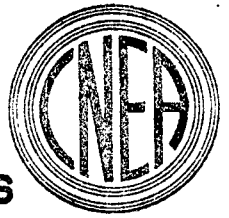


08.48.09



COMISION INTERAMERICANA DE ENERGIA NUCLEAR Y
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA



**CURSO LATINOAMERICANO DE INGENIERIA NUCLEAR
ORIENTADO A LA CAPACITACION BASICA PARA LA
IMPLEMENTACION DE PROGRAMAS NUCLEOELECTRICOS**

C.N.E.A. Biblioteca	
ARCHIVO PUBLICACIONES	
Nº 1	AÑO 1978

CNEA AC-84/78

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE CENTRALES
NUCLEARES

Prof.: Ing. JERONIMO J. C. MARTINEZ

BUENOS AIRES - ARGENTINA

OCTUBRE - 1978

1.- Objeto del Estudio

Analizar los proyectos de instalación de plantas de generación eléctrica nucleares, para determinar en cada caso si son: técnicamente factibles, económicamente convenientes, financieramente viables y encuadrados en las normas legales vigentes.

2.- Aspectos fundamentales del Estudio

- a) Requerimientos energéticos del mercado y la manera de satisfacerlos.
- b) Recursos: humanos, energéticos, tecnológicos e industriales con que cuenta el país.
- c) Características del proyecto, en particular: potencia, lugar de emplazamiento, ingeniería del proyecto y aspectos legales y económico-financieros.
- d) Evaluación del proyecto según el tipo de reactor que se considere, comparándolo económicamente con otros tipos de plantas generadoras y líneas de transmisión asociadas.

2.1 Requerimientos energéticos del mercado y la manera de satisfacerlos

2.1.1 Mercado eléctrico

Se da como ejemplo la distribución de los mercados eléctricos en la República Argentina.

MERCADOS ELECTRICOS DEL PAIS

Los mercados eléctricos existentes, salvo el del Gran Buenos Aires-Litoral, son regionales, es decir, independientes con características propias. El más importante es el mercado del Gran Buenos Aires-Litoral, que genera aproximadamente el 60% de la energía eléctrica demandada en todo el país. Es además el único que está interconectado. En efecto, abarca la Capital Federal; Gran Buenos Aires; La Plata; San Nicolás; Rosario; Santa Fé; Paraná y sus respectivas zonas de influencia.

Los que le siguen en importancia y que actualmente operan en forma independiente, son el mercado Centro que cubre la Provincia de Córdoba, el de Cuyo que abarca las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis y el de la Provincia de Buenos Aires.

Estos son los de mayor importancia ya que conjuntamente con el primero generan un 90% de la energía total demandada por el país.

Existen otros mercados regionales de menor importancia, como el Noreste Argentino (Corrientes, Misiones, Chaco, Formosa y Norte de Santa Fé), el del Noroeste Argentino (Santiago del Estero, Tucumán, Catamarca, La Rioja, Salta y Jujuy), el Comahue (Neuquén, La Pampa, Alto Valle del Río Negro y Suroeste de la Provincia de Buenos Aires), el Patagónico Centro (Chubut) y Patagónico Sur (Santa Cruz).

Es de hacer notar aquí, la importancia que tiene el hecho de que estos mercados, sobre todo los más importantes, estén interconectados.

En efecto, cuando los mercados están ligados entre sí por líneas de transmisión, pueden intercambiarse la energía de acuerdo a los requerimientos horarios de su demanda, de modo que la operación de las máquinas instaladas en ellos sea la del mejor rendimiento, permitiendo además una menor necesidad de potencia instalada de reserva.

Por esta razón se trabaja actualmente en la interconexión del mercado del Gran Buenos Aires-Litoral con el del Centro y éste a su vez con el de Cuyo (1979-80).

Se espera asimismo, que para la década 80-90, se incorpo-

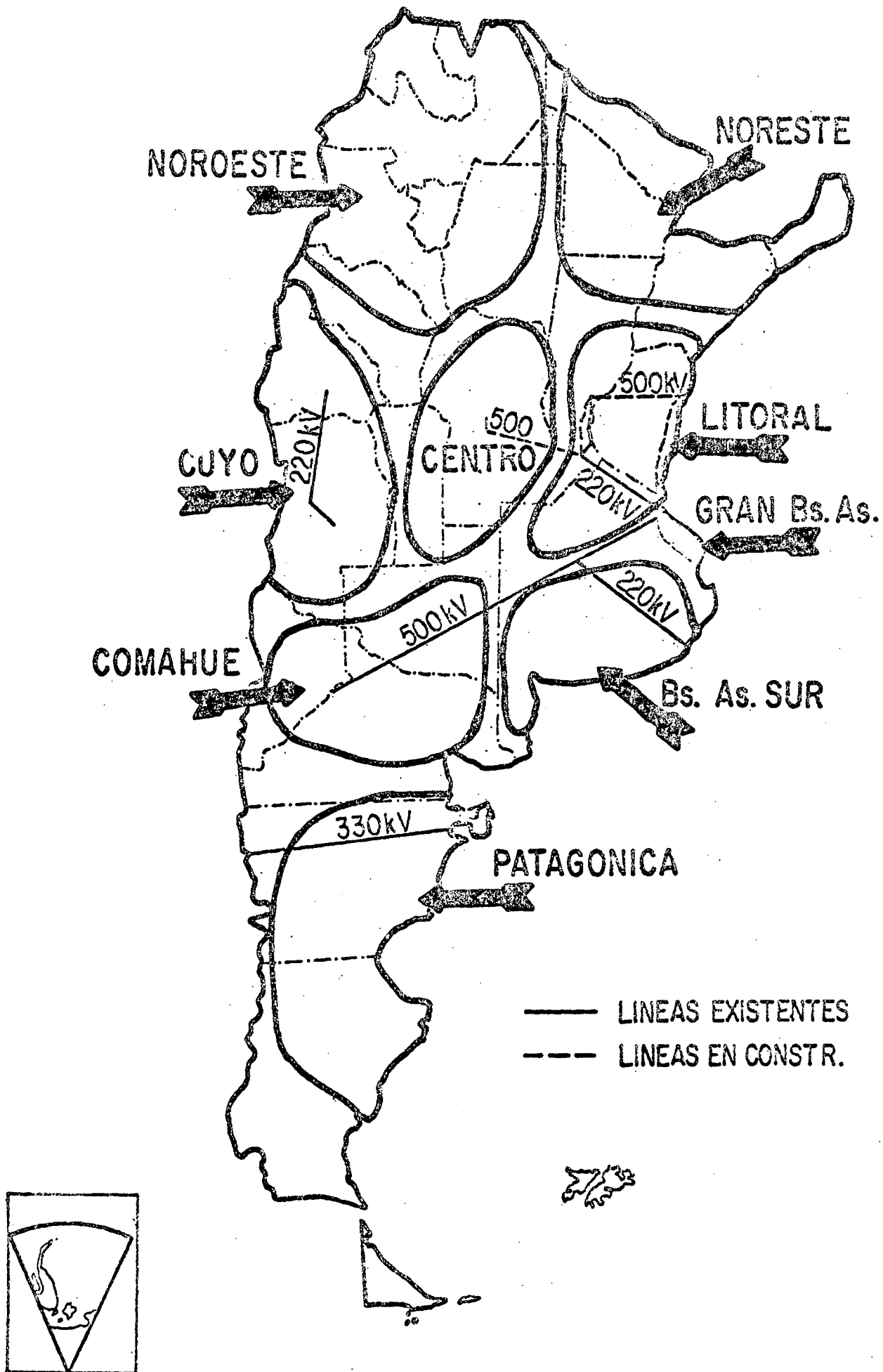


Figura 1

rarán al Sistema Nacional Interconectado, el Comahue y el Patagónico Centro y posiblemente el NOA y NEA, con lo que se tendría integrado prácticamente todo el Sistema Interconectado Nacional (Figura 1).

Es de señalar que además de estos mercados que son abastecidos por el servicio público, existen centros agrícolas ganaderos, que por su ubicación geográfica no pueden conectarse a la red del servicio público. En estos casos el suministro de energía se efectúa por medio de Cooperativas y en otros casos por medio de la autoproducción.

La autoproducción ocasiona un uso antieconómico de los combustibles, pues además de emplear combustibles más refinados es necesario transportarlos y almacenarlos con los consiguientes gastos.

En cuanto a la planificación del equipamiento de los mercados se puede, a efectos de simplificar los cálculos, programarlo como si estuvieran interconectados y la ubicación de las centrales que resulte necesario instalar se determina mediante el estudio complementario de cada mercado regional.

1.2 CARACTERISTICAS DEL MERCADO ELECTRICO

Las características más importantes del mercado eléctrico son:

- a) La demanda de energía eléctrica.
- b) La demanda de potencia en función del tiempo.
- c) La demanda máxima de potencia.
- d) El factor de capacidad o factor de carga.

a) La demanda de energía es la requerida por los usuarios y su conocimiento es fundamental para la planificación, pues permite determinar la potencia necesaria a instalar para su generación.

b) La demanda en función del tiempo permite dimensionar correctamente el equipamiento.

En efecto, analizando el comportamiento de la demanda de potencia en un día del año se observará (Figura 2):

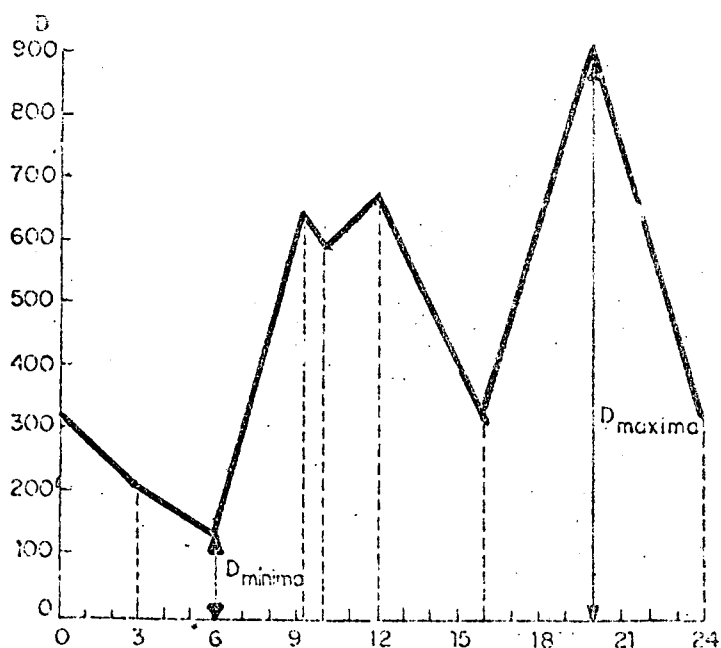


Figura 2

Que en las primeras horas del día la demanda de potencia disminuye constantemente hasta un valor mínimo, dado que sólo siguen funcionando algunos servicios generales, iluminación de calles, etc., que producen un determinado consumo de energía. Este mínimo se produce a la hora 06.00, en que empieza la actividad normal y los requerimientos de demanda aumentan firmemente hasta las 09.00 ó 10.00 hs. según las costumbres de la población, en que se registra una pequeña disminución volviendo luego a crecer hasta las 12.00 ó 13.00 hs., punto en que desciende nuevamente hasta las 16.00 ó 17.00 hs. Esta disminución se explica por el almuerzo, cierre de los comercios, etc..

A partir de las 16.00 hs., nuevamente la demanda de potencia que crece hasta las 19.00 ó 20.00 hs., en la que se alcanza el valor máximo del día debido a que a las actividades normales en ese lapso se le suman la iluminación de calles, comercios, domicilios, televisión, etc..

A las 20.00 ó 21.00 hs! la demanda disminuye rápidamente debido a que los usuarios gradualmente comienzan su reposo, hasta llegar al valor de las 24.00 hs., volviéndose a reiniciar el ciclo del día siguiente en forma similar. Estas variaciones en función de

las horas del día no son exactamente iguales para todos los días del año, razón por la que este diagrama se confecciona anualmente, obteniendo una curva similar a la diaria, pero registrándose en esta las variaciones estacionales y las debidas a cargas imprevistas.

c) Suponiendo que la diaria de la Figura 2 sea la anual, se observa que existirá una demanda de potencia máxima y otra mínima.

La demanda máxima da el valor de la potencia que se debe forzosamente tener instalada para cubrir su requerimiento.

La mínima permite valorar el tamaño más conveniente de las máquinas del parque.

d) Si se grafican los valores de las demandas requeridas durante el año en forma decreciente partiendo de la máxima registrada (lo que significa graficar en esa forma las ordenadas de la curva anual de demandas) se obtendrá una Figura como la 3.

Nótese que si la demanda máxima hubiera sido requerida durante las 8.760 hs. del año, el parque existente generaría la máxima energía que podría generar y que está representada por la superficie del rectángulo $D_{\text{máx.}} \times 8.760 \text{ hs.}$

Pero como la demanda de potencia varía como lo indica la Figura 3, la energía que realmente generan las máquinas del parque es menor y está representada por la superficie que abarca la curva de dicha figura. Esto significa que las máquinas del parque no trabajan todas durante todo el año o no lo harían a plena capacidad o carga (máximo rendimiento).

La relación entre la energía realmente generada en el año y la máxima que el parque puede realizar en el mismo se denomina factor de capacidad o de carga.

$$fc = \frac{E_g}{D_{\text{máx.}} \times 8.760 \text{ hs.}} \leq 1$$

Este factor indica el grado de aprovechamiento de la potencia instalada y es importante lograr que sea lo más alto posible. Esto se logra en parte con la interconexión de los mercados.

Por lo general el valor del f_c oscila entre 0,55 a 0,68 de acuerdo a las características del mercado (es mayor en los centros industriales en que trabajan las fábricas sin pausa día y noche).

La curva de la Figura 3 no sólo facilita entender el concepto del factor de capacidad o carga, sino que también permite definir las distintas formas en que pueden operar las máquinas instaladas.

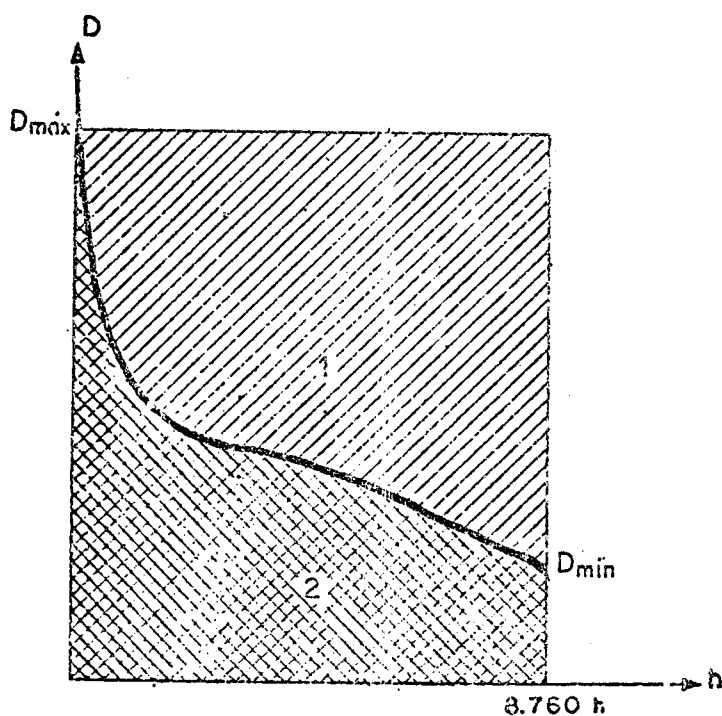


Figura 3

En efecto, nótese en la Figura 4, que la potencia instalada que cubre la potencia mínima, trabajando las 8.760 hs. del año generaría la máxima potencia que puede generar (máximo rendimiento) y que satisface la demanda de energía por la zona del diagrama $D_{mín.} \times 8.760 \text{ hs.}$

Esta se denomina, por su forma, base rectangular y en ella, es conveniente ubicar las centrales hidráulicas que pueden operar durante el máximo número de horas del año reemplazando a las centrales térmicas que consumen combustibles no renovables. En su defecto

se instalarán centrales nucleares que consumen combustibles más baratos o una combinación de ambas.

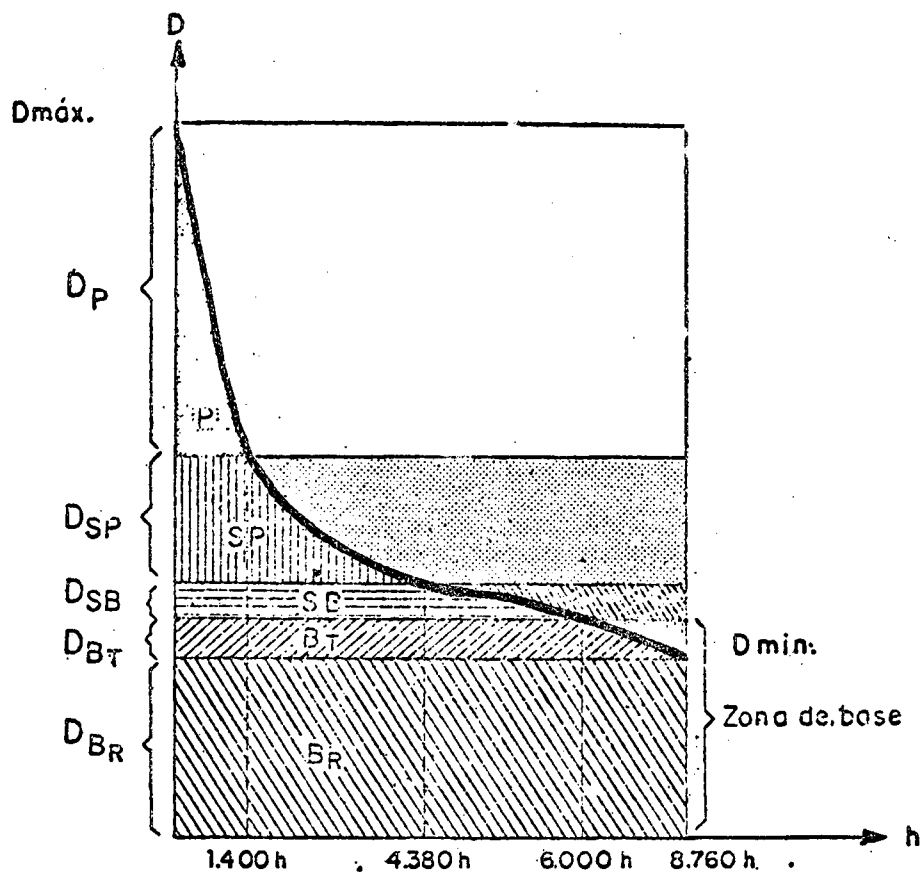


Figura 4

De ser necesario emplear centrales térmicas convencionales se apelarán a las máquinas de menor consumo específico disponibles (de mayor rendimiento).

La zona del diagrama definida entre las 8.760 hs. y 6.000 hs. se denomina base trapezoidal y como se observa, la potencia instalada que satisfaría la demanda de la zona generaría un alto porcentaje de la máxima que podría generar durante todo el año. Por esta razón se aplica el mismo criterio que en la zona de base rectangular los mismos criterios para la operación de las centrales (H, N o TC de alto rendimiento).

La zona comprendida entre los límites de 6.000 hs. y 4.380 hs. se denomina semi-base y la potencia requerida para la misma generaría algo más que la mitad que podría generar en las 8.760 hs.

En esta zona como en todas, se harán trabajar centrales hidráulicas o en su defecto máquinas térmicas convencionales del mejor rendimiento de que se disponga.

Entre los límites de 4.380 hs. y 1.400 hs. la zona se denomina de semipunta y la potencia instalada requerida para cubrir la demanda correspondiente sólo generaría una cuarta parte de la energía que podría generar en el año.

Como siempre en esta zona se harán operar centrales hidráulicas y si no las hubiera las centrales térmicas convencionales más antiguas disponibles.

La zona restante se denomina de punta y en ella se debe operar con centrales hidráulicas o en su defecto con turbinas a gas, que aunque de alto consumo específico, su arranque rápido permite cubrir la demanda en forma inmediata, resultando más conveniente que las térmicas convencionales que requieren 4 o más horas de calentamiento para sólo operar una o dos horas diarias (Comparar Figuras 2 y 4 - En la 4 se suman todas las puntas del año y en la figura 2 están las del día).

2. ANALISIS DEL MERCADO ELECTRICO

Conocidas las características del mercado se procede a efectuar su análisis para determinar los requerimientos futuros de la demanda de energía y potencia.

Primeramente se determinan los requerimientos de energía, ya sea con la tasa de crecimiento histórica o con la que fije la S.E.E. que es la que fija las políticas a seguir en el sector energético. Con dicha tasa de crecimiento y partiendo del último valor de la energía generada se la proyecta hasta el año límite del período en estudio.

De esta manera se obtiene para cada año del período el valor de los requerimientos de energía.

Con estos valores se procede a determinar, también para cada año, las correspondientes demandas máximas de potencia.

Para ello se adopta una de las siguientes premisas:

- a) Se acepta que durante el período en estudio el valor del factor de capacidad se mantiene constante.
- b) Se acepta que el valor del factor de capacidad aumenta

anualmente durante el período en estudio.

En cualquiera de los casos, se conocerá para cada año, el valor del factor de capacidad y en consecuencia, se podrá calcular el valor de la demanda máxima correspondiente.

$$D_{\text{máx.}} = \frac{E_{gn}}{fc_n \times 8.760 \text{ hs.}}$$

Como ya se ha visto este valor de la demanda máxima es el de la potencia mínima instalada que debe poseer el parque.

Pero se debe tener en cuenta que normalmente, las máquinas deben ser sometidas a reparaciones o mantenimiento periódicamente, por lo que en determinados momentos no se dispondrá de algunas de ellas. Es necesario entonces contar con máquinas que puedan reemplazar a las que estén en reparaciones, es decir con una reserva de potencia instalada, de modo tal que siempre se está en condiciones de satisfacer la demanda máxima requerida.

Normalmente se adopta el criterio de que esta reserva debe ser del orden del 20% de la demanda máxima. Así la potencia instalada que debe existir en el parque deberá ser, para cada año, igual a la demanda máxima requerida más un 20% de la misma.

3 EQUIPAMIENTO

Conocida la potencia instalada que se deberá disponer en cada año, se determina por diferencia de la ya instalada los requerimientos del equipamiento, año por año.

Para proponer el programa de proyectos para cubrir estos requerimientos se adopta el siguiente criterio:

- a) Se dará prioridad a los recursos hidroeléctricos.
- b) En segundo lugar se apelará a centrales nucleares.
- c) Si por razones de urgencia no son posibles las soluciones anteriores se instalarán centrales térmicas convencionales, dándoles prioridad a las que consumen carbón.
- d) En la zona de la punta, si no se dispone de recursos hidráulicos, se apelarán a turbinas de gas.

Confeccionado el programa de equipamiento, este será aprobado en función de los recursos financieros disponibles, o de otra

naturaleza por la S.E.E. (Cuadros 1 y 2).

Las razones de otra naturaleza que no sean financieras, pueden no ser sólo de aspectos energéticos. En efecto, razones de requerimientos de riego, regulación de ríos, etc., pueden motivar la inclusión de un proyecto hidráulico aunque su aprovechamiento eléctrico sea reducido.

Del listado de proyectos aprobados, resulta en consecuencia el plan de instalación de centrales nucleares, cuya realización es responsabilidad de la C.N.E.A., que deberá encarar los estudios de ubicación de las mismas y como se verá la planificación de la obtención de recursos materiales y humanos para su construcción, operación y mantenimiento. En la Figura 5 se da una distribución tentativa del mismo.

PLAN DE EQUIPAMIENTO SEE (ABRIL 1977)

BALANCE ENTRE DEMANDA Y RECURSOS

POTENCIA (MW)

	1978	1980	1982	1984	1985*	1986*	1987*
** POTENCIA FIRME	5.908	7.593	10.740	11.111	11.523	12.363	13.007
DEMANDA	5.937	7.131	8.480	10.047	10.931	11.816	12.774
SALDO	-29	462	2.260	1.064	172	547	233
RESERVA % DEMANDA	30	25	22	20	20	20	20

* 1985/86 INCLUYE YACIRETA - 1987 INCLUYE ATUCHA II.

** LA POTENCIA FIRME RESULTA DESPUES DE RESTAR A LA POTENCIA EFECTIVA, LOS RETIROS Y PERDIDAS Y LA RESERVA.

PLAN DE EQUIPAMIENTO SEE (ABRIL 1977)

BALANCE ENTRE DEMANDA Y RECURSOS

ENERGIA (GWh)

	1978	1980	1982	1984	1985*	1986*	1987*
NUCLEAR	2.380	2.380	6.888	6.888	6.888	6.888	9.142
TURBO VAPOR	17.226	19.902	21.339	26.610	26.434	26.434	26.434
HIDROELECTRICA (MEDIA)	9.911	14.039	18.062	20.792	23.722	29.622	36.102
TURBINAS GAS REGIONALES	3.098	2.754	1.232	375	—	—	—
OFERTA	32.615	39.075	47.521	54.665	56.969	62.944	71.678
DEMANDA	32.615	39.075	47.521	56.016	60.829	65.859	72.592
SALDO	—	—	—	-1.351	-3.860	-2.915	-914

* 1985/86 INCLUYE YACIRETA - 1987 INCLUYE ATUCHA II

LOS SALDOS CON DEFICIT SE CUBRIRAN CON HORAS ADICIONALES DE FUNCIONAMIENTO DE TURBINAS A VAPOR Y A GAS.

PROGRAMA I - CENTRALES NUCLEARES

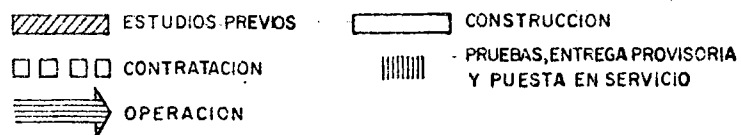
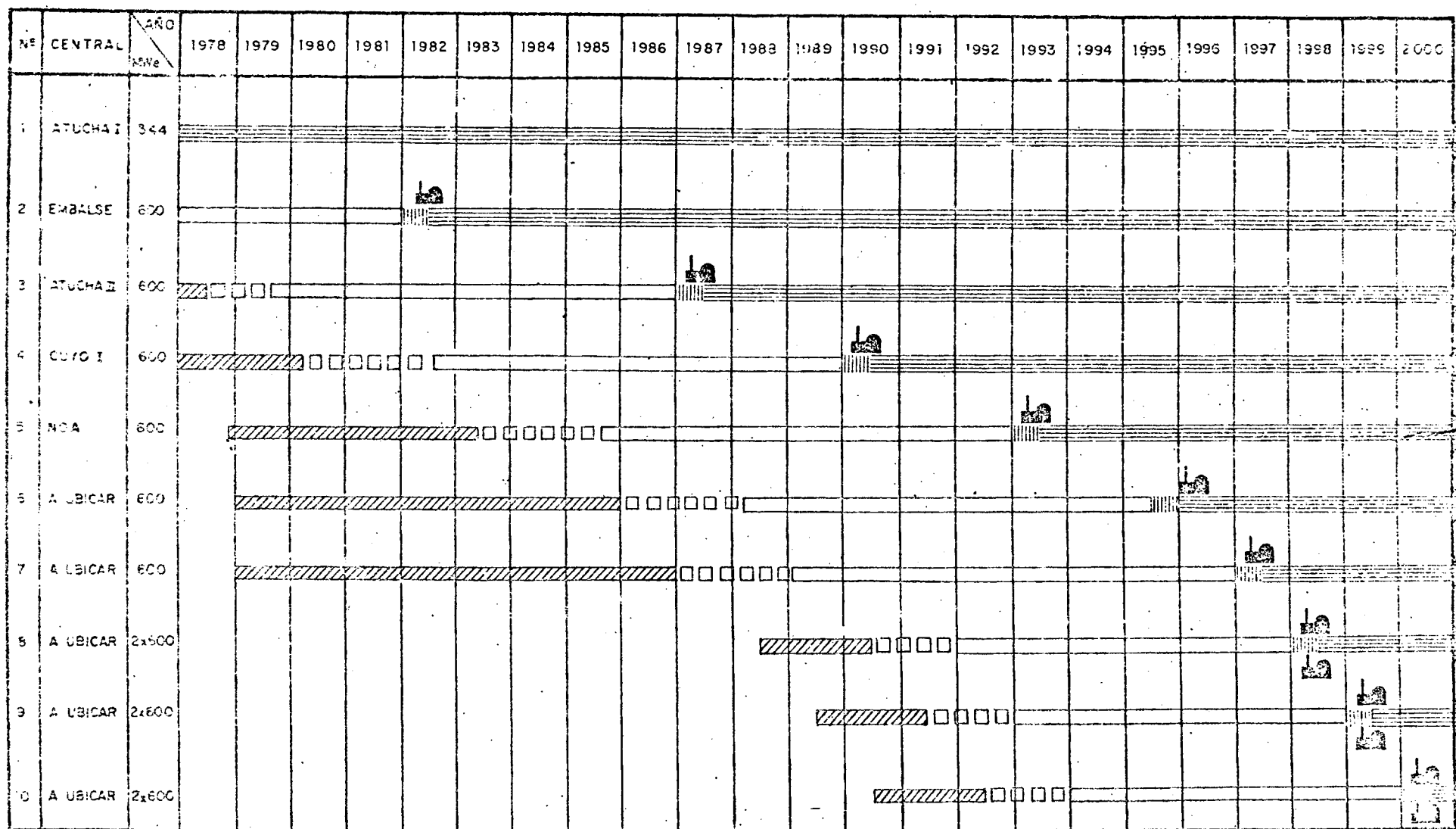


Figura 5

2.2 RECURSOS: HUMANOS, ENERGETICOS, TECNOLOGICOS E INDUSTRIALES CON QUE CUENTA EL PAIS

2.2.1 RECURSOS HUMANOS

Es muy importante que el país cuente con una base de profesionales, técnicos y operarios capacitados para el proyecto y construcción de centrales nucleares.

El elemento de base serán los egresados de las universidades y escuelas técnicas del país, los que requerirán una capacitación especializada, a ser dado en el mismo país o en cursos en el extranjero:

2.2.2 RECURSOS ENERGETICOS

Deben evaluarse bien los recursos disponibles en el país, tendiendo al máximo desarrollo de los recursos hidroeléctricos compatibilizados con los de origen nuclear, habida cuenta de la utilización de las centrales nucleares en la zona de base y las prioridades que establezcan para las hidroeléctricas, las necesidades del riego, saneamiento, regulación de crecientes y navegación.

El desarrollo de estos recursos para la generación de electricidad permitirá la economía en el uso de combustibles fósiles, los que a excepción del carbón, debe preverse un pronto agotamiento.

Para los recursos hidroeléctricos, se tiene un "techo" en la República Argentina de 175.000 GWh anuales y los recursos uraníferos razonablemente asegurados al 31 de diciembre de 1977 en U_3O_8 eran 28.300 t, lo cual alcanza para la vida útil de 10 centrales de 600 MW.

La proporción actual para las distintas fuentes energéticas de generación eléctrica, está dada en el cuadro 3. En la figura 6 se indica el efecto de la utilización de los recursos hidroeléctricos y nucleares en la generación eléctrica, sobre el consumo total de combustibles fósiles.

2.2.3 RECURSOS TECNOLOGICOS E INDUSTRIALES DEL PAIS

La utilización y desarrollo de estos recursos interesa co-

PLAN DE EQUIPAMIENTO SEE (ABRIL 1977)

SECTOR ELECTRICO (ESTADO A 1976)

	SERVICIO PUBLICO	AUTO- PRODUCCION	TOTAL
POTENCIA INSTALADA (MW)	7.100	1.900	9.000
PRODUCCION ANUAL (GWh)	25.300	4.500	29.800

PRODUCCION DISCRIMINADA POR FUENTES

TIPO DE GENERACION	POTENCIA NOMINAL MW	%	POTENCIA EFECTIVA MW	%	ENERGIA GWh	%
TERMICAS CONVENCIONAL	5.042	71	4.587	74	17.700	70
NUCLEAR	367	5	344	6	2.600	10
HIDROELECTRICA	1.712	24	1.237	20	5.000	20
TOTAL	7.121	100	6.168	100	25.300	100

Cuadro 3

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN tep

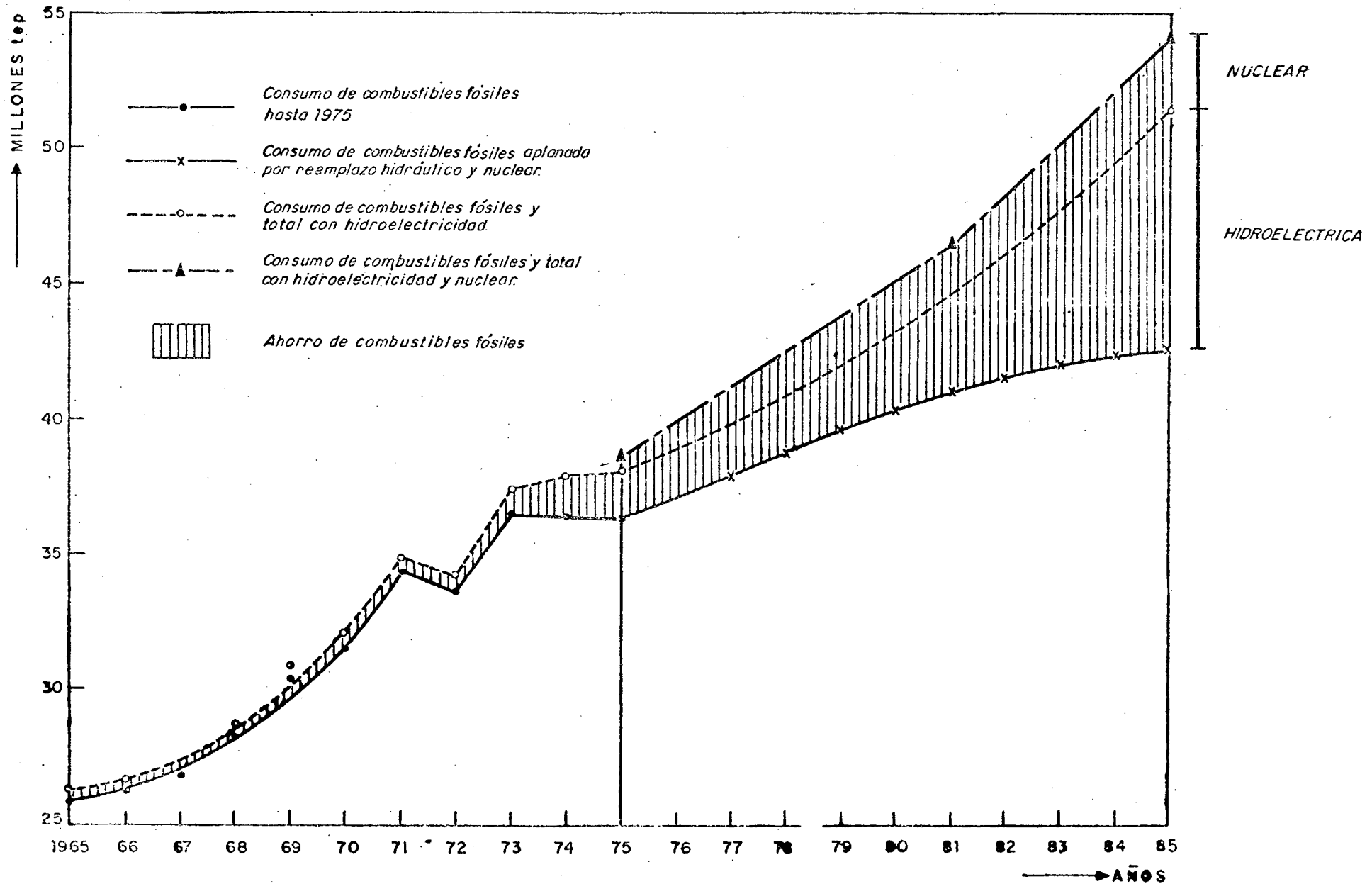


Figura 6

mo fuente de riqueza y como acrecentamiento de la capacidad tecnológica.

2.2.4 CARACTERISTICAS DEL PROYECTO

La potencia más conveniente está dada por los requerimientos del mercado y por la necesidad de que la potencia de una máquina no exceda del 15% del mismo.

La elección del lugar de emplazamiento exige una cuidadosa ponderación de todos los factores intervinientes. El desarrollo de este punto, que forma parte específica del trabajo del Departamento de Factibilidad, se hará en clase especial.

El análisis de la ingeniería de proyecto es requisito general en toda obra para juzgar las bondades del mismo, así como sus aspectos económico-financieros y su adecuación a las normas legales.

2.2.5 EVALUACION DEL PROYECTO

Para la evaluación en función del tipo de reactor, deben considerarse no solamente los aspectos técnico-económico financieros y legales, sino fundamentalmente la política energética del país y la política nuclear en lo que hace a la adopción de una línea.