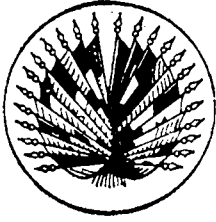


00.78.27



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. . Biblioteca   |      |
| ARCHIVO PUBLICACIONES |      |
| NO                    | AÑO  |
| 1                     | 1978 |

CNEA AC-76/78

ASPECTOS RELATIVOS AL MODULO DE POTENCIA  
CARACTERISTICAS DE LA RED E IMPACTO DE LA  
CENTRAL EN ESTUDIO SOBRE LA MISMA

Prof.: ING. HECTOR GOLAN

BUENOS AIRES - ARGENTINA

OCTUBRE - 1978



ASPECTOS RELATIVOS AL MODULO DE POTENCIA,  
CARACTERISTICAS DE LA RED E IMPACTO DE LA  
CENTRAL EN ESTUDIO, SOBRE LA MISMA.

1.- INTRODUCCION

Como puede verse en el diagrama de la figura 1 (1) la tendencia mundial en cuanto a la instalación e incremento del tamaño de las Centrales Nucleares, ha sido de rápido ascenso. Así se ve que, cuando hacia mediados-fines de la década del 60, las potencias de las unidades mayores que entraban en operación oscilaban entre los 300 y 650 MWe, ya a mediados de la década siguiente, estos valores eran largamente superados y las potencias alcanzaban valores de 1.200 a 1.300 MWe (con un término medio del orden de los 850 a 900 MWe). Evidentemente este incremento de las potencias estaba fundamentado en el imperativo de reducir los costos de generación del KWh. -Fig. 2 (2)-

A partir del momento en que se alcanzan aquellos valores, 1.200-1.300 MWe, se observa una estabilización de las potencias atribuida a la necesaria standardización, segundo componente de decisiva influencia sobre los costos.

El efecto de decrecimiento de los costos de instalación de las centrales térmicas con el incremento de la capacidad instalada es particularmente importante en las Centrales Nucleares, donde el impacto de las regulaciones relativas a la seguridad de la planta es considerable, y en donde, la relación con la potencia entregada por la Central es, relativamente, pequeña. -Fig. 3 (3)- Por lo tanto, los costos específicos (U\$S/KW) de las Centrales Nucleares, para potencias instaladas en aumento, decrecen más pronunciadamente que en el caso de las plantas convencionales.

Todo lo señalado hasta aquí, es lo que condujo a que, a partir de mediados de la década del 70, las potencias instaladas en Centrales Nucleares lo sean en módulos iguales o superiores a 600 MWe. Cabe en este momento la pregunta:

la red a cual se va a conectar tal unidad generadora ¿Admite la inclusión de la misma?. Pregunta que resulta válida para condiciones normales o de perturbación del sistema eléctrico.

La contestación a la pregunta del párrafo anterior vendrá dada por estudios que tengan en cuenta diferentes aspectos, tales como: flujos de carga (demanda máxima y mínima) condiciones de la tensión y la frecuencia en condiciones de operación normales y de perturbación del sistema, estabilidad estática y dinámica.

Esta charla solo pretende dar un panorama general sobre los diferentes aspectos vinculados al tema.

## 2.- RELACION ENTRE LA CENTRAL Y LA RED BAJO CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

### 2.1.- Demanda y potencia requerida a la Central

Uno de los aspectos que ejerce influencia sobre el módulo económico es el costo de capital (intereses). Es verdad que una central de mayor potencia es menos costosa (U\$S/KW); sin embargo su capacidad ociosa puede ser mayor, por lo que, en consecuencia, puede conducir a un mayor costo final del KWh.

Así normalmente una central nuclear está destinada a cubrir la parte inferior del diagrama de cargas de un sistema (figura 4), pero la evolución de la carga puede ser tal que exija la realización de ciclos, dependiendo de las características del sistema (red, carga, máquinas instaladas) la amplitud y duración del mismo. Según las particulares condiciones del sistema estos ciclos de carga pueden ser necesarios sólo en días excepcionales, fines de semana o finalmente diarios, lo que debe ser tenido en cuenta, ya que puede verse afectado el factor de disponibilidad (L.F.) y como decimos en el primer párrafo, con ello el costo final de KWh. Así yendo al caso de Atucha, se mencionó en otro lugar que, originariamente la Central se había diseñado para la realización de ciclos diarios y que actualmente sólo realiza en forma casi excepcional. En los primeros tiempos de operación, sin embargo, debió realizar ciclos en determinados fines de semana, estando presente en dichos momentos el criterio de no superar con la mayor máquina en operación del sistema el 30% de la potencia rotante en cada instante.

## 2.2.- Detenciones programadas

Todas las centrales, deben ser sometidas a inspecciones regulares y mantenimiento con un cierto ritmo, en la mayoría de los casos una vez por año. Las Centrales de agua liviana deben ser detenidas para la recarga de combustible por períodos de tiempo que oscilan en las tres semanas.

Durante estas detenciones las otras plantas del sistema deben cubrir las necesidades de éste, y lo que es sumamente deseable, con la suficiente reserva todavía disponible para cubrir eventuales perturbaciones de servicio.

En Argentina, como regla general estas detenciones se producen en los meses de verano, los que, normalmente, tienen menores exigencias de potencia. -Figura 5-

Finalmente cabe decir que, la mayoría de las inspecciones en una Central se llevan a cabo durante esta detención. De aquellas puede surgir la necesidad de reparaciones que obliguen a extender el tiempo de detención. Una buena planificación debería tomar en cuenta esta posibilidad.

## 2.3.- Potencia de arranque

Así como sucede en otras plantas térmicas, las Centrales nucleares requieren una cierta potencia para sus servicios propios, la que tiene que ser suministrada por una red suficientemente eficiente (es decir, con suficiente potencia de cortocircuito) para permitir el arranque de grandes motores. Así para el arranque de los motores de las bombas de refrigeración principal del reactor de una central de 600 MWe, dos circuitos (lo que implica un motor de alrededor de 7.500 KW) es necesario disponer en el lado de alta tensión del transformador de alimentación, admitiendo una caída de tensión del 20% durante el arranque, de una potencia de cortocircuito del orden de los 2 GVA. En sistemas débiles estos valores pueden no ser alcanzados, por lo que debe recurrirse a, sistemas de arranque o accionamiento diferentes, los que siempre imponen mayores erogaciones.

## 3.- RELACION ENTRE LA CENTRAL Y LA RED BAJO CONDICIONES NO PROGRAMADAS

Adicionalmente a las detenciones programadas, detenciones no

programadas pueden ocurrir, originadas o como consecuencia de perturbaciones. En tal caso parte de la potencia que alimentaba la red se pierde.

Las condiciones luego de una perturbación de esta índole pueden ser consideradas bajo los siguientes puntos:

- Condiciones estables de funcionamiento
- Condiciones transitorias
- Condiciones del voltaje en el sistema

### 3.1.- Condiciones estables de funcionamiento (luego de la falla de una central generadora)

Si una máquina se pierde, la potencia total a disposición del sistema se reduce. La frecuencia decrece (Fig. 6).

Si la potencia recibida por el sistema se reduce la frecuencia se reduce proporcionalmente de acuerdo con la característica de regulación del sistema. Admitiendo que no se actúa sobre ninguno de los valores de referencia de los reguladores de las turbinas restantes, se alcanzará una nueva frecuencia  $f_1$ , menor que la anterior  $f_0$ . Los reguladores de las otras turbinas, sin embargo detectan una reducción de velocidad (frecuencia) y aumentan la entrada de vapor: la potencia entregada aumenta. Para asegurar la distribución de cargas durante la operación en paralelo la característica de los reguladores es de distribución proporcional, esto significa que la frecuencia decrece a medida que la potencia se incrementa. Luego de transcurrido un cierto transitorio se alcanza una frecuencia  $f_2$ . Esto es conocido bajo el nombre de regulación primaria. Ajustando el valor de referencia de los reguladores según las instrucciones del despachante de cargas, la frecuencia puede ser aumentada nuevamente hasta alcanzar el valor  $f_0$ , con la potencia alcanzada el valor anterior al de la perturbación (regulación secundaria). Esto presupone que las turbinas de las otras plantas no se encontraban al máximo de potencia antes de producirse la perturbación, con lo cual podrán contribuir a solventar la carencia de potencia causada por la máquina que salió de servicio. Por ello es aconsejable que las turbinas sean operadas de manera tal que la diferencia entre la potencia demandada y la posible disponible en máquinas la iguale la potencia de la mayor de las máquinas en servicio (potencia de reserva rotante).

### 3.2.- Falta de capacidad generadora

Si un turbogruppo sale de servicio y las restantes unidades generadoras no son capaces de suministrar la ma-

por potencia requerida, la frecuencia de la red permanece por debajo del valor requerido. Esta situación debe ser debidamente contemplada a fin de evitar eventuales daños a los equipos, o la estabilidad del sistema. En otras palabras, en este caso debe recurrirse a cortes de la carga ("load shedding").

Normalmente se sugiere (4) que, durante los primeros 5 a 7 segundos del transiente que tiene lugar luego de la pérdida repentina de generación, la frecuencia no caiga más allá de un 3%. Para ello se recurre a la desconexión automática de la carga mediante relés de frecuencia instalados en diferentes puntos del sistema. Según la fuente ya citada (4) cortes automáticos de carga del orden del 4-5% pueden ser considerados suaves, del 8-10% moderados, y en el rango del 12-15% son considerados severos.

Sin embargo, en sistemas débiles, muchas veces, con el objeto de mantener en servicio las unidades restantes, debe recurrirse a cortes de mayor magnitud que los indicados.

Tomando como ejemplo el sistema interconectado argentino cuya programación de cortes puede verse en la Fig. 7, puede mencionarse que el porcentaje de corte actual es del 34% (en seis etapas) referido a la máxima demanda. Cada una de las empresas integrantes del sistema interconectado participan en estos cortes de acuerdo con sus respectivas demandas. Este programa de cortes esta fundamentado en un estudio sobre el comportamiento de la frecuencia con condiciones de perturbación del sistema, desarrollado con la colaboración de las distintas Empresas integrantes del sistema. Si se alcanza la frecuencia límite de 48 Hz, (4% de caída) las interconexiones entre empresas se abren, y los diferentes subsistemas y centrales comienzan a generar "en isla".

### 3.3.- Condiciones de voltaje

Este punto debe ser tenido especialmente en cuenta en sistemas muy extendidos, con largas líneas de transmisión (lo que supone altas tensiones de transmisión). La operación de tales sistemas en condiciones normales no ofrece mayores dificultades; sin embargo en condiciones de perturbación (por la salida de servicio de alguna de las unidades generadoras) aún cuando la potencia activa necesaria para cubrir el defecto,

se encuentre disponible, puede resultar imposible transmitir ésta, a raíz de carencia de la necesaria potencia reactiva. Esta condición impone la necesidad de que las líneas se encuentren perfectamente compensadas, o que la corriente reactiva necesaria sea generada por las unidades cercanas a la carga. Si ésto no es posible sin sobrecargar los generadores, se impone el seccionamiento de la carga, a riesgo de los generadores sean separados de la red por sus equipos de protección. El resultado es un corte (más o menos pronunciado) de la carga, pese a tenerse disponible suficiente potencia activa.

### 3.4.- Condiciones transitorias

La falla de una gran unidad generadora (o de la línea de transmisión asociada a la mayor capacidad de generación) es la mayor variación de carga posible en un sistema de potencia. En este caso el sistema y las otras plantas generadoras no se ajustan instantáneamente al nuevo valor, de frecuencia, sino que lo exceden con largura (en casos hasta cerca del doble del valor) y oscilan alrededor del valor de equilibrio. La frecuencia de la oscilación es función del momento de inercia y del momento eléctrico sincronizante. Este último depende no solamente de los generadores, sino que también de las líneas. Cada turbogruppo tiene en consecuencia una frecuencia de oscilación asociada diferente a la del sistema. De acuerdo con las condiciones del sistema estas oscilaciones se amortiguan y luego decaen (en el término del minuto) o se incrementan lo que conduce a la "rotura" del sistema. Este tipo de oscilaciones no amortiguadas no pueden ser excluidas "a priori" y deben ser fruto de cuidadosos estudios.

## 4.- CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta las consideraciones efectuadas hasta aquí, los siguientes pasos deben ser llenados al planear la introducción de una central nuclear a un sistema eléctrico ya existente.

4.1.- Determinación del módulo económico, de acuerdo al crecimiento de la demanda, teniendo en cuenta las condiciones de operación normal de la central. (Ciclos de carga, períodos de mantenimiento, pendiente de toma de carga, etc.).

4.2.- Verificación de la disponibilidad de la potencia nece-

saria para el arranque de la Central, aún en casos de perturbación (el no llenado de esta condición implica en muchos casos la necesidad de recurrir a la generación de emergencia).

- 4.3.- Verificación de la capacidad de transmisión del sistema para todos los casos posibles de perturbación de la Central, y del sistema, para asegurar la transmisión en condiciones estables de funcionamiento.

- Ref.: (1) IAEA Operating Experience with Nuclear Power Stations  
(2) KWU Datos técnicos y conceptos -1978-  
(3) KWU Idem anterior  
(4) IAEA Power system Technical Limitations

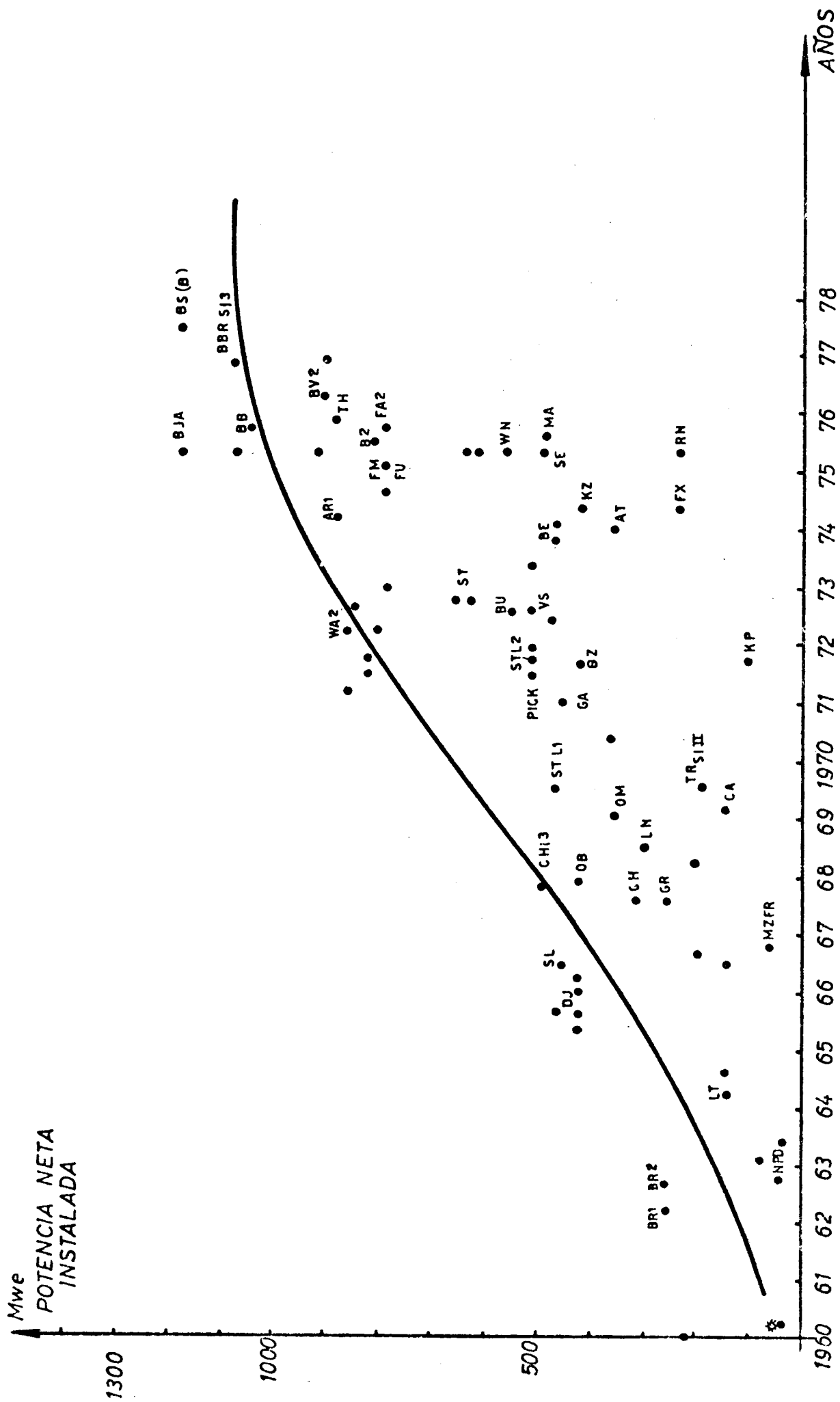


Fig. 1: Potencias netas instaladas en Centrales Nucleares en el mundo, en función del tiempo.

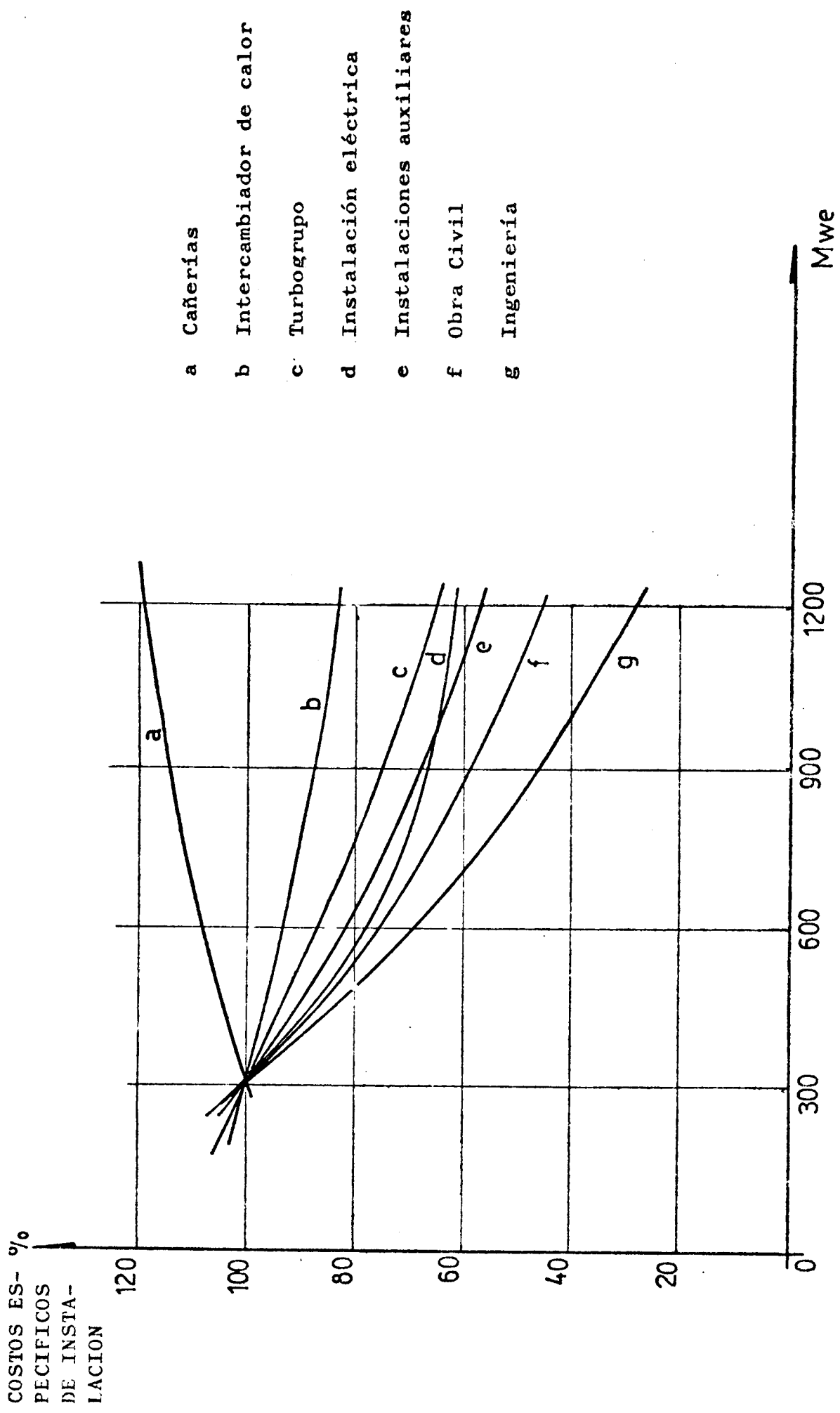


Fig. 2: Costos específicos de instalación en función de la potencia de la Central.

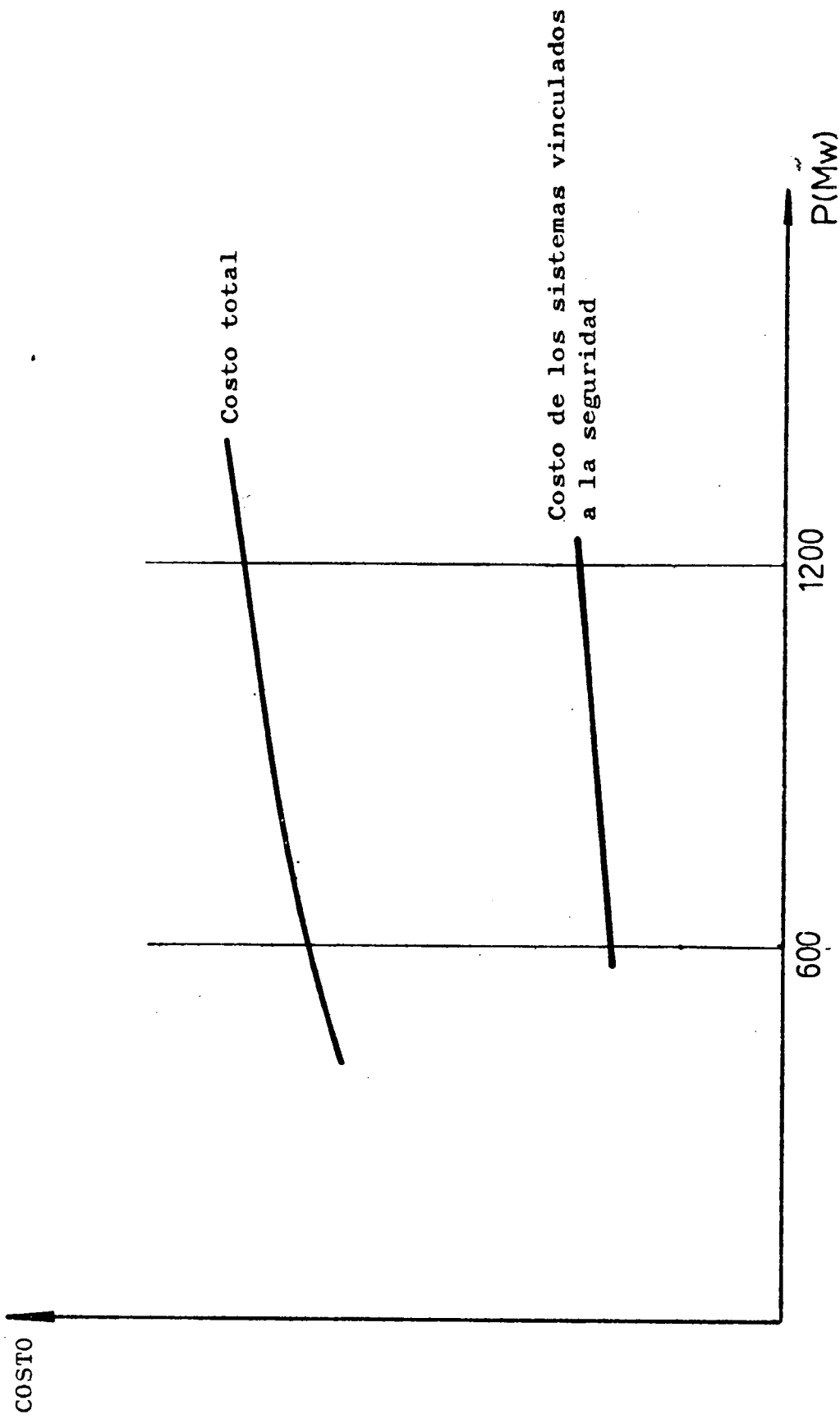


Fig. 3: Costo de una Central Nuclear y de los sistemas relacionados con la seguridad.



Fig.4: Sistema Interconectado Argentino

Diagrama de carga para día de máxima carga (dic.77)

Diagrama de carga para día de mínima carga (dic.77)

Fuente: DUC

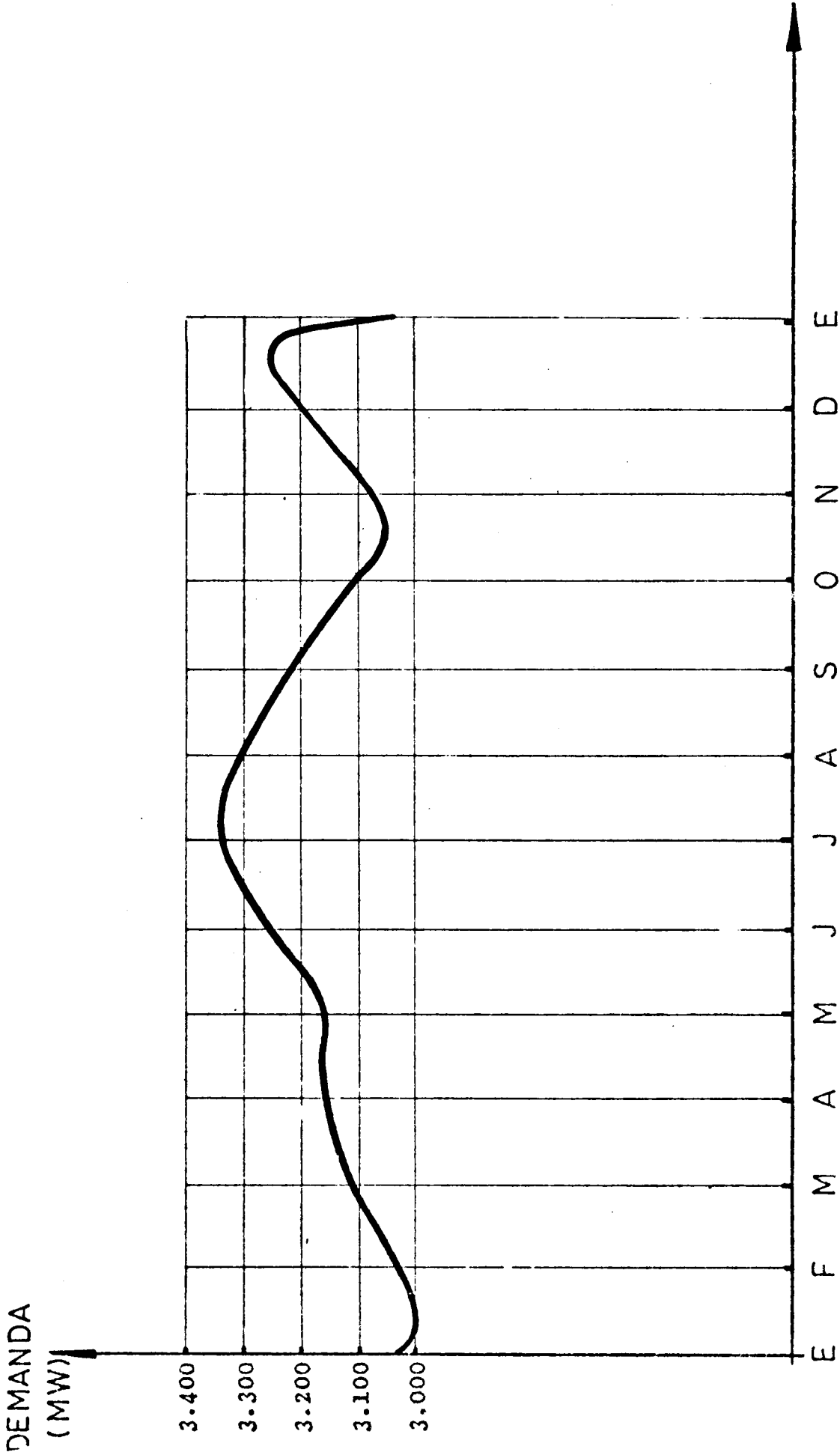


Fig. 5: Sistema Interconectado Argentino  
Diagrama Anual de Cargas - Año 1976  
Fuente: DUC

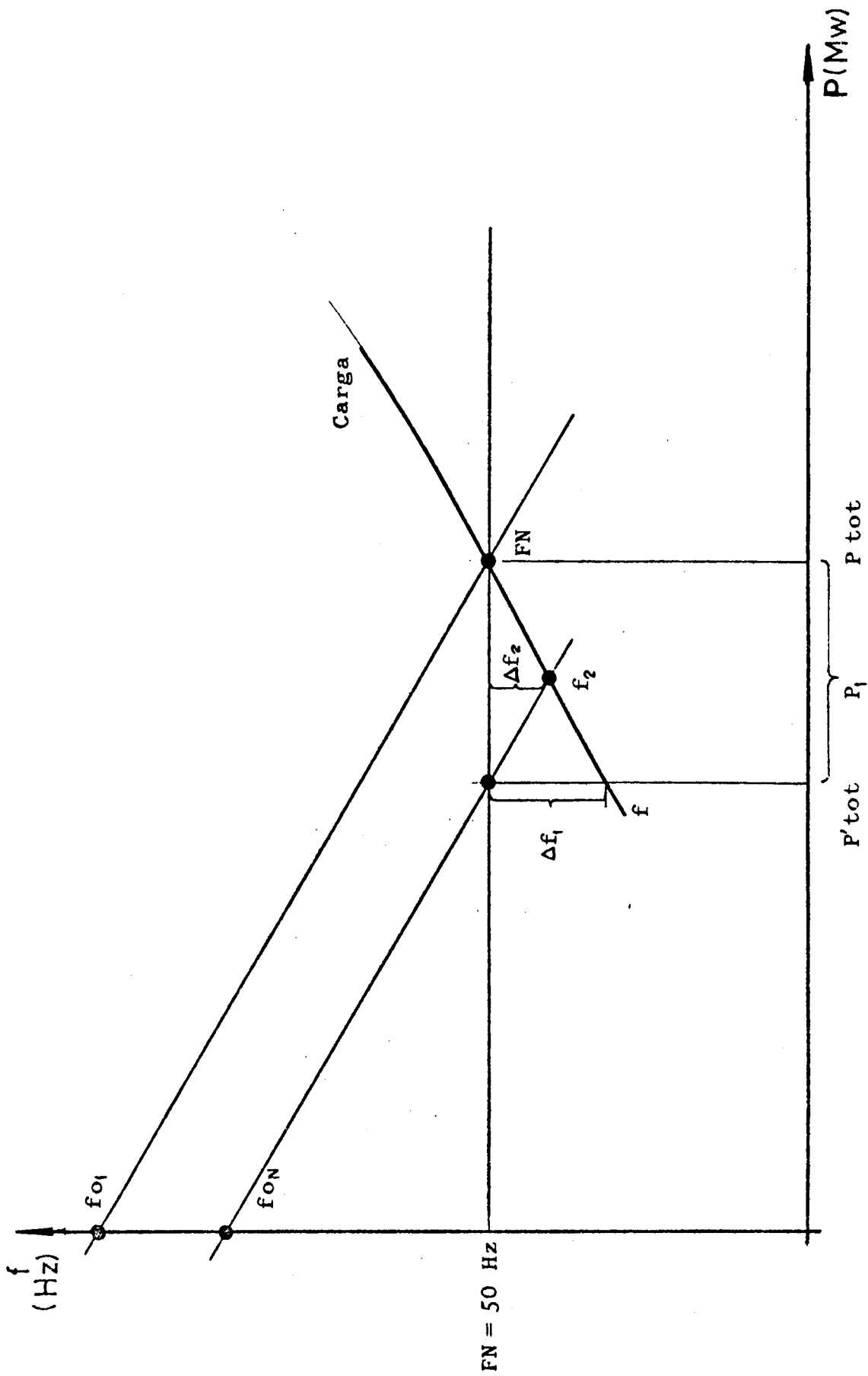


Fig. 6: Característica Frecuencia Potencia de un sistema Eléctrico.

PARTICIPACION EN LOS CORTES POR EMPRESAS

|  | Total | Corte por<br>escalón |
|--|-------|----------------------|
| Potencia de referencia (pico) 3.500 MW |       |                      |
| Potencia a cortar 34 %                 |       |                      |
| 60% SEGBA                              | 714   | 119                  |
| 20% AYEE                               | 238   | 39,6                 |
| 9% ITALO                               | 107,1 | 17,85                |
| 11% DEBA                               | 130,9 | 21,80                |
|  |       | <u>198,25</u>        |

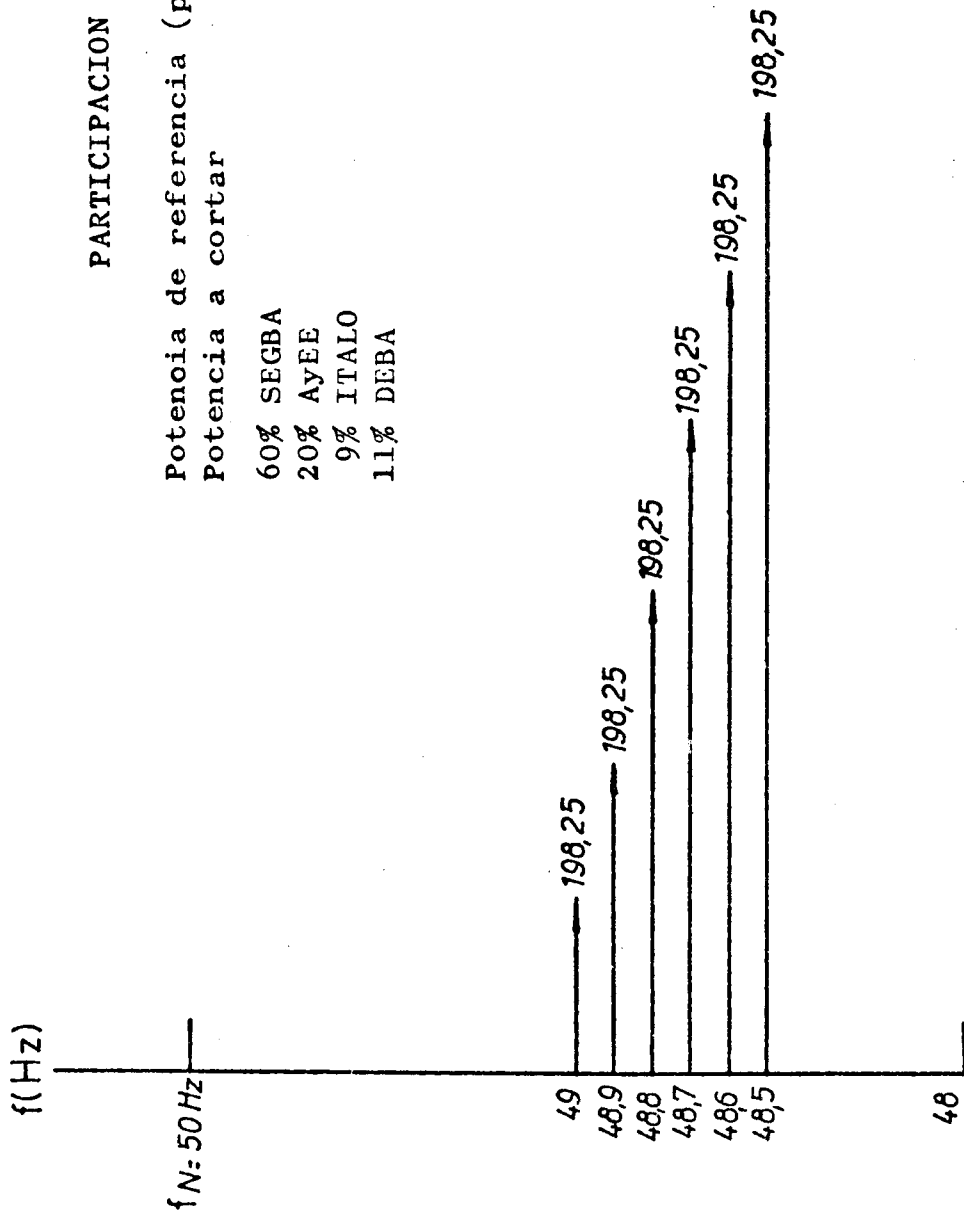
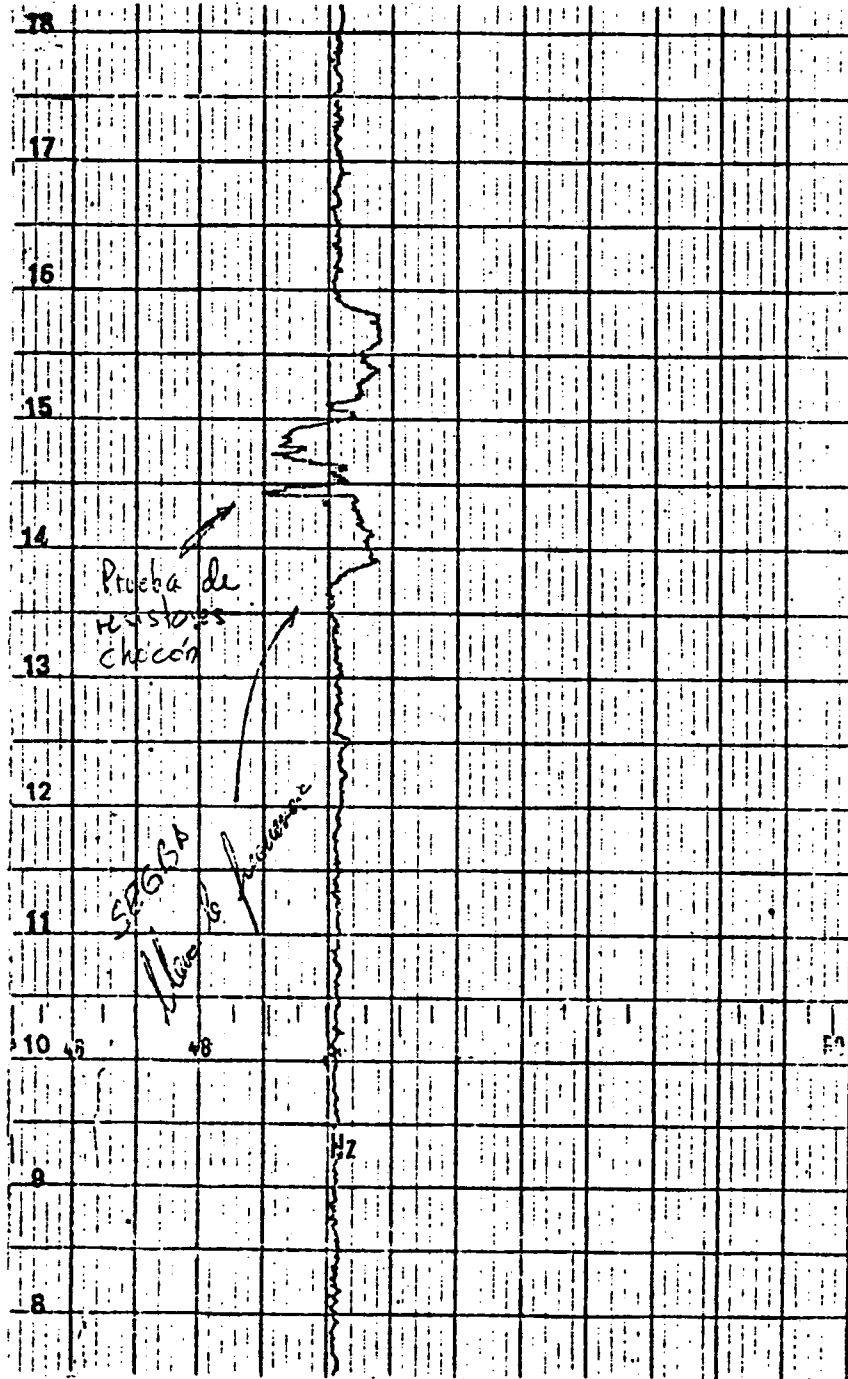


Fig. 7: Sistema Interconectado Argentino  
Escalonamiento para la desconexión automática de carga por relés de frecuencia.  
Fuente: DUC



**Fig. 8:** Sistema Interconectado Argentino  
Diagrama de frecuencia ante pérdida de 400 MW  
en día laboral.  
(frecuencia inicial  $f_0 = 50,4$  Hz)

