

# Competitividad Nuclear

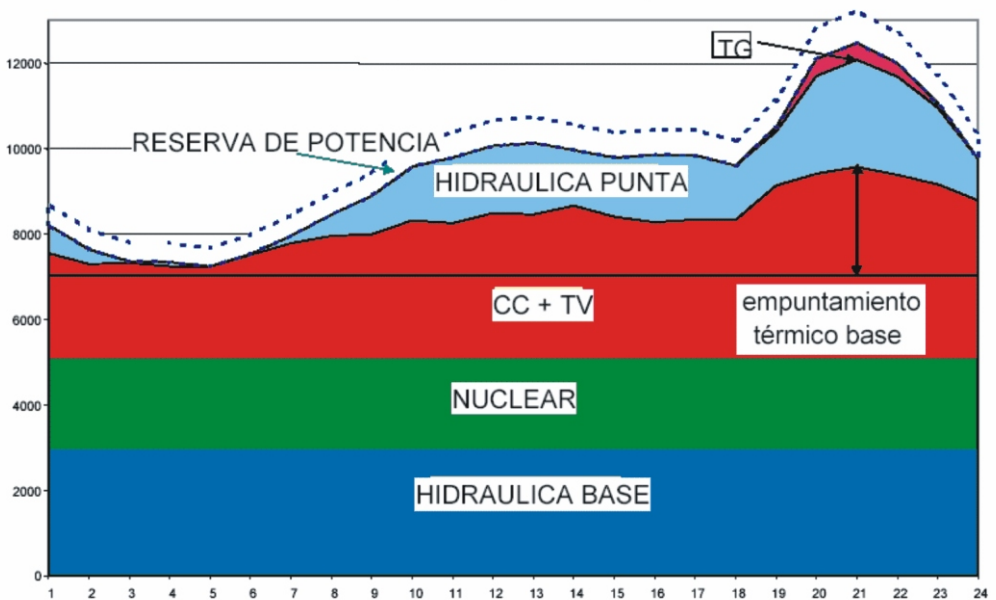
Florencia Precensio Deck, Jorge Giubergia, Norberto Coppari

*El objetivo de este trabajo es determinar cuándo comienza a ser competitiva, desde un punto de vista económico-financiero, la generación Nucleoeléctrica en la República Argentina frente a las tecnologías que queman combustibles fósiles.*

## Metodología

La demanda de energía eléctrica tiene a lo largo del día importantes variaciones, tal como puede apreciarse en la figura,

donde se muestra un despacho horario característico a lo largo de un día.



Despacho Horario Característico [1]

Debido a las características de la electricidad, la generación debe acompañar las variaciones de la demanda horaria. Como consecuencia de ello, algunos generadores serán despachados por CAMMESA en forma continua para cubrir la demanda de base (ver en figura, hidráulica de base, nuclear y parte de la térmica fósil) y otros son despachados en períodos breves e intermitentes cubriendo la demanda de punta (ver en figura, térmicas fósiles de punta, hidráulica de punta y TG).

Cuando un generador produce energía sólo una fracción del tiempo (por ejemplo las TG de punta), debe prorratear sus costos fijos en la cantidad de energía producida en ese lapso, por lo tanto su costo de generación por unidad producida es mayor.

Uno de los mecanismos empleados para determinar el "mix" de tecnología óptimo para cubrir la demanda de energía eléctrica, de acuerdo con su curva monótona de carga, en función del tiempo de utilización de cada tecnología a lo largo del año, es el método de la Curva de Competitividad o Curva Proyectada "Screening Curve".

Se deben tener en cuenta, las tecnologías que dispone el país, los factores de disponibilidad de las distintas tecnologías, las inversiones de capital y los costos fijos y variables correspondientes

a cada una de ellas.

Con esta última información procesada se representa en ordenadas el Costo Total Anual (U\$S/unidad de potencia) y en abscisas el período de tiempo considerado (un año) o el Factor de Carga anual [\*]. La poligonal resultante, que se forma con la intersección de las rectas de costo total de cada tecnología, considera el menor costo total, e indica para los distintos rangos obtenidos del Factor de Carga o Utilización, cual es la tecnología óptima dentro de dicho rango.

A modo ilustrativo se muestra un ejemplo, con valores numéricos que no corresponden a la República Argentina. Se representaron una turbina de gas de 50 MW, una planta que genera electricidad a partir de carbón de 600 MW y una central nuclear de 1000 MW.

Si se ordenan en forma decreciente los valores de la demanda horaria para las 8760 horas del año, se obtiene la curva de carga anual o monótona de carga. Dividiendo cada uno de estos 8760 valores por el pico de demanda máximo, se obtiene la curva de carga Normalizada, curva que tiene en ordenadas la demanda de energía dispuesta en forma decreciente, como fracción de la máxima demanda del período, y en abscisas el período de tiempo considerado, expresado como

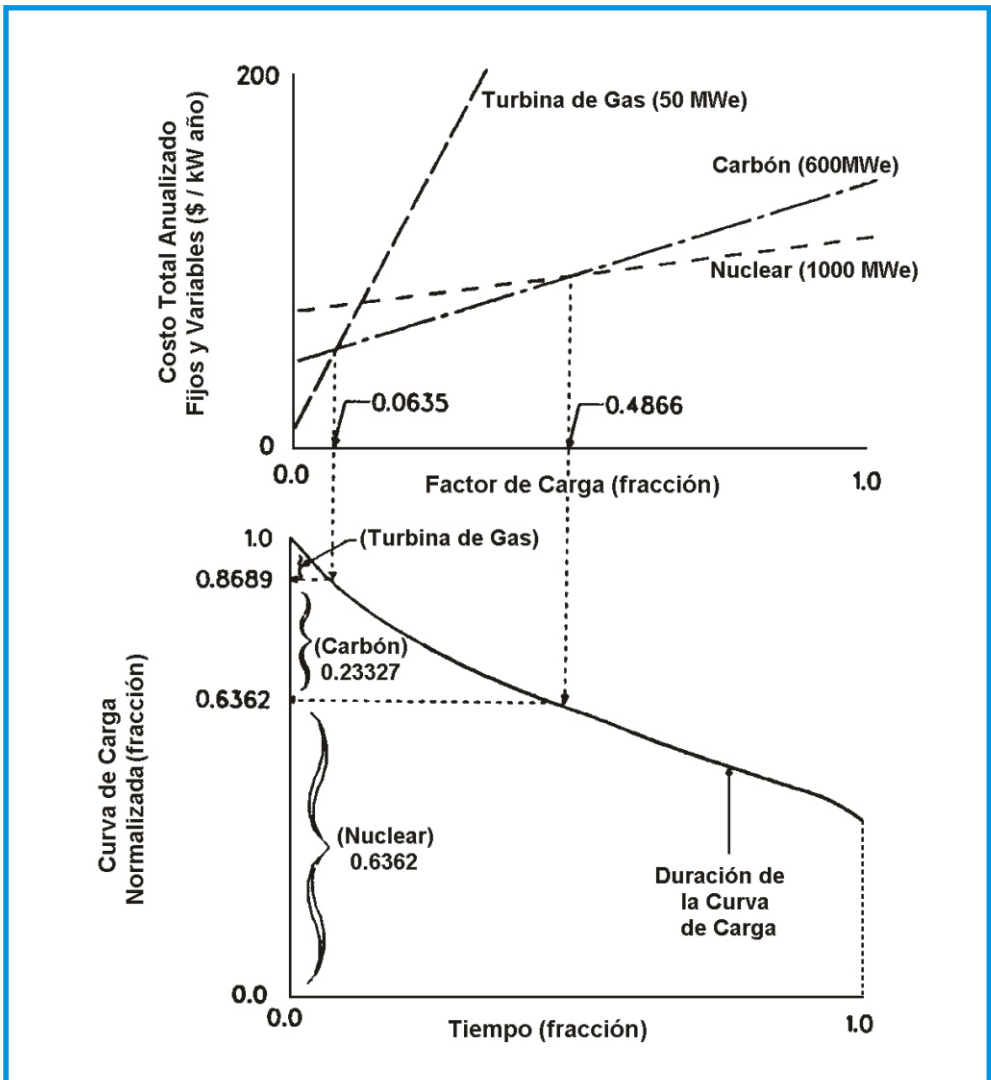
---

\*Factor de Carga: es la relación entre la energía producida durante el periodo considerado respecto de la máxima cantidad de energía que podría ser generada al máximo de capacidad bajo condiciones de operación continua durante todo el periodo.

porcentaje o como factor.

Al proyectar los puntos de discontinuidad de la poligonal de costo total mínimo obtenidos en la primera representación, sobre la curva de carga

normalizada, se establecen los límites de la curva de carga en que es conveniente utilizar cada tecnología para generación de electricidad [2], tal como se aprecia en la figura.



De la figura anterior se observa para este ejemplo que resulta óptimo utilizar:

- o La tecnología nuclear para la potencia demandada de base, dentro del rango de factor de carga (FC) que tiene como límites 0,4866 a 1
- o La tecnología de la central de carbón para un FC con límites entre 0,0635 y 0,4866.
- o La tecnología de turbina de gas para cubrir el pico de demanda, con un rango de FC que tiene como límites

### Limitaciones de la Metodología

Si bien este método permite decidir cuáles son las tecnologías más competitivas, tiene limitaciones que deben ser asumidas:

- o Los costos están definidos para un año en particular.
- o No contempla el costo de las externalidades.
- o Un cambio en los costos o en las inversiones, altera el orden de competitividad de las tecnologías.

### Contexto Nacional

En nuestro país, durante la década del '90, por la disponibilidad de gas natural a un precio muy inferior a los valores internacionales, se observó que las inversiones realizadas y la tecnología seleccionada para cubrir la demanda fue el ciclo combinado que quema gas natural, desechándose otros tipos de proyectos que no tenían un retorno

de 0 a 0,0635.

Según el análisis precedente, el “mix óptimo de tecnologías” para cubrir la curva de carga es el siguiente:

- o el 63,62 % de la potencia demandada se cubre con generación nuclear y se utiliza en la base.
- o el 23,27 % se cubre con las centrales térmicas que emplean carbón.
- o el 13,11 % de la demanda es cubierta con turbinas de gas y se utilizan en la punta.

Esto resulta crítico en aquellos casos en que las rectas de costos de dos tecnologías tengan pendientes similares y además tengan las ordenadas al origen muy parecidas.

- o No tiene en cuenta los márgenes de reserva (mínimo y máximo).
- o No considera las salidas de servicio forzadas de las máquinas de generación.

rápido de la inversión (hidráulicos y nucleares).

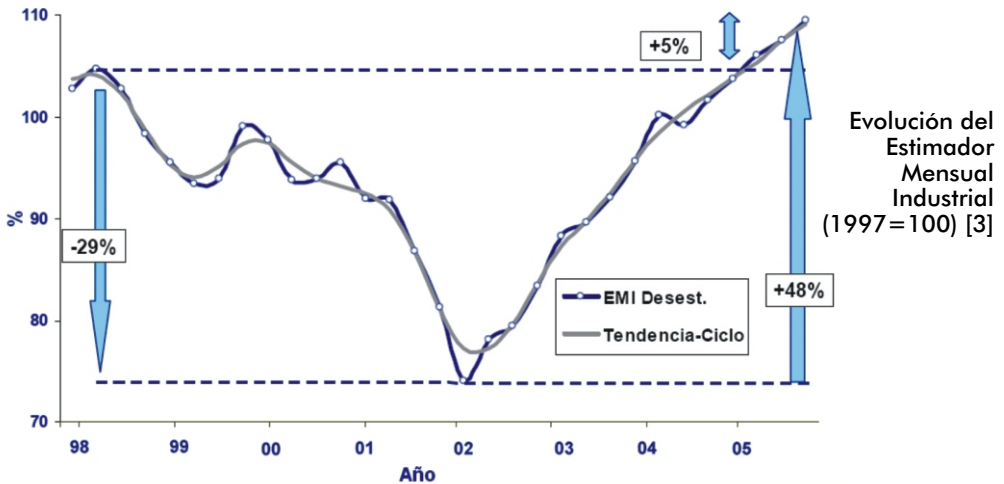
El bajo precio del gas natural en el mercado local incrementó la exportación de este insumo, y asociado a la disminución de las inversiones en el sector de exploración / explotación nos condujo a la situación actual, en la cual el índice de reservas/producción

disminuyó a un nivel de reservas para 9 años.

Se debe considerar también que en esa década y en la siguiente creció el consumo de gas natural en el sector transporte por la difusión masiva del uso

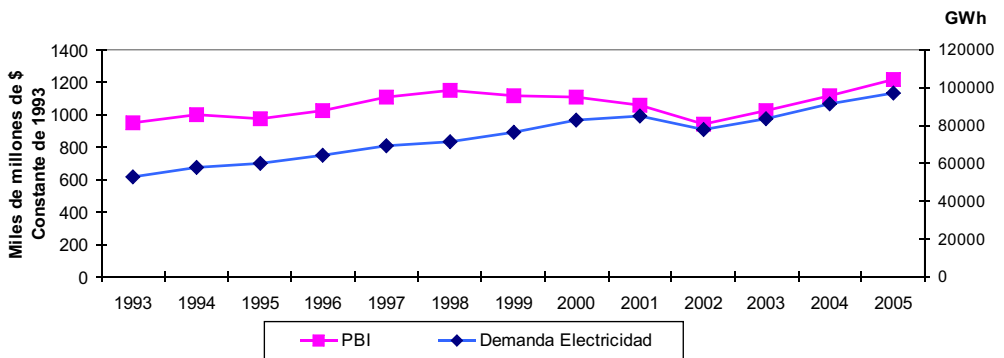
del GNC.

Después de superada la crisis económica de diciembre de 2001, se observó un fuerte incremento de la actividad industrial [3], tal como se observa en la figura siguiente.



Este marcado incremento de la actividad industrial implicó un aumento del consumo de gas natural y un aumento de

la demanda de energía eléctrica. En la figura siguiente se aprecia dicho incremento [3].

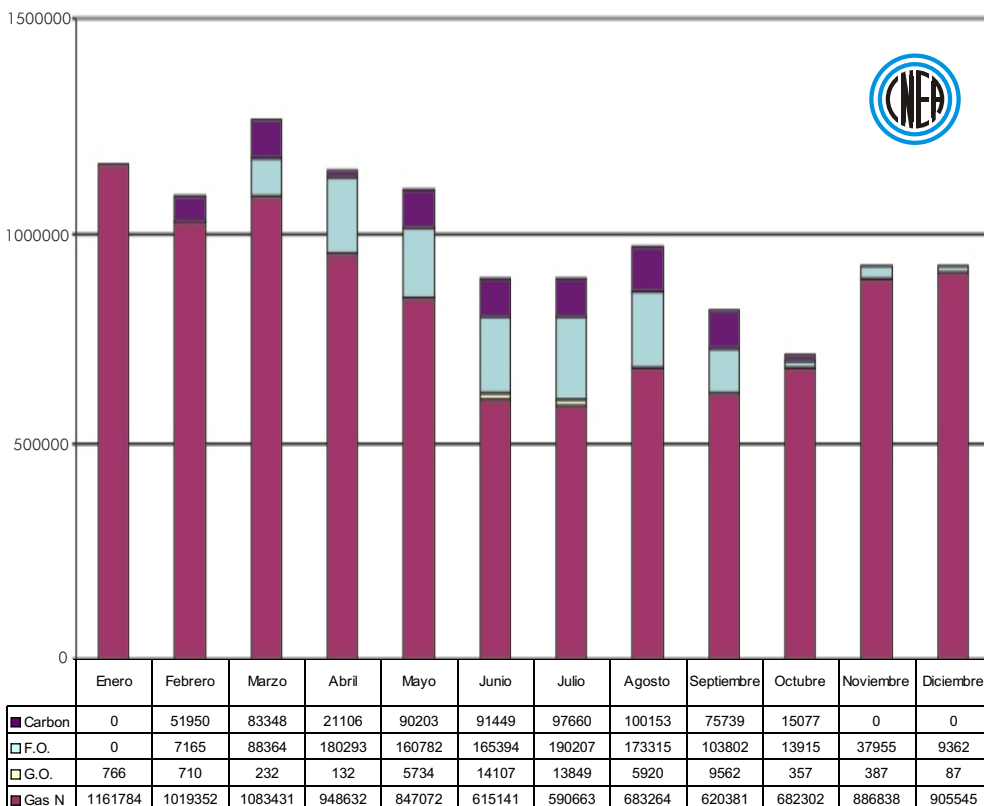


PBI a Pesos Constantes y Demanda de Electricidad [1, 3]

Cabe destacar la fuerte dependencia del consumo de gas natural en la generación de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Esta excesiva dependencia de este combustible, que tiene problemas de abastecimiento durante el periodo invernal debido a la saturación de su sistema de transporte, puede provocar inconvenientes, porque el abastecimiento de gas natural está garantizado para uso doméstico (no eléctrico) y no para las usinas.

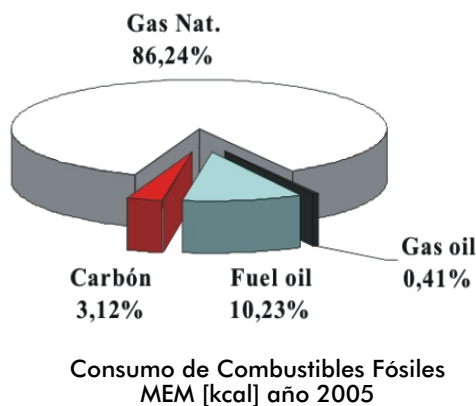
Al escasear el gas natural en el sector de generación eléctrica surge la necesidad de sustituirlo por combustibles líquidos, en los casos que sea posible.

Esta situación se agravó durante el período estival del año 2005 ya que la demanda de electricidad se incrementó fuertemente. Por ello, se sustituyó gas natural por combustibles líquidos durante todo el año, como puede apreciarse en la figura siguiente.



Carbón [t], Fuel Oil [t], Gas Oil [m<sup>3</sup>], Gas Natural [dam<sup>3</sup>]  
**Consumo de Combustibles 2005 MEM [1]**

En la figura siguiente se muestra la preponderante participación del gas natural en la generación de electricidad, como así también la importante utilización del Fuel oil en el año 2005.



Entre las obras planteadas por el gobierno para hacer frente al aumento de demanda eléctrica además del aumento de cota de Yaciretá, la terminación de la Central Nuclear de Atucha II, está planeada la construcción de dos nuevos Ciclos Combinados de 800 MWe que funcionarían con gas natural o alternativamente con gas oil, y cuya ubicación sería en la zona del Litoral del MEM, uno en Rosario y el otro a definir la localización, posiblemente en la zona de Zárate/Campana o de General Rodríguez, que comenzarían a operar a ciclo abierto en diciembre de 2007 y a ciclo cerrado en junio de 2008, con un consumo de gas natural de 3,6

MMm<sup>3</sup>/día para cada ciclo combinado.

Para estos ciclos el gobierno nacional garantizaría la provisión por 10 años de gas y transporte no interrumpible. Para lo cual se prevé que serán abastecidos con gas natural que se importará de Bolivia. Cabe agregar también que se espera una adecuación de los precios internos del gas ya que, el gas proveniente de Bolivia tiene un precio de 3,18 U\$/millón de BTU (Enero 2006), y se espera que este precio se incremente en función de las decisiones políticas adoptadas por el nuevo presidente del vecino país. Esto de alguna manera deberá verse reflejado en los precios internos que seguramente tendrán una tendencia al alza.

A partir de 2004 comenzó a importarse Fuel oil de Venezuela, cuando los gobiernos de dicho país y de Argentina firmaron acuerdos en el ámbito de la energía en un proceso de integración regional. El cual se extendió durante el año 2005.

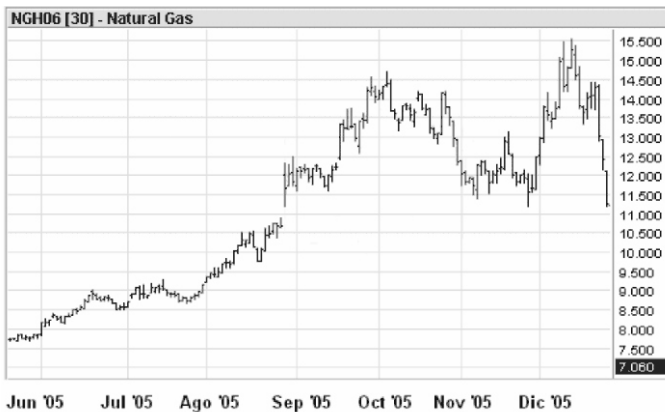
También es importante tener en cuenta la futura construcción del Gasoducto Troncal que transportaría gas, proveniente de Venezuela, construcción que ha sido planteada por los presidentes de Venezuela, Brasil y Argentina con el objeto de formar una red energética. Venezuela posee 3 veces más reservas de gas natural que Bolivia, situación por la cual se modificaría el marco regional sudamericano de precios.

## Contexto Internacional

Luego de los hechos que ocurrieron en el mundo, como el conflicto bélico en Irak en el 2003; los fenómenos climáticos en la costa este de los Estados Unidos a raíz del huracán Katrina, se produjo una escalada en los precios del petróleo y el gas natural, evidenciándose la sensibilidad del precio de estos combustibles relacionado con este tipo de acontecimientos.

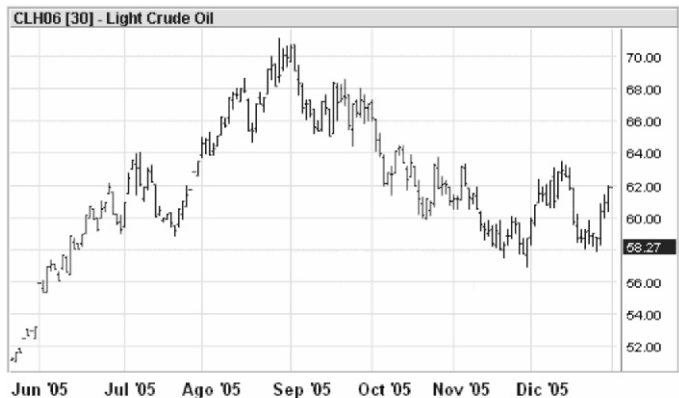
El precio del gas natural en el mercado internacional [4] a diciembre de 2005 es

de 11,2 U\$S/MMBTU, en baja, con tendencia a estabilizarse a valores próximos a los que había en el mercado, previo al huracán Katrina (7 U\$S/MMBTU). Con respecto al petróleo, el precio a diciembre de 2005 en el mercado internacional [4] es de 62 U\$S/bbl, tendiendo a un piso próximo a 60 U\$S/bbl. En la figuras siguientes se aprecia la evolución de los precios de ambos combustibles.



Cotizaciones del Gas Natural en el Mercado Internacional [4]

Cotizaciones del Petróleo en el Mercado Internacional [4]





## Competitividad Nuclear en la Argentina [5]

Con el objeto de determinar la competitividad de la energía nuclear frente a las tecnologías que queman combustibles fósiles, se desarrollaron tres escenarios. En el **escenario base** no es necesaria la sustitución del gas natural por combustibles líquidos.

En el **escenario 1** se contempló la utilización de combustibles líquidos para sustitución del gas natural. Se consideraron 4 casos con incrementos crecientes del 5, 10, 15 y 22 % en el empleo de Gas oil como combustible sustituto en los ciclos combinados y en las turbinas de

gas, e iguales porcentajes para empleo de Fuel oil como combustible sustituto en las turbinas de vapor.

En el **escenario 2** se contempló la importación de gas natural de Bolivia. Se consideraron 5 casos con valores crecientes en el precio del gas importado de: 3; 3,7; 4; 4,5 y 5 U\$/MMBTU.

### Escenario Base

Las tecnologías que se compararon en este trabajo son una central nuclear, un ciclo combinado, una turbina de gas y una turbina de vapor.

| Tipo de Central  | Potencia<br>[kWe] | Vida Útil<br>[años] | Combustible | Factor de Disponibilidad | Consumo Específico<br>[kcal/kWh] |
|------------------|-------------------|---------------------|-------------|--------------------------|----------------------------------|
| Central Nuclear  | 700               | 40                  | Uranio      | 0,90                     | 2676                             |
| Ciclo Combinado  | 800               | 20                  | Gas Natural | 0,85                     | 1600                             |
| Turbina de Gas   | 250               | 20                  | Gas Natural | 0,85                     | 2400                             |
| Turbina de Vapor | 300               | 20                  | Gas Natural | 0,85                     | 2400                             |

### Datos Técnicos de las Tecnologías Empleadas

| Tipo de Central  | Costo de Capital<br>[U\$/kWe] | Intereses Durante la Construcción (IDC)<br>[%] | Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento<br>[U\$/kW] |
|------------------|-------------------------------|--|---|
| Central Nuclear  | 1540                          | 23   | 70  |
| Ciclo Combinado  | 500                           | 5  | 27  |
| Turbina de Gas   | 350                           | 0  | 27  |
| Turbina de Vapor | 800                           | 5  | 40  |

### Datos Económicos de las Tecnologías Empleadas

Los datos técnicos empleados para las tecnologías comparadas y los datos económicos empleados para las tecnologías se indican en las tablas anteriores.

Los precios de los combustibles conside-

rados son los informados por CAMMESA [1] en su Programación Estacional Nov/Abr 06. El tipo de cambio empleado fue de 3,032 \$/U\$S [6] al 30/12/05. Los datos de los combustibles empleados [7] se indican en la tabla siguiente.

| Combustible | Unidad           | Precio por Unidad<br>[\$/unidad] | Poder Calorífico<br>[kCal/unidad] | Densidad<br>[kg/m <sup>3</sup> ] |
|-------------|------------------|----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
| Uranio      | kg               | 428,57                           | 151250000                         |                                  |
| Gas Natural | dam <sup>3</sup> | 140,75                           | 8400000                           |                                  |
| Fuel Oil    | t                | 1064,93                          | 9800000                           | 945                              |
| Gas Oil     | m <sup>3</sup>   | 1629,22                          | (*) 10400000                      | 825                              |

\* [kcal/t]

**Datos de los Combustibles Empleados [1]**

Fórmulas Empleadas \_\_\_\_\_

$$\text{Costo de Capital Ajustado} = \frac{\text{Costo de Capital}}{\text{Factor de Disponibilidad}}$$

Este ajuste se realiza para compensar las distintas disponibilidades de los equipos.

*Monto Intereses Durante la Construcción (Monto IDC) = Costo de Capital Ajustado \* IDC*

$$\text{Factor de Recuperación} = \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

*Cuota de Capital Anual = (Costo Capital Ajustado + Monto IDC) \* Factor de Recuperación*

*Costo Fijo Total Anual = Costo Fijo Anual O & M + Cuota de Capital Anual*

Bajo estas consideraciones los resultados obtenidos se observan en las tablas que siguen y en la figura se representa la

Curva de Competitividad con la Curva Monótona de Carga.

| Tipo de Central  | Costo del Capital Ajustado<br>[U\$/kW] | Costo del Capital Ajustado + IDC<br>[U\$/kW] | Cuota de Capital Anual<br>[U\$/kW] | Costo Fijo Total Anual<br>[U\$/kW] |
|------------------|--|--|------------------------------------|------------------------------------|
| Central Nuclear  | 1711                                   | 2105   | 215,22                             | 285,22                             |
| Ciclo Combinado  | 588                                    | 618  | 72,55                              | 99,55                              |
| Turbina de Gas   | 412                                    | 412  | 48,37                              | 75,37                              |
| Turbina de Vapor | 941                                    | 988  | 116,08                             | 156,08                             |

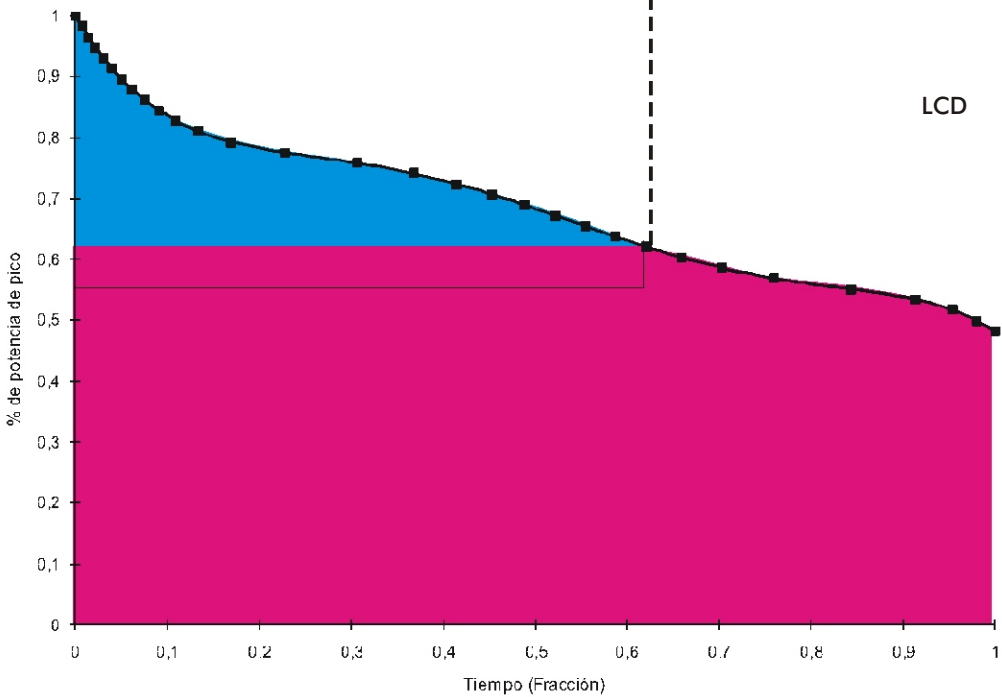
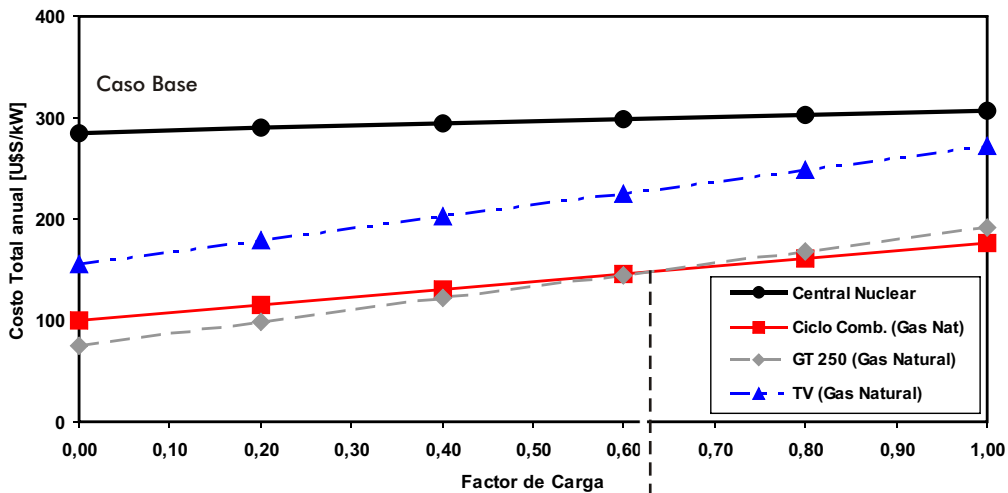
#### Resultados Escenario Base

| Tipo de Central  | Costo del Combustible<br>[U\$/MWh] |
|------------------|------------------------------------|
| Central Nuclear  | 2,50                               |
| Ciclo Combinado  | 8,82                               |
| Turbina de Gas   | 13,24                              |
| Turbina de Vapor | 13,24                              |

#### Costo Variable del Escenario Base

De los resultados obtenidos surge que con el precio del gas natural de origen local, no resulta competitiva la generación nuclear. Para este caso el mix óptimo de potencia que cubriría la

demanda para la energía entregada debería ser el 38,2 % de Turbinas de Gas para cubrir la punta de la demanda y un 61,8 % de Ciclos Combinados para cubrir la base de la demanda.



$$y = -10,108x^5 + 27,57x^4 - 27,345x^3 + 11,952x^2 - 2,5872x + 1,0002$$

Competitividad Escenario Base

## Escenario 1

Se consideraron 4 casos con incrementos crecientes del 5, 10, 15 y 22 % en el empleo de combustibles líquidos como sustitutos del gas natural. En cada uno de estos casos se consideró para el reemplazo, que la energía necesaria liberada en la combustión con gas natural (kcal) fuera igual a la energía

liberada en la combustión de los combustibles líquidos respectivos, y se tuvo en cuenta el aumento de costos en que se incurrió por el uso de dichos combustibles líquidos. En todos los casos planteados los costos fijos son idénticos. En la tabla siguiente se adjuntan los costos variables de cada caso.

| Tipo de Central  | Costo del Combustible [U\$\$/MWh] |               |               |               | Caso Base |
|------------------|-----------------------------------|---------------|---------------|---------------|-----------|
|                  | Caso 1<br>5%                      | Caso 2<br>10% | Caso 3<br>15% | Caso 4<br>22% |           |
| Central Nuclear  | 2,50                              | 2,50          | 2,50          | 2,50          | 2,50      |
| Ciclo Combinado  | 11,38                             | 15,27         | 19,15         | 24,59         | 8,82      |
| Turbina de Gas   | 17,08                             | 22,90         | 28,73         | 36,88         | 13,24     |
| Turbina de Vapor | 14,34                             | 17,44         | 20,53         | 24,86         | 13,24     |

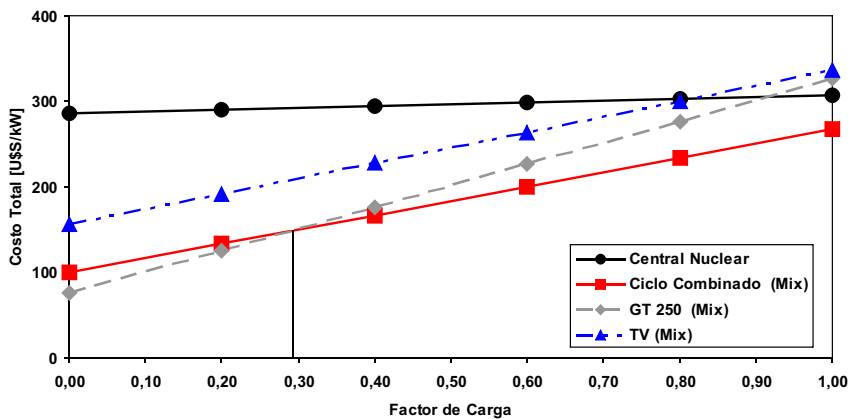
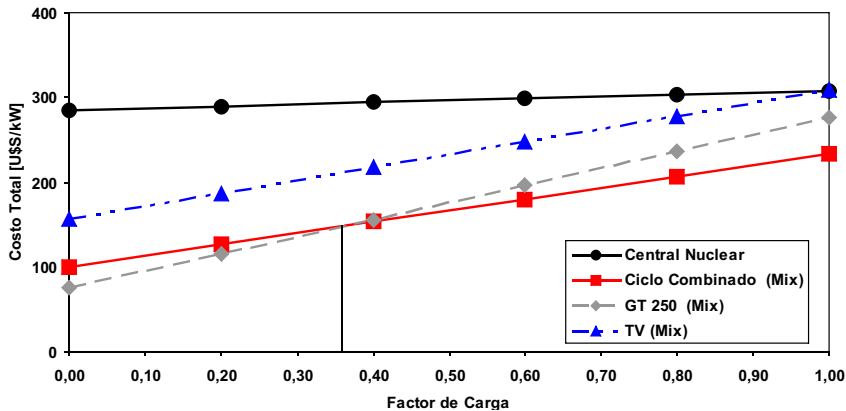
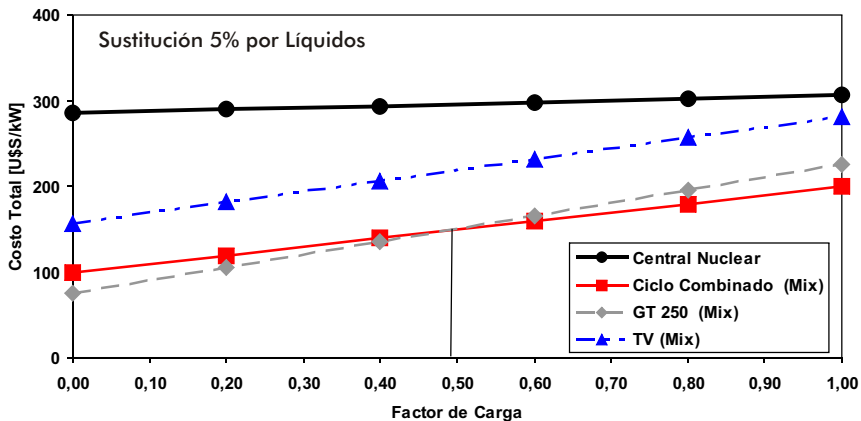
### Costo Variable de los 4 Casos del Escenario 1 y Caso Base

Bajo estas consideraciones los resultados obtenidos se observan en la figura siguiente para el 5, 10 y 15 % de reemplazo, donde se representa la Curva de Competitividad. En la figura que le sigue se muestran la curva de Competitividad y la curva Monótona de Carga para la sustitución del 22 % de gas natural por combustibles líquidos.

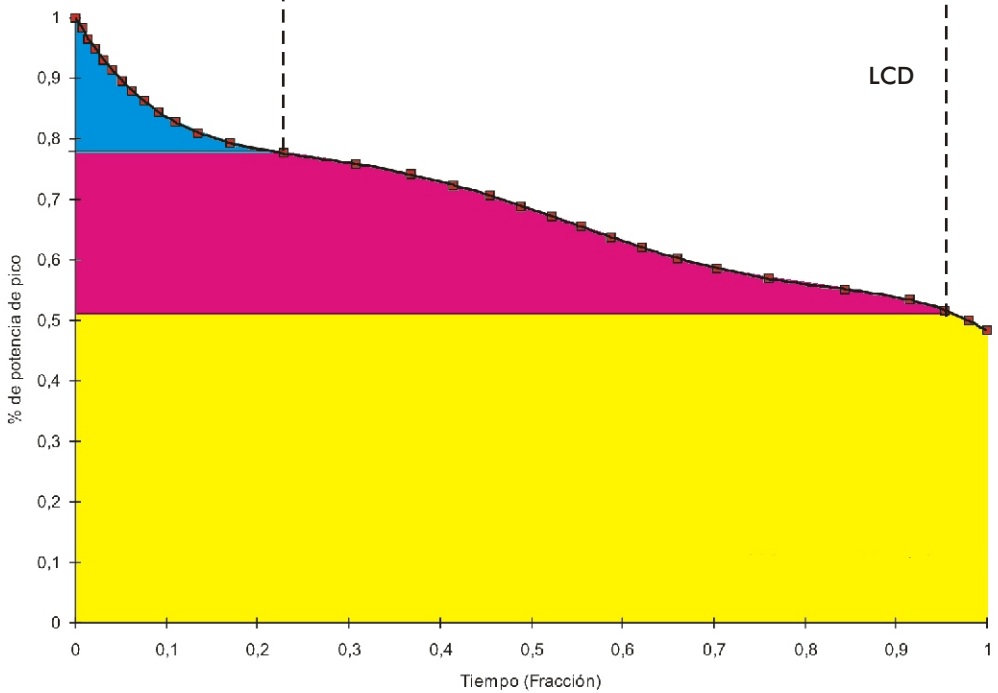
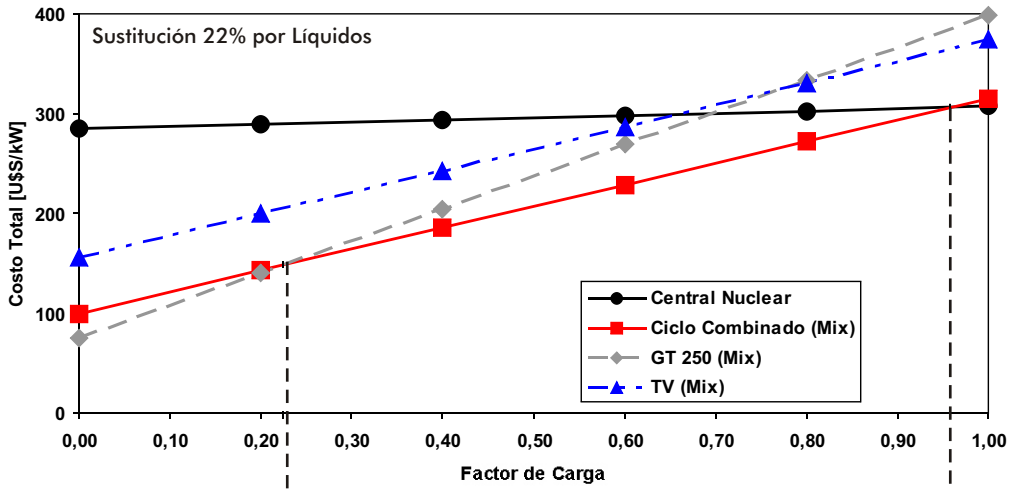
De los resultados obtenidos surge que la generación nuclear es competitiva cuando se sustituye el empleo de gas

natural por encima del 20 % de combustibles líquidos (escenario 1 caso 4). En el caso 1 el punto de corte se encuentra en el 48,5 %, en el caso 2 en el 36,2 % y en el caso 3 en el 28,8 % del factor de capacidad.

En el caso 4 se observan 2 puntos de corte uno al 22,5 % y el otro al 95,9 % del factor de capacidad. El primero entre la turbina de gas y el ciclo combinado, y el segundo entre el ciclo combinado y la central nuclear.



Competitividad Escenario 1 - Caso 1, 2 y 3



Competitividad Escenario 1 - Caso 4

| Tipo de Central  | Mix Óptimo de Potencia [%] |               |               |               |
|------------------|----------------------------|---------------|---------------|---------------|
|                  | Caso 1<br>5%               | Caso 2<br>10% | Caso 3<br>15% | Caso 4<br>22% |
| Central Nuclear  | 0                          | 0             | 0             | 51,3          |
| Ciclo Combinado  | 69,1                       | 74,3          | 76,3          | 26,3          |
| Turbina de Gas   | 30,9                       | 25,7          | 23,7          | 22,3          |
| Turbina de Vapor | 0                          | 0             | 0             | 0             |

#### Mix Óptimo de Potencia para cada Nivel de Reemplazo

En la tabla anterior se presentan las estructuras del Mix óptimo de potencia para cada caso.

#### Escenario 2

En este escenario se contempló la necesidad de importación de gas natural procedente de Bolivia. Se consideraron

5 casos con valores crecientes en el precio del gas importado desde 3 a 5 U\$\$/MMBTU para las 3 máquinas térmicas consideradas en el caso base. En todos los casos planteados los costos fijos son idénticos a los del caso base. En la tabla siguiente se adjuntan los costos variables de cada caso.

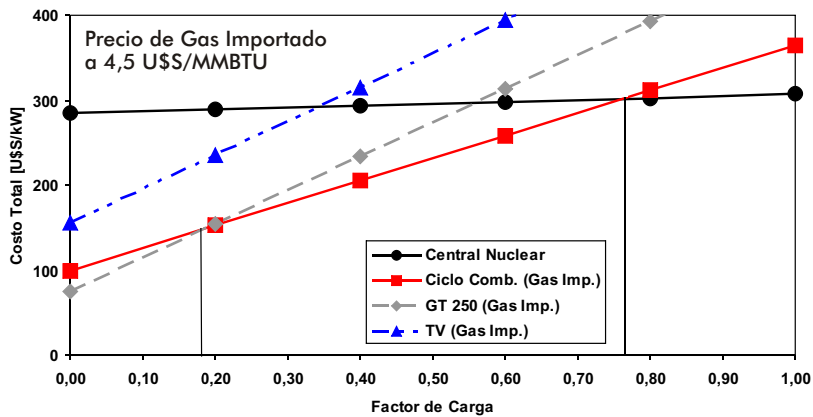
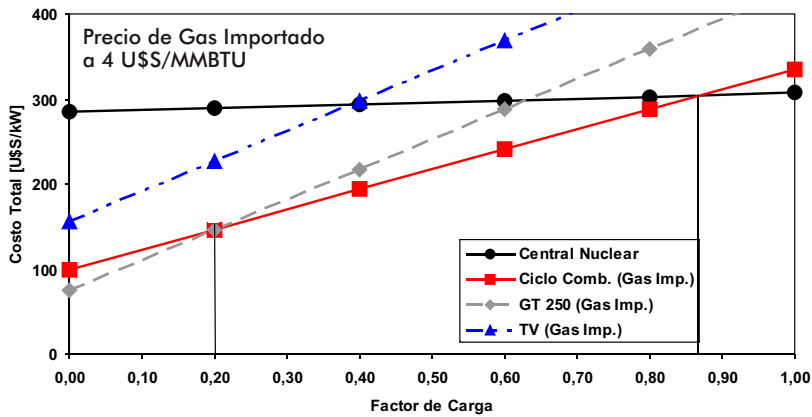
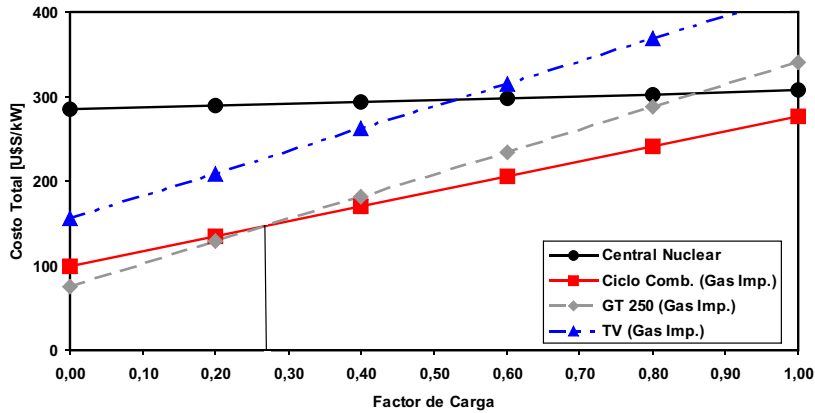
| Tipo de Central  | Costo del Combustible [U\$\$/MWh]           |   |   |   |   | Caso Base |
|------------------|---|---|---|---|---|-----------|
|                  | Caso 1<br>Gas<br>Importado<br>3 U\$\$/MMBTU | Caso 2<br>Gas<br>Importado<br>3,7 U\$\$/MMBTU | Caso 3<br>Gas<br>Importado<br>4 U\$\$/MMBTU | Caso 4<br>Gas<br>Importado<br>4,5 U\$\$/MMBTU | Caso 5<br>Gas<br>Importado<br>5 U\$\$/MMBTU |           |
| Central Nuclear  | 2,50  | 2,50  | 2,50  | 2,50  | 2,50  | 2,50      |
| Ciclo Combinado  | 20,18                                       | 24,89   | 26,90                                       | 30,27   | 33,63                                       | 8,82      |
| Turbina de Gas   | 30,27                                       | 37,33   | 40,36                                       | 45,40   | 50,44                                       | 13,24     |
| Turbina de Vapor | 30,27                                       | 37,33   | 40,36                                       | 45,40   | 50,44                                       | 13,24     |

#### Costo Variable de los 5 Casos del Escenario 2

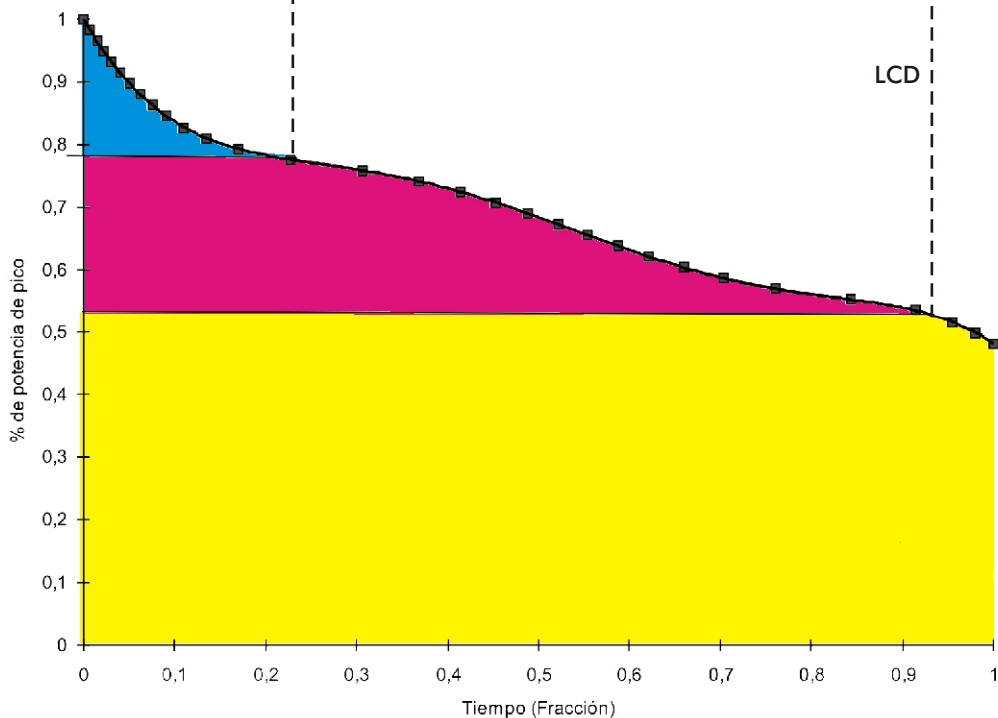
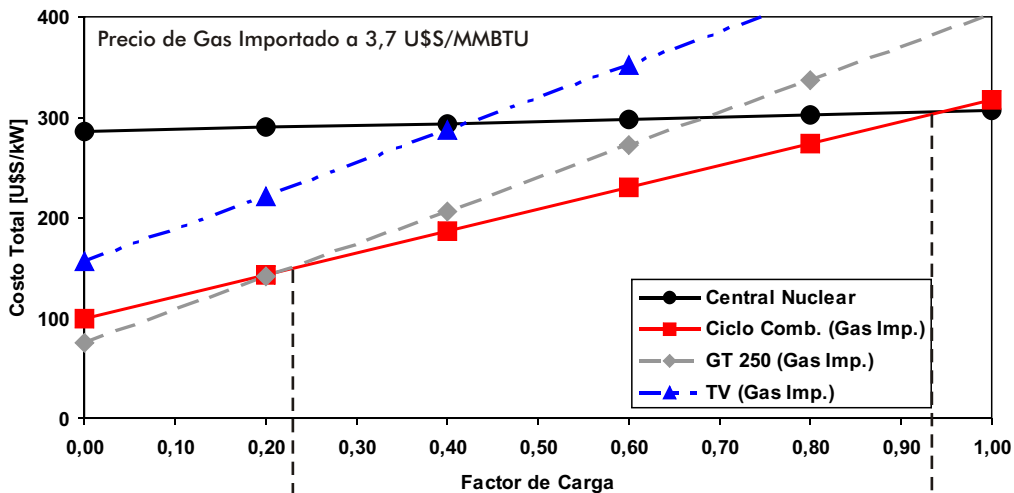
Bajo estas consideraciones los resultados obtenidos se observan en la figura siguiente para los precios de gas importado de 3, 4, 4,5 y 5 U\$\$/MMBTU donde se representa la Curva de

Competitividad. En la figura que le sigue para un precio de gas importado de 3,7 U\$\$/MMBTU se representa la curva de Competitividad y la curva Monótona de Carga.



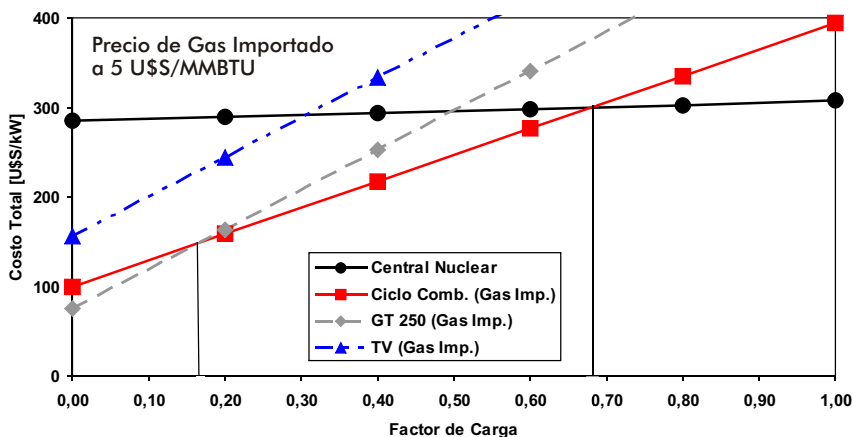


Competitividad Escenario 2 - Caso 1, 3, 4



$$y = -10,108x^5 + 27,57x^4 - 27,345x^3 + 11,952x^2 - 2,5872x + 1,0002$$

Competitividad Escenario 2 - Caso 2



### Competitividad Escenario 2 - Caso 5

De los resultados obtenidos surge que la generación nuclear resultaría competitiva a partir de un costo del gas natural importado de 3,7 U\$\$/MMBTU (escenario 2 caso 2).

En el caso 1 el punto de corte se encuentra en el 27,4 % del factor de carga. A partir del caso 2 hasta el caso 5 se observan 2 puntos de corte. En el caso 2

están en el 22,2 % y en el 94,7 % del factor de carga. En el caso 3 uno al 20,5 % y el otro al 86,8 %. En el caso 4 uno al 18,2 % y el otro al 76,3 %. Finalmente en el caso 5 el primero al 16,4 % y el otro al 68,1 % del factor de carga.

En la tabla siguiente se presentan las estructuras del Mix óptimo de potencia para cada caso.

| Tipo de Central  | Mix Óptimo de Potencia [%]                  |   |   |   |   |
|------------------|---|---|---|---|---|
|                  | Caso 1<br>Gas<br>Importado<br>3 U\$\$/MMBTU | Caso 2<br>Gas<br>Importado<br>3,7 U\$\$/MMBTU | Caso 3<br>Gas<br>Importado<br>4 U\$\$/MMBTU | Caso 4<br>Gas<br>Importado<br>4,5 U\$\$/MMBTU | Caso 5<br>Gas<br>Importado<br>5 U\$\$/MMBTU |
| Central Nuclear  | 0   | 52,0  | 54,6  | 56,8  | 59,4  |
| Ciclo Combinado  | 76,6  | 25,7  | 23,5  | 22,1  | 20,1  |
| Turbina de Gas   | 23,4  | 22,3  | 21,9  | 21,1  | 20,5  |
| Turbina de Vapor | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   |

### Mix Óptimo de Potencia Demandada para Distintos Precios de Gas Importado

En este trabajo no se tuvo en cuenta la generación hidráulica instalada y la capacidad posible a instalar en un futuro. Las centrales nucleares y aproximadamente el 37 % de la generación hidráulica se utilizan para cubrir la demanda de base. El resto de la generación hidráulica se emplea para hacer frente a la demanda de punta.

Si bien de acuerdo con las figuras de Competitividad Escenario 1 - Caso 4 y Competitividad Escenario 2 - Caso 2 podría interpretarse que la generación nuclear debería cubrir todo el rango correspondiente a la generación de base, debe tenerse en cuenta lo indicado en los párrafos precedentes. Al respecto la generación hidráulica en 2005 fue de 29277,5 GWh [1], lo que representa el 36,3 % de la generación total anual.

Asumiendo un resultado similar (52 %) para el escenario 1 - caso 4 (sustitución por el 22 % con líquidos) y del escenario 2- caso 2 (precio del gas natural importado 3,7 U\$/MMBTU) y considerando que en promedio, aproximadamente el 15 % de la generación que se emplea en la base es hidráulica[1], resulta que es económicamente rentable una potencia nuclear instalada del orden del 37 % para ambos casos (diferencia entre 52 % y el 15 % hidráulico de base), frente al 4,2 % actual. Porcentaje que quedaría acotado por la oferta de futuros proyectos hidráulicos.

Las importaciones de Bolivia fueron de

4,5 MM m<sup>3</sup>/día de gas natural en 2005 y el precio en diciembre de 2005 fue 3,18 U\$/MMBTU. Teniendo en cuenta el aporte energético de cada combustible líquido (en calorías), se calculó para el año 2005, el volumen equivalente de gas natural reemplazado por los combustibles líquidos para hacer funcionar las usinas en dicho año. Este cálculo dio como resultado que el costo en que se incurrió por el uso de combustibles líquidos es equivalente a haber utilizado, de contarlos disponible para todo el abastecimiento, un gas natural con un costo equivalente a 241,72 \$/dam<sup>3</sup> (2,26 U\$/MMBTU). Con los combustibles considerados al precio local de acuerdo a las programaciones estacionales de CAMMESA.

Si se mantuviera el crecimiento del consumo de energía eléctrica este incremento llevaría a la necesidad de mayores importaciones desde Bolivia, con posibilidades de que se incremente el precio y se supere el límite de corte calculado precedentemente de 3,7 U\$/MMBTU, a partir del cual la generación nucleoelectrónica es competitiva.

Para los años 2006/2007 de acuerdo con el Plan de Gestión del gobierno, las importaciones de Bolivia serán de 7,5 MM m<sup>3</sup>/día de gas natural, según el incremento acordado de 3 MM m<sup>3</sup>/día, adicionales a los 4,5 MM m<sup>3</sup>/día que ya importa Argentina.

## Costo de Generación en Función del Factor de Carga

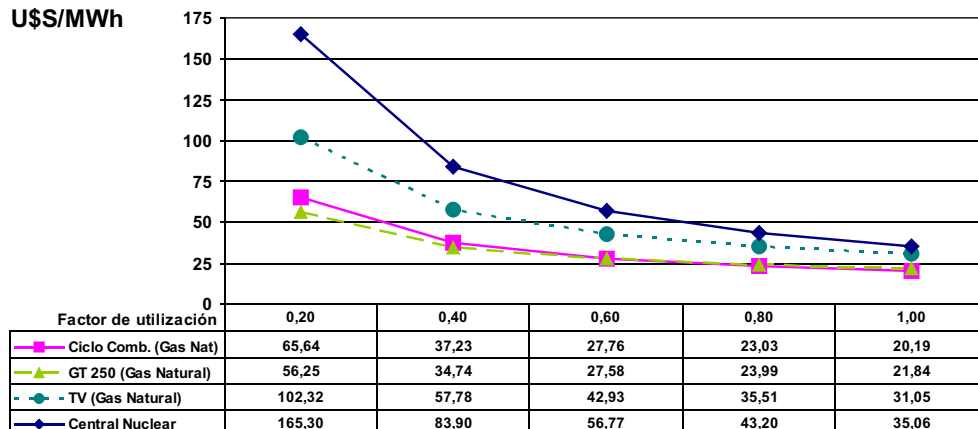
A los efectos de evaluar como varía el costo de generación para el caso base y los dos escenarios donde la tecnología nuclear comienza a ser competitiva frente a las tecnologías térmicas fósiles (Escenario 1 - Caso 4 y Escenario 2 - Caso 2); se representó el costo de

generación en función del factor de carga. (Ver figuras siguientes).

En el Caso Base se observa que las tecnologías turbinas de gas y ciclos combinados son las de menor costo de generación para todo factor de carga.

### Caso Base

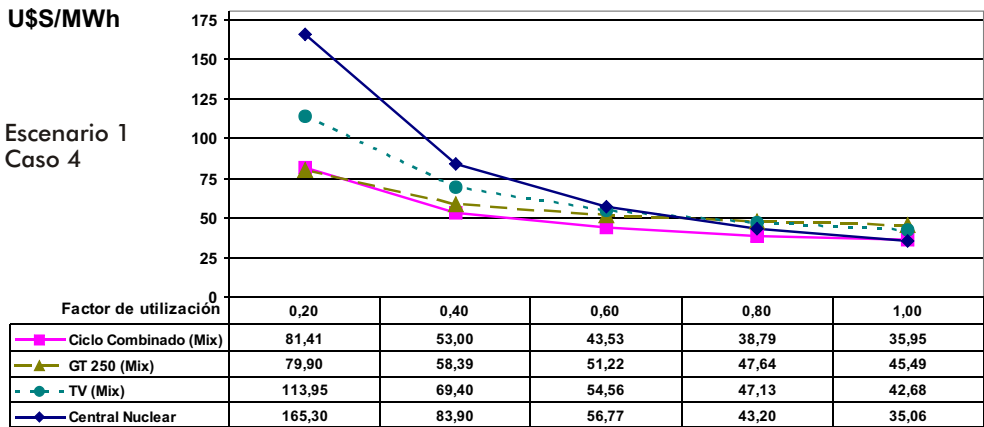
U\$\$/MWh



### Costo de Generación en Función del Factor de Carga

En el Escenario 1 Caso 4 donde se sustituye gas natural por encima del 20 % por combustibles líquidos, se observa que las tecnologías turbinas de gas y ciclos combinados son las de menor

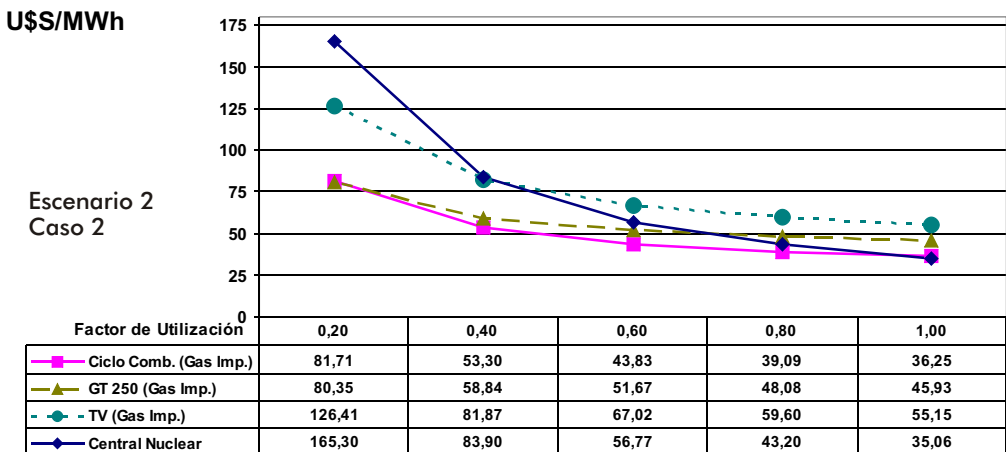
costo de generación para valores bajos de factor de carga, mientras que la tecnología nuclear resulta más conveniente a partir del 95 % del factor de carga.



Costo de Generación en Función del Factor de Carga

En el Escenario 2 Caso 2 donde se utiliza gas natural importado de Bolivia a un precio de 3,7 U\$S/MMBTU, se observa que las tecnologías turbinas de gas y ciclos combinados son las de menor

costo de generación para valores bajos de factor de carga, mientras que la tecnología nuclear nuevamente resulta más conveniente a partir del 95 % del factor de carga.



Costo de Generación en Función del Factor de Carga

## Conclusiones

La disminución en las inversiones en los sectores de exploración y explotación ha provocado una disminución de la disponibilidad de gas natural, por lo cual se recurrió a su importación desde Bolivia y Fuel oil de Venezuela, y a la sustitución de gas natural por combustibles líquidos. En este sentido, cabe agregar también que se espera una adecuación de los precios internos del gas, debido a que el gas proveniente de Bolivia tendrá un precio superior al actual, incrementado en función de las decisiones políticas adoptadas por el nuevo presidente del país vecino. Esto de alguna manera deberá verse reflejado en los precios internos que seguramente tendrán una tendencia al alza.

De los resultados de este trabajo surge que:

- o La generación nuclear resultaría competitiva a partir de una sustitución superior al 22 % del gas natural por combustibles líquidos (Escenario 1 caso 4)

En este escenario la opción nuclear tendría un margen de expansión que va desde el 4,2 % actual al 37 % de potencia instalada (diferencia entre 52 % y el 15 % hidráulico de base). El porcentaje de participación real dentro de este rango, quedaría acotado por la oferta de futuros proyectos hidráulicos.

- o La generación nuclear resultaría competitiva a partir de un costo del

gas natural importado de Bolivia con contratos superiores a 3,7 U\$S/MM BTU (Escenario 2 caso 2).

La opción nuclear tendría un margen de expansión que va desde el 4,2 % actual al 37 % de potencia instalada (diferencia entre 52 % y el 15 % hidráulico de base). El porcentaje de participación real dentro de este rango, quedaría acotado por la potencia a instalar ofertada por futuros proyectos hidráulicos.

Desde el punto de vista económico-financiero, por los resultados expuestos, y de acuerdo con la metodología utilizada en este trabajo, se puede concluir que habría que comenzar a la brevedad los estudios de factibilidad de una nueva central nuclear ya que su construcción demanda del orden de 5 años.

El incremento del uso de la energía nuclear para generación de electricidad reduciría la dependencia de la importación de combustibles fósiles. En la actualidad los valores de mercado de estos combustibles se ven afectados por los cambios políticos en la región, lo que produce una mayor incertidumbre a futuro.

Tanto la tecnología nuclear como la hidráulica tienen como valor agregado el ser tecnologías que mitigan las emisiones de gases de efecto invernadero. Este beneficio no fue considerado en estos escenarios. Además, hay que tener

en cuenta que un aumento de la participación nuclear en el sistema, le confiere una mayor estabilidad desde el punto de vista técnico y de precios.

Por todo lo expuesto, Argentina debería

replantearse su política energética partiendo de la nueva coyuntura regional, que tiende a unificar los precios de los recursos energéticos en el ámbito de América del Sur.

## Referencias

- [1] CAMMESA. <http://memnef2.cammesa.com/>
- [2] Technical Reports Series N° 241. Expansion Planning for Electrical Generating Systems. International Atomic Energy Agency.
- [3] Ministerio de Economía y Producción. Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).
- [4] <http://www.futuresource.com>
- [5] "Alternativas de expansión del sistema eléctrico Argentino", Informe Técnico N° 107. CNEA.C.RCN.ITE.107, Bs. As. Argentina Francisco Carlos Rey, Gustavo Anbinder. (1998).
- [6] Banco Central de la República Argentina 30/12/05.
- [7] Secretaría de Energía Res. SE 1467/05.