

República Argentina



Análisis de la Competitividad Nuclear en el Nuevo Escenario Energético de la República Argentina.

Florencia Precensio Deck; Jorge H. Giubergia; Norberto R. Coppari; Diego J. Maur

*Simposio LAS - ANS
Comisión Nacional de Energía Atómica
Buenos Aires – Argentina
(26 de Junio 2006)*

Objetivo

Evaluar la competitividad nuclear en la expansión del parque de generación eléctrica de la República Argentina en el período 2004 – 2025, analizando nuevos escenarios de precios y disponibilidad de los recursos fósiles.

Consideraciones

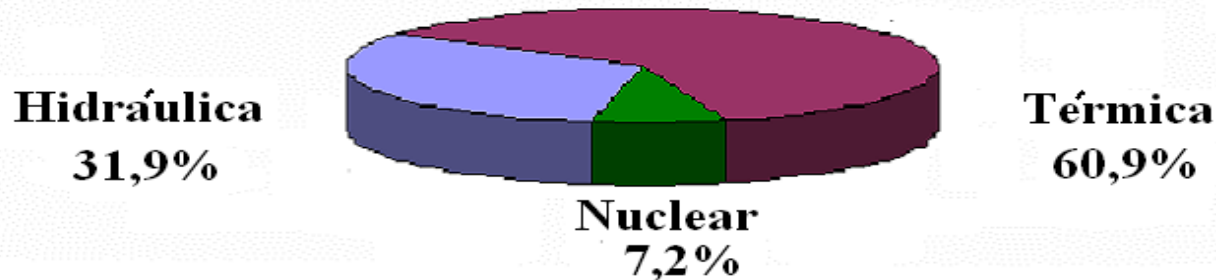
- Este estudio fue realizado entre los meses de febrero y junio de 2006 y se consideró el año 2004 como base, simulándose el período 2004-2025.
- Se empleó el programa MESSAGE promovido por IAEA. La desagregación de las demandas de electricidad y gas en los sectores de consumo.
- La provisión de gas está garantizada en el sector Residencial/Comercial. La capacidad de transporte del año 2004 (120 MMm³/día) fue superada durante el invierno.
- Se quemaron combustibles líquidos en el sector industrial y en plantas de generación eléctrica durante el año 2005.

Consideraciones

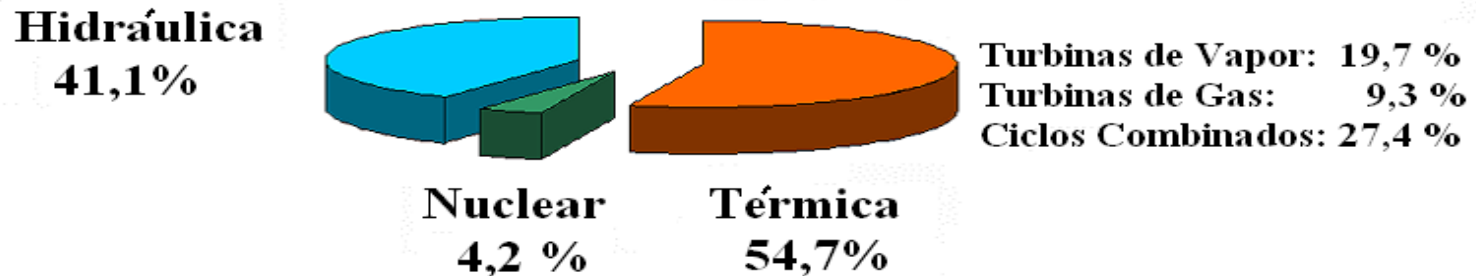
- Se importó gas de Bolivia y fuel oil de Venezuela en el año 2005, pagándose precios regionales mayores a los del mercado local.
- Plan de gestión del gobierno para el período 2004-2008.
- En el año 2006 se vinculó eléctricamente el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP).
- Se limitó la inserción de centrales nucleares a las posibilidades operativas de nuestro país.
- Se consideró el aumento de precios en los combustibles fósiles.

Generación Eléctrica Capacidad Instalada

Generación Eléctrica - MEM - 2005

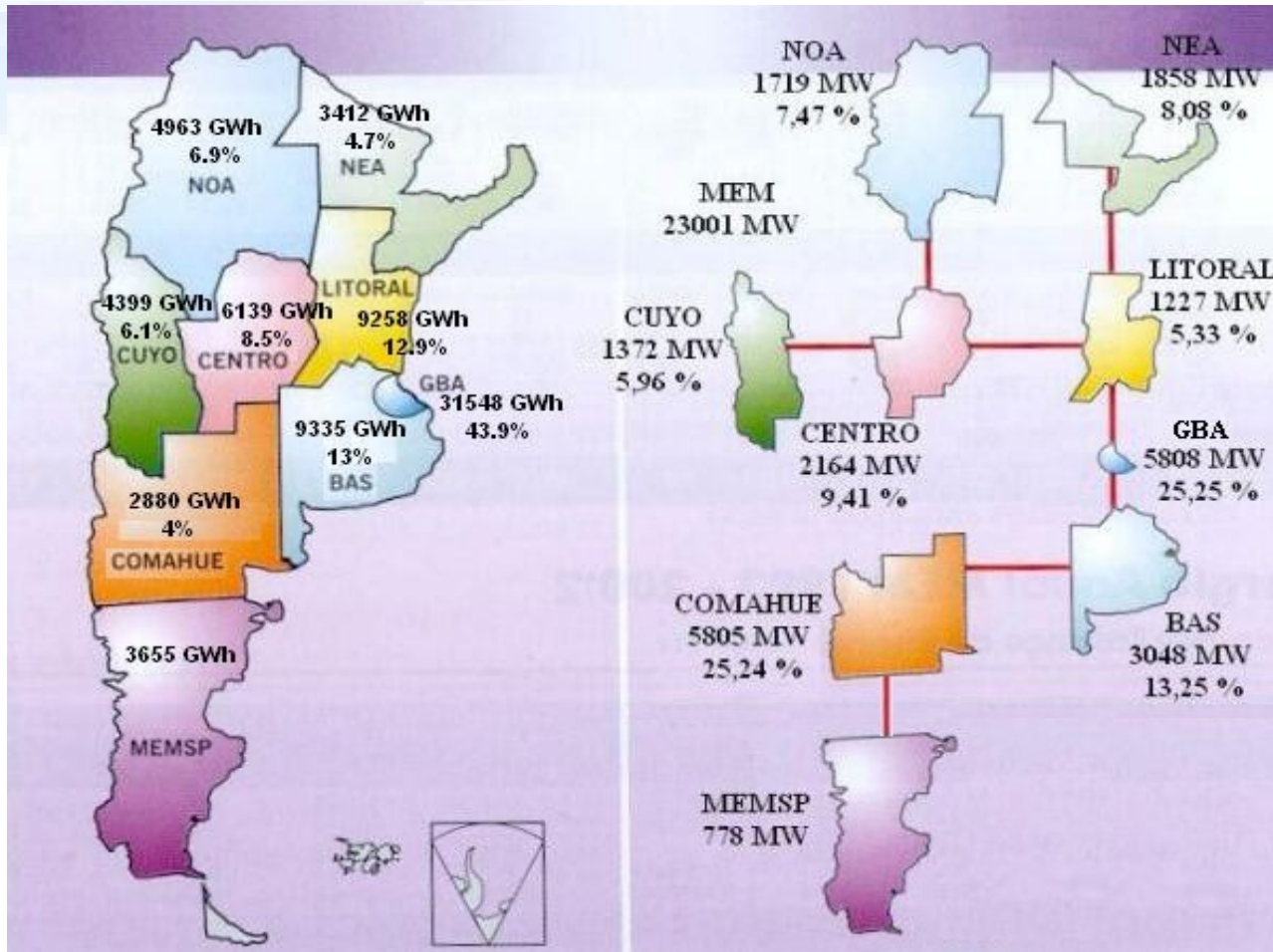


Capacidad Instalada - MEM - 2005



El Sistema de Generación eléctrica de Argentina es fuertemente dependiente del quemado de Gas Natural. Este combustible es empleado por el 90 % de las plantas de generación térmica.

Regiones Eléctricas



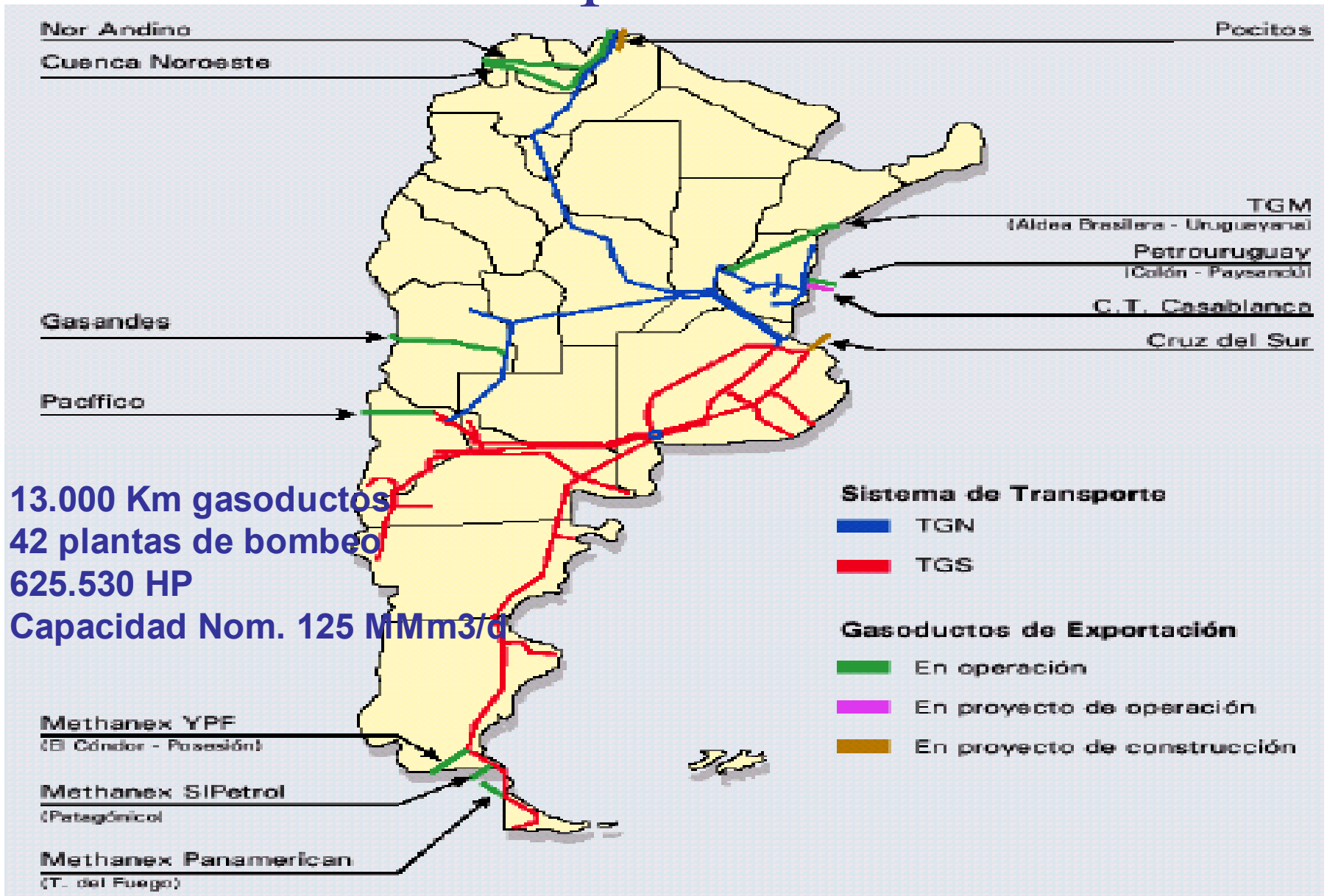


Distribución Geográfica de Centrales de Generación Eléctrica

Margen de Reserva

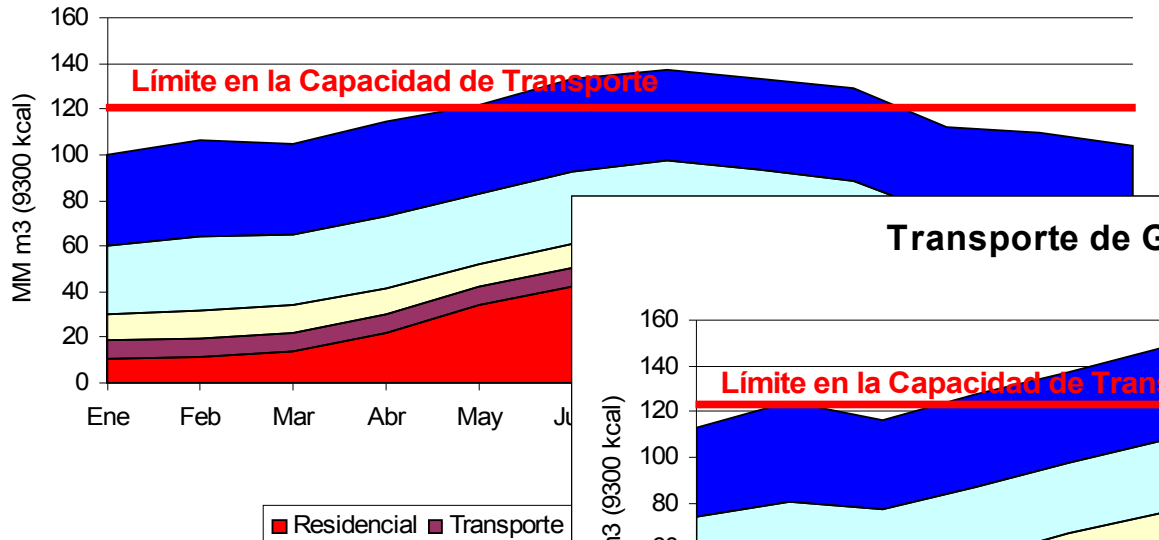
Se debe aclarar que el Parque Argentino de Generación Eléctrica debe poseer una capacidad en exceso, por encima de la máxima demanda de punta, debido a que se deben prever los ciclos hidrológicos que limitan la generación hidráulica, la indisponibilidad del parque térmico, las obligatorias salidas periódicas por mantenimiento del parque nuclear y los problemas en el suministro de gas natural, sumado a que Argentina posee una gran superficie geográfica que requiere extensas líneas de transporte.

Redes de Transporte de Gas Natural

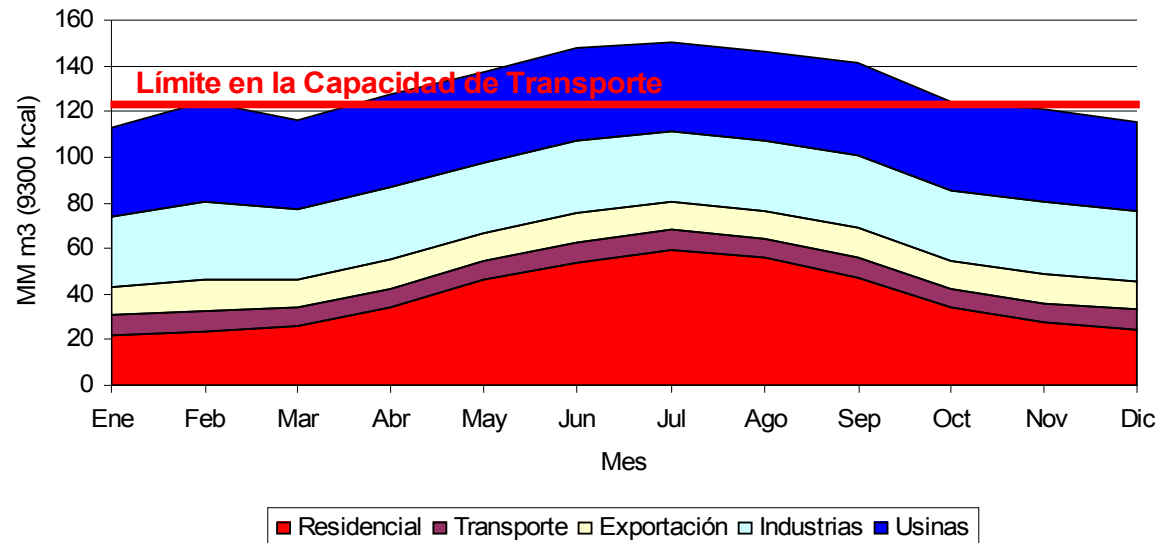


Demanda de Gas Natural

Transporte de Gas Natural - 2004



Transporte de Gas Natural - 2005

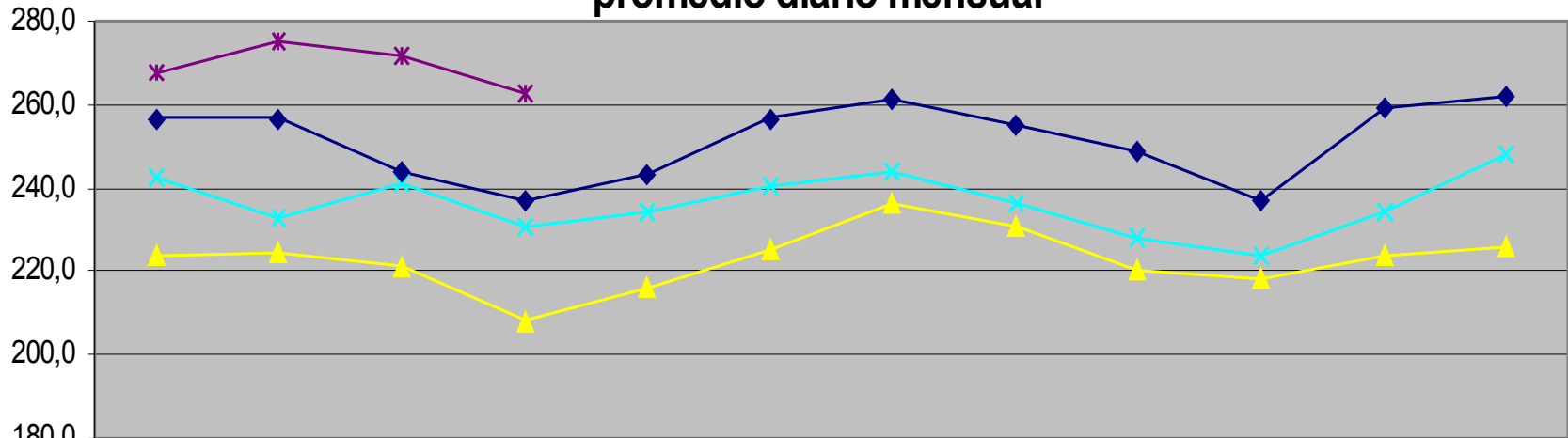


Generación Eléctrica

**Generación neta para cubrir demanda
promedio diario mensual**



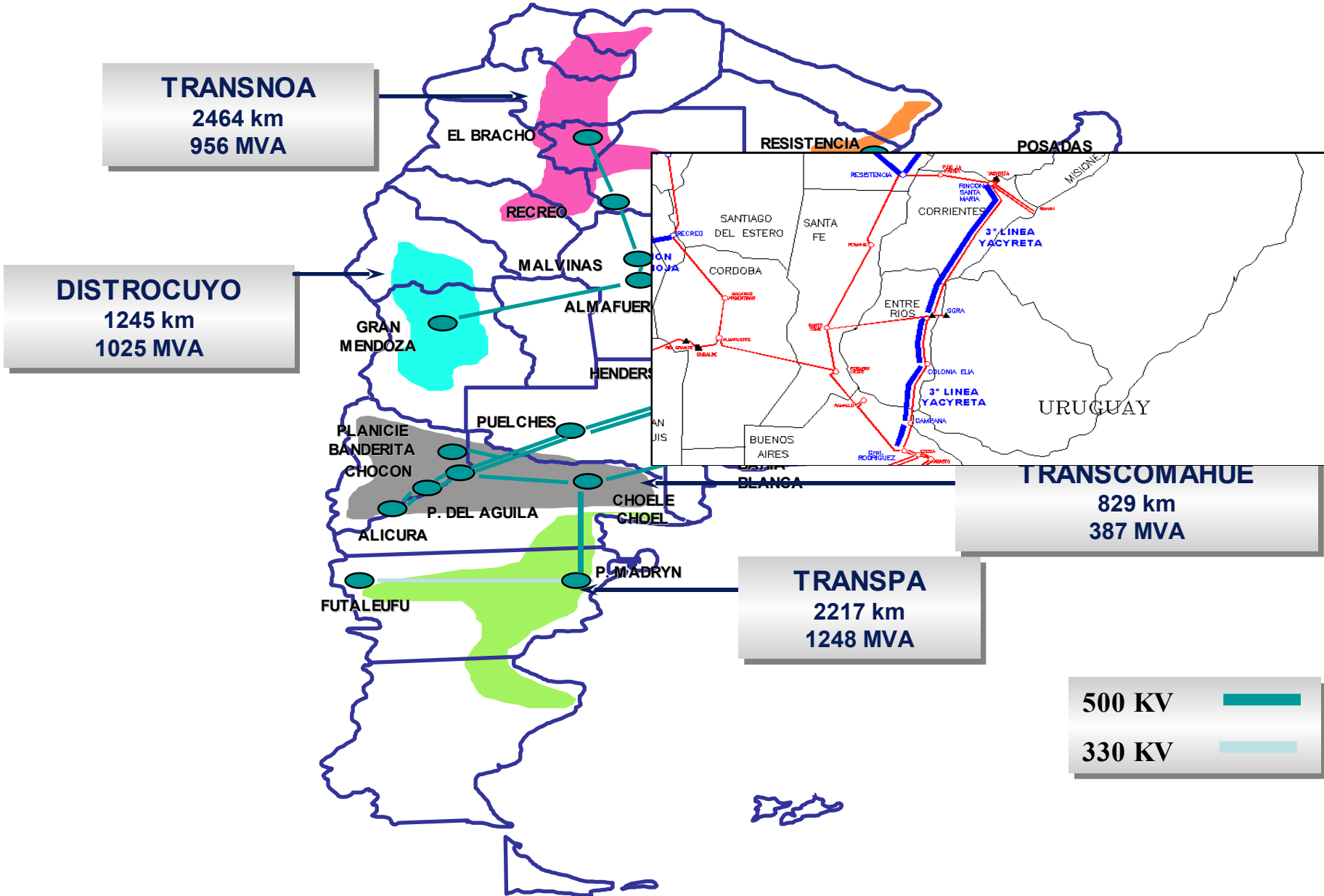
GWh/día



	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sept	Oct	Nov	Dic
▲ 2003	224,0	224,1	221,1	207,8	216,1	224,8	236,3	230,6	220,6	218,2	223,7	225,7
× 2004	242,8	232,6	241,0	230,8	234,4	240,3	244,1	236,0	227,9	224,0	234,1	248,1
◆ 2005	256,1	256,3	244,1	236,7	243,0	256,2	261,0	254,9	248,8	237,3	259,1	261,6
* 2006	267,6	275,0	271,4	262,5								

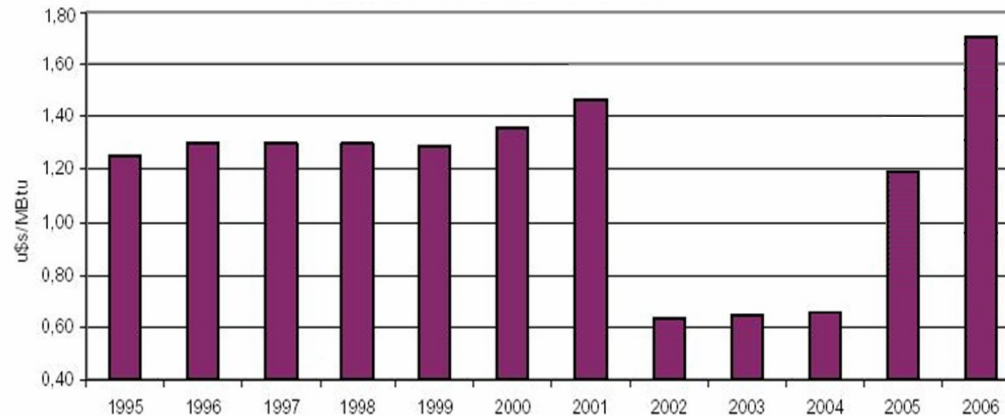


Redes de Transmisión Eléctrica



Precios de combustibles

Precio Promedio del Gas Natural en Boca de Pozo



Paridad Cambiaria: 1\$ = 1 U\$S

Paridad Cambiaria: 3\$ = 1 U\$S

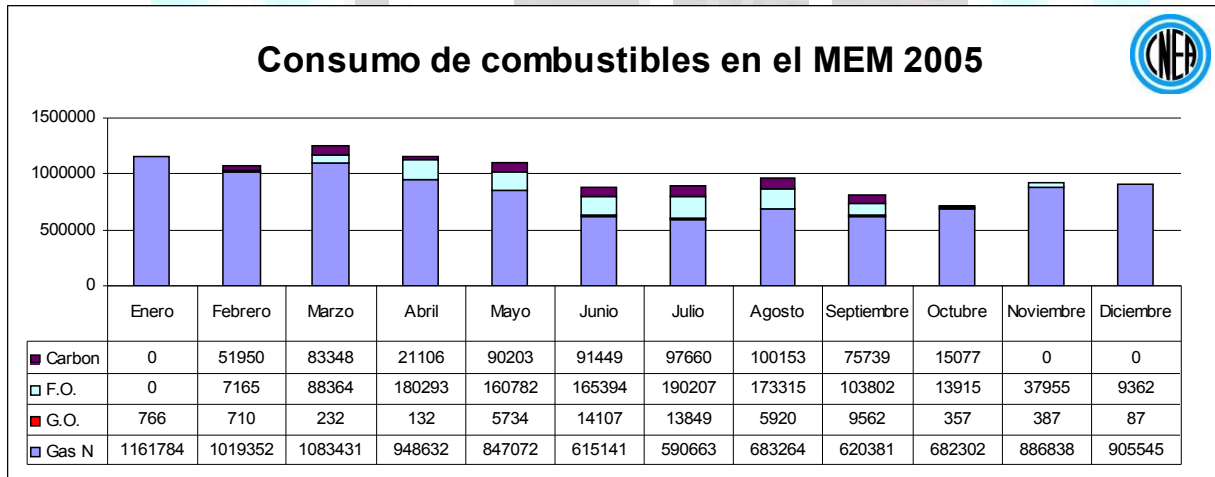
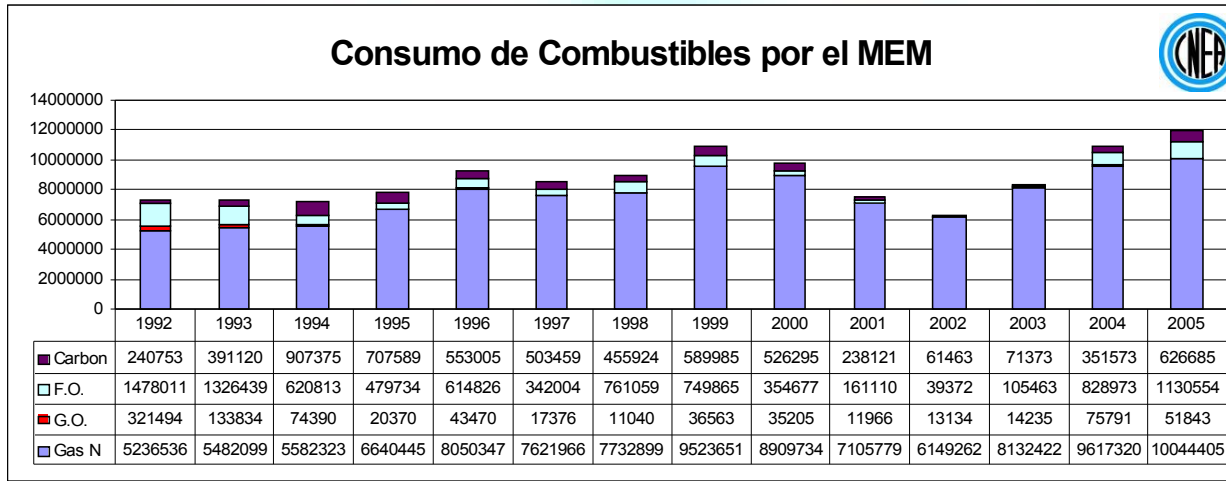
Considerando precios relativos y asignando al gas natural local el valor de 1, los otros combustibles :

Fuel oil = 6 – 7

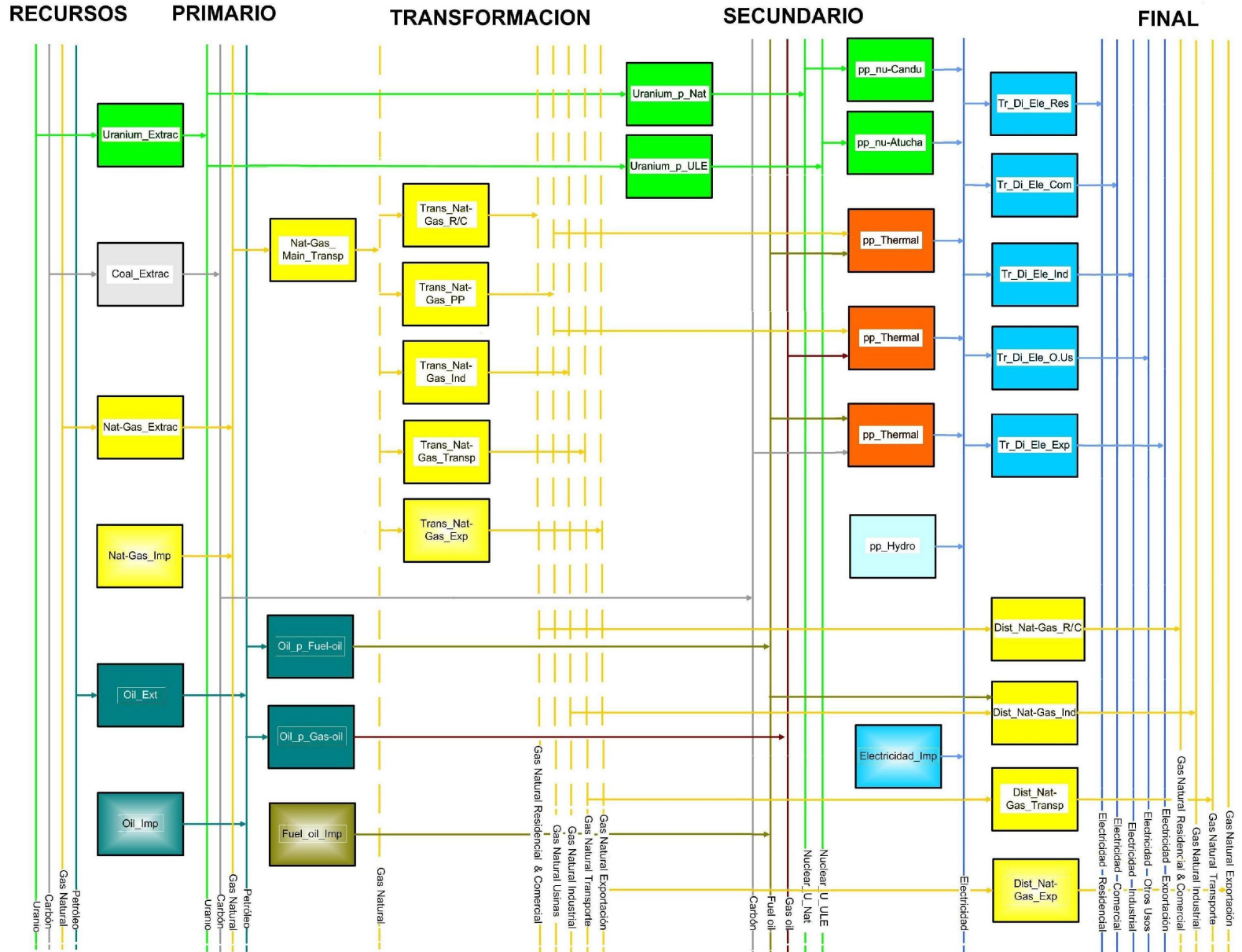
Gas oil = 10 – 12

Gas Natural de Bolivia = 1,9 (3.2 U\$S/MM BTU)

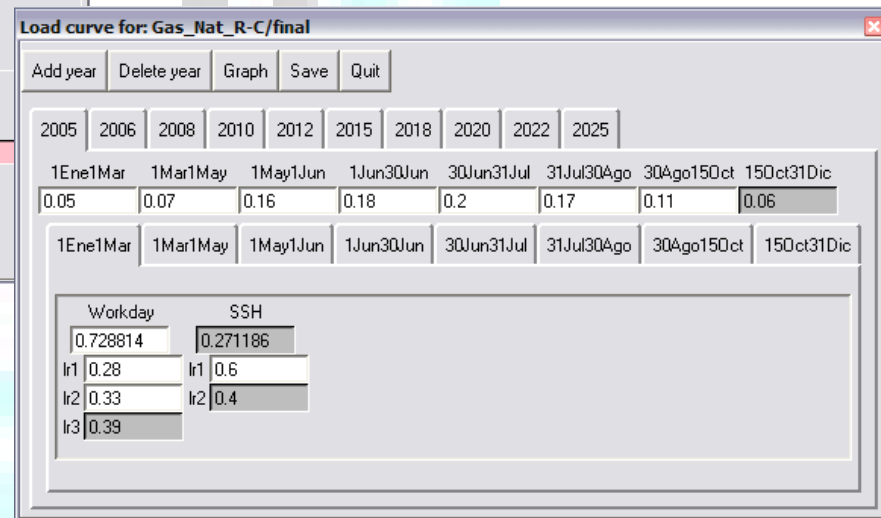
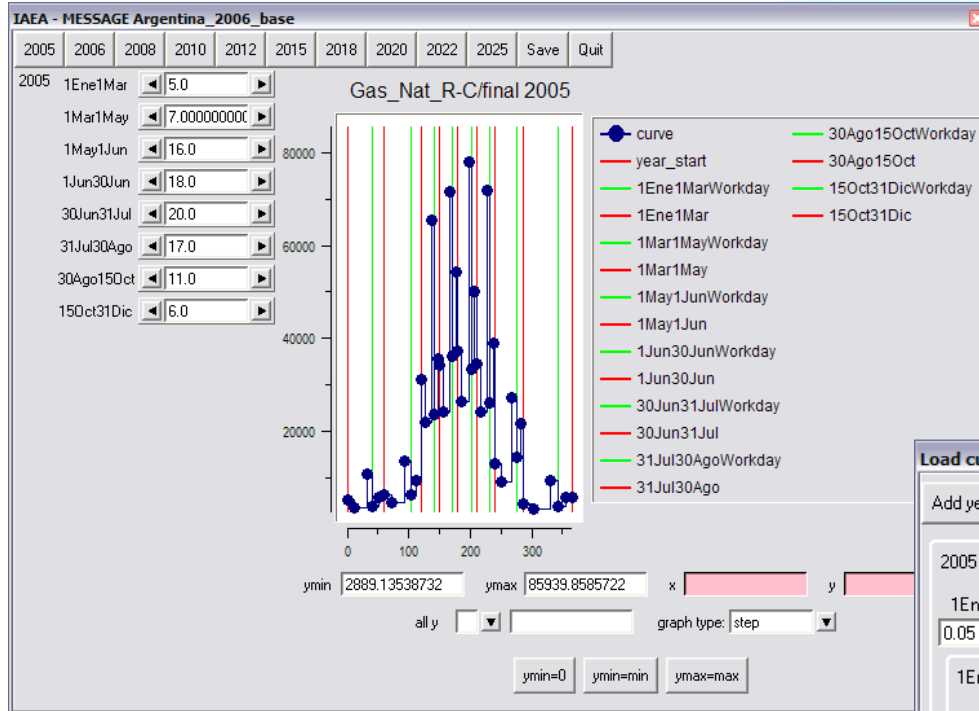
Consumo de combustibles



Modelización

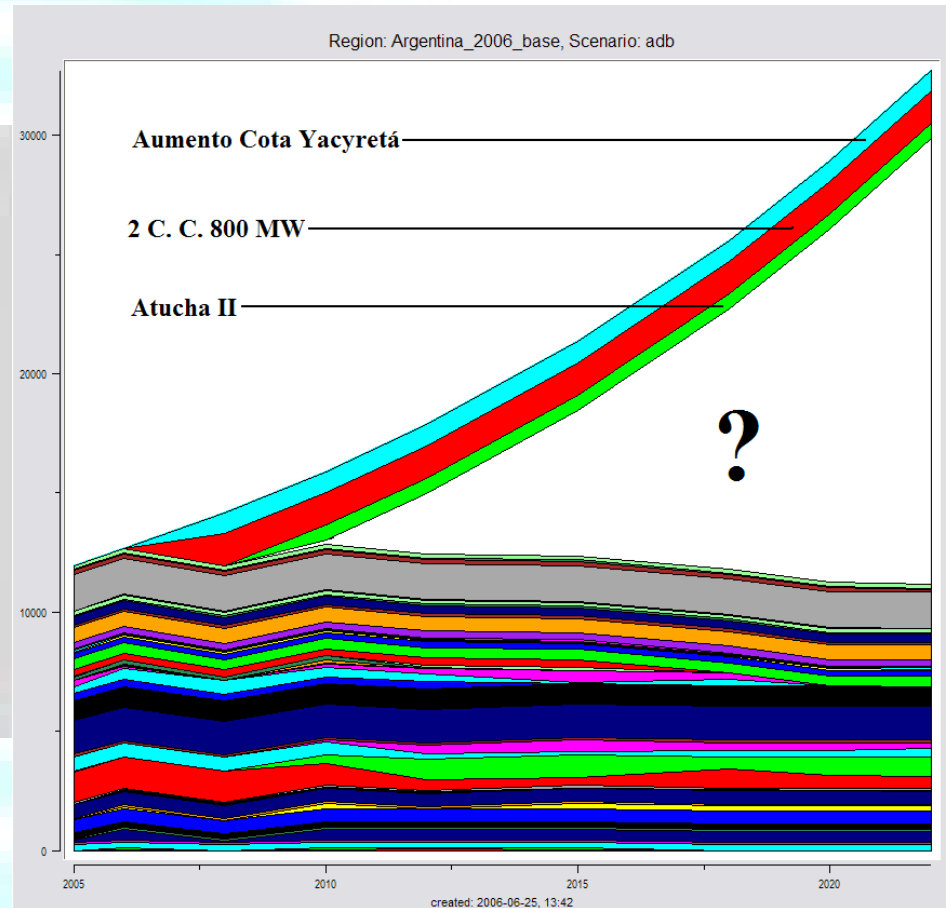


Modelización



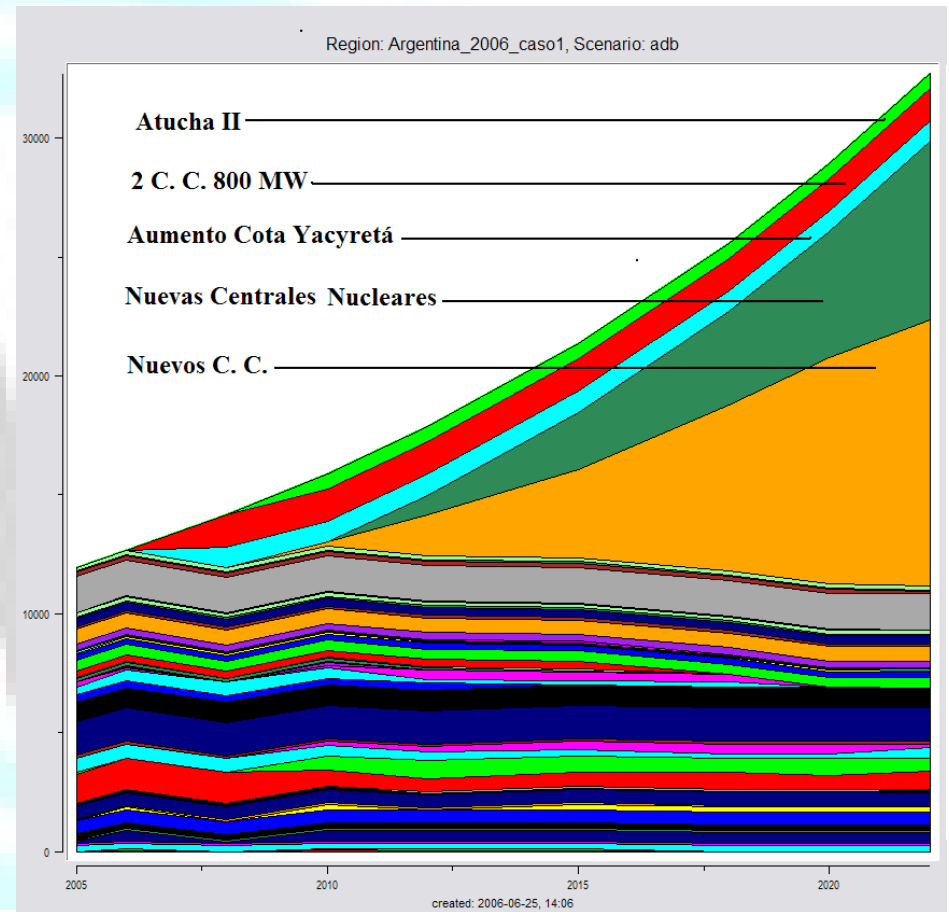
Escenarios - Resultados

- **Escenario base:** Corresponde a la simulación de la expansión del parque eléctrico argentino, contemplando:
 - Plan de gestión del gobierno.
 - Eliminación de las máquinas térmicas desmanteladas o fuera de servicio, del parque de generación.
 - Restricción en la capacidad de transporte de las líneas de transmisión eléctrica.
 - Restricción en la capacidad de transporte de gas natural.
 - Indisponibilidad térmica.
 - Desagregación de las demandas de gas natural y electricidad por sector de consumo.
 - Importación de electricidad.



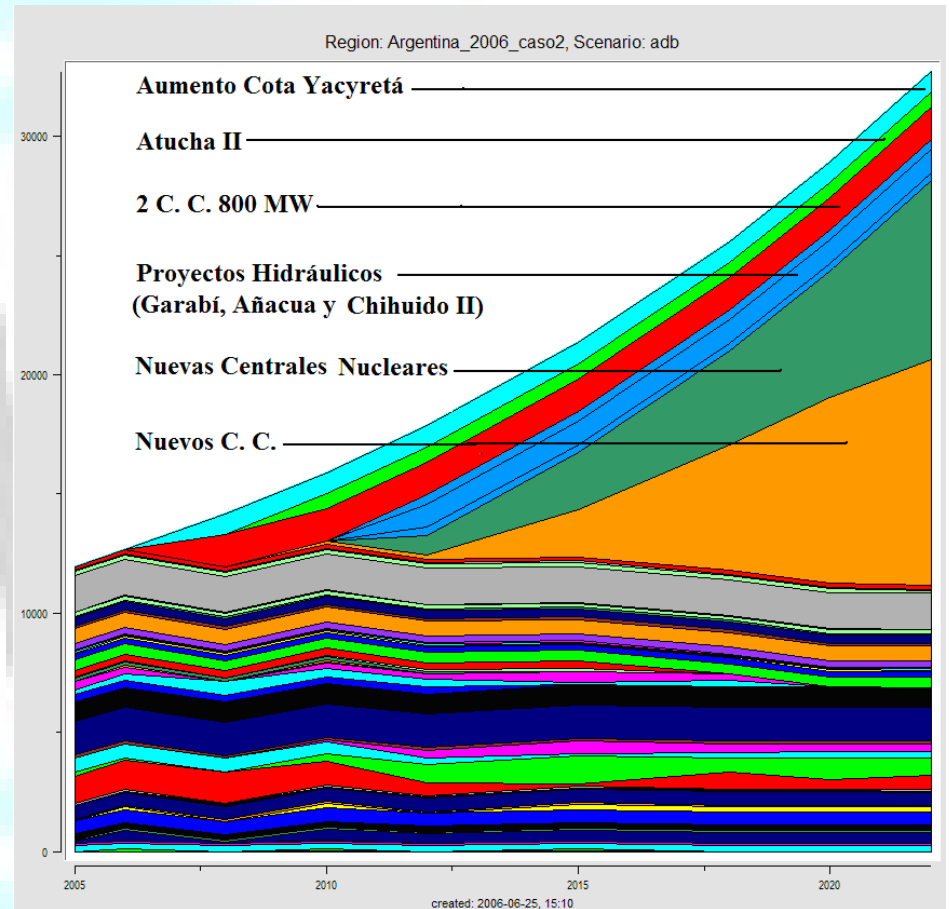
Escenarios - Resultados

- **Caso 1:** Corresponde a la incorporación al escenario base:
- Disponibilidad de nuevas centrales nucleares, hasta 10000 MW, en el periodo simulado.



Escenarios - Resultados

- **Caso 2:** Corresponde a la incorporación al escenario base de:
- Disponibilidad de nuevas centrales nucleares, hasta 10000 MW, en el periodo simulado.
- Otros proyectos hidráulicos, no contemplados en el actual plan de gestión del gobierno.
- Incremento de la capacidad de transporte de las líneas de transmisión eléctrica.
- Incremento de la capacidad de transporte de gas natural para reducir el quemado de combustibles líquidos.



Análisis de Resultados

- Analizando los resultados de la simulación para los tres escenarios de expansión se observa que son seleccionados: la finalización de obra de la central nuclear de Atucha II, los 2 ciclos combinados que quema gas natural y la elevación de cota de la central hidroeléctrica Yacyretá.
- En el Caso Base, queda planteado el interrogante de cuales deberían ser las opciones para cubrir los restantes 18730 MW en que se incrementará la demanda eléctrica al año 2025.
- En el Caso 1, el mix seleccionado por el programa para cubrir el interrogante planteado en el caso base, esta integrado por 7520 MW de origen nuclear y 11210 MW con nuevos ciclos combinados que consumen gas natural.

Análisis de Resultados

- En el Caso 2, si bien se duplicó la capacidad de transporte de gas natural, respecto del caso base, el programa selecciona al año 2025, 7520 MW de origen nuclear (igual cantidad que en el caso 1), la totalidad de los proyectos hidráulicos 1570 MW, que sustituyen parte de los MW de ciclos combinados seleccionados en el caso 1, y 9640 MW en ciclos combinados.
- Cabe aclarar que, estos valores no incluyen el margen de reserva que debe tener nuestro sistema debido a la indisponibilidad propia del parque de generación. Por lo que debería adicionarse una cantidad a definir, en función del Margen de Reserva, para asegurar la calidad y cantidad del suministro energético.

Conclusiones

- Este trabajo permitió demostrar la Competitividad Nuclear en el Nuevo Escenario Energético de la República Argentina, de acuerdo con el objetivo planteado al inicio del trabajo.
- Las obras del Plan de Gestión del Gobierno Nacional, terminación de la central nuclear de Atucha II, aumento de cota de Yacyretá y la construcción de dos ciclos combinados, resultan competitivas en todos los casos simulados.
- En la expansión del sistema con diversas restricciones, las centrales nucleares son siempre seleccionadas como una opción viable para satisfacer el incremento de demanda energética.

Conclusiones

- Los proyectos hidráulicos, considerados en el caso 2, resultaron más competitivos que los ciclos combinados, al sustituir parte de la potencia instalada de los mismos.
- La incorporación de nuevos ciclos combinados implica un crecimiento de las emisiones de GHG (gases de efecto invernadero) por parte del sector eléctrico, aspecto que deberá ser considerado ya que Argentina esta alineada con el Protocolo de Kyoto.

Comentarios Finales

- La participación de la generación nucleoelectrónica, hace que el parque argentino de generación sea diversificado y cuente con centrales de base para la generación de energía, y agrega el valor intangible de la formación de recursos humanos y tecnología de altísima calidad con un importante efecto multiplicador reconocido internacionalmente.
- En este trabajo no fueron consideradas restricciones para reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GHG), el cual será objeto de estudios posteriores.



MUCHAS GRACIAS POR
SU ATENCION !!!!!!!