

ARCHIVO	
NO	AÑO
1	1987

08.87.07

CNEA-NT 39/87

REPUBLICA ARGENTINA
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA
Dependiente de la Presidencia de la Nación
DIRECCION DE INVESTIGACION Y DESARROLLO
Departamento Prospectiva y Estudios Especiales

COSTOS DE GENERACION NUCLEOELECTRICA

Hugo J. ERRAMUSPE

Buenos Aires

1987

COSTOS DE GENERACION NUCLEOELECTRICA

Hugo J. ERRAMUSPE

RESUMEN

Se muestra la competitividad de la energía nuclear en diferentes países altamente industrializados, pasando revista a diferentes estudios comparativos de esta fuente energética con el carbón, su más próximo competidor económico en dichas naciones, y de cuyas centrales se derivan las plantas en operación en la Argentina. Se incluyen, además, los costos de generación, a valores históricos, de las centrales nucleares Atucha I y Embalse.

Asimismo, se revistan los resultados de un estudio internacional relativo a los costos del cierre del ciclo del combustible nuclear, que muestran su baja incidencia en los costos de generación.

Se concluye que si en la Argentina se siguieran principios equivalentes de racionalidad económica, la energía nuclear podría seguir siendo en el país un recurso energético económicamente competitivo.

Esto es de suma importancia dado su previsible carácter de recurso alternativo casi ineludible, y especialmente frente al esperable incremento del consumo de electricidad, tanto por su baja participación en el cuadro energético total, cuanto por el bajo consumo de energía por habitante en la Argentina.

ABSTRACT

Nuclear Power Production Costs

The economical competitiveness of nuclear power in different highly developed countries is shown in the paper by reviewing various international studies conducted on the subject.

Generation costs (historical values) of the Atucha I and Embalse Nuclear Power Plants, which are of the type used in those countries, are also included.

The results of an international study on the economic aspects of the back end of the nuclear fuel cycle are also reviewed. This study shows its relatively low incidence in the generation costs.

The conclusion is that if in Argentina the same principles of economical rationality were followed, nuclear energy would be economically competitive in the future, as is today.

This is of great importance in view of its almost unavoidable character of alternative source of energy, and specially since we have to expect an important growth in the consumption of electricity, due to its low share in the total consumption of energy and the low energy consumption per capita in Argentina.

COSTOS DE GENERACION NUCLEOELECTRICA

I - INTRODUCCION

En los costos de generación de electricidad por vía nuclear, tienen un significativo peso las cargas de capital, pues éstas constituyen del 60 al 80% del costo total (1).

Esto ha determinado que se realicen denodados esfuerzos en la abreviación de los tiempos de construcción de las centrales nucleares (CNs) buscándose soluciones imaginativas, desde meramente logísticas, hasta técnicamente sofisticadas, a fin de evitar la penalización que significan las demoras en obras como éstas altamente capital intensivas.

En un trabajo anterior (2) se ha pasado revista a la situación en algunos países claves en el desarrollo de la tecnología nuclear, mostrando cómo es posible alcanzar resultados de alta eficiencia en esta materia, señalando que debe ser el ejemplo a seguir por nuestro país a fin de obtener bajos costos de generación nucleoelectrónica, lo que seguramente mantendrá a ésta, como hasta el presente a través de sus plantas Atucha I y Embalse, dentro de costos razonables y con buena competitividad económica frente a otras fuentes de generación. Naturalmente, para ello resulta imperativo tomar decisiones definitivas cuando se resuelve la construcción de una CN, encarando las obras con determinación, a todos los niveles, una vez que la decisión ha sido tomada.

II - COSTOS DE GENERACION NUCLEOELECTRICA

A fin de demostrar que inherentemente la generación nuclear de electricidad es económicamente competitiva, analizaremos diferentes estudios que muestran que cuando se respetan principios de racionalidad económica, esta fuente es aún más barata que la del carbón, su más próximo competidor económico en los países altamente industrializados.

II.1 - COSTOS DE GENERACION CON REACTORES LWR.

Para iniciar este análisis tomaremos los reactores de uranio enriquecido y de agua liviana a presión (LWR), una variante de los cuales (PWR) dió origen a los conceptos de ingeniería aplicados en nuestra CN Atucha I, de uranio natural y agua pesada.

///

A tal efecto, a continuación se consignan en la Tabla 1 los resultados de un estudio comparativo relativo a la Comunidad Económica Europea, entre los costos totales nucleares y del carbón funcionando "en base", detallado en sus diferentes componentes, publicado por L. GOUNI, Director Adjunto de Electricité de France (EdF) (3), el cual formula algunas salvedades en la problemática de efectuar comparaciones entre diferentes países.

T A B L A 1

C.E.E.: Costo medio actualizado del kWh.
10⁻² ECU/kWh al 1/1/983 (1 ECU=6,53 FF)

	<u>Reino Unido</u>	<u>RFA</u>	<u>Italia</u>	<u>Holanda</u>	<u>Bélgica</u>	<u>Francia</u>
<u>NUCLEAR:</u>						
Inversión	2,78	1,87	1,51	1,83	1,51	1,20
Explotación	0,53	0,51	0,33	0,39	0,53	0,48
Combustible	<u>1,00</u>	<u>0,92</u>	<u>0,85</u>	<u>0,90</u>	<u>0,88</u>	<u>0,79</u>
Total N	4,31	3,30	2,96	3,12	2,92	2,47
<u>CARBON:</u>						
Inversión	1,82	0,89	0,89	0,91	0,66	0,95
Explotación	0,50	0,32	0,29	0,32	0,34	0,34
Combustible	<u>2,91</u>	<u>2,97</u>	<u>2,85</u>	<u>2,88</u>	<u>2,86</u>	<u>2,88</u>
Total	5,23	4,18	4,03	4,11	3,86	4,17
<u>RELACION:</u>						
Carbón/Nuclear:	1,21	1,27	1,50	1,32	1,32	1,69

Según se observa, el costo de generación del carbón es entre el 21 y el 69% más caro que el nuclear. Como conclusión del estudio se manifiesta que la fuerte competitividad del kWh nuclear con respecto al kWh del carbón no es más discutido para equipos destinados a suministrar la base del diagrama de cargas.

En la Tabla 1 se ve claramente la alta inversión de capital que requieren las CN respecto al carbón, pero que es justamente en el mucho menor costo del combustible donde reside su definitiva ventaja.

Es interesante destacar que "La predominancia de la generación nuclear en la red eléctrica francesa requiere ahora que las unidades PWR tomen parte en un extensivo seguimiento de carga y de ajuste de frecuencias" (4),

mediante un nuevo sistema de control (MOD. G), (5).

También reactores de la R.F. de Alemania tienen una capacidad de seguimiento de carga mayor que la requerida por la red, flexibilidad operativa que se logra mediante un control de potencia automático completo y un sistema de protección del núcleo (6).

Otro estudio realizado por un Grupo de expertos de la Nuclear Energy Agency, concluye que la energía nuclear se espera que retenga en la década del 90 una ventaja económica significativa para la producción de electricidad de base para nuevas plantas que entren en servicio en dicha década, en la mayor parte del Mundo Occidental (7).

En la Tabla siguiente se consignan los resultados obtenidos.

T A B L A 2
(1984 mills/kWh)

País	N u c l e a r				C a r b ó n				Relación Carbón/ Nuclear
	Inver sión.	OyM	Combus tible.	Total	Inver sión.	OyM	Combus tible.	Total	
Bélgica	11.5	3.5	7.3	22.3	8.1	5.1	22.9	36.1	1.62
Canadá Central	14.2	2.5	3.6	20.3	9.5	2.8	16.9	29.2	1.44
Finlandia	14.3	3.6	7.2	25.1	8.1 ¹	4.3 ¹	21.0	33.4	1.33
Francia	9.5	4.0	7.3	20.8	7.1 ¹	3.2 ¹	27.1	37.4	1.80
Alemania (R.F.)	15.6	5.0	7.3	27.9	7.6	5.8	33.4	46.8	1.68
	15.6	5.0	6.5	27.1	7.6	5.8	41.3	54.7	2.02
	15.6	5.0	6.5	27.1	7.6 ¹	5.8 ¹	24.9	38.3	1.41
Italia	12.4	3.5	8.4	24.3	6.8 ¹	2.8 ¹	24.6	34.3	1.41
Japón	15.4	6.1	10.1	31.6	11.6	5.8	25.9	43.3	1.37
Holanda	14.0	3.5	7.4	24.9	7.5	3.3	21.9	32.7	1.31
Noruega	14.6	4.5	7.3	26.4	8.3	5.9	17.5	31.7	1.20
					8.3 ¹	5.9 ¹	22.2	36.4	1.38
España	16.3	5.1	7.6	29.0	6.7 ¹	3.7 ¹	24.0	34.4	1.19
Reino Unido	22.8	5.5	8.8	37.0	12.4 ¹	4.5 ¹	34.8	51.7	1.40
	16.1	5.5	8.8	30.3	12.4 ¹	4.5 ¹	34.8	51.7	1.71
Estados Unidos									
central	31.8	4.9	7.1	43.8	14.0	4.8	17.4	36.2	0.83
central	20.6	4.9	7.1	32.6	14.0	4.8	17.4	36.2	1.11
este	32.0	4.5	7.1	43.6	14.2	4.0	28.8	47.0	1.08
Rocky Mountain	31.0	4.6	7.1	42.7	13.8	3.8	15.3	32.0	0.77

1. Sin desulfuración de los gases de escape.

///

Estos valores incluyen, a moneda constante, los costos de construcción, operación y finalmente de desmantelamiento de las plantas (el que se considera alrededor del 10% del costo inicial de capital), incluyendo todos los costos del procesamiento de combustible, manejo de los desechos y su disposición final. "La Tabla 2 muestra que la energía nuclear tiene una considerable ventaja en todos los países, excepto los EEUU..." "El efecto de cambiar los parámetros (de cálculo) sería que la (energía) nuclear competiría en todos los países bien más allá de la carga de base normal; a precios del carbón bien por debajo de los prevalecientes en corrientemente deprimidos mercados mundiales; con dos o cuatro veces de incremento en los costos del ciclo del combustible nuclear; o con costos de capital incrementados entre el 30 y el 180 por ciento; aunque no todo a la vez"(7).

La conclusión a que se arribó en el Reino Unido es que "A despecho de la caída de los precios de los combustibles fósiles en 1986...(la) nuclear es la ruta a seguir por nosotros más barata y la menos perjudicial del medio ambiente" con "...ahorros anuales de operación que se elevan de 500 millones a 1000 millones de libras por año en los próximos años".

En los EEUU, por la disponibilidad de carbón barato, nuevas plantas nucleares serían competitivas, y por un pequeño margen, sólo en el este. "Sin embargo, si su industria pudiera igualar su mejor experiencia pasada de construcción o la de Japón y Francia, en ese caso los costos podrían ser mucho más bajos y (la energía) nuclear tendría una buena perspectiva de ser competitiva en el resto del país, incluyendo las áreas de carbón barato en el oeste"(7).

II.2 - COSTOS DE GENERACION CON REACTORES PHWR.

Dado que en la Argentina la CN Embalse tiene un reactor canadiense, tipo CANDU, de uranio natural y agua pesada (PHWR), es oportuno analizar la competitividad de estas centrales en Canadá, lo que debería ser directamente trasladable a nuestras CN si éstas tuvieran un adecuado tratamiento económico.

La comparación de costos de generación ha sido efectuada entre las CNs de Pickering A y Bruce A con respecto a las usinas de carbón de Lambton y Nanticoke, de similares antigüedades y capacidades, respectivamente.

En la Tabla 3 se consignan los datos correspondientes a las centrales (8).

///

T A B L A 3

Datos de las centrales - 1981

	Pickering A	Lambton
Capacidad (Régimen nominal máximo continuo)		
MWe netos	4x515	4x495
En servicio	1971-1973	1969-1970
Costo inicial de capital (Mu\$s canadienses actualizados)	746.5	257.0
Costo específico de capital (u\$s/kW)	362.4	129.8
Vida útil económica (años)	30	30
Método de depreciación	Línea recta	Línea recta
Tasa de interés (%)	11.45	11.45
	Bruce A	Nanticoke
Capacidad (Régimen nominal máximo continuo)		
MWe netos	4x740	8x490
En servicio	1977-1979	1973-1978
Costo original de capital (Mu\$s canadienses actualizados)	1961.1	872.9
Costo específico de capital (u\$s/kW)	662.5	216.1
Vida útil económica (años)	30	30
Método de depreciación	Línea recta	Línea recta
Tasa de interés (%)	11.45	11.45

En la Tabla 4 siguiente se comparan los costos de generación correspondientes a las CNs mencionadas (8).

///

T A B L A 4

Comparación de costos Pickering A/Lambton - 1981(*)

Costo unitario de energía (m\$S/kWh (neto))

	Pickering A	Lambton
Interés y depreciación	6.41	1.89
Operación, Mantenimiento y Administración	4.56	1.72
Suministro de combustible	2.17	19.48
Reposición de agua pesada	<u>0.69</u>	<u>-----</u>
Costo total unitario de energía (neto)	13.83	23.09

(*) Supone que Lambton también operó con carga de base con un factor neto de capacidad de 88.1%. El factor real para Lambton durante 1981 fue de 57%.

Comparación de costos Bruce A/Nanticoke - 1981(*)
Factor de capacidad neta para Bruce A y Nanticoke: 91.0%

Costo unitario de energía (m\$S/kWh (neto))

	Bruce A	Nanticoke
Interés y depreciación	10.27	3.37
Operación, Mantenimiento y Administración	3.46	1.29
Suministro de combustible	2.80	21.98
Reposición de agua pesada	<u>0.50</u>	<u>-----</u>
Costo total unitario de energía (neto)	17.03	26.64

(*) Supone que Nanticoke también operó con carga de base con un factor de capacidad neta de 91%. El factor real de capacidad neta de Nanticoke en 1981 fue de 46.5%.

///

Como se observa en la Tabla 4, el costo de generación de la usina de carbón de Lambton (23,09 mu\$s/kWh) es un 67% superior al de la CN Pickering A (13,83 mu\$s/kWh), y el de Nanticoke (24,64 mu\$s/kWh) es un 56% mayor que el correspondiente a la CN Bruce A (17,03 mu\$s/kWh).

Nuevamente se aprecia el impacto de los costos de capital, superiores en más de un 300% en las centrales nucleares, pero también sus definitivos menores costos de combustible y, por consiguiente, la decisiva ventaja final de las centrales nucleares, aún considerando las reposiciones de agua pesada.

II.3 - COSTOS DE GENERACION NUCLEOELECTRICA EN LA ARGENTINA

La Argentina posee dos centrales nucleares en operación, Atucha I y Embalse, que entraron en servicio en los años 1974 y 1983 respectivamente.

Atucha I, contratada llave en mano y con una financiación excepcional, pese a algunos naturales inconvenientes derivados de su carácter de prototipo y en una obra de ingeniería de esta magnitud, fue construida en un período de 6 años, lo que se refleja en la baja incidencia del factor capital en sus costos de generación.

La CN Embalse, en cambio, soportó dificultades durante su construcción en su mayor parte derivadas de situaciones extra ingenieriles, como renegociación de contratos por problemas económicos, necesidad de nuevos acuerdos con motivo de ulteriores requerimientos de salvaguardias por parte del oferente, etc., por lo que su período de construcción se extendió a alrededor de 9 años. Esto se refleja claramente en el aumento del costo de capital, debido también a los efectos de la inflación internacional, y en su consiguiente mayor incidencia en el costo de generación.

La Tabla 5 siguiente da cuenta de los costos de generación para ambas centrales, incluyéndose en la última columna el costo total promedio de generación nuclear, de 33,26 mu\$s/kWh, excluidos los costos de desmantelamiento final (9).

Debe aclararse que las cifras consignadas son las disponibles y corresponden a valores históricos, pues ésa es la forma en que se hacen las presentaciones de los costos de generación ante la Secretaría de Energía.

Un análisis comparativo con otras fuentes de energía, cuyos costos de generación no han sido generalmente publicados, y con valores actualizados en todos los casos, significaría realizar un estudio específico a tal efecto, que trasciende el carácter informativo de este trabajo.

T A B L A 5

COSTOS DE GENERACION DE CENTRALES NUCLEARES						
R U B R O	CENTRAL NUCLEAR ATUCHA I		CENTRAL NUCLEAR EMBALSE		TOTAL CNEA	
	Mills u\$s/kWh	%	Mills u\$s/kWh	%	Mills u\$s/kWh	%
<u>COSTOS FIJOS</u>						
Remuneraciones	1,22	5,25	1,65	4,20	1,49	4,48
Capital	8,86	38,25	28,95	73,61	21,41	64,38
Repuestos y Servicios	<u>3,13</u>	<u>13,49</u>	<u>5,20</u>	<u>13,22</u>	<u>4,42</u>	<u>13,29</u>
<u>TOTAL COSTOS FIJOS</u>	<u>13,21</u>	<u>56,99</u>	<u>35,80</u>	<u>91,03</u>	<u>27,32</u>	<u>82,15</u>
<u>COSTOS VARIABLES</u>						
Uranio	3,47	14,99	2,44	6,20	2,83	8,50
Fabricación Elementos Combustibles	<u>6,49</u>	<u>28,02</u>	<u>1,09</u>	<u>2,77</u>	<u>3,11</u>	<u>9,35</u>
<u>TOTAL COSTOS VARIABLES</u>	<u>9,96</u>	<u>43,01</u>	<u>3,53</u>	<u>8,97</u>	<u>5,94</u>	<u>17,85</u>
<u>C O S T O</u> <u>T O T A L</u>	<u>23,17</u>	<u>100,00</u>	<u>39,33</u>	<u>100,00</u>	<u>33,26</u>	<u>100,00</u>
GENERACION ANUAL ESTIMADA	2.335.695 MWh		3.890.324 MWh		6.226.019 MWh	
FACTOR DE CARGA EQUIVALENTE	74,38 %		69,17 %		71,04 %	
POTENCIA BRUTA	370 MW		648 MW		1018 MW	

Es de señalar que Atucha I, con su costo de generación de 23,17 mu\$s/kWh, se constituye en la máquina más barata del parque eléctrico nacional, y que el valor promedio de 33,26 mu\$s/kWh para la generación nuclear, resulta razonablemente competitivo en comparación con otras fuentes de energía a nivel nacional.

///

Corresponde destacar que en todos los casos los costos de procesamiento de uranio desde cantera a polvo de UO_2 y posteriormente los de fabricación de los elementos combustibles nucleares, incluyendo los de las vainas y semiterminados de zircaloy, están comprendidos en el ítem costo del combustible y, por consiguiente, se toman en cuenta al establecer los valores del kWh nucleoelectrónico.

Un párrafo aparte merece la situación de la CN Atucha II, cuyo lento ritmo de avance de obra debido a dificultades exclusivamente financieras, lamentablemente asegura altísimos costos de capital que, de no ser descargados del proyecto por no ser debidos a él, derivará en onerosos costos de generación, no achacables luego como inherentes intrínsecamente a la tecnología nuclear.

II.4 - COSTOS DERIVADOS DEL CIERRE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE

La Nuclear Energy Agency publicó en 1985 un estudio sobre la economía del ciclo del combustible nuclear.

"Fue probablemente la primera vez que expertos de 17 países y 4 organizaciones internacionales llegaron a un acuerdo general sobre la metodología usada para evaluar los costos del ciclo del combustible y a un conjunto completo de suposiciones relacionados a las cifras técnicas, industriales y comerciales para cada parte del ciclo del combustible" (10).

En la Tabla 6 se da la descomposición en detalle de los costos del ciclo de combustible en las alternativas de reprocesamiento y de ciclo abierto (once-through), para reactores PWR.

///

T A B L A 6

	Ciclo con re- procesamiento mu\$s/kWh	Once-Through mu\$s/kWh
Uranio	3.48	3.48
Conversión	0.17	0.17
Enriquecimiento combustible fabric.	2.28	2.28
Fabricación de combustible	0.88	0.88
Subtotal para front end	6.81	6.81
Transporte combustible quemado (CQ)	0.14	0.14
Almacenamiento comb. quemado	0.17	0.65
Reprocesamiento/vitrificación	2.18	----
CQ acondicionamiento /disposición	----	0.18
Disposición desechos	0.08	----
Subtotal para back end	2.57	0.97
Crédito uranio	- 0.54	----
Crédito plutonio	- 0.28	----
Subtotal de créditos	- 0.82	----
Costos totales	<u>8.56</u>	<u>7.78</u>

Los resultados de 7.8 y 8.56 mu\$s/kWh muestran una ventaja del 10% para la opción del ciclo abierto.

El grupo de expertos enfatizó la falta de precisión de los resultados. "Para especificar el rango de los resultados más probables, realizaron cálculos con variaciones razonables positivas y negativas de los costos principales"(10).

En la Fig. 1 se presenta este rango (7.1 a 10.4 mu\$s/kWh), que incluye "una cifra obtenida con el costo de reprocesamiento basado en el conocimiento de COGEMA del proceso industrial".

"COGEMA ha reprocesado hasta ahora más de 1600 ton de combustible de reactores de agua liviana y ha adquirido así una experiencia única en el transporte, almacenamiento y manipuleo de combustible quemado, y en reprocesamiento como asimismo en acondicionamiento y manejo (management) de desechos"(10).

Se estima que los costos futuros de reprocesamiento estarán en el orden de los 600 u\$s/kgHM.

///

FIGURAS

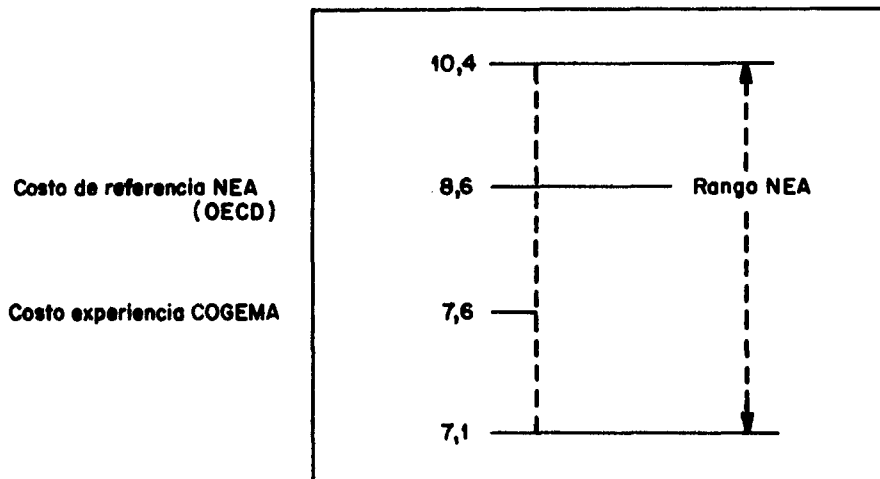


Fig.1 - Costos del ciclo combustible (mU\$S/kWh)

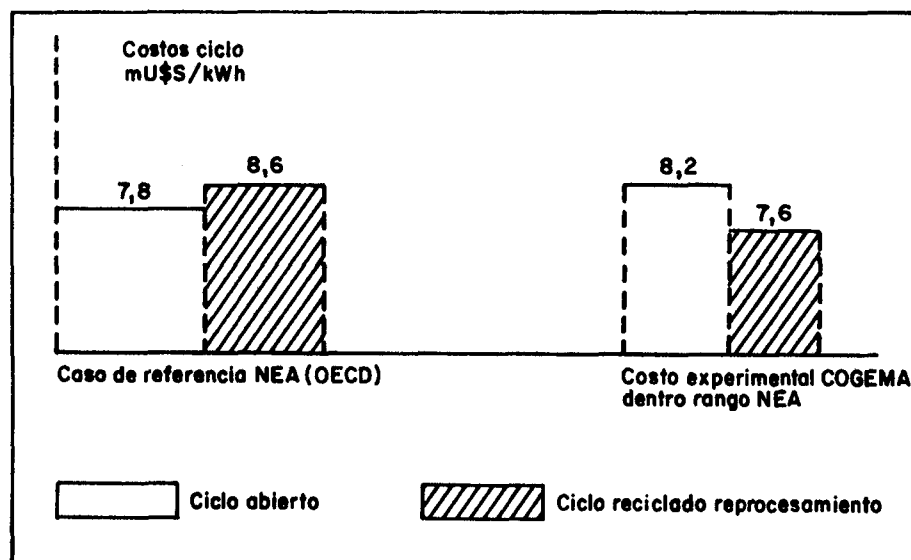


Fig. 2

En la Fig. 3 se muestran los resultados que se obtienen si se introduce el costo basado en la experiencia de reprocesamiento de COGEMA y un incremento razonable del almacenamiento final. Aparece entonces como más ventajoso la opción de reprocesamiento, cuyo costo resulta un 8% por debajo del costo del ciclo abierto. Además, EdF publicó las conclusiones de su propia evaluación que fueron concordantes con las de COGEMA (10).

Es de señalar que la vitrificación de desechos líquidos de alta actividad ha sido llevada a cabo exitosamente en la planta de Pamela, en Mol (Bélgica). La planta, operada por una empresa alemana, completó en sólo 5 1/2 meses la vitrificación de 50 m³ de desechos. Posteriormente, dicha planta comenzó la vitrificación de otros 800 m³ de desechos.

"El éxito de esta planta es necesario para demostrar la vitrificación de desechos de alta actividad en una planta comercial, para apoyar la aplicación para construir una planta similar, como parte de la planta de reprocesamiento de Wackersdorf en la R.F. de Alemania"(11).

Un programa de trabajo ulterior para el desarrollo del proceso de vitrificación será llevado a cabo ahora en la planta piloto de Pamela.

III - CONCLUSIONES

Hemos demostrado como un ejemplo que cuando se construyen centrales nucleares con sanos principios financieros y de ingeniería, el costo nuclear de generación de energía eléctrica es altamente competitivo en diferentes países de gran desarrollo industrial, aún cargando a éste los costos de construcción, operación y finalmente desmantelamiento de las plantas, e incluyendo todos los costos del procesamiento del combustible (tratamiento del U desde cante-
ra a polvo de UO₂ y posterior fabricación del combustible, considerando las vainas y los semiterminados de Zry), y el posterior manejo de los desechos y su disposición final.

Nada induce a pensar, por consiguiente, que si iguales principios de racionalidad económica se aplicaran en la Argentina, no se obtendrían los mismos promisorios resultados. Esto hace a la necesidad de que se tomen medidas definitivas, a todos los niveles, cuando se resuelve la construcción de una central nuclear.

Los costos de generación de las centrales nucleares Atucha I y Embalse, se encuentran expresados en la Tabla 5, comprobándose su buena competitividad económica, a pesar de los inconvenientes señalados en la construcción de la CN Embalse.

Es muy importante señalar que es previsible que en el futuro el consumo de electricidad aumente su participación en el cuadro energético total, porque ésta es la tendencia mundial, dada la alta calidad de la energía eléctrica, en cuanto a su facilidad de uso y conversión a otros tipos de energía (mecánica, calórica, lumínica, etc.).

Se cita a tal efecto (1), que en los países en vías de desarrollo el consumo de electricidad está creciendo más rápidamente que su consumo de energía primaria y que en éstos sólo el 19% de esta última se usa para producir electricidad cuando en los países industrializados dicho valor es de alrededor del 33%.

En la Argentina, al año 1985 sólo el 11,1% correspondía a electricidad en la estructura del consumo final según la Secretaría de Energía (12) y se espera un modesto incremento al 15,3% para el año 2000.

Adicionalmente, el consumo anual de electricidad en la actualidad es del orden de 1400 kWh/habitante, frente a valores varias veces superiores en el mundo desarrollado (orden 10.000 kWh/habitante).

Por otra parte, dadas las crecientes necesidades de industrialización, deberá crecer también el consumo de energía primaria, por los bajos valores existentes en comparación con los países industrializados.

Sólo cabe agregar que frente a los previsibles requerimientos energéticos futuros, la nuclear es la única nueva tecnología energética madura y técnicamente probada, que puede dar respuesta más allá del corto y mediano plazo, en forma masiva y que ya es económicamente competitiva hoy.

Su complementaridad con la energía hidroeléctrica es ya conocida y el agotamiento de los combustibles fósiles es un hecho previsible, aparte de que a éstos se les puede dar un destino más trascendente que meramente quemarlos con baja eficiencia termodinámica para su aprovechamiento eléctrico, por lo que la energía nuclear se constituye en una alternativa casi ineludible.

F i g u r a s

Fig. 1 - Rango probable de los costos del ciclo del combustible, con reprocesamiento (Reactores PWR).

Fig. 2 - Comparación de costos.

R E F E R E N C I A S

- (1) Nuclear Energy, 26, N° 1, 5 (1987).
- (2) CNEA,
- (3) Revue de l'Energie, 374, 37 (1985).
- (4) Nucl. Eng. Intl., 31, N° 384, 34 (1986).
- (5) Nucl. Eng. Intl., 30, N° 377, 26 (1985).
- (6) Ibid, 28 (1985).
- (7) Nucl. Eng. Intl., 31, N° 383, 26 (1986).
ATOM, 364, 6 (1987).
Nucl. Energy, 26, 2 (1987).
- (8) Energeia, 35, 897 (Mayo 1983).
- (9) Ing. Oscar J. Quihillalt (Gerente de Proyectos en Ejecución-DCN). Comunicación privada.
- (10) Nuclear Technology International, 137 (1987).
- (11) Nucl. Eng. Intl., 32, N° 390, 5 (1987).
- (12) Plan Energético Nacional 1986-2000 - Secretaría de Energía, Julio 1986.