

C.N.E.A. Biblioteca	
ARCHIVO PUBLICACIONES	
Nº 3	AÑO 1974

CNEA/CN-7/162

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA
DEPENDIENTE DE LA PRESIDENCIA DE LA NACION

AREA COMBUSTIBLES NUCLEARES

COMPARACION ENTRE LOS PLANES EXISTENTES DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO,
SUS INCIDENCIAS EN LAS INSTALACIONES DEL CICLO DE COMBUSTIBLES NUCLEARES.

DOMINGO QUILICI

JORGE OSCAR MARTICORENA

BUENOS AIRES

1974

CNEA/CN-7/162

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA
DEPENDIENTE DE LA PRESIDENCIA DE LA NACION

AREA COMBUSTIBLES NUCLEARES

COMPARACION ENTRE LOS PLANES EXISTENTES DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO.
SUS INCIDENCIAS EN LAS INSTALACIONES DEL CICLO DE COMBUSTIBLES NUCLEARES.

DOMINGO QUILICI (Departamento de Reprocesamiento)

JORGE OSCAR MARTICORENA (Grupo de Ciclo de Combustible)

BUENOS AIRES

1974

Comparación entre los planes existentes de equipamiento eléctrico.
Sus incidencias en las instalaciones del ciclo de combustibles nucleares.

1.- Estudio comparativo.

Los planes analizados fueron:

1. Plan Trienal Subsector Eléctrico.
2. Análisis Electro Energético Argentino, CNEA, Diciembre de 1973
3. Plan de la Agrupación Peronista de la CNEA, Enero 1974.

Los planes 1 y 3, aunque han utilizado diferentes metodologías para el cálculo, han partido de hipótesis similares en lo referente a la tasa de crecimiento de la demanda de energía y al factor de utilización de las máquinas. El Plan 1 ha analizado año por año el equipamiento eléctrico hasta 1985 y luego ha extrapolado las necesidades al año 1987.

El plan 3 ha mantenido, para las alternativas que se analizan, el mismo crecimiento de la demanda hasta el año 1990 y el mismo factor de carga que el plan 1; 10,68% y 0,58 respectivamente.

Son coincidentes en estos dos planes el número de centrales hidroeléctricas consideradas y las fechas de sus entradas en funcionamiento.

El plan 2 ha considerado una tasa de crecimiento de la demanda de energía constante del 10,45% para la década 1980-1990. El factor de utilización del sistema es superior al de los planes 1 y 3, ya que parte de un factor de utilización del 0,584 para el año 1980 y lo hace crecer continuamente hasta 0,640 para el año 1990.

Además este plan no ha tenido en cuenta la entrada en servicio de centrales como Corpus, Chiuído, Santa Cruz y El Tontal. Por otra parte, en general se han atrasado respecto de los otros planes las entradas de los aprovechamientos hidroeléctricos.

Los tres planes tienen el mismo equipamiento térmico convencional previsto.

En los tres planes se ha considerado que más del 90% del sistema eléctrico del país se hallará interconectado después de 1980.

En el plan 3 se han considerado dos alternativas de equipamiento nuclear:

La alternativa I supone que todas las obras hidroeléctricas consideradas en el plan 1 entran en la fecha prevista y además ha incorporado los aprovechamientos del Paraná Medio a partir de 1983.

La alternativa II ha retrasado la entrada de la central de Corpus hasta después del año 1990, y supone la entrada de Paraná Medio I a partir de 1985, y Paraná Medio II a partir

de 1988.

El plan 2 también tiene en cuenta la entrada de Paraná Medio I a partir de 1985, pero hace entrar Paraná Medio II a partir de 1989.

Los cronogramas de instalación de centrales nucleares dada en los planes citados, se detallan a continuación (siendo todos las previstas de 600MW):

	Plan 1	Plan 2	Plan 3 alternativa	
			I	II
CN II	1980	1980	1980	1980
CN III	1982	1981	1982	1982
CN IV	1983/87	1984	1985	1984
CN V		1984	1989	1984
CN VI		1986		1986
CN VII		1987		1988
CN VIII		1988		1990
CN IX		1988		1990
CN X		1990		
CN XI		1990		

El plan 1 y la alternativa I del Plan 3 son totalmente coincidentes hasta el año 1987. Si a partir de esa fecha se considera la entrada de los Paraná Medios, solo haría falta la instalación de una sola central nuclear más en la década.

Existe una considerable diferencia entre las previsiones hasta 1990 de la alternativa II del plan 3 y el plan 2. Esta diferencia, 3 centrales nucleares, se puede explicar de la siguiente manera:

1. La no consideración en el plan 2 de las centrales hidroeléctricas de Santa Cruz, El Tortal y Chuiido obliga a reemplazar aproximadamente 770MW de base por igual potencia nuclear.
2. Los distintos factores de utilización empleados, dan como resultado los siguientes valores de potencia en la base del diagrama de carga al año 1990:

Plan 2	: 12.298 MW
Plan 3	: 11.549 MW
Diferencia	: 749 MW

Esta diferencia a favor del plan 2 también ha sido cubierta por potencia nuclear.

La suma de potencias de base debida a la no utilización de obras hidroeléctricas y a la distinta predicción del factor de carga es 1519MW, lo que equivale a 2,53 centrales nucleares de 600MW cada una. De esta manera, aproximadamente, se puede explicar la diferencia entre ambos planes respecto a la potencia nuclear a instalar.

2. - Panorama actualizado.

Se descuenta que antes de fin de año deberá llamarse a licitación para la adjudicación de la Central Nuclear III, la cual entrará en servicio posiblemente en la fecha prevista, pero no así en el sitio previsto por el Plan 1 (Plan Trienal).

El panorama a un plazo algo mayor se presenta más incierto.

Si bien se siguen las tramitaciones para el estudio de la central de Corpus, se ha decidido incentivar los trabajos sobre las centrales del Paraná Medio, debido a que esta es de aprovechamiento totalmente argentino y a que, en principio, habría interés en financiarla por organismos crediticios no tradicionales.

Además existiría financiación para centrales convencionales a carbón y se ha pensado instalar una más que la prevista, en San Nicolás (310MW), para aliviar el déficit pronosticado. Esto modificaría posiblemente la fecha de entrada de algunas centrales hidroeléctricas del Comahue y/o Cuyo.

Es muy importante la disponibilidad monetaria para asegurar el cumplimiento de cualquiera de estos planes.

El Plan 2 (Análisis Electro Energético Argentino) ha estimado en el orden de 30.000 millones de dólares (1973) la inversión en generación, interconexión, transmisión, y distribución al año 1990, considerando las inversiones de las obras empezadas antes de esa fecha y que entran en operación a posteriori de 1990.

El plan 1 ha estimado para el año 1987 una inversión real de 14.000 millones de dólares para los rubros mencionados sin tener en cuenta las inversiones de las obras ya comenzadas que entran en servicio después de esa fecha.

Este último plan ha supuesto que para mantener un ritmo de crecimiento de la oferta eléctrica como el previsto 11%, el PBI debe crecer a un ritmo cercano al 7% anual acumulado.

Este crecimiento del total de la economía nacional a un ritmo sostenido es también una meta ambiciosa.

La superposición de dos grandes obras hidroeléctricas, a causa del atraso de una de ellas, por ejemplo Corpus y Paraná Medio, significaría una fuerte concentración de inversiones que repercutirá seguramente en la economía del país.

Es importante hacer notar que ninguno de los tres planes en estudio ha tenido en cuenta la construcción durante la década del '80 de las Centrales del Alto Uruguay. Estas centrales tendrán una capacidad de aproximadamente 2000 MW en la base del diagrama de carga. Tal potencia puede reemplazar, por supuesto, el mismo orden de potencia nuclear o reemplazar a otras centrales hidroeléctricas cuyas obras se atrasen.

La factibilidad de estos aprovechamientos no es descartable, en el mediano plazo, ya que Brasil está interesado en los mismos, porque es la principal fuente de energía barata para sus Estados del Sur.

Hay que tener en cuenta, que la no realización de las grandes obras hidroeléctricas tendrá una repercusión político-económica, que posiblemente incidirá sobre las tasas del PBI. Por lo tanto también se verá afectado el crecimiento de la oferta de energía eléctrica prevista. Por esto no es correcto suponer, en todos los casos, que las obras hidroeléctricas no realizadas serán reemplazadas totalmente con generación nuclear. Ni las inversiones, ni las erogaciones de divisas, ni la incidencia en el desarrollo regional, ni los efectos colaterales de las obras (riego, control de crecida, navegabilidad, etc.) ni las funciones de las centrales en despacho de carga, son similares.

Además, se sabe que por estas razones el kwh hidráulico es más barato que el nuclear.

Por último, debemos agregar que, lamentablemente, para los años 1973/74 no se ha cumplido con las tasas de crecimiento previstos.

La tasa de crecimiento del año 1973 estuvo casi 3 puntos por debajo de lo pronosticado. Esto incidirá en el año 1985 disminuyendo la potencia instalada en algo más de 900 MW, si se mantuviera constante la tasa de crecimiento de la energía en 10,86% a partir de 1974.

3. - Incidencia de los planes energéticos sobre la programación de las instalaciones del ciclo de combustible

La instalación de centrales nucleares en el país hace que sea imprescindible asegurar su provisión de combustible, y esto sólo puede hacerse en forma coherente con una política nuclear independiente si se cuenta con las plantas industriales y los conocimientos tecnológicos necesarios.

Cabe preguntar entonces, hasta cuándo atenderán la demanda de combustible nuclear las plantas cuya capacidad de producción está decidida, y en qué fecha habrá que decidir ampliar dichas capacidades.

Para responder a esta pregunta, se ha hecho el análisis de la demanda y disponibilidad de combustible bajo la forma correspondiente a cada etapa del ciclo, y según cada uno de los planes considerados.

Se han confeccionado 3 cuadros donde se detallan los cronogramas de suministro de combustible para cada una de las etapas del ciclo hasta el año 1985. También para las dos alternativas del Plan 3 se ha evaluado las reservas a disponer en cada año entre 1975 a 1985.

En los gráficos 1, 2 y 3 se especifican las demandas de combustible para cada uno de los planes y la oferta prevista de acuerdo a los cronogramas de producción que han determinado cada uno de los sectores responsables de la misma.

También se ha dibujado la curva de stock esperado de combustible, en cada una de estas etapas, para los dos planes extremos (máxima y mínima demanda).

Los valores para dibujar las curvas de stock en estos gráficos se tomaron de los cuadros 4, 5 y 6.

En el gráfico número 4 se dibujaron las evoluciones de las reservas hasta el año 1985.

4. - Incidencia de la capacidad de las plantas en los costos unitarios del combustible.

Con la información disponible se puede encarar la determinación de los costos unitarios del combustible en cada una de las etapas del ciclo y su variación en el tiempo hasta 1985, en función del factor de utilización de las plantas.

La incidencia de las economías de escala, por las ampliaciones, en los costos unitarios no se puede predecir en estos momentos debido a la incertidumbre que existen en las predicciones del planeamiento energético.

Se ha comenzado un estudio del costo del ciclo de combustible de la CNA, del cual forma parte este trabajo.

Este costo sufrirá la influencia de las variaciones de los costos unitarios en función del factor de utilización de las plantas. En el caso de la fábrica de elementos combustibles existirá además otra variación, determinada por la integración escalonada del proceso de fabricación.

El valor de estas variaciones en los costos no se conoce con precisión, pero se puede llegar a valores estimativos que permitan determinar cotas, con las cuales se pueden calcular valores límites para el costo del ciclo, y hacer un estudio paramétrico de sensibilidad. Una vez que se definan conceptualmente las hipótesis de enriquecimiento de la CNA con plutonio y con uranio 235, y que se hayan estimado los costos involucrados en ellas en forma coherente con los otros costos unitarios, se podrán obtener valores comparables, dentro de sus márgenes de error, para el costo del ciclo de la CNA.

Lo dicho es válido para el caso de las Centrales II y III, que trabajarán durante varios

años con un sistema de aprovisionamiento similar al de la CNA. La Central IV y, eventualmente la Central V, trabajarán durante un corto tiempo en este mismo sistema, pero casi inmediatamente sufrirán el efecto de las ampliaciones mencionadas.

En consecuencia es aconsejable activar los estudios económicos referentes a las instalaciones industriales relacionadas con el ciclo de combustible, a fin de poder acotar tanto como se pueda el valor de sus costos unitarios, ya que tanto estos, como el costo del ciclo, para cuyo cálculo aquellos son imprescindibles, son elementos fundamentales en la toma de decisiones en este terreno.

5.- Conclusiones.

El panorama energético, en lo que hace a las definiciones de los tipos de centrales a instalar y sus fechas de entrada, se presenta incierto a partir de 1982-83.

El atraso que se ha manifestado en los años 1973/74 desplaza las previsiones hechas en los planes existentes por lo menos 1 año en 10 años, o sea que lo previsto para instalar en el año 1984 se instalará en 1985.

Los tres planes analizados son más o menos similares hasta la cuarta central nuclear y además se puede esperar que a partir de esta central se produzca un desplazamiento de un año en las instalaciones.

Si en el año 1985 se instalará una o dos centrales nucleares, dependerá fundamentalmente de las definiciones tomadas con respecto a los grandes aprovechamientos hidroeléctricos.

Por otra parte, el grado de madurez alcanzado hasta el presente por la energía nuclear, los proyectos de desarrollo que están en marcha en Canadá, y los proyectos de desarrollo que se estudian en nuestro país, hacen que sea prudente considerar como probable que ocurran cambios en el módulo o en el diseño de la línea CANDU, o en los materiales o diseño del combustible.

Estos cambios pueden introducir variaciones en el número de centrales, sus requerimientos de suministros, los costos involucrados, etc., que no pueden preverse en este momento.

Por todo esto pensamos que hacer estimaciones más allá del año 1985 puede llevar a cometer grandes errores.

La decisión de ampliar cualquiera de las tres etapas analizadas del ciclo de combustible, podrán esperar para ser tomadas hasta el año 1979/80 por lo menos, cualquiera que sea el plan de equipamiento nuclear que se cumpla. Esto es así debido a que la ampliación cuya realización llevaría más tiempo sería un nuevo complejo para producir concentrado, y ese tiempo de construcción es del orden de 4 a 5 años.

Además, durante los próximos 5 años se elaborará la información necesaria para decidir sobre el reciclado de plutonio, ésto tendrá una marcada incidencia sobre las ampliaciones de las etapas del ciclo analizadas más arriba, y sobre la etapa de reprocesamiento.

Con respecto al almacenamiento de combustibles nucleares irradiados, por ahora solo hay que pensar en CNA. Se debe por lo tanto acelerar el proyecto y construcción del cementerio de Atucha y del recipiente para el transporte interno de los Elementos Combustibles irradiados.

CUADRO 1

SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE en toneladas de Uranio PLAN 3 Alt. I y Plan 1

Centrales Nucleares	Potencia	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87
Fecha Entrada en servicio de c/central														
		II III IV												
Central Nuclear I	319 MW	62	62	62	51	61	51	61	51	61	51	61	51	61
"	II 600 MW			1	125	13	86	86	86	86	86	86	86	86
"	III 600 "					1	115	13	86	86	86	86	86	86
"	IV 600 "								1	115	13	86	86	86
"	V 600 "												1	115
1 Demanda total anual de U como EC		62	62	63	176	75	252	160	224	348	236	319	310	434
Demanda acumulada de U como EC		62	124	187	363	348	690	850	1074	1422	1658	1977	2287	2721
Demanda de comb. durante la vida útil de c/central		1600					2580		2580		2580			
Demanda acumulada de comb. durante las vidas útiles de las Centrales		1600	1600	1600	1600	1600	4180	4180	6760	6760	6760	9340		
2. Demanda anual de UO ₂		62	63	176	75	252	160	224	348	236	319	310	434	
Demanda anual acumulada de UO ₂		62	125	301	376	628	788	1012	1360	1596	1915	2225		
3. Demanda anual de concentrado		63	119	126	163	206	192	286	292	278	314	372		
4. Valor que debe alcanzar la reserva en c/año		7363	7053	6619	6297	8470	7880	10830	13680	16390	19010	21280		

CUADRO 2

SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE EN TONELADAS DE URANIO Plan 3 Alt. II

Centrales Nucleares Potencia		75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87
Fecha Entrada en Servicio de c/central														
		II										IVyV		
		II										VI		
Central Nuclear I	319 MW	62	62	62	51	61	51	61	51	61	51	61	51	61
"	II			1	125	13	86	86	86	86	86	86	86	86
"	III													
"	IVyV 2 x 600 "					1	115	13	86	86	86	86	86	86
"	VI													
Central Nuclear VII	600 "								2	230	26	172	172	172
											1	115	13	86
													1	115
1. Demanda total de U (como EC)		62	62	63	176	75	252	160	225	463	250	520	409	606
Demanda total acum. de U (como EC)		62	124	187	363	438	690	850	1075	1538	1788	2308	2717	3323
Demanda de comb. durante la vida útil de la central		1600					2580		2580			5160		2580
Demanda acumulada de comb. durante las vidas útiles de las centrales		1600	1600	1600	1600	1600	4180	4180	4180	6760	6760	6760	11920	11920
2. Demanda anual de UO ₂		62	62	176	75	252	160	225	463	250	520	409	606	
Demanda acumulada de UO ₂		62	125	301	376	628	788	1013	1476	1426	2246	2655		
3. Demanda anual de concentrado		63	119	126	163	206	192	344	356	385	464	507		
Demanda anual acum. de concentrado		63	182	308	471	677	869	1213	1569	1954	2418	2925		
4. Valor que debe alcanzar las reservas en:		9612	9203	11197	9768	12100	11240	15728	18182	20359	22406	24030		

CUADRO 3

SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE en toneladas DE URANIO PLAN 2

Centrales Nucleares Potencia		75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	
Fecha Entrada en Servicio de c/central															
		II					III					IVyV			VI
Central Nuclear I	319 MW	62	62	62	51	61	51	61	51	61	51	61	51	61	
"	II 600 MW		1		125	13	86	86	86	86	86	86	86	86	
"	III 600 MW					1	115	13	86	86	86	86	86	86	
"	IVyV 2x600 MW								2	230	26	172	172	172	
"	VI 600 MW										1	115	13	86	
"	VII 600 MW											1	115	13	
"	VIIIy IX 2x600 MW												2	230	
1.- Demanda total de U como EC		62	62	63	176	15	252	160	225	463	250	521	525	734	
Demanda total acumulada de Uranio EC		62	124	187	363	438	690	850	1075	1538	1788	2309	3834		
2.- Demanda anual de UO2		62	63	176	75	252	160	225	463	250	521	525	734	593	
Demanda acumulada de UO2		62	125	301	376	628	788	1013	1476	1726	2247	2772	3506		
3.- Demanda anual de concentrado		63	119	126	163	206	192	344	356	385	523	629	663		

Aclaración de los cuadros 1, 2 y 3

- a) Los elementos combustibles son entregados a la central un año antes de que sean cargados en el reactor.
- b) La entrega de UO_2 a la FEC se realiza un año antes que los elementos combustibles sean entregados.
- c) El concentrado es entregado a la Planta Refinadora de Uranio (PR U) 6 meses antes que esta entregue el UO_2 a la FEC.
- d) Para fijar las reservas se considera: que estas deben ser conocidas 10 años antes de ser utilizadas como EC en el reactor, y que su volumen debe ser igual al consumo acumulado de U durante las vidas útiles de las centrales, menos el U ya consumido al año que se utilicen esas reservas (Ej. la reserva para el Plan 3 alt I en el año 1975 será igual al consumo de los reactores instalados hasta 1985, durante sus vidas útiles 9340 t de U, menos lo que ya consumieron hasta ese año, 1977 t. lo que es igual a 7363 t de U.

Los análisis de las reservas fueron hechos sólo para el plan 3 alt. I y II porque únicamente en él se ha hecho un estudio detallado de la oferta nuclear más allá del año 1990.

- e) En los cuadros 2 y 3 se han retrasado un año las entradas de las centrales nucleares a partir de la central IV por lo dicho en el punto 5 y en el cuadro 3 se atrasó un año la Central III, por la imposibilidad práctica de que entre en operación en el año 1981. En el cuadro 1 se ha respetado como fecha de entrada en operación de la Central IV el año 1985 tal cual lo indica el Plan 3 alt. I, fijándose también para ese año la central flotante del Plan I (Plan Trienal).
- f) Las centrales que quedan situadas debajo de la línea de puntos entran después del año 1985, y las necesidades de suministro de combustible para los años 1986/87, que figuran a la derecha de la línea de puntos, se toman en cuenta porque tiene incidencia en los años anteriores a 1986.

Determinación de stocks para cada una de las etapas del ciclo, para las alternativas extremas de equipamiento nuclear.

Cuadro 4. Disponibilidad de EC (t de U)

año	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86
Demanda												
Plan 2	62	62	63	176	75	252	160	225	463	250	511	
Plan 3 Alt. I	62	62	63	176	75	252	160	224	348	236	319	310
Oferta				135	270	270	270	270	270	270	270	270
Dif. anual												
Oferta-Demanda												
Plan 2				-41	195	18	110	45	-193	20	-251	
Plan 3 Alt. I				-41	195	18	110	46	-78	34	-49	-40
Stocks												
Plan 2	Déficit en el suministro de combustible nacional				195	213	323	368	175	195	-	(*)
Plan 3 Alt. I					195	213	323	369	291	325	276	236

(*) A partir de 1985 debería comenzar a operar la ampliación

Cuadro 5 - Disponibilidad de UO₂ (en t de U)

año	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86
Demanda												
Plan 2	62	63	176	75	252	160	225	463	250	521	525	
Plan 3 Alt.I	62	63	176	75	252	160	224	348	236	319	310	378
Oferta	5	20	40	90	270	270	270	270	270	270	270	270
Difer. anual Oferta-Deman.												
Plan 2				15	-72	110	53	-193	20	-251	-255	
Plan 3 Alt.I				15	-72	110	54	-78	34	-49	-40	-108
Stocks												
Plan 2	Déficit en el sumi-			15	-	110	163	**	20	-	-	-
	nistrónacional de com											
	bustible. También lo											
Plan 3 Alt.I	habrá durante 1979			15	-	110	164	86	120	71	29	-

** A partir de 1982 debería comenzar a operar la ampliación

Cuadro 6. Disponibilidad de Concentrado (en t. de U)

año	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86
Demanda												
Plan 2	62	119	126	163	206	192	344	356	385	523	629	663
Plan 3 Alt I	62	119	126	163	206	192	286	292	278	314	372	
Oferta	61	84	91	125	245	412	439	433	415	433	438	438
Difer. anual												
Oferta-Deman.												
Plan 2					39	220	95	77	30	-190	-191	-225
Plan 3 Alt. I					39	220	153	181	137	119	66	
Stocks												
Plan 2	Déficit en el suministro nacional de combustible				39	259	354	431	461	271	80	-
Plan 3 Alt. I					39	259	412	593	730	849	915	-

COMPARACION ENTRE LAS DEMANDAS OFERTA Y STOCK DE URANIO CONTENIDO EN LOS EC (GRAFICO 1)

===== Demanda de elementos combustibles

----- Oferta de elementos combustibles (De acuerdo al cronograma de la FEC)

===== Stock de elementos combustibles

FEC de una capacidad de 270 t/a $\pm$ 30 t, 1978 entra en operación 50% de su capacidad a partir de 1979
plena capacidad

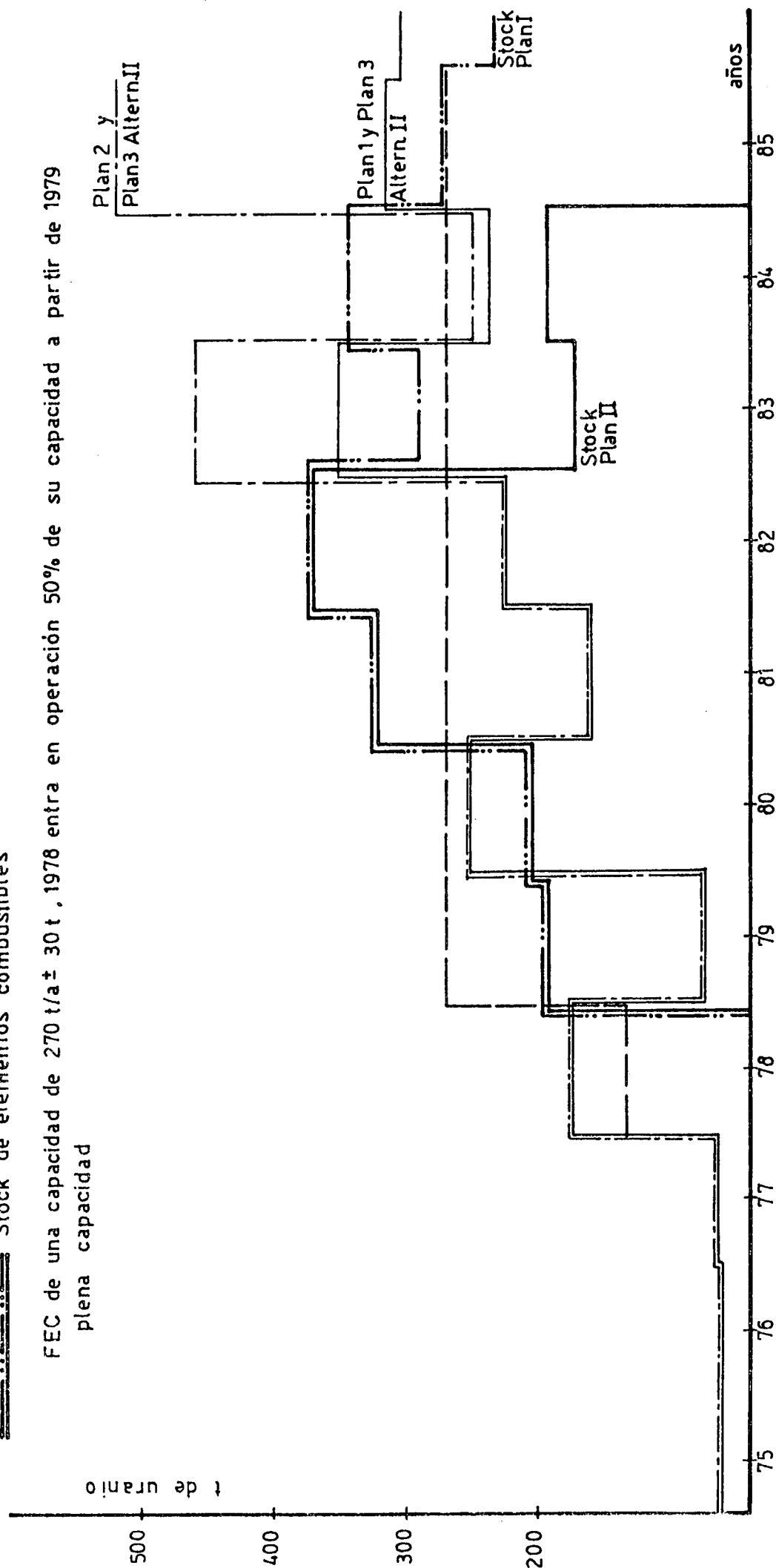


Gráfico 1. Se ve claramente que con la instalación ya decidida se abastecería a los reactores por lo menos hasta el año 1984, cualquiera sea el plan que se cumpla.

COMPARACION ENTRE LAS DEMANDAS OFERTA Y STOCK DE URANIO COMO UO_2 (GRAFICO 2)

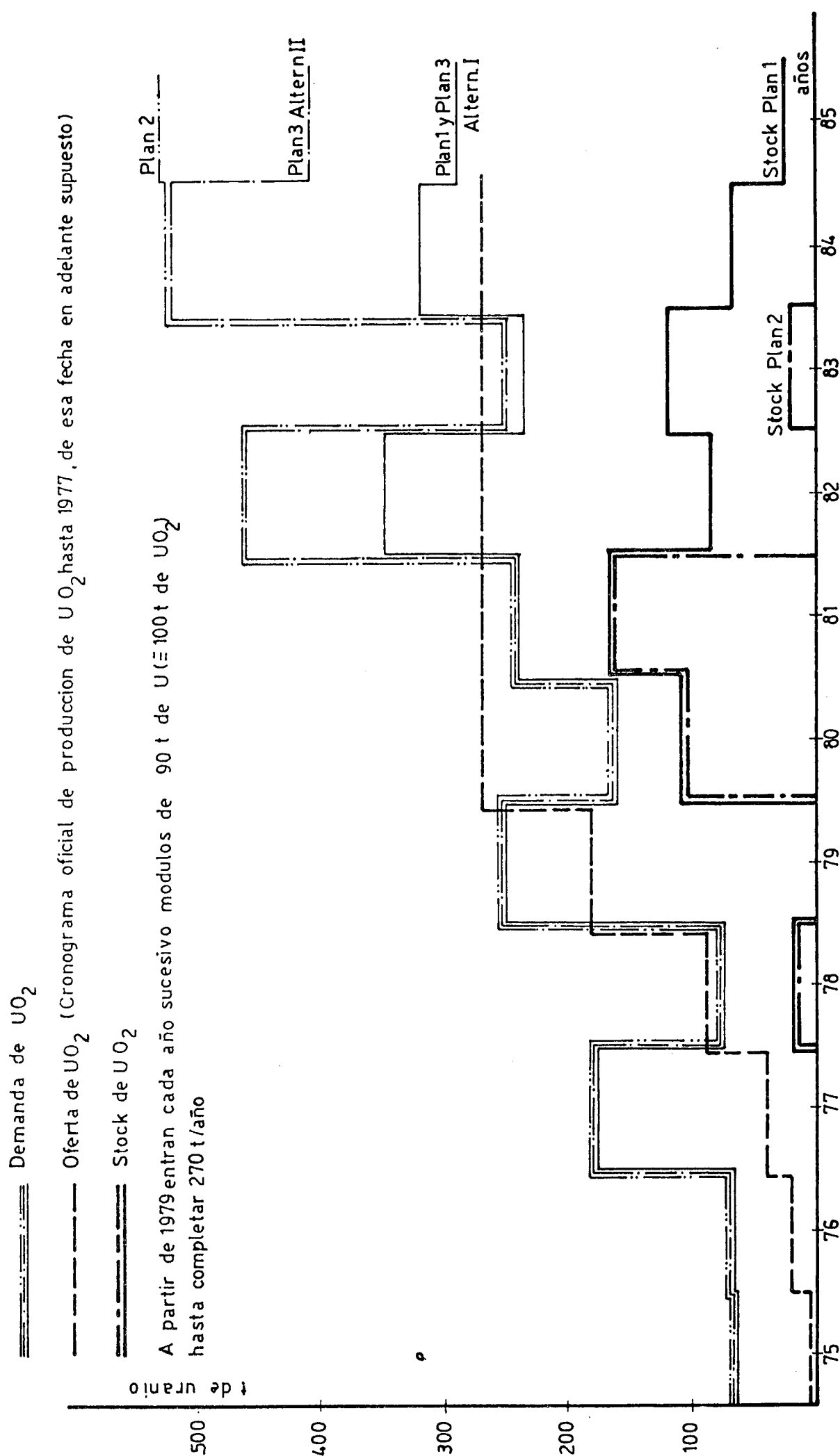


Gráfico 2. El cronograma de producción para la Planta Refinadora de Uranio (PRU) que figura en este gráfico es oficial hasta 1977. De esa fecha en adelante se ha supuesto un cronograma de producción en base a las instalaciones actuales y sus posibilidades. La capacidad del actual proyecto PRU hasta la obtención de Diuranato de Amonio puede alcanzar las 100 toneladas equivalente de UO_2 por año trabajando un turno diario, o sea que, equipando la PRU con 3 hornos de reducción de módulos 100 t/año c/u se llegarían a producir 300 t/año operando en los tres turnos.

El cronograma de producción de la PRU elegido atendería perfectamente la demanda hasta 1985 si se cumple el Plan 1 o el Plan 3 alternativa I

Si el plan que se realiza es en cambio, el Plan 2, en el año 1982 ya habría déficit de este suministro, acentuándose el mismo a partir de 1984.

Sin embargo, es de hacer notar que esta etapa del ciclo de combustible es la que menor valor agregado introduce al combustible, y que además la mayor parte de su tecnología ha sido desarrollada por técnicos de CNEA, faltando solamente tomar una decisión con respecto a los hornos de reducción.

Además, por ser esta una instalación de tipo químico convencional, con tecnología perfectamente conocida, el tiempo de la realización de la obra, desde la toma de decisión es sólo de aproximadamente 3 años. Habría tiempo para decidir la ampliación, en el peor de los casos hasta el año 1979

COMPARACION ENTRE LAS DEMANDAS - OFERTA Y STOCK DE CONCENTRADO

(GRAFICO 3)

Demanda de concentrado

Oferta de concentrado (Mesa 6B del CC, 1973)

Stock de concentrado

Sierra Pintada se consideró de 400 t/año que entra en operación en 1978 y a plena capacidad en 1981

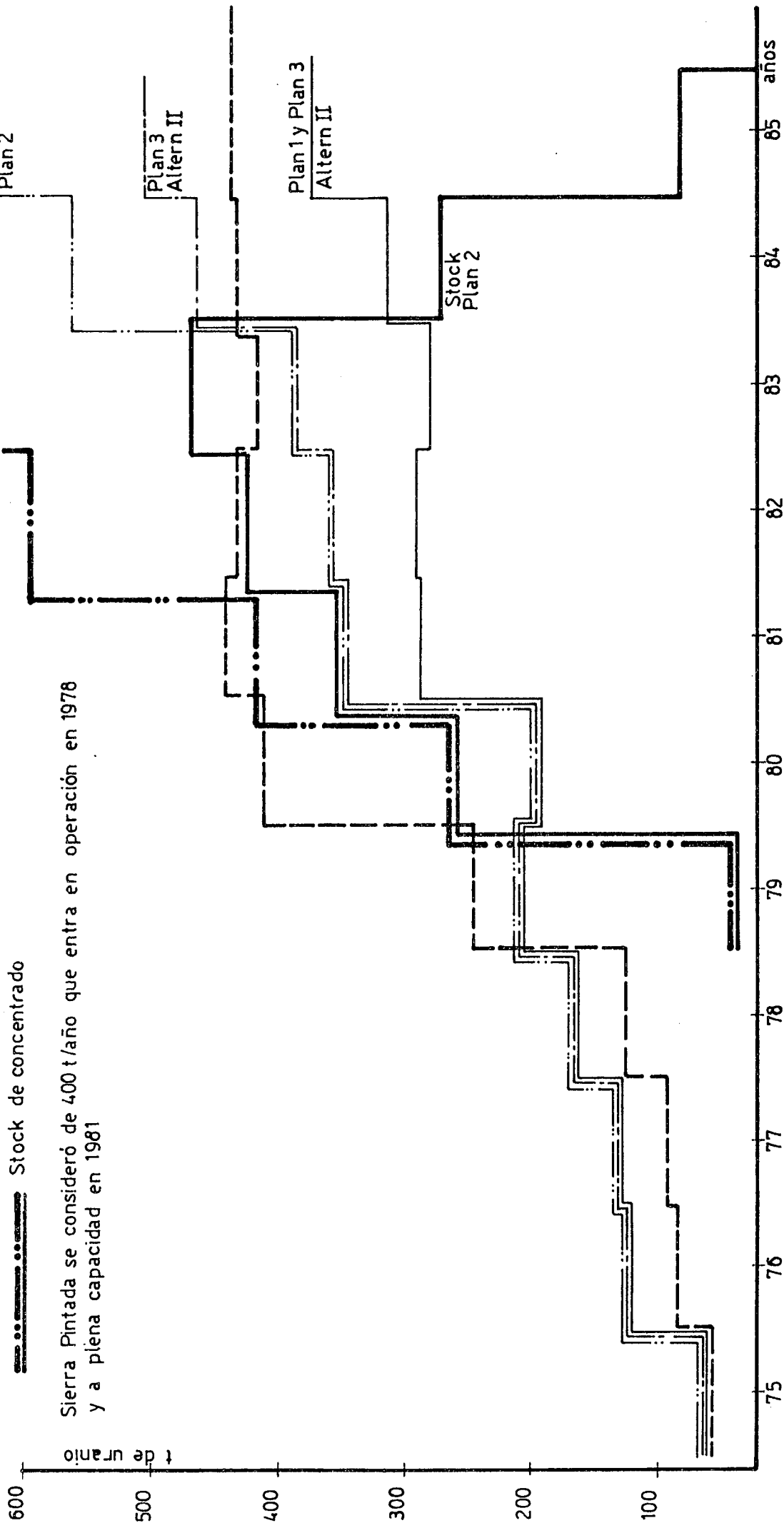


Gráfico 3. Si se cumple el Plan 2 debería comenzar la operación de la ampliación de Sierra Pintada (u otra instalación en su defecto) en el año 1986.

Si en cambio se sigue el Plan 1 habrá suficiente stock todavía en el año 1985 (915 T de U como concentrado), de modo que no hará falta ampliar la capacidad de producción.

Una conclusión que se puede sacar de este gráfico es que no tiene sentido pensar en un módulo mayor de 400 t/a para Sierra Pintada, sin arriesgarse a disponer de una gran capacidad ociosa.

RESERVAS DE URANIO PARA EL PERIODO 1975 - 85 (GRAFICO 4)

(Para el plan 3 alt 1y2) en toneladas de uranio

años	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95
Demanda U como ec Plan 3 alt I	2287	2721	3043	3950	4040	4690	5440	6330	7310	8640
" 3 " II	2717	3323	4752	4980	5840	6462	7058	7881	8837	10210
U consumo en vida util de las centrales										
'Plan 3 alt I	9340	9340	9340	11920	11920	15520	19120	22720	26320	29920
" 3 II	11920	14520	14520	17080	17080	22240	25240	28240	31240	34240
Reserva de U 10 años antes										
Plan 3 alt I	7053	6619	6227	8470	7880	10830	13680	16390	19010	21280
3 II	9203	11197	9768	12100	11240	15778	18182	20359	22406	24030

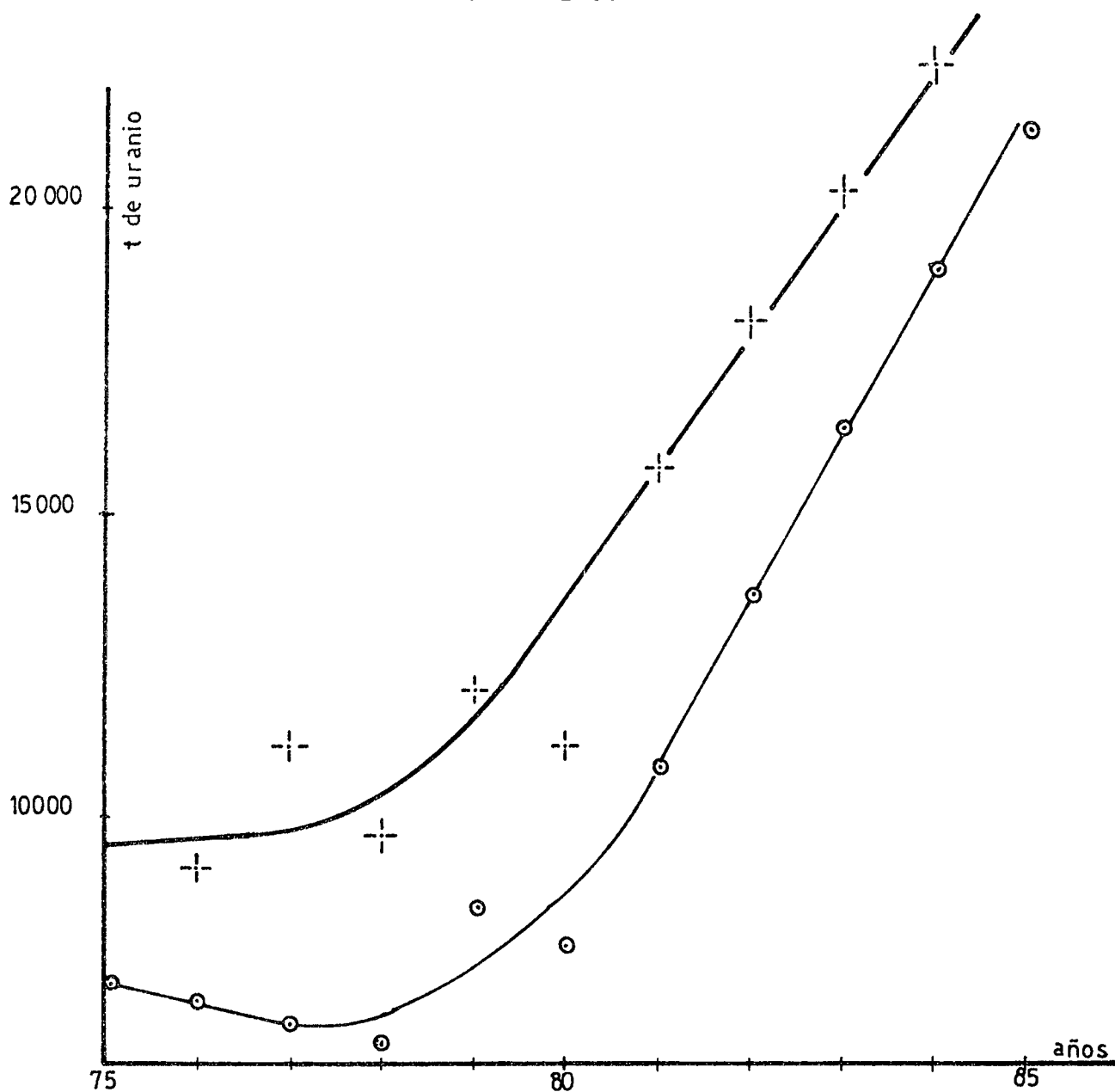


Gráfico 4. Este gráfico se confeccionó en base a los datos aportados por el Plan 3. La potencia instalada al año 1995 será de aproximadamente 7.700 MW para la alternativa I y 9100 MW para la alternativa II. Esta diferencia de potencia a favor de la alternativa II significa un esfuerzo del orden del 15% superior en materia de prospección del mineral. Se puede adelantar que el trabajo en prospección que demandará el plan 2 será apenas superior, ya que todos los planes de equipamiento nuclear coincidirán hacia el año 2000.

Es oportuno, sin embargo hacer notar que la inversión en prospección que deberá realizarse en la década es casi independiente del plan de equipamiento nuclear que se ejecute.

Esto se debe a que, aproximadamente para el año 1985, el país deberá tener un perfecto conocimiento de su potencial uranífero para poder planificar el desarrollo energético nuclear hasta más allá del fin del siglo. Un buen conocimiento de nuestras reservas de uranio permitirá, para las décadas a posteriori de 1990, no sólo definir la línea de reactores a utilizar, sino también la política económica a seguir en materia de combustibles nucleares.

Para llegar a tener un buen conocimiento de nuestro potencial uranífero, será necesario prospectar los 500.000 km² de nuestro país que presentan mineralizaciones aptas para contener uranio.