

Boletín Energético CNEA

1er Semestre 1998

Año I N° 1

CONTENIDO

Este informe expone datos representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la participación en él, de la generación nuclear hasta diciembre de 1997.

Comprende las siguientes secciones:

- **EVOLUCION DE LA DEMANDA ELECTRICA Y PBI.**
- **POTENCIA INSTALADA.**
- **INCORPORACIONES PREVISTAS.**
- **RELACION ENTRE POTENCIA INSTALADA Y GENERACIÓN.**
- **VARIACION DE LA DEMANDA Y ORDEN DE DESPACHO.**
- **COSTO MARGINAL NUCLEAR.**
- **CONTAMINANTES EVITADOS POR LA UTILIZACIÓN DE COMBUSTIBLE NUCLEAR.**
- **EVOLUCION DE LOS PRECIOS**
- **PANORAMA MUNDIAL**
- **DEFINICIONES**

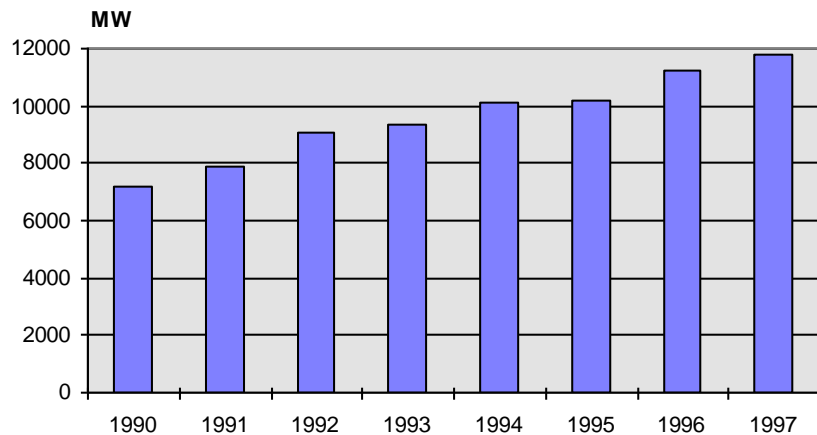
Elaborado y emitido semestralmente por el Grupo de "Prospectiva y Planificación Energética" -
"Sector Estudios de Reactores y Centrales Nucleares" -
UNIDAD DE ACTIVIDADES REACTORES Y CENTRALES NUCLEARES
CENTRO ATÓMICO CONSTITUYENTES - COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA
Av. Gral Paz y Constituyentes. Tel. 754-7328 - Fax. 754-7357 - E-Mail: rey@cnea.edu.ar

EVOLUCION DE LA DEMANDA ELECTRICA Y PBI

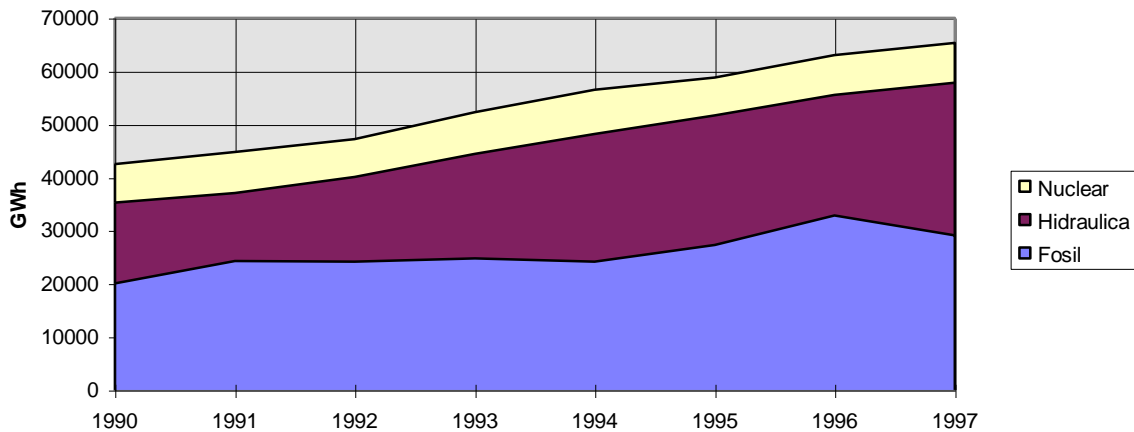
Desde principios de esta década la demanda eléctrica en nuestro país ha experimentado un crecimiento sostenido y superior al crecimiento promedio de décadas anteriores.

La potencia máxima demandada creció en el período 90-97 con una tasa promedio anual del 7,4 %. El crecimiento promedio de la energía demandada en el mismo período fue del 6,97 % anual, mientras que el PBI creció un 5,4 % promedio anual.

POTENCIA MAXIMA DEMANDADA MEM



EVOLUCION DE LA GENERACION BRUTA DEL MEM POR TIPO (Generacion para cubrir la demanda)



POTENCIA INSTALADA

El parque generador de electricidad en nuestro país está compuesto por numerosos equipos de distinto tipo.

A continuación se indica la potencia instalada (en MW) de las principales regiones del país y la clase de equipamiento que posee cada una de ellas a diciembre de 1997.

Area/Tipo	TV	TG	CC	M.DI	TER	NUC	HID	EOL *	TOTAL
CUYO	245	94	84		423		692		1115
COMAHUE	936	80			1016		4320		5336
NOA	340	738		4	1082		169		1252
CENTRO	227	287	64		578	648	912		2138
GBA-LI-BAS	3915	945	322		5182	357	945	1	6485
NEA	25	142			167		1710		1877
SIN	4752	3143	550	4	8448	1005	8748	1	18202
MEMSP		322			322		494	7	823

TV:	Turbina de Vapor	CUYO:	Región de Cuyo
TG:	Turbina de Gas	COMAHUE:	Región del Comahue
CC:	Ciclo Combinado	NOA:	Noroeste Argentino
M.DI:	Motores diesel	CENTRO:	Región del centro del País
TER:	Total térmico fósil	GBA-LI-BAS:	Gran Buenos Aires-Litoral-Bs As
NUC:	Nuclear	NEA:	Noreste Argentino
HID:	Hidráulica.	SIN:	Total Sistema Interconectado Nac.
EOL:	Eólica	MEMSP:	Sistema Patagónico

* No hay generadores eólicos que estén declarados como generadores del MEM, ni del MEMSP, pues son en su mayor parte generación interna de Cooperativas Eléctricas Los datos de potencia instalada eólica incluidos en la planilla fueron extraídos de diversas publicaciones y es probable que estén incompletos, pero se decidió incluirlos para dar una idea preliminar de la magnitud de este tipo de generación respecto del resto.

INCORPORACIONES PREVISTAS

Se detallan a continuación las incorporaciones previstas de generadores al MEM en los próximos dos años; entre las mismas están incluidas las turbinas faltantes de Yaciretá pero no el incremento de potencia por el aumento de cota al no estar definida la fecha de su concreción:

Fecha	Empresa	Grupo	Potencia MW	Potencia acumulada MW	OBSERVACIONES
ene-98	Pérez Companc S.A.	GEBACV01	236	236	Con las TG existentes forman un CC de 673 MW
mar-98	EBY (Yaciretá)	YACYHI19	95	331	A cota 76 m
abr-98	EBY (Yaciretá)	YACYHI20	95	426	A cota 76 m
may-98	C.T.Mendoza	LDCUCG25	200	626	Forma un CC con TV existen. Total 285 MW
may-98	C.T.Mendoza	LDCUCV13	-40	586	Ajuste de potencia al formar el CC

oct-98	Pluspetrol Energy S.A.	TUCUCV01	150	736	Con las TG existentes forman un CC de 438 MW
dic-98	C. Costanera	COSTCC01	851	1587	Ciclo Combinado nuevo
jun-99	C Puerto S.A.	PNUECC01	798	798	Ciclo Combinado nuevo
sep-99	CAPEX S.A.	ACAJCV01	270	1068	Forman CC con TG existentes

Está además solicitada la incorporación del siguiente equipamiento aunque no están definidas las fechas

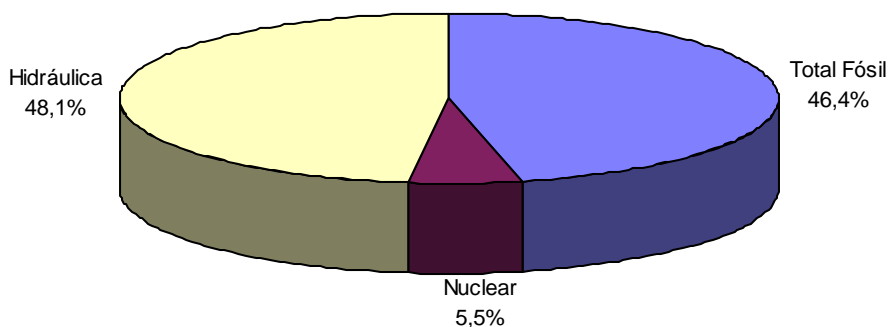
Empresa	Tipo	Potencia MW	Potencia Acumulada MW
CEBAN	CC	720	720
C.T. Paraná	CC	844	1564
Dock Sud	CC	780	2344
Enargen	CC	188	2532

Fuente : CAMMESA 1997

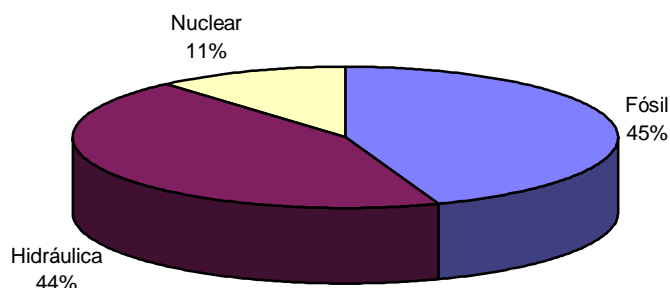
RELACION ENTRE POTENCIA INSTALADA Y GENERACION

En los gráficos siguientes se muestra la participación de las distintas fuentes de generación en la potencia instalada y la generación bruta en el Sistema Interconectado Nacional.

**POTENCIA INSTALADA EN EL MEM
AÑO 1997**



DISTRIBUCION DE LA GENERACION BRUTA DEL MEM AÑO1997



Como se puede apreciar la generación nucleoelectrica que tiene sólo un 5,5 % de la potencia instalada del Sistema Interconectado Nacional o MEM generó en el año 1997 el 11,4 % de la energía suministrada por el mismo.

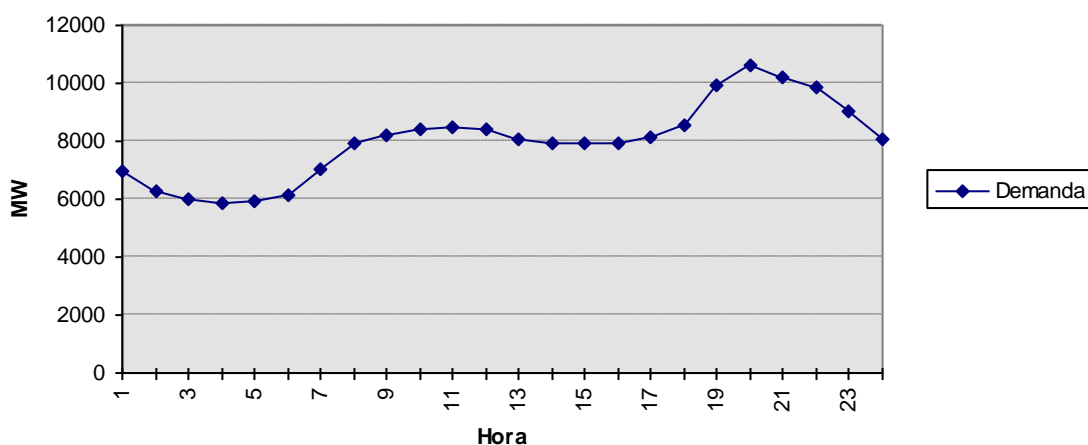
De la generación de origen fósil en el año 1997 el 91 % fue con Gas Natural, el 4,8 % con Fuel Oil, el 3,9 % con Carbón y el 0,2 % con Diesel.

VARIACION DE LA DEMANDA Y ORDEN DE DESPACHO.

La demanda de electricidad no es constante, tiene grandes variaciones a lo largo del día, del mes y del año.

A continuación se muestra como varía la demanda en un día hábil típico de julio de 1997.

CURVA DE CARGA DIARIA



La generación debe acompañar esta variación de la demanda. Existe un Organismo Encargado del Despacho (OED) a cargo de la Compañía Administradora del

Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) que determina permanentemente qué equipos generadores deben estar funcionando para cubrir la demanda.

Para definir con qué equipos generadores se debe cubrir la demanda de electricidad el OED confecciona un orden de mérito de los equipos que tiene disponibles. Si la demanda aumenta o disminuye les solicita que ingresen o salgan del sistema, respetando ese orden de mérito (con algunas excepciones dependiendo del tipo de equipo).

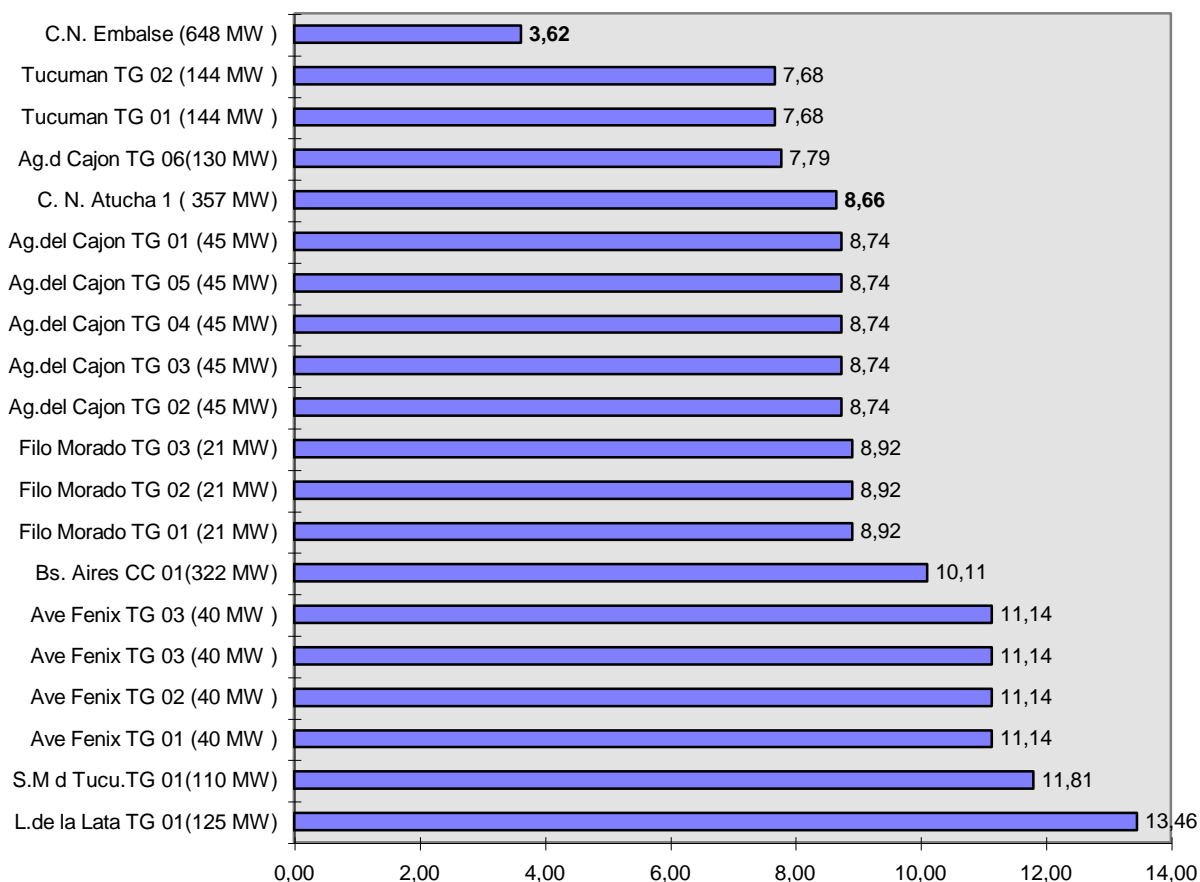
Este orden de mérito considera **en sucesión creciente el costo marginal de cada equipo generador en el nodo mercado**. Este último depende del costo marginal de cada generador a la salida de su central y del transporte de esa energía hasta el nodo mercado o centro del sistema (estación transformadora Ezeiza).

El costo marginal de cada equipo generador es prácticamente la incidencia del combustible en el costo de generación y este valor dividido por el factor de nodo (valor que representa las pérdidas de transmisión) nos da el **costo marginal** de ese equipo generador en el nodo mercado.

A continuación se muestran los primeros 20 equipos térmicos de ese orden de mérito de despacho y los valores de su costo marginal en el nodo mercado en \$/ MWh.

Estos valores se calcularon con las máquinas que se encontraban disponibles al mes de diciembre de 1997 y los rendimientos y costos de combustibles declarados por los generadores para la programación estacional nov. / 97 -abril / 98 de CAMMESA.

Además se utilizaron los promedios ponderados de los factores de nodo de la misma programación.



Como podemos observar la Central Nuclear de Embalse es el equipo generador térmico más barato del sistema y por lo tanto es el primero en ser despachado.

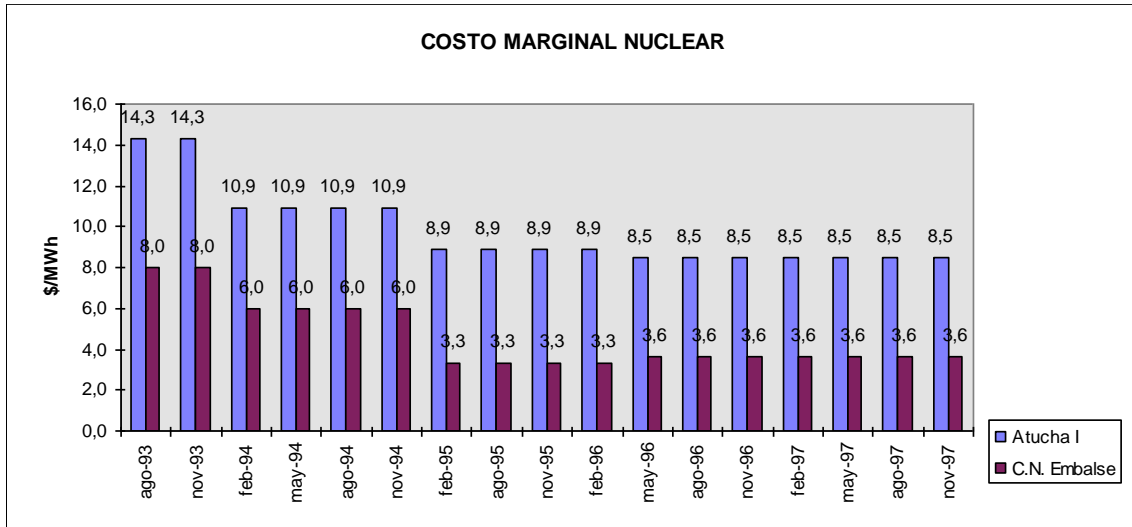
El resto (con excepción de Atucha I) son equipamientos nuevos, de instalación reciente, que funcionan todos con Gas Natural. En su mayoría se encuentran ubicados en regiones cercanas a los yacimientos o sobre los mismos e inclusive algunos de ellos son del mismo dueño.

Como consecuencia de ello los valores declarados de compra de Gas Natural por estos generadores son muy inferiores a los de referencia (fijados por el Ente Regulador del Gas) de esas mismas regiones.

COSTO MARGINAL NUCLEAR

En los últimos años el combustible nuclear ha tenido substanciales disminuciones en su costo, por lo tanto la incidencia de éste en el costo de generación también ha tenido importantes disminuciones.

A continuación se muestra la evolución del costo marginal de las centrales nucleares de Atucha I y Embalse en los últimos años.



Como se puede observar la incidencia del combustible en el costo de generación disminuyó un 40 % en Atucha I y un 55 % en Embalse en estos últimos años.

Estas importantes disminuciones reflejan los esfuerzos para disminuir los costos de generación nuclear y hacerla más competitiva, mejorando su posición ante el despacho de cargas.

Estas disminuciones tienen diversos orígenes

- Economías en la estructura de Ciclo de Combustible que pertenece a CNEA.
- Importación de Concentrado de Uranio para obtener con el de origen nacional una mezcla que resulta de menor costo
- Disminución de los costos de producción de CONUAR. S.A. y FAE S.A.
- Transición de combustible con uranio natural a uranio levemente enriquecido en la central Atucha I

En este último caso cuando se complete el programa de introducción de estos combustibles la mejora será significativa.

CONTAMINANTES EVITADOS POR LA UTILIZACIÓN DE COMBUSTIBLE NUCLEAR

A continuación se brinda una tabla en la que se han estimado las liberaciones de contaminantes (solo los que provocan efecto invernadero) si la nucleoelectricidad del año 97 se hubiera generado con combustibles fósiles y para distintos tipos de centrales térmicas convencionales. Los valores están expresados en toneladas y son los correspondientes exclusivamente a la etapa de generación (no incluyen el resto de la cadena energética).

Combustible	Tecnología	CO	CO2	CH4	NOx	N2O	COVDM

GAS Natural	TG-Ciclo Abierto	2.494	4.371.903	460	14.650	0	0
GAS Natural	TG-Ciclo Combinado	1.496	2.623.142	285	8.744	0	0
GAS Natural	Caldera (TV)	1.320	4.022.151	100	14.217	0	47
Fuel oíl	Caldera (TV)	1061	5.305.742	53	14.148	0	159
CARBON tipo San Nicolás	Carbón pulverizado	1.047	7.094.322	45	64.115	60	121

COVDM : Carbono orgánico volátil distinto de metano.

Dado que la generación Nucleoeléctrica fue aproximadamente un 25 % del total de la generación de origen fósil su reemplazo por esta última aumentaría en una proporción similar las emanaciones del sector eléctrico.

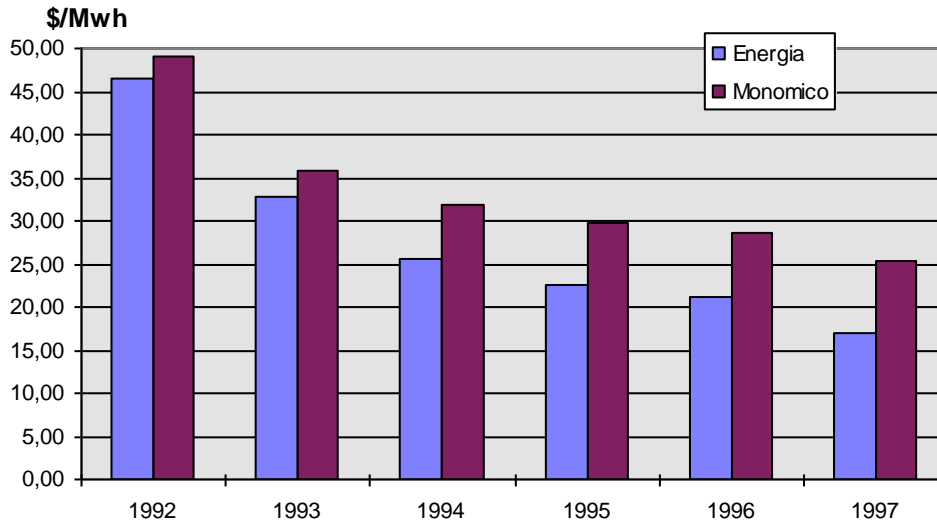
EVOLUCION DE LOS PRECIOS

A partir de 1992 los precios de la energía eléctrica en el MEM dejaron de estar regulados y se determinan hora a hora por el costo marginal de la máquina que cubriría el próximo Kw de incremento de la demanda

La retribución a los generadores está compuesta por la venta de energía, potencia puesta a disposición y otros conceptos menores; la suma de estos es lo que se denomina precio monómico.

Los precios en el Mercado Eléctrico Mayorista han tenido un brusco descenso a partir de la ley que transformó al sector (ley 24065) partiendo de un precio monómico promedio de 49,2 \$/MWh en el año 1992 hasta un promedio de 25 \$/MWh en el año 1997.

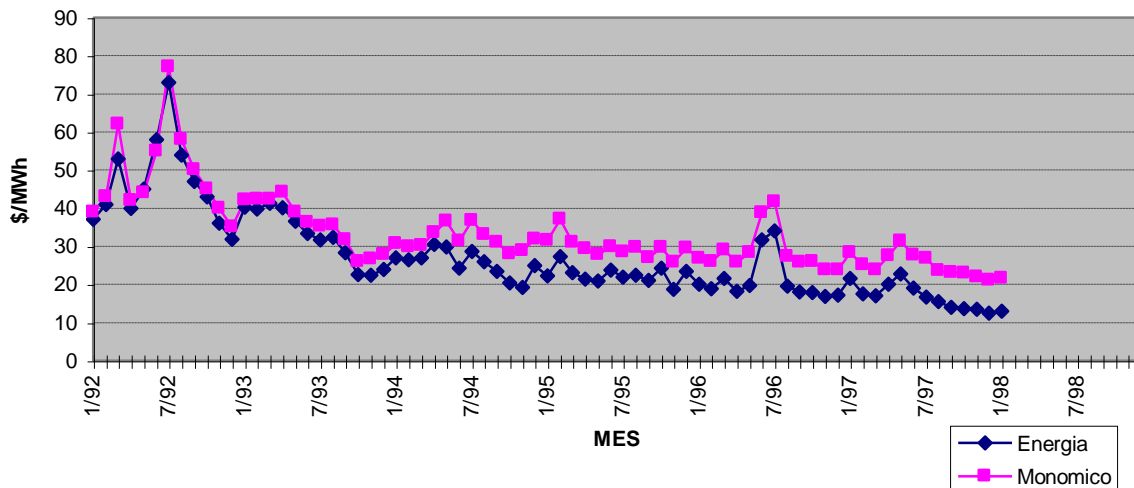
PRECIOS PROMEDIO ANUALES



En el gráfico se muestra la evolución de precios promedio anuales para la energía y monómico.

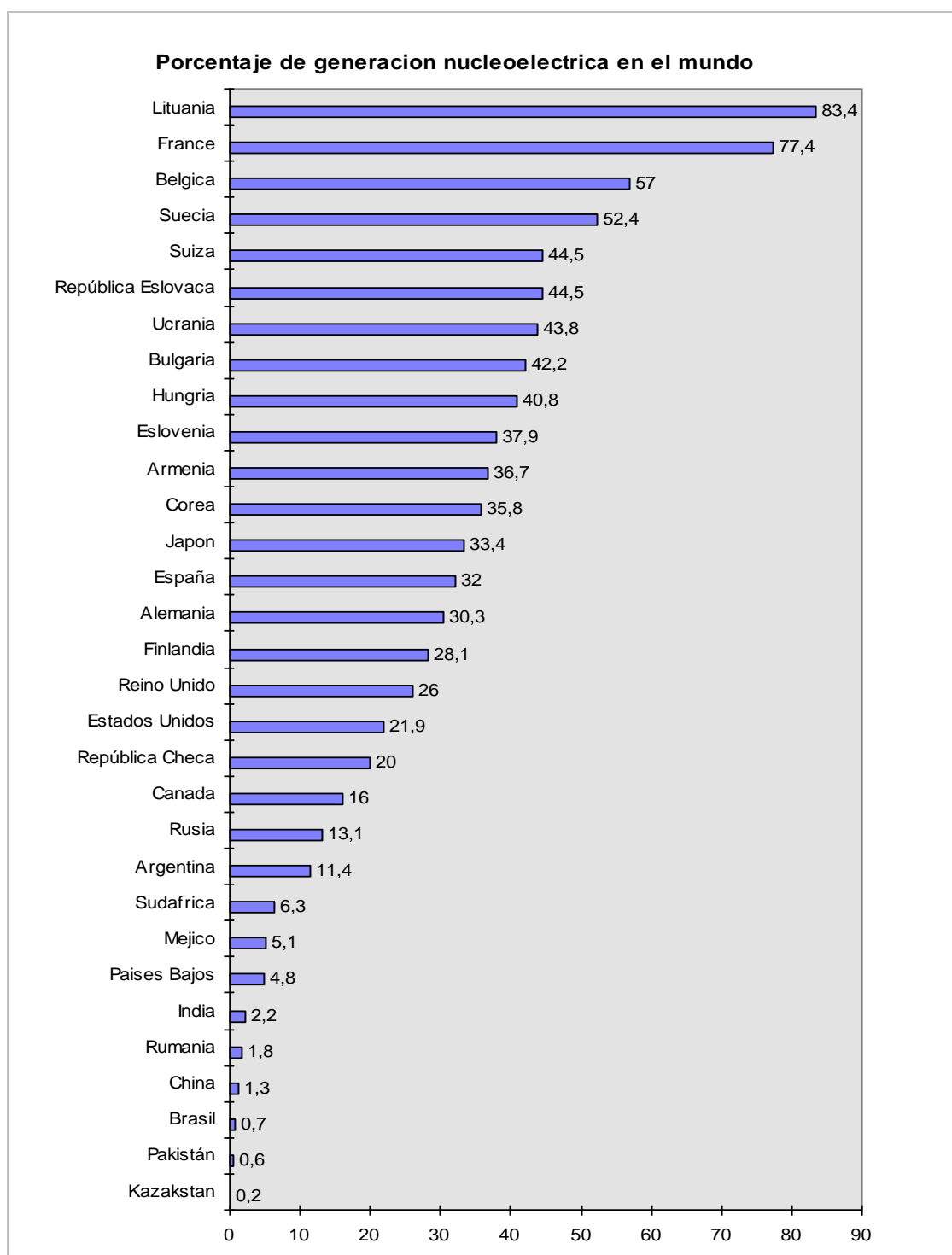
La evolución mensual de los precios de la energía eléctrica (energía y monómico) en el mercado spot ha sido la que se muestra en el siguiente gráfico:

PRECIO DE ENERGIA Y MONOMICO EN EL MERCADO SPOT DEL M.E.M.



PANORAMA MUNDIAL

A continuación se muestra, para todo el mundo, qué porcentaje representa la nucleoelectricidad dentro de la generación eléctrica total de cada país.



DEFINICIONES

Costo Marginal

Se define por costo marginal de corto plazo a la derivada del costo total dividida la derivada de la producción, o sea es lo que cuesta producir una unidad más cuando se está a plena producción.

Para un Generador eléctrico el costo marginal es el aumento en sus costos por producir un Kwh más y prácticamente es el costo del combustible que gasta para producir ese Kwh

En el MEM el costo marginal del sistema (también conocido como precio SPOT) es el incremento del costo total por Kwh adicional demandado y coincide con el costo marginal de la máquina más cara que se encuentra entregando energía en el sistema, pues esta máquina es la que debe proveer ese Kwh.

Precio de Energía (o SPOT) y precio Monómico.

En el MEM existen dos mecanismos para comprar y vender Energía Eléctrica: el Mercado libre o SPOT y el Mercado a Término (ver ITE 012 UARC�)

En el primero de éstos el valor se fija por la suma de varios conceptos siendo los más importantes el valor de la Energía comercializada y la Potencia puesta a disposición

-Energía: La energía comercializada en este mercado se valoriza en forma horaria a lo que se denomina precio de mercado Spot o precio de mercado y es: **el costo marginal de la máquina que cubriría el próximo KW de incremento de la demanda**, en base al despacho realizado por CAMMESA.

-Potencia puesta a disposición: Se abona a cada generador, (por el echo de estar disponible) por cada MW generado durante las horas fuera de valle, un importe de 10 \$ (los generadores térmicos cobran un mínimo igual a la potencia en que sería despachado en un año seco).

La suma de estos dos conceptos y de otros de menor importancia (riesgo de falla, energía adicional, etc.) componen el denominado "**precio monómico**".

REFERENCIAS :

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y extraídos de informes de CAMMESA, OIEA, IPCC y Secretaria de Energía emitidos hasta Diciembre de 1997

Boletín elaborado y emitido semestralmente por el Grupo de "Prospectiva y Planificación Energética", "Sector Estudios de Reactores y Centrales", UNIDAD DE ACTIVIDADES REACTORES Y CENTRALES NUCLEARES CENTRO ATÓMICO CONSTITUYENTES -COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA. Av. Gral. Paz y Constituyentes Tel. 754-7328 Fax: 754 7357 E-mail: rey@cnea.edu.ar