



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



**CURSO LATINOAMERICANO DE CAPACITACION
PARA LA PROSPECCION Y EXPLORACION
DE YACIMIENTOS URANIFEROS**

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

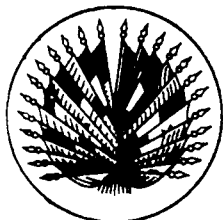
CNEA-AC-33/78

PLANIFICACION ELECTROENERGETICA
POSIBILIDADES DEL APORTE NUCLEAR

HECTOR M. MARRERO

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA

BUENOS AIRES
OCTUBRE 1978



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



CURSO LATINOAMERICANO DE CAPACITACION PARA LA PROSPECCION Y EXPLORACION DE YACIMIENTOS URANIFEROS

1

CONFERENCIA VII/1

PLANIFICACION ELECTROENERGETICA POSIBILIDADES DEL APORTE NUCLEAR

HECTOR M. MARRERO

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA

I - INTRODUCCION

Son por todos conocidas las graves consecuencias que sobre el mundo, especialmente en el sector energético, ha ocasionado el incremento considerable del precio del petróleo hacia fines de 1973.

Este severo golpe para todos los países y especialmente para aquellos poco desarrollados, si bien duro, ha tenido la virtud de provocar una serie de reacciones positivas en cuanto al enfoque que se le debe dar al problema energético.

En efecto, despertó en muchas conciencias la necesidad de ahorrar energía primero, expandir la explotación de los recursos aún disponibles y aprovechar al máximo y buscar nuevas fuentes de energía no convencionales después.

Así se intensificaron en todo el mundo el aprovechamiento de los recursos hidráulicos, eólicos, geotérmicos, mareomotrices, solares y nucleares, entendiéndose dentro de este último la mayor dedicación en la investigación de los Breeders y la fusión.

En todos estos casos, las nuevas fuentes deberán cumplir con dos requisitos básicos:

VII-1.2

- 1º) Deberán ser económicamente competitivas con las fuentes convencionales.
- 2º) No deberán contribuir sensiblemente a la contaminación ambiental.

Actualmente las alternativas que están al alcance del mundo son la energía nuclear por fisión, la eólica, la solar, la mareomotriz y la geotérmica. De estas, por su estado de desarrollo, confiabilidad y costos de instalación y generación, se destaca claramente, con toda nitidez la energía nuclear.

En efecto, ya no es necesario probar que la energía nucleoelectrónica es más económica que la generada por medios convencionales.

En cuanto a la contaminación ambiental, la que podría provocar una central nuclear es muy inferior a la que ocasiona una central convencional, aunque no se debe dejar de reconocer que aún quedan todavía algunos problemas referentes al tratamiento y destino final de los desechos radiactivos y que será necesario resolverlos antes que la acumulación de estos residuos alcancen valores demasiado grandes.

Estas razones han provocado que la energía nuclear sea la única solución conveniente y accesible para solucionar el problema energético mundial y se estima que lo será por muchos años.

En nuestro país se ha tomado clara conciencia del problema, y ya se ha encarado, con buen sentido común, seguir el camino más aconsejable:

- 1º) Aprovechar al máximo los recursos renovables de que el país dispone, que son en su casi totalidad hidráulicos.
- 2º) Reemplazar las fuentes que consumen recursos no renovables como el petróleo, gas y carbón por fuentes nucleares, ya que el país cuenta con reservas respetables con grandes posibilidades de ser incrementadas.

La República Argentina felizmente cuenta con abundantes recursos aún no explotados intensamente, especialmente los hidráulicos.

En efecto, de acuerdo a los estudios realizados por la SSE y la Empresa Agua y Energía Eléctrica, se dispone de un potencial de 30.000 MW capaz de generar anualmente unos 150.000 GWh, sin tener en cuenta el factor competitividad económica y factibilidad técnica en algunos casos.

VII-1.3

Sin embargo, analizando estos recursos hidroeléctricos desde el punto de vista de su aprovechamiento en un programa de largo plazo con una correspondiente expansión del mercado eléctrico, se puede aceptar razonablemente que prácticamente todos entran en la categoría de "económicamente aprovechables".

Tal criterio se apoya en los constantes incrementos de los costos de los combustibles y considerando los beneficios adicionales que los aprovechamientos hidráulicos son capaces de brindar, tales como el abastecimiento de agua potable y para usos industriales, riego, regulación de crecidas, transporte fluvial, etc.

En cuanto a los recursos uraníferos, diremos que en casi prácticamente la mitad del territorio nacional presenta posibilidades favorables para la existencia de yacimientos de tales recursos.

Estudios geológicos realizados hasta la fecha, permiten afirmar que los recursos uraníferos razonablemente asegurados son del orden de unas 24.000 t de concentrado de uranio, lo que permitiría la provisión del combustible de la central Atucha y 6 centrales más tipo Candú de 600 MW cada una, durante 30 años.

Asimismo los análisis geológicos realizados permiten estimar con optimismo que se podrá contar con 125.000 t adicionales de concentrado de uranio, con lo que se podrá alimentar alrededor de 40 centrales más por el mismo período de tiempo.

No hablaremos de los restantes recursos disponibles, petróleo, gas y carbón, pues la política a seguir, según ya se dijo, es justamente de reemplazarlos por los recursos hidráulicos y nucleares.

En resumen, el plan electroenergético argentino se basa en el aprovechamiento hidroeléctrico compatibilizado con fuentes nucleoelectricas.

II - EL MERCADO ELECTRICICO ARGENTINO

El mercado eléctrico Argentino está constituido por submercados regionales, de características propias, independientes entre sí algunos y otros interconectados.

Primeramente, es conveniente decir algunas palabras para definir los mercados independientes y los mercados interconectados. Los primeros son aquellos mercados regionales que no tienen ningún punto en común con los demás. Diríase que son mercados eléctricamente aislados. Ellos poseen su propio parque de generación de

VII-1.4

acuerdo a sus requerimientos de energía; la generan y la distribuyen en su zona de influencia sin intervención de los otros mercados cercanos o nó.

Los mercados interconectados son aquellos que están unidos eléctricamente por líneas de interconexión, mediante las que comparten su parque generador y, por supuesto, la energía generada.

La diferencia que existe entre ambos tipos de mercados es que los segundos, es decir, los interconectados, aprovechan más ampliamente las instalaciones, tanto las de generación y distribución requiriendo por ello menos potencia instalada que cuando estuvieran aislados y también de requerir menor potencia de reserva.

Otra ventaja que ofrece la interconexión es que se complementan las características regionales, que pueden ser originadas por las actividades que se realicen en ellas (industriales, agropecuarias, diferencias horarias, etc.), mejorando en conjunto el rendimiento del equipamiento disponible.

En efecto, si se grafican las demandas de potencia y/o energía en función del tiempo, se tendrá la curva de demanda; para este caso el tiempo representa 1 día del año, que muestra la FIGURA 1.

De la FIGURA 1 se desprenden las siguientes conclusiones: que en las últimas y primeras horas del día la demanda de potencia (y de energía, ya que ésta está representada por la superficie que abarca la curva) disminuye constantemente hasta un valor mínimo, dado que con dichas horas sólo siguen funcionando algunos servicios generales, iluminación de calles, etc., puesto que la mayoría de la población está entregada al reposo. En el caso de la FIGURA 1, este mínimo se produce a las 06,00 horas a partir de la cual comienza la actividad normal cotidiana, aumentando en consecuencia la demanda firmemente hasta las 09.00 hs, según las costumbres de la región (café, descanso, etc.) en que se registra una leve disminución volviendo luego a crecer hasta las 12.00 horas ó 13.00 horas, punto en que desciende nuevamente hasta las 15.00 ó 16.00 horas. Esta disminución también se explica por las modalidades de los habitantes de la región (almuerzo, cierre temporal de comercios, siesta, etc.).

A partir de las 15.00 ó 16.00 horas, nuevamente se registra un aumento sostenido de la demanda que culmina con el valor máximo del día entre las 20.00 y 21.00 horas, debido a que a esa hora a las actividades normales se le suman la iluminación de calles, hogares, comercios, uso masivo de la televisión, cines, etc.

VII-1.5

A partir de esa hora la demanda comienza a descender nuevamente, debido a que los usuarios gradualmente comienzan el reposo, llegando al valor de las 24.00 horas, en que comienza un nuevo ciclo, que puede ser similar o algo diferente.

Estas variaciones de la demanda no son exactamente iguales para todos los días del año, pues dependen de factores que la condicionan, como las estaciones del año, festividades, vacaciones, etc.

Las curvas diarias son útiles para los operadores de las centrales pues, con bastante aproximación, le permiten ir operando las máquinas de modo que la demanda siempre esté satisfecha.

Para los que planifican el equipamiento, es necesario trazar el mismo diagrama para todos los días del año, el que incluirá no sólo las variaciones aleatorias, sino que también las debidas a las variaciones estacionales.

Pero de todas maneras, se puede suponer, para simplificar, que la curva de la FIGURA 1 representa las variaciones de la demanda de 1 año.

Del simple análisis de la figura se desprende:

- a) Existe en el año una demanda máxima de potencia que por consiguiente, forzosamente, debe contar el parque instalado.
- b) Existe una demanda mínima, que permitirá estimar la potencia de las máquinas menores, de modo que durante ese tiempo trabajen a máxima carga (mejor η).

Comparando esta curva de demanda de una región aislada, por ejemplo, con la correspondiente a otra región, también aislada, se observa, según puede verse en la FIGURA 2:

Que temporalmente las demandas mínimas y máximas difieren en cuanto a su valor y el momento en que se producen.

Que si ambas regiones estuvieran interconectadas, el sistema así formado tendría un curso de demanda como la indicada en rayas en la FIGURA 2, lo que muestra que la interconexión la ha mejorado, puesto que mucho más regular que las de sus componentes.

Las mejoras a notar son:

- a) Ha aumentado el valor de la demanda mínima lo que permite que las máquinas empleadas para satisfacerla trabajen con mayor rendimiento dado que pueden hacerlo durante el máximo tiempo.

VII-1.6

- b) La demanda máxima prácticamente se ha estabilizado durante 3 horas, razón por la que las máquinas pueden optimizar su operación.
- c) La regularidad de la curva permite trabajar a todo el parque sin mayores variaciones de carga durante más tiempo.

De esto último se desprende que cuantos más mercados regionales estén interconectados, mejora la utilización del parque instalado y, por lo tanto, la calidad del servicio prestado.

Los mercados de la República Argentina en su mayoría son regionales, es decir, sin interconexión, salvo los más importantes que sí, lo están o a punto de estarlo.

El más importante mercado argentino es el del Gran Buenos Aires-Litoral (GBA-L) que genera aproximadamente el 60% de la energía eléctrica producida en todo el país.

Es además el único que está interconectado, pues abarca a la Capital Federal, Gran Buenos Aires, La Plata, San Nicolás, Rosario, Santa Fé, Paraná, el Norte de la Provincia de Buenos Aires 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 mercado de la Provincia de Buenos Aires, a excepción de su zona Norte.

Estos mercados que generan el 90% de la energía total del país serán interconectados para el año 1980, de modo que constituirán el núcleo más importante del futuro mercado interconectado nacional.

Los mercados restantes, aunque de menor importancia, son el mercado del Nordeste Argentino (Santiago del Estero, La Rioja, Salta, Jujuy, Tucumán y Catamarca); el del Noroeste Argentino (Corrientes, Misiones, Chaco, Formosa y Norte de Santa Fé); mercado del Comahue (Neuquén, La Pampa, Alto Valle del Río Negro y Suroeste de la Provincia de Buenos Aires) y, finalmente, el Patagónico Centro.

Se espera que estos últimos mercados se interconecten con el sistema Nacional hacia los años 1990/91. FIGURA 3.

Dada las muy diferentes características de estos mercados la interconexión traerá una substancial mejora en la forma de

VII-1.7

la curva de demanda, con lo que disminuirá los requerimientos de potencia instalada y de potencia de reserva.

Es de señalar que además de estos mercados que son abastecidos por el servicio público, existen centros agrícola-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, apelando a la autoproducción.

Actualmente esta última llega al orden del 20% de la del servicio público con 1.900 MW instalados y una generación de unos 5.000 GWh.

Cabe decir aquí que la autoproducción origina un empleo antieconómico de los combustibles, pues además de tener que ser más refinados, es necesario transportarlos y almacenarlos.

III - ESTUDIO DE LA EVOLUCION DE LA DEMANDA

Conocidos los mercados y la conveniencia técnico-económica de que estén interconectados, es posible efectuar el estudio prospectivo de la evolución de la demanda de energía y potencia de los mismos.

Se considerará aquí el mercado interconectado nacional, como ya existente, es decir formado por los mercados de GBA-L, Centro, Cuyo, Comahue y Patagónico Centro.

Los parámetros que caracterizan a cada uno de estos mercados son:

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

La primera o demanda de energía eléctrica es la que ejercen los usuarios y su conocimiento es fundamental para la planificación pues permite determinar la potencia necesaria a instalar para su generación.

La demanda de potencia en función del tiempo permite dimensionar correctamente el equipamiento, determinando la subdivisión de la potencia en máquinas de diferentes potencias de modo tal que trabajen al máximo tiempo a plena carga, es decir, con el

máximo rendimiento.

La demanda máxima de potencia establece de hecho la dimensión del parque, siendo la mínima que éste debe tener instalada.

La demanda mínima establece las disminuciones de las máquinas de menor potencia que deben integrar el parque.

En cuanto al factor de capacidad o de carga, indica el grado de aprovechamiento de la potencia instalada y es importante lograr que sea lo más alto posible.

Para aclarar este concepto y para facilitar luego la planificación del equipamiento se apela nuevamente a la curva de demanda de potencia. FIGURA 1.

Suponiendo que se poseen dichas curvas anuales de cada uno de los mercados que conforman el sistema interconectado, se obtiene la curva 2 (punteada) que representa a la curva de demanda de potencia de éste último para cada año.

Como el objetivo del planificador no es resolver el problema del despacho de carga en función de las fluctuaciones de la misma, sino establecer los requerimientos totales de energía y potencia del mercado y su mayor grado de aprovechamiento, se procede a distribuir en el diagrama las ordenadas de la curva 2 de mayor a menor durante el año. FIGURA 4.

Esta curva mediante métodos matemáticos, ya sea el de los mínimos cuadrados, el de los momentos, de los promedios, etc., puede traducirse en una ecuación analítica que permite realizar los cálculos con mayor facilidad y generalmente es un polinomio de 5 a 6 de orden.

Si se toman los valores un tanto por 1 o por ciento, resultará

$$D = 1 \pm b_1 x \pm b_2 x^2 \pm b_3 x^3 \pm b_4 x^4 \pm b_5 x^5$$

y su forma la muestra la FIGURA 5.

para $x = 0$ la demanda será la máxima

para $x = 1$ la demanda será la mínima

VII-1.9

Pero nótese que si la D_{mx} , que coincide con la potencia total instalada, trabajará a plena carga durante todo el año (8760 h o el 100%) se generaría una energía $E_{me} = DM \times 8760$ h que es la máxima que se pueda generar (superficie 1) de la FIGURA 5.

Pero como la demanda varía como lo indica la FIGURA 4, la energía realmente generada es menor (superficie 2 de la FIGURA 5) lo que significa que las máquinas del parque no trabajan todas durante todo el año o no lo harían a plena capacidad de carga.

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

$$f_c = \frac{E_g}{D_{mx} \times 8.760} < 1$$

No es ocioso, repetir nuevamente que la interconexión tiene el efecto, por no coincidir en el tiempo las D_{mx} de cada mercado en particular, de mejorar esta relación, por lo general elevando el valor de la demanda mínima con respecto al de la demanda máxima.

La expresión polinómica que la representa, también permite determinar el factor de carga, mediante su integración entre 0 y 1.

$$\int_0^1 D dx = \int_0^1 (1 \pm b_1 x \pm b_2 x^2 \pm b_3 x^3 \pm b_4 x^4 \pm b_5 x^5)$$

$$\int_0^1 D dx = f_c = x \pm \frac{b_1 x^2}{2} \pm \frac{b_2 x^3}{3} \pm \frac{b_3 x^4}{4} \pm \frac{b_4 x^5}{5} \pm \frac{b_5 x^6}{6}$$

La curva de duración de cargas no sólo facilita aclarar el concepto del factor de carga, sino que también permite definir las distintas formas en que pueden operar las máquinas instaladas.

Para ello se definen distintas zonas características del diagrama, como lo indica la FIGURA 6.

Estas zonas son:

- La franja abarcada por la ordenada D_{min} entre 0 y 8760 hs. que se denomina "zona de base rectangular" B_R .

VII-1.10

- La franja delimitada por las ordenadas correspondientes a las abscisas de 5840 hs y 8760 hs, denominada "zona de base trapezoidal".
- La franja delimitada por las ordenadas correspondientes a las abscisas de 3650 hs y 5840 hs, llamada zona de "semibase".
- La franja delimitada por las ordenadas correspondientes a las abscisas 1460 hs y 3650 hs, llamada zona de "semipunta".
- La franja definida por las ordenadas correspondientes a las abscisas 0 h y 1460 h, denominada zona de "punta".

Es de notar que en la zona de base rectangular, toda la potencia instalada igual a su demanda D_{BR} podría, si técnicamente fuera ello posible las 8760 hs del año y generaría el máximo de energía posible $E_{g_{BR}} = D_{BR} \times 8760h$, es decir con el máximo rendimiento.

Se desprende de esto que el funcionamiento de las máquinas es optimizado operando en esta zona del diagrama.

En la planificación del equipamiento, en esta zona se hacen operar con preferencia las centrales hidráulicas de base y las centrales nucleares.

La zona de base trapezoidal, es muy similar a la de base rectangular, salvo que la potencia que operaría en la zona no podría generar durante las 8760 hs la máxima energía, pues entre las 5840 hs y las 8760 hs sólo se requiere aproximadamente la mitad.

Sin embargo su operación es bastante optimizada, razón por la que conjuntamente con la zona de base rectangular constituye la zona de base del diagrama y de acuerdo a lo expresado es óptima para centrales hidráulicas de base y para centrales nucleares.

En las restantes zonas del diagrama, también se les da en general prioridad a las centrales hidráulicas aptas para operar en cada una de ellas y si así no fuera posible, se apelaría a máquinas térmicas convencionales de menor rendimiento para las zonas de semibase y semipunta.

La zona de punta es muy particular, pues requiere una demanda muy grande de potencia pero muy baja de energía. Es decir en esta zona las máquinas que operen en ella lo harán con bajo rendimiento. En este caso operarán centrales hidráulicas de punta o turbinas especiales de gas.

IV - COMO SE REALIZA LA PLANIFICACION

La primera operación consiste en efectuar un análisis del mercado eléctrico a efectos de determinar, con la máxima precisión posible, la demanda de energía del mercado en el lapso aceptado para realizar la planificación de su equipamiento.

Generalmente se realiza analizando los datos históricos conocidos, de modo que mediante expresiones matemáticas adecuadas se determina el ritmo del crecimiento futuro.

Una expresión muy empleada, aunque muy simple es:

$$E_n = E_0 (1+t)^n$$

donde conociendo los valores estadísticos de E_0 y E_n , mediante el método de los cuadrados mínimos es posible determinar t , que es la tasa de crecimiento.

Determinada t es posible realizar una proyección hacia el futuro de modo tal que se conocerá, año por año, los correspondientes valores de la energía requerida.

Otras veces, se emplean expresiones que correlacionan el crecimiento de la demanda de energía con parámetros macroeconómicos, como por ejemplo el PBI nacional. Así:

$$E_n = E_0 \left(\frac{PBI_n}{PBI_0} \right)^b (1+\alpha)^n$$

donde b es el coeficiente de elasticidad entre el crecimiento de E y el crecimiento del PBI y α un coeficiente de atenuación, que asumirá un valor negativo si en los datos históricos de la serie de las E se observara una tendencia a la atenuación.

Por el mismo método matemático mencionado es posible determinar b y α y luego los futuros valores de E año por año.

Conocidos los probables valores de la demanda de energía para cada año del lapso en estudio es factible determinar también las demandas máximas de potencia, tan bien para cada año. En efecto, conociendo E_n , conociendo el factor de carga del sistema F_c , resulta:

$$D_{mx} = \frac{E_n}{f_c \times 8.760}$$

VII-1.12

Es de hacer notar que el factor de carga puede ser considerado constante durante el período de cálculo, o también variable de acuerdo a su variación histórica, pero en ambos casos ya se conocen las demandas de energía y las demandas máximas de potencia.

Es obvio que la potencia requerida en el sistema, la ya instalada y la a instalar debe ser igual, para cada año al valor de la D_{mx} calculada.

$$P_{r_n} = P_{i_n} + P_{e_n} = D_{mx}$$

Pero como las máquinas requieren mantenimiento y reparaciones, es necesario disponer de un margen de reserva que permita parar las máquinas que requieran ese mantenimiento y suplantarlas en su operación. Esta reserva es por lo general del orden del 20% del valor de la D_{mx} .

$$P_r = D_{mx_n} \times 1,2$$

La diferencia entre la potencia instalada necesaria P_i y la ya existente da la potencia que es necesario instalar año por año:

$$\Delta P_{i_n} = P_{r_n} - P_e$$

Determinados los valores de potencia a instalar anualmente es preciso discriminarlos entre las zonas del diagrama de cargas en que deben operar.

Para ello se vuelve al diagrama de cargas y se determina la demanda de potencia y energía de cada zona y se precisan las características de las máquinas a instalar según sea la zona en que deben operar siguiendo los lineamientos ya expuestos anteriormente:

- a) En todas las zonas prioridad para las centrales hidráulicas, siempre que reúnan las características apropiadas.
- b) Si además se requiere centrales de otra naturaleza, se tendrá en cuenta que las nucleares deberán operar en la zona de base del diagrama, las térmicas convencionales en las zonas de semi base y semipunta y las turbinas de gas en la zona de punta.

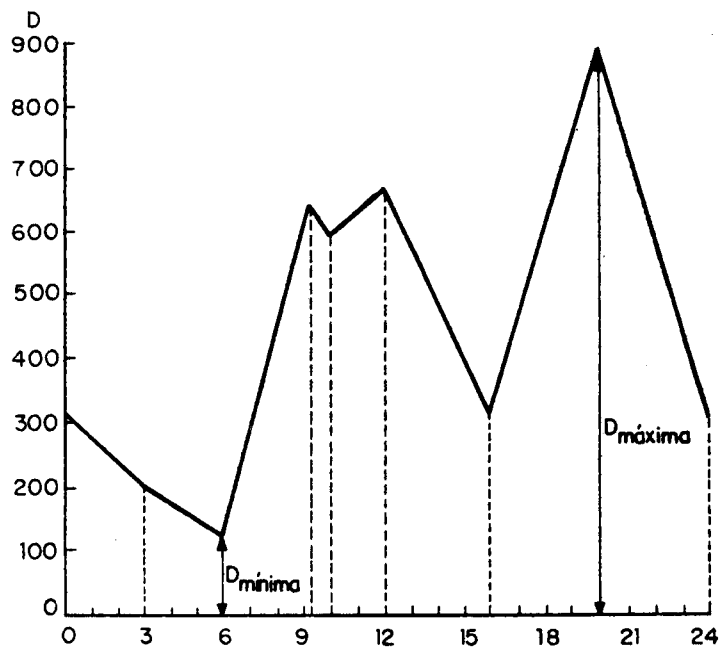


FIGURA 1

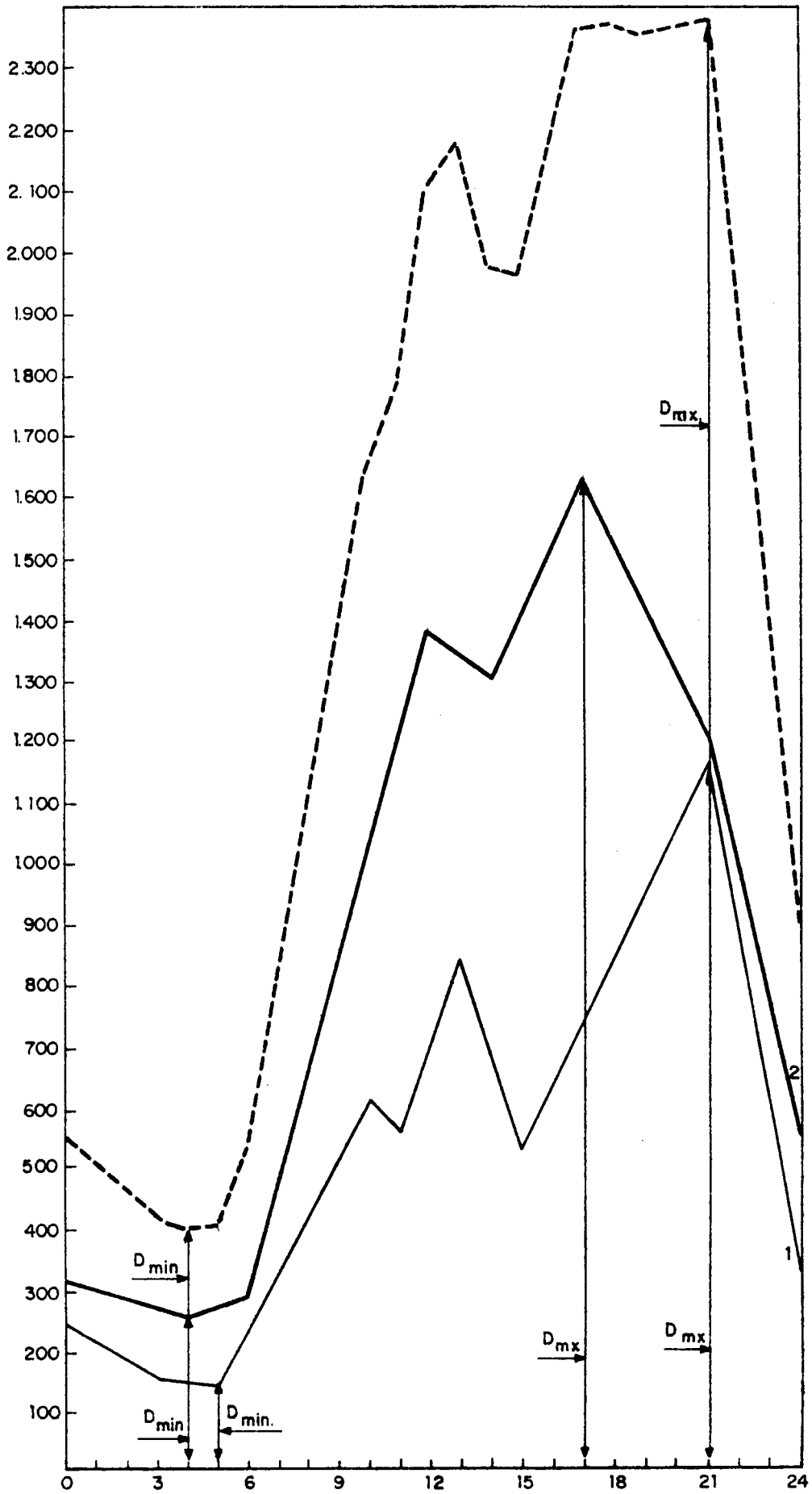


FIGURA 2

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

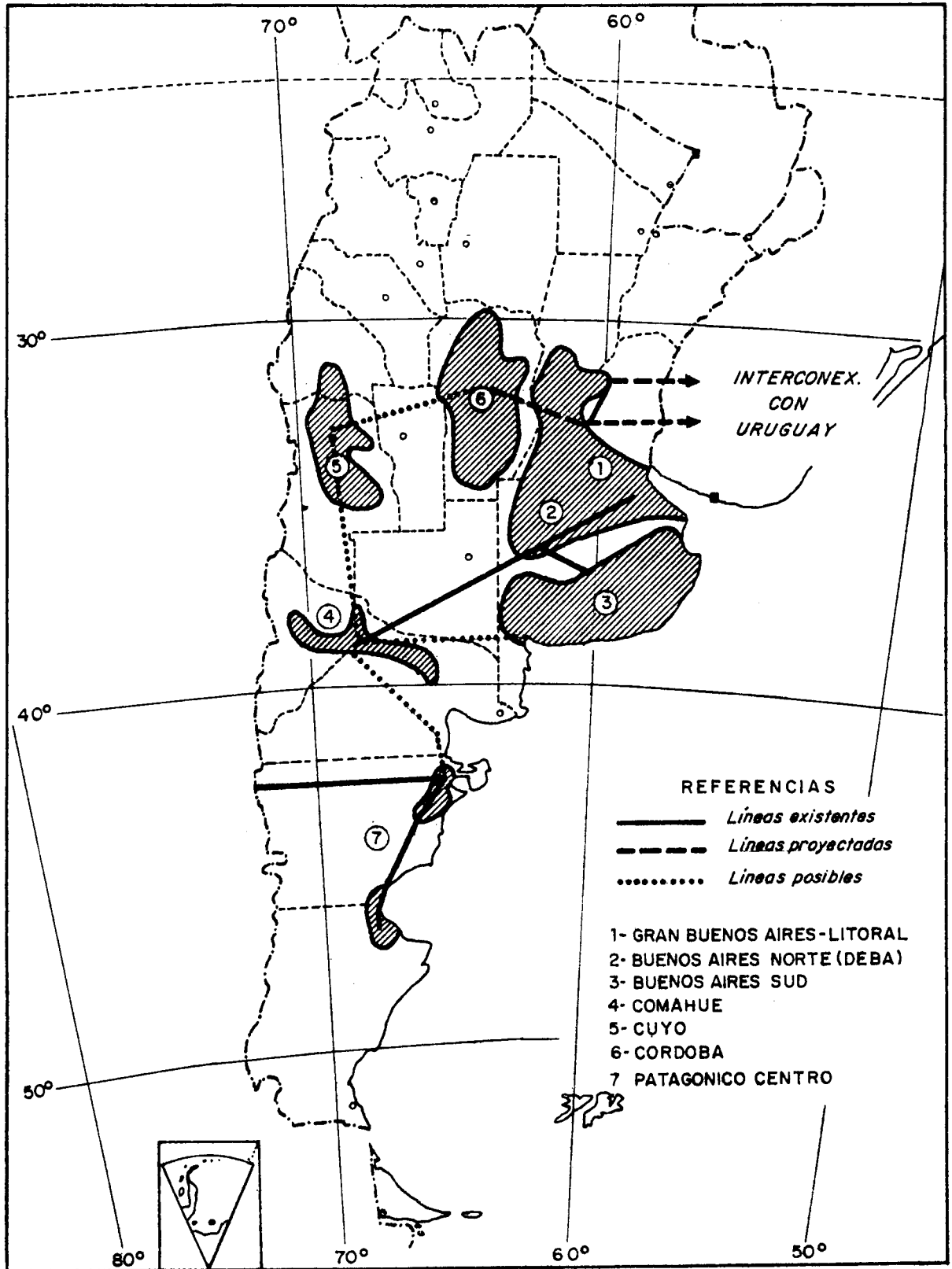


FIGURA 3

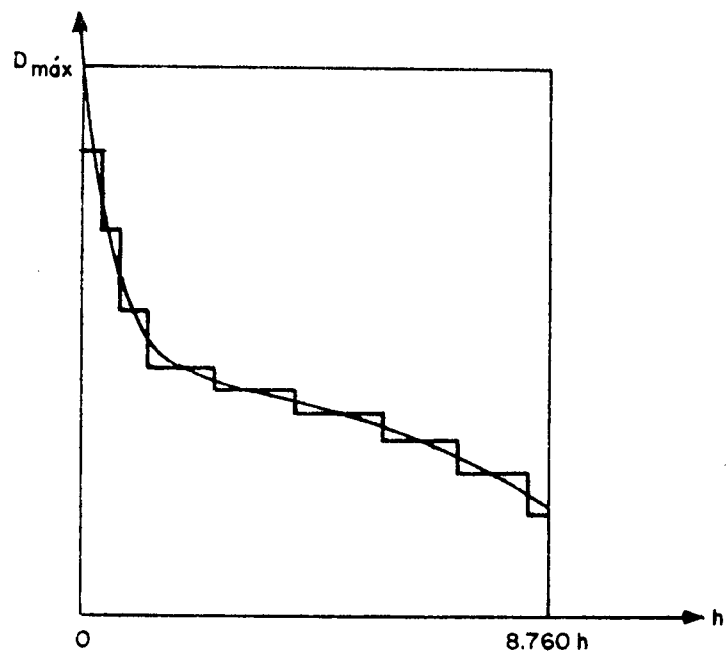


FIGURA 4

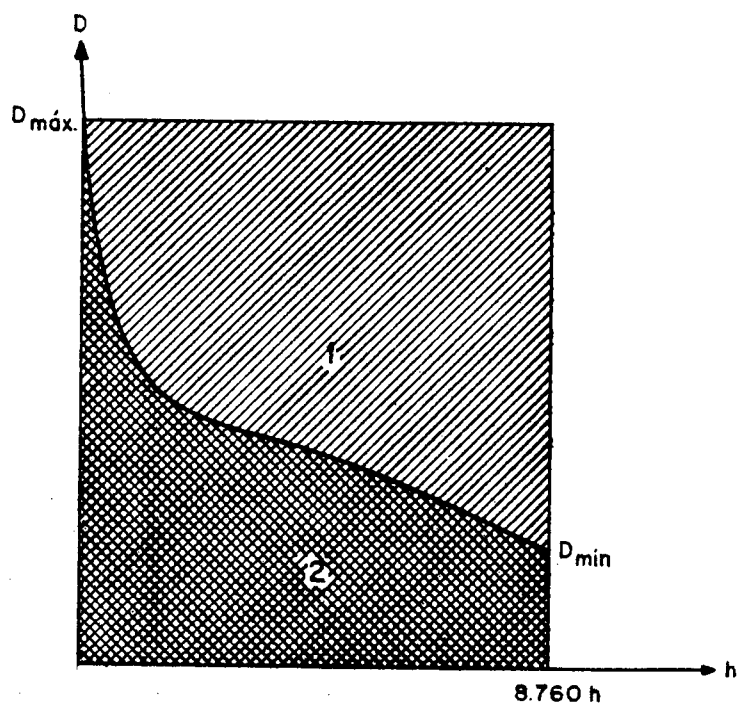


FIGURA 5

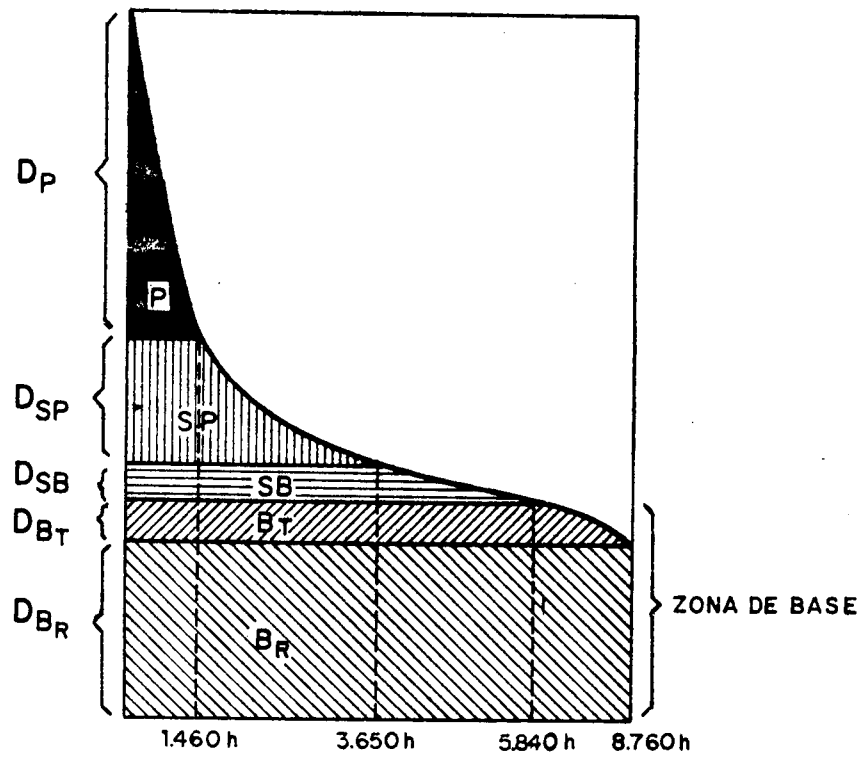


FIGURA 6

