominada **Alternativa 0** (caso de referencia).

**Alternativa 0 :** Vinculación directa de todas las unidades de la central al sistema de 500 kV mediante la instalación de capacidad de transformación en Agua del Cajón y la construcción de la línea Agua del Cajón – Chocón Oeste, tal como se considera en el presente informe.

A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos en el Informe ME N° 509:

**Los valores incluidos en este cuadro representan sobrecostos (en miles de \$/año) representativos de vincular a parte de la Central Térmica Agua del Cajón CC en 132 kV, medidos respecto de la alternativa de vincular toda la central en 500 kV.**

Central Térmica Agua del Cajón Aumento previsto del Cargo Variable por Energía respecto del Caso base (conexión 500 kV) <u>sin</u> C.T.Roca CC [k\$/año]				
Alternativa :	Vinculación en Arroyito 132 kV		Vinculación en Chocón Oeste	
	2 TG	3 TG	2 TG	3 TG
$\Delta$ CVE	150	340	41	77

<b>Central Térmica Agua del Cajón</b> <b>Aumento previsto total del Cargo Variable por Energía</b> <b>por vinculación en 132 kV e incorporación de C.T. Roca CC</b> <b>respecto del Caso base (conexión 500 kV) <u>con</u> C.T.Roca CC</b> <b>[k\$/año]</b>				
Alternativa :	Vinculación en Arroyito 132 kV		Vinculación en Chocón Oeste	
	2 TG	3 TG	2 TG	3 TG
$\Delta$ CVE	<b>210</b>	<b>400</b>	<b>41</b>	<b>77</b>

### 1.3. Observaciones sobre los resultados obtenidos

#### 1.3.1. Cargos de Conexión a Transener

En el presente informe fueron consideradas las tarifas vigentes a la fecha para el Cargo de Conexión correspondiente a Transener, indicadas a continuación:

Salida 500 kV                      28,168 \$/hora

Transformador dedicado:      0,141 \$/hora-MVA

En el caso de la C.T. Agua del Cajón operando como ciclo combinado, se consideró que la misma paga a Transener el cargo de conexión correspondiente a una salida en 500 kV, asociado a la operación y mantenimiento del correspondiente interruptor.

#### 1.3.2. Contingencias en el sistema de transporte

Las simulaciones realizadas no tienen en cuenta el efecto sobre el precio medio de mercado de la energía que pueden tener eventuales contingencias en la red de transporte.

La consideración de dichas contingencias puede implicar aumentos en el precio resultante de la energía en el nodo Mercado del orden de 1 \$/MWh, siendo ese precio obtenido por C.T. Agua del Cajón solamente en caso de no verse la misma afectada por la contingencia de transporte que originó el aumento de precio.

#### 1.3.3. Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia

Los ingresos adicionales por el Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia que percibe la C.T. Agua del Cajón pueden aumentar debido a eventuales incrementos en el precio de la regulación en el MEM originados en una escasa oferta de dicho servicio.

Dichos incrementos pueden ocasionar ingresos adicionales a C.T. Agua del Cajón de hasta 450 k\$/año adicionales a los indicados en el cuadro de la página 4 considerando valores históricos correspondientes al año 1997.

## 2. CARACTERÍSTICAS DE LA C. T. AGUA DEL CAJÓN.

### 2.1. Características de los grupos generadores

Se considera la central con las máquinas turbogás actuales hasta noviembre de 1999 (semana 44), mes a partir del cual se asume que la central comienza a operar como ciclo combinado.

A continuación se describen las principales características de la central y de su conexión con el sistema de transporte.

En todo el período de cálculo se asume que la central presta el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia aportando para el mismo el 5% de su capacidad.

CENTRAL AGUA DEL CAJÓN				
Características técnicas de grupos existentes – Grupos TG				
Máquina	Potencia Bruta [MW]	Servicios Auxiliares [%]	Consumo Específico Medio [kCal/kWh]	Disponibilidad (1) [%]
TG 01 a 06	358.3	0,30%	2635	98

CENTRAL AGUA DEL CAJÓN				
Características técnicas Ciclo Combinado (2)				
Máquina	Potencia Bruta [MW]	Servicios Auxiliares [%]	Consumo Específico [kCal/kWh]	Disponibilidad (1) [%]
CC	643.3	2.68%	1808	98

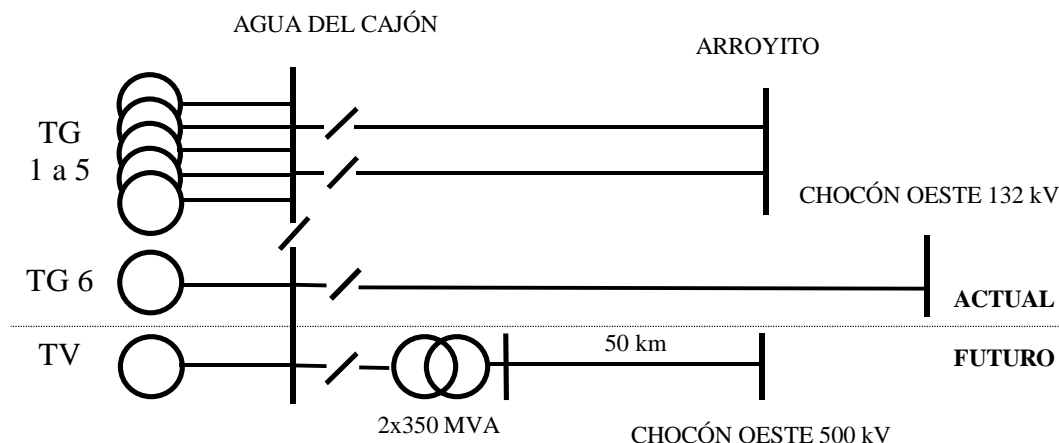
**Notas:**

(1) = El valor indicado no incluye la indisponibilidad técnica por mantenimiento programado. Se asume que por mantenimiento programado la central estará fuera de servicio 2 semanas/año, excepto durante la puesta en servicio del ciclo combinado en que estará 100% durante dos semanas en noviembre de 1999 y un 60% durante las dos semanas anteriores.

(2) = Desde noviembre de 1999.

### 2.2. Conexión al SADI

La conexión actual y futura de la C. T. Agua del Cajón al Sistema Argentino De Interconexión (SADI) se esquematiza en la siguiente figura:



Actualmente los grupos TG 1 a 5 se vinculan por medio de dos líneas en 132 kV con la E.T. Arroyito. El grupo TG 6 se vincula por medio de una línea en 132 kV con la E.T. Chocón Oeste 132 kV. La operación se realiza con barras partidas en la E.T. Agua del Cajón.

Con la entrada en servicio del ciclo combinado (noviembre de 1999), los seis grupos TG más el grupo Vapor estarán conectados a una única barra de 132 kV la cual se vinculará por medio de dos transformadores de 350 MVA y una línea en 500 kV de aproximadamente 50 km (a construir) con la E.T. Chocón Oeste. Las actuales conexiones de la central en 132 kV quedarán como respaldo ante una eventual falla del vínculo en 500 kV.

En este informe no se evalúan los costos de inversión y de operación y mantenimiento asociados a la vinculación de la C. T. Agua del Cajón con el SADI.

### ***2.3. Disponibilidad y precios de combustibles***

La central utiliza como combustible el gas natural el cual lo obtiene directamente de boca de pozo.

El abastecimiento de combustible tiene una disponibilidad que le permite a la central generar el 100 % de su capacidad bruta durante todo el año.

El precio declarado del gas natural considerado en la simulación es de 20,25 \$/MWh.

### 3. ESCENARIO DE CÁLCULO

#### 3.1. Evolución de la Demanda

##### 3.1.1. Demanda Histórica

En el siguiente cuadro se muestra la evolución histórica de la demanda bruta en el MEM en los últimos 10 años.

#### EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA

AÑO	DEMANDA BRUTA (*)	
	GWh	Crecimiento
1987	43647	+9,23 %
1988	45720	+4,75 %
1989	43204	-5,50 %
1990	42770	-1,00 %
1991	46099	+7,78 %
1992	50079	+8,63 %
1993	53947	+7,72%
1994	57603	+6,78%
1995	59853	+3,91%
1996	63908	+6,77%
1997	69191	+8,27%

(\*) Incluye pérdidas en el sistema de transporte y consumo propio de los generadores.

##### 3.1.2. Demanda Futura

Se propone el siguiente escenario de evolución de la demanda en el MEM.

###### a) Demanda interna

- Para el año 1998 se prevé una tasa del 5,85%.
- Se ha tenido en cuenta el emprendimiento minero de Bajo de la Alumbreira ubicado en el área NOA, con una carga de 79 MW para diciembre de 1999 y 90 MW a partir de enero del 2000. Factor de utilización igual a uno.
- Para el año 1999 se asume una tasa del 7 %.
- Para los años siguientes se reduce la tasa de crecimiento, para llegar al final del período de este estudio (2006) con una tasa del 5 %aa.

En la tabla siguiente se indican estas proyecciones de demanda, considerándose la misma en barras de 500 kV (las pérdidas del Sistema de Transporte de Alta Tensión son del orden del 3%):

AÑO	Demanda MEM Argentino en barras de 500 kV	
	GWh	Crecimiento
1998	67745	5.85 %
1999	72487	7.00 %
2000	77199	6.50 %
2001	82217	6.50 %
2002	87150	6.00 %
2003	92379	6.00 %
2004	97460	5.50 %
2005	102820	5.50 %
2006	107961	5.00 %

#### b) Exportación a Brasil

En vista a las potenciales alternativas existentes de exportación a Brasil se asume una interconexión entre Argentina y Brasil con una capacidad de 1000 MW para junio del año 2000. En el año 2001 se incluye una capacidad adicional de exportación de los segundos 1000 MW en el mes de junio.

Se ha tomado la barra de Garabí 500 kV como punto de interconexión entre Argentina y Brasil. Del modelado de esta situación se ha obtenido un *factor de uso medio* de la convertidora de Garabí del orden del 60%.

### 3.2. Ampliaciones de Transporte

- **Cuarto circuito en 500 kV entre el Comahue y Buenos Aires.** Consiste en un circuito de 1300 km en 500 kV que unirá las EE.TT. Piedra del Aguila, Choele Choel, Bahía Blanca, Olavarría y Abasto del SADI, el cual será financiado por capital privado. La obra fue adjudicada mediante un proceso de licitación a la empresa Transener. En el escenario de cálculo se considera que la ampliación entra en servicio en octubre del año 1999, siendo a partir de allí el nuevo límite de transporte del corredor Comahue - Bs. As. de 4400 MW.

- **Corredor NOA - CENTRO**

Para paliar parte de los efectos económicos sobre los generadores del NOA motivados por la restricción de transporte, está previsto la incorporación de compensación serie del corredor equivalente al 50% de la reactancia total del corredor con entrada en servicio en el octubre de 1999.

- **Otras ampliaciones.**

Están previstas otras ampliaciones en la red de transporte de 500 kV:

- \* **E.T. Luján** : sobre el circuito que une actualmente las EE.TT. Gran Mendoza y Río Grande, permitirá abastecer demandas de la provincia de San Luis.
- \* **E.T. Paso de la Patria** : sobre el circuito que une actualmente las EE.TT. Rincón y Resistencia, permitirá abastecer demandas de la provincia de Corrientes.
- \* **E.T. Arroyo Cabral** : sobre el circuito que une actualmente las EE.TT. Almafuerde y Rosario Oeste, permitirá abastecer demandas de la provincia de Córdoba.

Ninguna de estas ampliaciones tienen efectos significativos sobre los precios y despacho del MEM.

### ***3.3. Incorporaciones en el Parque de Generación. Corto y mediano plazo***

Se propone el siguiente escenario de incorporación de nuevas centrales al MEM.

#### **3.3.1. Centrales Térmicas**

**C. T. Tucumán.** Tipo ciclo combinado. Localización : NOA.

Dic. 1998 : Cierre del Ciclo Combinado con una TV de 150 MW.

**C. T. Costanera.** Tipo ciclo combinado. Localización GBA

Dic. 1998 : Ingreso de un ciclo combinado de 851 MW.

**Genelba.** Tipo ciclo combinado. Localización GBA

Jun. 1999: 100% en servicio (actualmente con 2 de sus 3 transformadores de grupos averiados), conformando un total de 674 MW.

**C. T. Puerto.** Tipo ciclo combinado. Localización GBA

Sep. 1999 : Ingreso de un ciclo combinado de 798 MW.

**Dock Sud.** Tipo ciclo combinado.

Oct. 1999 : Ingreso de un ciclo combinado de 780 MW.

**C. T. Agua del Cajón.** Tipo ciclo combinado. Localización COMAHUE

Nov. 1999 : Ingreso de un grupo Vapor para formar parte de un ciclo combinado con los actuales grupos TG 1 a 6, totalizando una potencia instalada de 643 MW.

**C. T. San Miguel de Tucumán.** Tipo ciclo combinado. Localización : NOA.

Sep. 2000 : Incorporación de una segunda TG de 110 MW  
Jul. 2001: Incorporación de una TV de 110 MW, conformando un Ciclo Combinado de 330 MW con las TG de 110 MW existente.

### **3.3.2. Centrales Nucleares**

**C. N. Atucha II.**

No está prevista su incorporación en el mediano plazo

### **3.3.3. Centrales Hidráulicas**

**C. H. Yacyretá.**

Actualmente Yacyretá se encuentra operando con los 20 grupos generadores. Dichos grupos tienen una potencia nominal de 155 MW en la cota final del proyecto (83 m), pero están operando con una potencia limitada a unos 90 MW por falta de salto ya que el embalse se encuentra en cota 76m.

En el escenario de cálculo se considera que la C. H. Yacyretá continuará operando de esta manera hasta el año 2001. A partir del año 2002 se ha tomado una elevación de la cota hasta los 78 metros, llevando la potencia por grupo hasta los 115 MW.

**C. H. Pichi Picún Leufú.**

Tres grupos con una potencia instalada total de 250 MW. La operación será en la base del diagrama de carga como compensador de la C. H. Piedra del Aguila. Entra en operaciones en enero del año 2000 (máquina 1), completando su entrada en servicio en julio del mismo año (máquina 3).

### **3.4. Precios de Combustible**

En el escenario propuesto, los precios declarados por las centrales térmicas en el corto plazo (años 1998, 1999) se asumen iguales a los declarados por ellas en las dos últimas programaciones estacionales de CAMMESA.

Para las nuevas centrales tipo ciclo combinado del área GBA a entrar en servicio durante los años 1998 a 2000 se asume que declaran un precio de combustible de entre 1.65 \$/MBTU y 1,85 \$/MBTU en función de la disponibilidad de gas interrumpible. En el largo plazo el precio de gas no interrumpible en el área GBA se asume de 1.95 \$/MBTU

Se consideran precios de gas en boca de pozo constantes para el período 1998-1999, asumiéndose una tasa anual de incremento para el mismo del 1%aa para el año 2000 y siguientes.

## **4. RESULTADOS OBTENIDOS**

### **4.1. Transacción económica resultante para C.T. Agua del Cajón**

Con el escenario descrito en capítulo anterior se determinó el resultado operativo esperado para la Central Térmica Agua del Cajón, la que se indica en apertura mensual en las siguientes tablas: