

REVISTA ENERGETICA

AÑO 8
4/84

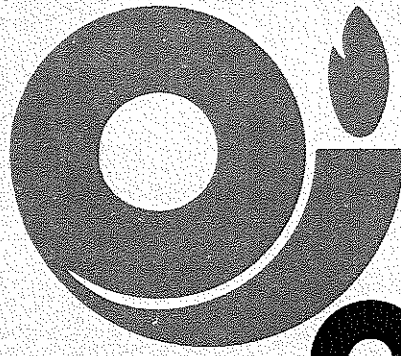
Julio - Agosto/84
July - August/84



olade

Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization

FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES NUCLEARES PROVENIENTES DE NUCLEBRAS **olade** ON THE FEASIBILITY OF NUCLEAR FUEL SUPPLY BY NUCLEBRAS
olade LOS REACTORES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA EN EL ESTUDIO DE IMPLEMENTACION DE UN PROGRAMA NUCLEOELECTRICO PARA EL PERU **olade**
SMALL - AND MEDIUM - CAPACITY REACTORS AND THE NUCLEAR POWER PLANNING STUDY IN PERU **olade** ESTUDIO DE PLANIFICACION ELECTRICA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL CHILENO, INCLUYENDO ALTERNATIVAS NUCLEOELECTRICAS **olade** STUDY ON ELECTRIC POWER PLANNING IN CHILE'S CENTRAL INTERCONNECTED SYSTEM, INCLUDING NUCLEAR POWER ALTERNATIVES **olade**
ASPECTOS DE LA IMPLANTACION DE CENTRALES NUCLEARES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA EN AMERICA LATINA **olade** ASPECTS OF THE IMPLANTATION OF SMALL - AND MEDIUM - CAPACITY NUCLEAR POWER PLANTS IN LATIN AMERICA



olade

ORGANO DE DIVULGACION TECNICA
DE LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA
DE ENERGIA (OLADE)

PERIODICAL FOR DISSEMINATION
OF THE LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION

AÑO 8

4/84

JULIO - AGOSTO/84
JULY - AUGUST/84

EDITORIAL	5
EDITORIAL	49
FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES NUCLEARES PROVENIENTES DE NUCLEBRAS	7
ON THE FEASIBILITY OF NUCLEAR FUEL SUPPLY BY NUCLEBRAS	51
LOS REACTORES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA EN EL ESTUDIO DE IMPLEMENTACION DE UN PROGRAMA NUCLEO - ELECTRICO PARA EL PERU	15
SMALL - AND MEDIUM - CAPACITY REACTORS AND THE NUCLEAR POWER PLANNING STUDY IN PERU	59
ESTUDIO DE PLANIFICACION ELECTRICA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL CHILENO, INCLUYENDO ALTERNATIVAS NUCLEOELECTRICAS	29
STUDY ON ELECTRIC POWER PLANNING IN CHILE'S CENTRAL INTERCONNECTED SYSTEM, INCLUDING NUCLEAR POWER ALTERNATIVES	73
ASPECTOS DE LA IMPLANTACION DE CENTRALES NUCLEARES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA EN AMERICA LATINA ..	39
ASPECTS OF THE IMPLANTATION OF SMALL - AND MEDIUM - CAPACITY NUCLEAR POWER PLANTS IN LATIN AMERICA ..	83

Los articulos firmados son de la exclusiva responsabilidad de sus autores y no expresan, necesariamente, la posición oficial de la Secretaría Permanente.

The signed articles are the exclusive responsibility of their authors and they do not necessarily express the official position of the Permanent Secretariat.

REVISTA ENERGETICA es publicada, bimestralmente, por la Secretaría Permanente de la Organización Latinoamericana de Energía. Casilla 6413 CCI. Quito-Ecuador.

REVISTA ENERGETICA is published bimonthly by the Permanent Secretariat of the Latin American Energy Organization. P. O. Box 6413 C.C.I., Quito - Ecuador.



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA
LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION

**CONSEJO EDITORIAL
EDITORIAL BOARD**

Ulises Ramírez Olmos	SECRETARIO EJECUTIVO EXECUTIVE SECRETARY
Eduardo Pascual	DIRECTOR DE COOPERACION REGIONAL Y EXTRARREGIONAL DIRECTOR OF REGIONAL AND EXTRA-REGIONAL COOPERATION
João Pimentel	DIRECTOR TECNICO TECHNICAL DIRECTOR
Cornelio Marchán	DIRECTOR DE ESTUDIOS ECONOMICOS Y PLANIFICACION ENERGETICA DIRECTOR OF ECONOMIC STUDIES AND ENERGY PLANNING
Marcio Nunes	ASESOR GENERAL GENERAL ADVISOR
Miriam Morales	JEFE DEL DEPARTAMENTO DE INFORMACION Y RELACIONES PUBLICAS HEAD OF THE DEPARTMENT OF INFORMATION AND PUBLIC RELATIONS

EDITORIAL

La necesidad de analizar el actual nivel de desarrollo nuclear logrado por los países de la región latinoamericana, sus necesidades en el campo de reactores de pequeña y mediana potencia y el intercambio de información técnico-económica tanto en relación a los sistemas eléctricos interconectados como a los reactores de investigación decidió a OLADE, en conjunto con el Instituto Peruano de Energía Nuclear, realizar un Seminario Internacional sobre esta temática y cuyos artículos más relevantes son presentados en esta edición dedicada a la energía nuclear.

La factibilidad de proveer combustible nuclear es desarrollo por la Empresa NUCLEBRAS de Brasil, indicando que una de las prioridades del programa es una planta de fabricación de combustible nuclear que estará en condiciones de ofrecer servicios de fabricación a mercados regionales y a precios que serían competitivos en términos internacionales.

Un estudio de Planificación Nucleoeléctrica es desarrollado por el Perú poniendo énfasis en el estudio del mercado eléctrico nacional, la selección de los tamaños apropiados de las centrales nucleoeeléctricas, aspectos económicos y de ingeniería que indican que Reactores de Pequeña y Mediana Potencia son los más apropiados y deseables para el país.

La metodología y los resultados del estudio de planificación eléctrica que realiza en Chile la Comisión Nacional de Energía para la toma de decisiones de inversión de nuevas fuentes de energía en el Sistema Interconectado Central, incluyen un análisis sobre la factibilidad económica de que una central nuclear de potencia signifique una alternativa real ante las necesidades de consumo energético del país y frente al desarrollo hidroeléctrico y proyectos térmicos convencionales.

Una visión de la problemática nuclear en América Latina y su perspectiva histórica son analizados por la American Nuclear Society - Sección Latinoamericana, dentro del panorama energético regional, enfatizando aspectos de infraestructura y transferencia tecnológica e indicando la madurez alcanzada por la industria nuclear latinoamericana, que permite ya una importante contribución a nivel regional aunque no sea aún autosuficiente.

Estos y otros temas desarrollados llevan a la necesidad de tomar las acciones regionales necesarias para que exista un análisis permanente del tema de los Reactores de Pequeña y Mediana Potencia de modo de crear un foco de información que sea accesible a todos los países de la región.

HUGO CONN

JEFE DEL PROYECTO DE CARBON Y NUCLEAR



FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES NUCLEARES PROVENIENTES DE NUCLEBRAS

R. G. Estevez
EMPRESAS NUCLEARES
BRASILEIRAS (NUCLEBRAS)

RESUMEN

El presente trabajo expone los motivos de la instrumentación en Brasil de un programa industrial que exige un ciclo de combustibles nucleares. Una de las prioridades del programa será una planta fabricadora de dichos combustibles.

Además, se explica el alcance programado para el suministro de servicios por NUCLEBRAS en esta área, así como los procedimientos y puntos destacados que vuelven relevantes a dichos servicios.

Se indica, también, el estado actual de la planta fabricadora, y se presentan los antecedentes y calificaciones que apoyan a NUCLEBRAS en su papel de proveedor de combustibles.

Finalmente, se proyecta la disponibilidad de servicios.

I. INTRODUCCION

A pesar de haber sido fuertemente afectado por la crisis petrolera, Brasil se ha encontrado en una situación muy favorable en cuanto a la generación eléctrica. Hoy en día sólo el 3% de la energía eléctrica es generada a partir de fuentes petroleras, así que las decisiones sobre el desarrollo de fuentes alternativas de energía se toman en base a los precios actuales y disponibilidad del petróleo.

Aunque Brasil ha aprovechado solamente 38.900 MW de su potencial hidroeléctrico de 213.000 MW, se

espera que éste habrá sido completamente explorado para la primera década del siglo XXI.

Por otra parte, ya que el 50% del potencial hídrico global está ubicado a más de 1.000 kms. de los centros de consumo, existe la posibilidad de que se habrá utilizado todo el potencial hidroeléctrico antes de finalizar este siglo.

En base a esta posibilidad, y considerando que la adquisición de una nueva tecnología y la preparación de antecedentes industriales para una fuente alterna necesita de un largo período de gestación, Brasil ha decidido iniciar gradualmente un programa alternativo, de tal manera que no se produzca ninguna discontinuidad antes de que el potencial hidroeléctrico haya sido completamente aprovechado.

Con base en las justificaciones anteriormente señaladas, y en el hecho de que las reservas brasileñas de uranio al momento conocidas y medidas tienen un mayor contenido energético que las de carbón mineral y petróleo, la energía nuclear ha sido seleccionada como la fuente alterna indicada para la generación eléctrica.

Para satisfacer la demanda energética a comienzos del siglo XXI, cuando se espera tener una enorme demanda de electricidad, un programa nuclear tendría que ser emprendido con 20 a 30 años de antelación. Con miras a esta meta, Brasil se ha embarcado en un programa nuclear que prevé una transferencia completa de la tecnología del ciclo de combustibles, y la instrumentación de una infraestructura industrial para aten-

der las necesidades previstas, en términos de la calidad y cantidad de centrales eléctricas.

Una de las prioridades relativas al ciclo de combustibles, es la planta fabricadora de combustibles (PFC). La estrategia para instrumentar la PFC es la de construir una instalación con una capacidad de 400 toneladas de uranio por año, a edificarse paulatinamente en módulos de 100 toneladas anuales, según los requerimientos.

Por ahora, NUCLEBRAS ha comisionado el primer módulo de la PFC y ha fabricado la primera recarga para la planta nuclear ANGRA I, con un total de 40 conjuntos completos de combustibles para el tipo de reactor Westinghouse.

Ya que al iniciarse la operación de la PFC la demanda interna de combustibles en Brasil será relativamente reducida, NUCLEBRAS realmente está en condiciones de ofrecer servicios de fabricación a los mercados externos a precios competitivos en términos internacionales.

2. ALCANCES DEL SUMINISTRO

NUCLEBRAS estará preparada para brindar servicios de fabricación de combustibles a partir del UF_6 enriquecido y combustibles no reciclados. Las actividades de fabricación de combustibles comprenderán el diseño de éstos, la reconversión del UF_6 a UO_2 , peletización, suministro de todos los componentes mecánicos del paquete de combustibles, ensamblaje final de los componentes en el paquete final y entrega de los elementos de combustible terminados al sitio del reactor.

En vista de que las instalaciones de conversión y enriquecimiento de NUCLEBRAS no entrarán en operación por algún tiempo, NUCLEBRAS estará preparada para gestionar dichos servicios hasta el momento en que se hagan operacionales.

En cuanto al diseño de combustibles, hay que tener conciencia de las interrelaciones con otros contratos de servicios públicos, así como por ejemplo los requisitos de torta amarilla (yellow cake) y servicios de conversión y enriquecimiento. Por ende, si estos servicios son solicitados a NUCLEBRAS, se tiene que prever un tiempo suficiente de antelación en dicha empresa para que el cumplimiento de todos los servicios pueda ser adecuadamente planificado.

Además del diseño y fabricación de combustibles, NUCLEBRAS también estará capacitada para dar seguimiento nuclear como parte del alcance de sus servicios. Esto implica que NUCLEBRAS preparará instrucciones para la empresa sobre cómo desplazar, reactivar y recuperarse de las condiciones anormales de operación. Por lo tanto, entre NUCLEBRAS y la empresa se llegará a un acuerdo respecto a la operación de la planta, la administración del combustible y un sinnúmero de otros factores; de otra manera, la empresa tendría que operar independientemente.

En cuanto a calidad asegurada, el combustible suministrado por NUCLEBRAS cumplirá con los requerimientos de los trece criterios planteados en el "Código de Prácticas para la Calidad Asegurada en las Plantas Nucleoeléctricas", emitido por la OIEA. Para garantizar la empresa el cumplimiento de aquellos criterios, será permitida la fiscalización por NUCLEBRAS.

En resumen, NUCLEBRAS estará preparada para prestar los siguientes servicios relacionados con la fabricación de combustibles:

- diseño de combustibles
- gestión de servicios de conversión
- gestión de servicios de enriquecimiento
- aceptación de UF_6 enriquecido a niveles apropiados de enriquecimiento
- gestión y aceptación de revestimiento de barras
- fabricación o adquisición de otros componentes como son las barras y equipos
- conversión de UF_6 a UO_2
- peletización
- fabricación de barras
- fabricación de componentes
- entrega de los elementos de combustible terminados al sitio del reactor.

2.1 Garantías

NUCLEBRAS podrá proporcionar a la empresa garantías mecánicas o de reactividad, o hacer cualquier arreglo combinado entre las dos categorías de garantía. Las primeras son garantías contra quema total o el costo del combustible, y las segundas son las bien conocidas garantías contra integridad mecánica del combustible.

3. FABRICACION DE CONJUNTOS DE COMBUSTIBLES POR NUCLEBRAS

La actividad de NUCLEBRAS de suministrar combustibles se realizará en su Fábrica de Elementos Combustibles, la cual está ubicada en Resende, en el Estado de Río de Janeiro, a 156 kms. de la ciudad de Río de Janeiro. En este sitio NUCLEBRAS también está construyendo instalaciones de enriquecimiento y conversión.

El proceso de fabricación comienza con la conversión del uranio entregado (exafluoruro de uranio, UF_6) a un polvo sinterizable de UO_2 e incluye la producción de UO_2 , pellets, barras de combustible, rejillas de espaciamiento, tubos guía, extremos y otros componentes estructurales, así como también el montaje de los elementos de combustible.



Tal como se mencionó anteriormente, se prevé para la planta de fabricación de combustibles una capacidad futura de 400 toneladas de uranio por año y se está construyendo en módulos de 100 toneladas anuales. El primer módulo, ya terminado, tiene una capacidad anual que puede atender tanto un primer inventario de núcleo o tres recargas, ambas para una planta nucleoelectrónica de 1.300 MWe.

PUNTOS SOBRESALIENTES DEL PROCEDIMIENTO DE FABRICACION DE NUCLEBRAS

Reconversión UF_6/UF_4

NUCLEBRAS podrá procesar uranio en la forma de hexafluoruro o en la forma de nitrato de uranilo.

Normalmente el UF_6 se entrega en tambores de acero con un diámetro de 30" y una capacidad de hasta 1,5 toneladas cada uno. En el sitio de la planta, el UF_6 es pesado y su composición es determinada cuidadosamente por medio de la espectrometría de masa.

En el caso del nitrato de uranilo en las plantas reprocesadoras, los pasos del proceso de conversión al polvo UO_2 son realizados en los mismos equipos que para el UF_6 . Después de la conversión, no se tiene que efectuar ningún cambio especial en el proceso si el nitrato de uranilo necesario puede ser utilizado para obtener niveles intermedios de enriquecimiento.

El proceso de reconversión (UF_6 a UO_2) a emplearse en la PFC es el tal llamado CUA (carbonato uranilo amoníaco), proceso desarrollado por NUKEM y RBG, el cual da un polvo de UO_2 de flujo libre que se puede prensar directamente sin ningún tratamiento previo adicional como es molienda, precompactación, granulación o adición de aglomerantes o lubricantes.

La hidrólisis del UF_6 y su precipitación como CUA se realizan por etapas de aproximadamente 250 kg U cada una.

Si en lugar del UF_6 se utiliza el nitrato de uranilo de las plantas reprocesadoras como materia prima, se obtiene un CUA de la misma calidad del obtenido a partir del UF_6 . Este proceso de reconversión también se utiliza en el reciclaje de chatarra de uranio proveniente del polvo producido en la peletización, la cual se disuelve en su forma de nitrato.

El proceso global de reconversión también incluye unidades de filtración, hornos de lecho fluidizado y unidades homogenizadoras; todos estos se pueden apreciar en forma esquemática en la Figura N° 1.

Peletización

De los homogenizadores, el polvo de UO_2 es transferido neumáticamente hasta una unidad de almacenamiento encima de las prensas mecánicas. Luego, a través de un dispositivo especial de dosificación, el pol-

vo alimenta las cavidades del cojinete de roscar, donde se convierte en pellets.

Ya que los pellets son prensados sin agregar ningún aglomerante o lubricante al polvo pueden ser sinterizados directamente sin un tratamiento intermedio de desparafinado a calor, lo cual es un paso requerido en la mayor parte de los procesos diferentes al CUA.

Como es usual, la sinterización se realiza en un horno de sinterización, bajo un ambiente hidrógeno, para obtener pellets cuya densidad varía entre 9,5 y 10,7 g/cm³.

Desde el horno los pellets son llevados a los molinos sin centro donde son amoldados a diámetros específicos.

La superficie de los pellets es controlada 100% por el operador del molino, quien rechaza todos los que tengan rotas o fisuradas.

El control de dimensiones y densidades y el análisis de las impurezas químicas en los pellets son llevados a cabo por el personal de control de calidad, sobre una base de estadísticas.

Fabricación de barras de combustible

El esquema de la fabricación de barras de combustible está presentado en la Figura N° 2. Además de la inspección completa por parte del fabricante respectivo, los tubos de revestimiento también están sujetos a otra cuidadosa revisión de aceptación en la planta de fabricación de combustibles. Esta revisión se realiza en una unidad ultrasónica de operación continua, en la cual se controlan simultáneamente, defectos, espesor de paredes y diámetro externo.

Los tapones de los extremos son fabricados en tornos automáticos para prevenir cualquier fuga de gas, en el futuro, que provenga de las barras de combustible (por medio de agujeros de contracción en los tapones de los extremos). La superficie plana de cada tapón se funde a través del proceso de soldadura TIG.

Después de una cuidadosa limpieza de los tubos de revestimiento y los tapones de los extremos, el primer tapón es unido al tubo por la soldadura TIG. El próximo paso en la operación es la inserción del pellet en el tubo de revestimiento (con un extremo ya tapado). Primero los pellets son pesados y colocados por partes en forma de columna, en los agujeros de un recipiente de tipo tambor rotativo y luego son secados en un horno. Después de un tiempo, el recipiente cilíndrico es transferido a la segunda máquina de carga y soldadura, donde se inserta el extremo abierto del tubo de revestimiento. Los pellets son cargados en el tubo y se realiza la soldadura en un ambiente controlado (argón), impidiendo así la presencia de humedad.

Los parámetros de la soldadura son controlados automáticamente a través de un sistema de tarjetas

perforadas, asegurando de esta manera una soldadura de alta calidad e independiente de las calificaciones del operador. Posteriormente, las soldaduras son controladas por rayos X en dos direcciones a un ángulo de 90°.

Para los reactores de agua presurizada, las barras de combustibles son presurizadas con helio. Para estos fines, el segundo tapón tiene un pequeño agujero central a través del cual se inyecta el helio. Este agujero es cerrado con una tapa plástica inmediatamente después de extraerse la barra de combustible de la segunda máquina de carga y soldadura. La barra de combustible es entonces llevada a otra máquina donde primero se llena de helio, hasta llegar a la presión de diseño. Entonces, el hueco central del tapón es sellado por la soldadura TIG.

Cada barra es revisada para detectar fugas de helio en una cámara al vacío, a través de un detector de fugas de helio (espectrómetro de masa).

Como paso final en la fabricación de barras estas son pulidas electromecánicamente para evitar corrosión en la superficie.

Ensamblaje de los elementos de combustible

La Figura N° 3 indica el esquema del montaje de los elementos de combustible.

La primera operación mayor en esta sección es el montaje del llamado esqueleto de elementos de combustible, el cual consiste de tubos de guía (normalmente 20), rejillas de espaciamento (normalmente 9) y las piezas de los extremos superior e inferior.

En un banco de taller se ajustan las rejillas de espaciamento y se las fijan en distancias precisamente definidas a través de marcos ajustadores. Además, se posiciona el extremo inferior y se le acopla al banco. Los tubos de guía de las barras de control entonces son insertados en las celdas definidas de cada espaciador y son soldadas temporalmente a las mangas de los espaciadores. El extremo inferior es acoplado a los tubos de guía por medio de las partes enroscadas de los tapones que lo atraviesan. Se utilizan tuercas para fijarlo de tal manera que el conjunto de combustibles pueda ser reparado, como en el caso de los reactores brasileños.

Para prevenir el fisurado de la superficie del revestimiento durante la inserción, con anterioridad las barras electropulidas son metidas ligeramente en un barniz orgánico y luego secadas al aire. Las barras barnizadas entonces son colocadas en las celdas correspondientes del espaciador. Para prevenir la distorsión del esqueleto, la inserción se tiene que realizar de acuerdo con una secuencia especial.

Después de haber conectado el extremo superior al esqueleto, todo el conjunto de combustibles es intro-

ducido en un líquido disolvente orgánico para quitarle el barniz.

Posteriormente, después del ajuste final, el elemento de combustible se monta verticalmente en una columna donde a través de un dispositivo especial se miden todas las dimensiones (rectitud, torsión y espacios entre las barras de combustible). Todos estos datos, así como los provenientes de las etapas de fabricación y ensamblaje, son registrados en un cuadro de control para cada uno de los conjuntos de combustible.

Finalmente, los elementos de combustibles controlados son envueltos en fundas de plástico las cuales son selladas por medio de la soldadura y almacenadas hasta su envío.

Calidad asegurada

La detección de desviaciones en los niveles de calidad o parámetros de fabricación prescritos, incluyendo documentos extraviados, se reporta inmediatamente al responsable del departamento de calidad asegurada.

Se vuelve a trabajar los materiales no conformes de acuerdo con reglas estrictas. Los componentes no conformes sólo pueden salir después de ser aprobados por los departamentos de ingeniería y diseño y de tecnología y, según el caso, después de consultarle al cliente. Además, la aprobación de su entrega por el personal responsable de NUCLEBRAS sólo puede ser concedida cuando la confiabilidad y seguridad de los montajes no hayan sido afectadas por esta acción.

El informe sobre las pruebas y revisiones, y cualquier otro documento relacionado con garantías de calidad tienen que ser preparados para todo proyecto. Mientras los montajes llegan a la etapa final de fabricación, todos estos documentos son reunidos y examinados. Entonces son colocados en archivos especiales y fácilmente recuperables. Generalmente, la documentación es retenida por lo menos hasta la quema planificada de los conjuntos o hasta la eliminación de los componentes nucleares.

La Figura N° 4 muestra los pasos de control más importantes durante la fabricación de los elementos de combustible del tipo RAP, a realizarse en la planta de fabricación de combustibles en NUCLEBRAS.

4. CALIFICACIONES DE NUCLEBRAS

Para cumplir con los requisitos de ser proveedor de combustibles nucleares, NUCLEBRAS ha desarrollado un programa intensivo de capacitación para los ingenieros y técnicos que actualmente están encargados de las diversas tareas involucradas en la fabricación y diseño de elementos de combustibles.

El concepto básico de este programa de capacitación es la asignación de los pasantes para que "apren-

dan haciendo" a través de proyectos similares en desarrollo en la República Federal de Alemania. Es así como los supervisores, asistentes y jefes de sección de NUCLEBRAS han trabajado en puestos parecidos en la planta de fabricación de combustibles RBU en Hanau, Alemania, la cual es similar a la planta de NUCLEBRAS. Los excelentes resultados de esta capacitación están demostrados por el hecho de que una línea de producción de la RBU ha sido operada con éxito durante seis meses por un equipo brasileño.

Dentro del programa de capacitación, en el campo de la fabricación, fueron preparados 52 miembros claves del personal en las siguientes áreas: fabricación de barras de combustibles, ensamblaje de elementos de combustibles, fabricación de componentes, control de calidad, mantenimiento, soldadura, ingeniería industrial y seguridad. Además, se están preparando programas de capacitación para las secciones de conversión y peletización. Junto con las actividades de formación en el área de fabricación, grupos de ingenieros han estado trabajando en la KWU de Erlangen, Alemania, junto con diseñadores alemanes para que se califiquen en el desarrollo del diseño de combustibles. Hasta ahora, ocho ingenieros han trabajado con la KWU con responsabilidades en diversas tareas de diseño. Este tipo de capacitación toma un promedio de 20 meses luego de un cuidadoso entrenamiento en Brasil y eventualmente en el exterior. Todos los pasantes habían trabajado anteriormente en investigación y desarrollo y tenían por lo menos el título en maestría. Al momento, los ya capacitados han realizado satisfactoriamente el diseño de recarga de la Planta Nucleoeléctrica ANGRA I, la primera fabricada por NUCLEBRAS.

Antes de involucrarse en capacitación en los campos de diseño y fabricación de combustibles en Alemania, muchos de los miembros claves del personal de NUCLEBRAS habían trabajado en actividades relacionadas con la irradiación de barras de combustible.

En 1976, por ejemplo, veintiún barras fueron diseñadas y fabricadas en Brasil e irradiadas por una quema baja en el reactor R-2 de Studsvik, Suecia. Se verificaron varios parámetros de diseño tales como espaciamiento, porosidad de los pellets de UO_2 , estructura material y diferentes procesos de fabricación. Se debe enfatizar que el diseño y fabricación de aquellas barras fueron realizados por el personal de NUCLEBRAS. Los informes de los operadores del reactor R-2, incluyendo informes sobre irradiaciones de poste, indicaron que el rendimiento de las barras fue excelente a pesar de la aplicación de una mayor densidad de potencia lineal de aproximadamente 750 w/cm.

Posteriormente NUCLEBRAS, junto con la KWA y el centro de investigaciones de la KFA emprendió un programa de quema mediana y alta utilizando el reactor FRJ-2 (DIDO) de la KFA en Julich, Alemania. De manera parecida al programa anterior de irradiación en Studsvik, las barras de combustible fueron diseñadas y fabricadas en NUCLEBRAS. Nuevamente presentaron

un excelente comportamiento en esta oportunidad con densidades de potencia lineal de 670 w/cm para una quema de 3.200 MWd/ton. En la actualidad otro programa de irradiación ha sido puesto en marcha, destinado a una quema de 30.000 MWd/ton.

Los excelentes resultados de los programas brasileños de irradiación de combustible y la experiencia que se ha logrado en el diseño y fabricación de la primera recarga para la ANGRA I, en base a la asistencia técnica y transferencia de tecnología de Alemania y dentro del marco del acuerdo entre Brasil y ese país en el campo de las aplicaciones pacíficas de la energía nuclear, ciertamente proporcionará a NUCLEBRAS la capacidad requerida para ser un proveedor altamente calificado de combustibles nucleares.

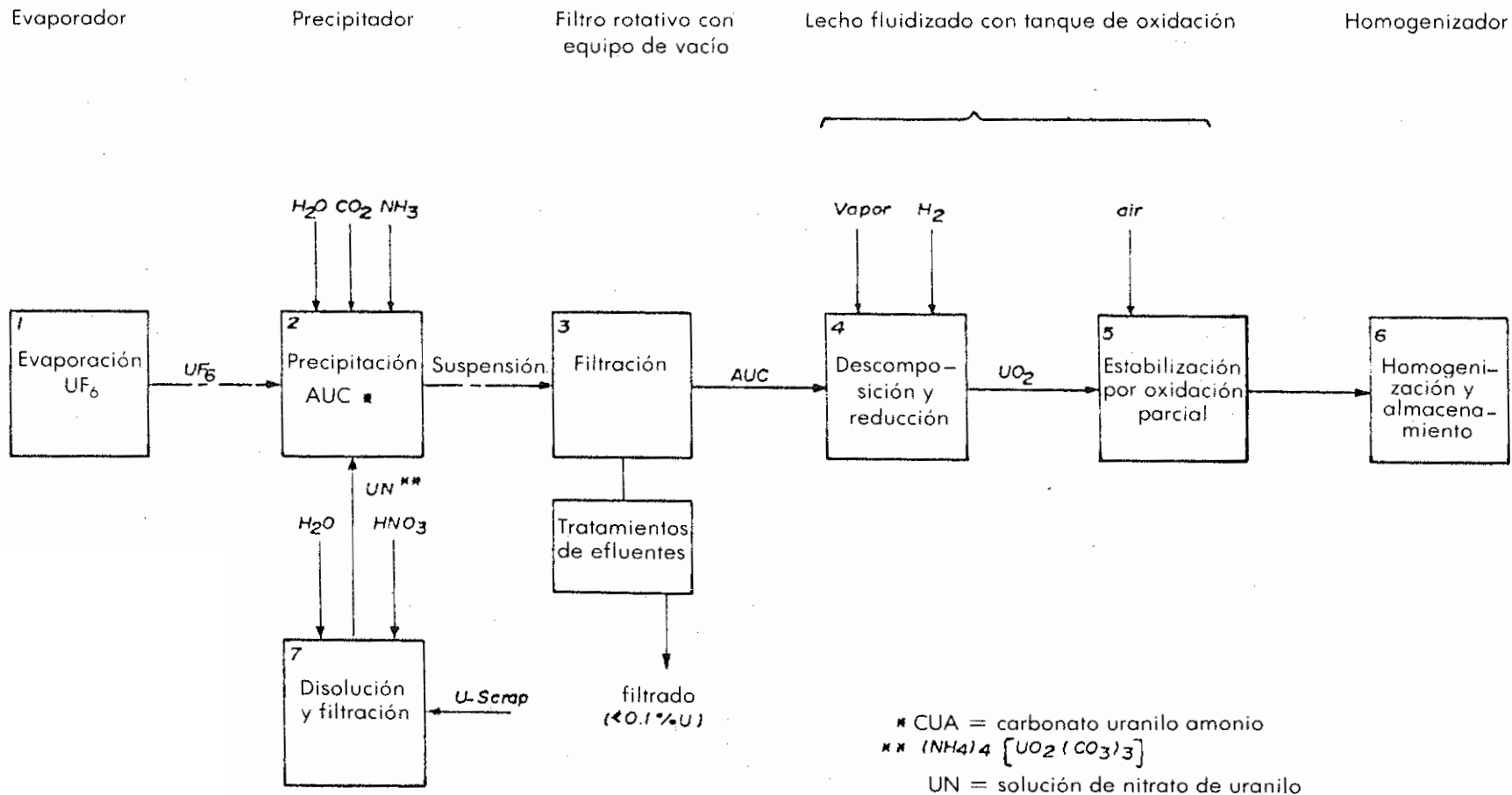
CONCLUSIONES

El programa nuclear de Brasil ha sido establecido con miras a lograr independizarse de las fuentes externas en relación a los requerimientos del ciclo de combustible. Al momento se está preparando la infraestructura industrial necesaria para completar el ciclo.

En vista de los exitosos programas de irradiación, las barras de combustible nacionales, la altamente positiva capacitación del personal de NUCLEBRAS en Alemania, y junto con la experiencia adquirida en la fabricación de una fase de recarga de combustibles para la ANGRA I, NUCLEBRAS tiene que ser incluida entre los proveedores calificados a nivel mundial. Además, en vista de la disponibilidad inicial de excedentes en la capacidad productiva de la planta de fabricación de combustibles, NUCLEBRAS estará preparada para ofrecer precios competitivos con los del mercado internacional.



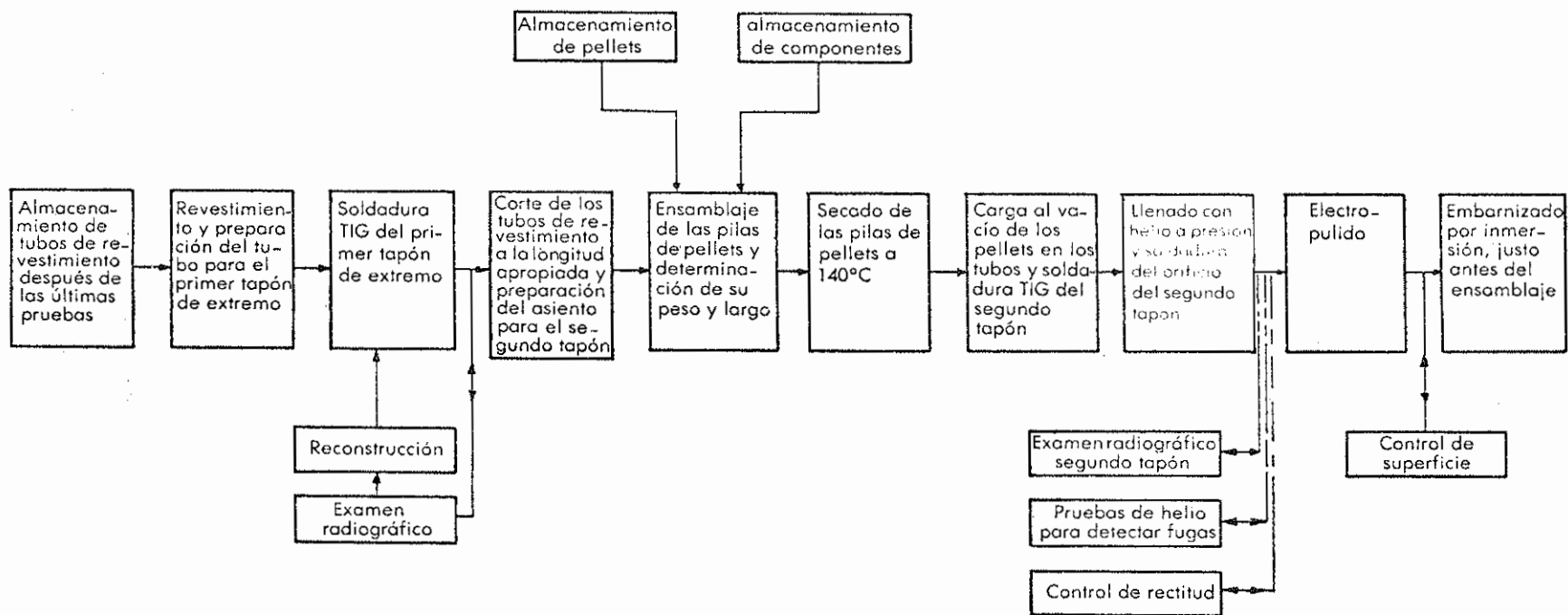
NUCLEBRAS
SUPERINTENDENCIA GENERAL DO ELEMENTO COMBUSTIVEL



ESQUEMA DEL PROCESO DE CONVERSION DE UF_6 A UO_2

FIGURA 1

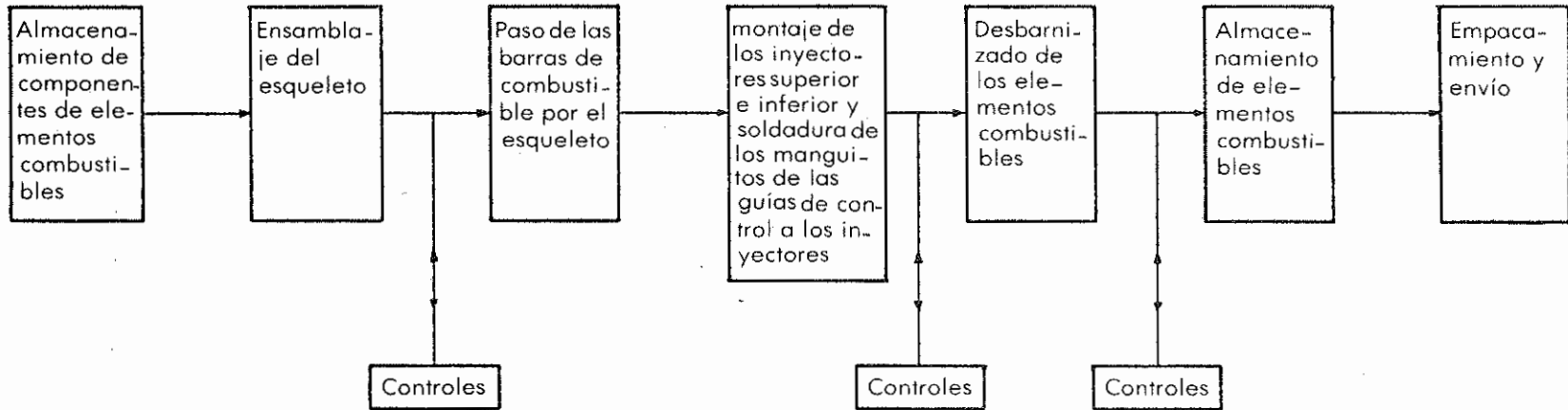
NUCLEBRAS
SUPERINTENDENCIA GERAL DO ELEMENTO COMBUSTIVEL



ESQUEMA DE LA FABRICACION DE BARRAS DE COMBUSTIBLE

FIGURA 2

NUCLEBRAS
SUPERINTENDENCIA GERAL DO ELEMENTO COMBUSTIVEL



ESQUEMA DEL ENSAMBLAJE DE LOS ELEMENTOS COMBUSTIBLES

FIGURA 3

LOS REACTORES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA EN EL ESTUDIO DE IMPLEMENTACION DE UN PROGRAMA NUCLEOELECTRICO PARA EL PERU

Orlando Constantini, Ignacio Frisancho,
Victor Cava, Luis Montes

INSTITUTO PERUANO DE ENERGIA NUCLEAR
LIMA - PERU

RESUMEN

Se exponen brevemente los resultados del estudio de Planificación Nucleoeléctrica para el Perú, poniendo énfasis en el estudio del mercado eléctrico nacional; la selección de los tamaños apropiados de las plantas nucleoelectricas; y algunos aspectos económicos y de ingeniería, lo que da por resultado la constatación que para nuestro país, y probablemente para países en similar estado de desarrollo al nuestro, los Reactores de Pequeña y Mediana Potencia son los más apropiados y deseables.

1. ANTECEDENTES

El Perú, desde la creación de la Junta de Control de Energía Atómica, se ha interesado por estudiar las posibilidades de implementación de un Proyecto Nucleoeléctrico. Como el antecedente concreto más lejano, podemos señalar, el "Anteproyecto para la Utilización de las Aguas del Lago Titicaca" (1960) en el que se incluía la instalación de un reactor nuclear de 100 MWe en los alrededores de Puno, cuya energía serviría para bombear unos 10 m³/seg. iniciales de las aguas del Lago Titicaca para finalmente obtener algo más de 1400 MW, en una serie de centrales hidroeléctricas hacia la cuenca del Pacífico, brindando a partir de los 1000 m. s.n.m. agua de regadía para unas 100,000 hectáreas en la Costa Sur del Perú.

En 1976, al ser presentado oficialmente el Plan Nuclear del Perú, se ingresa a una nueva etapa de resurgimiento de estas inquietudes, las que a partir de 1977

comienzan a hacerse realidad en los nuevos planes del gobierno peruano.

Este instrumento de política determina claramente un propósito y una actitud definida del interés del Perú en participar activamente en la obtención de los beneficios que la ciencia y la tecnología nucleares ofrecen.

El Ministerio de Energía y Minas, es desde su creación, el ente del gobierno peruano que se ocupa del sector energético y bajo su ámbito se encuentran el Instituto Peruano de Energía Nuclear y ELECTROPERU.

La Ley Orgánica del Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN), fue aprobada por Decreto Ley de 5 de julio de 1977, por el cual se constituye en el Organismo Público descentralizado, encargado de promover, asesorar, coordinar, controlar, representar y organizar las acciones para el desarrollo de la energía nuclear y sus aplicaciones en el país de acuerdo con la política del sector Energía y Minas.

Entre sus funciones generales están las de:

- Promover y efectuar investigaciones tendientes a la incorporación y transferencia tecnológica en las aplicaciones de la energía nuclear en los diversos campos de interés nacional.
- Promover, ejecutar y controlar las acciones relacionadas con la utilización de la energía nuclear en las diferentes áreas de aplicación, coordinando con diversos sectores según corresponda.



— Proyectar, construir y adquirir reactores de entrenamiento de investigación y de potencia, así como las instalaciones, equipos y materiales necesarios para impulsar el desarrollo de la energía nuclear.

Una de las primeras acciones, para cumplir con estos objetivos, fue la de capacitar profesionales en las diversas áreas de la ciencia y tecnología nucleares, de modo que a fines de 1982, se formó un grupo de profesionales peruanos con el encargo de realizar un estudio de pre-factibilidad, con el fin de hacer los correspondientes análisis técnico-económicos que permitan obtener alternativas que incluyan la posibilidad de integrar plantas nucleares de potencia, en condiciones adecuadas al sistema de oferta eléctrica.

Este estudio de pre-factibilidad comprende: el análisis del mercado energético y eléctrico actuales y su proyección al futuro, hasta el año 2015; la selección del o los tamaños más convenientes de plantas nucleares de potencia; su localización probable; los aspectos de ingeniería de las principales plantas comerciales probadas y ofertadas en el mercado mundial; los aspectos económicos correspondientes; los recursos humanos requeridos y los actualmente existentes en el país; y los aspectos relacionados con la posible participación nacional.

POTENCIAL ENERGÉTICO NACIONAL

El Perú posee un importante potencial energético, el que, sin embargo, se encuentra insuficientemente evaluado y desarrollado como se desprende de las cifras que se dan en las siguientes tablas:

TABLE 1
POTENCIAL ENERGÉTICO NACIONAL -
FUENTES COMERCIALES

FUENTES	POTENCIAL
Petróleo	835 x 10 ⁶ Barriles (a)
Gas Natural	641 x 10 ⁹ pies ³
Carbón	28 x 10 ⁶ Toneladas (b)
Hidroenergía	58,000 MW

*FUENTE: Ministerio de Energía y Minas

a) Reservas probadas al 31 - Diciembre - 1981
Las reservas probables se estiman en 4 x 10⁹ Bls.

b) Incluye reservas probadas (27 x 10⁶ Tm), probables (123 x 10⁶ Tm) y posibles (850 x 10⁶ Tm).

TABLE 2
RELACION ENTRE LA PRODUCCION Y EL
POTENCIAL DE FUENTES ENERGÉTICAS
COMERCIALES

FUENTES	Potencial (a)		Producción 1981	
	10 ⁶ TEP	%	10 ⁶ TEP	%
Petróleo	115.2	5.1	9.9	83.9
Gas Natural	15.0	0.7	1.0	8.5
Carbón	18.9	0.8	0.0	
Hidroenergía	2096.3	93.4	0.9	7.6
	2245.4	100.0	11.8	100.0

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas

a) Se considera los potenciales de la Tabla 1.

Vemos que de un potencial total de 2245.4 millones TEP sólo se utiliza 11.8 millones TEP, es decir, aproximadamente un 0.5%, pese a que en casi todo el territorio nacional existen problemas de suministro eléctrico no sólo en pequeñas localidades sino incluso en capitales departamentales.

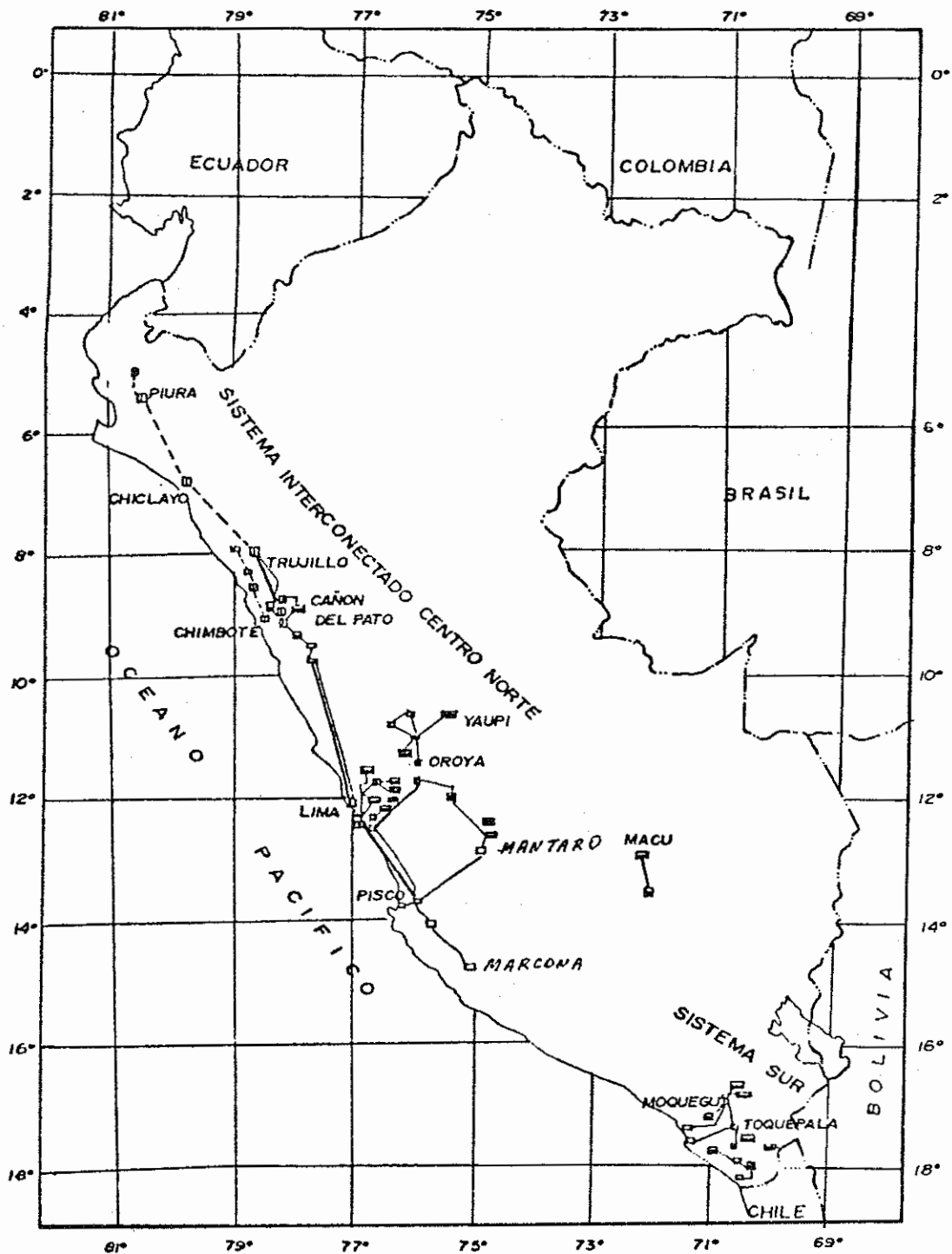
Los análisis realizados respecto a la producción y reservas de petróleo nos hacen ver que, de no descubrirse mayores existencias de petróleo, corremos el riesgo de pasar, a muy corto plazo, de pequeños exportadores del mismo a importadores.





El objetivo debe ser, pues, el mayor aprovechamiento posible de la hidroelectricidad, con el fin de disminuir el consumo de petróleo, complementándola con otros recursos energéticos como la nucleoelectricidad, y la geotermia, por ejemplo, en los plazos más cortos, técnica y económicamente compatibles.


2. ESTUDIO DE MERCADO

En el Perú el Sector Energía y Minas a través de ELECTROPERU, ha planificado la expansión de los sistemas eléctricos mediante la gradual integración del conjunto de equipos de generación, transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica con el objeto de conformar sistemas interconectados que permitan la transferencia de energía eléctrica en cualquier sentido, reduciendo costos y garantizando, además, el abastecimiento y la estabilidad del sistema. En este sentido se han previsto tres sistemas interconectados: Centro - Norte, Sur - Oeste y Sur - Este; siendo el primero el más grande involucrando a la región de mayor demanda eléctrica por comprender a los centros industriales y mineros más importantes.

Esta situación indica que la localización de la central nuclear debería estar en la región de influencia del sistema Interconectado Centro-Norte, tal como se muestra en la Fig. 1.



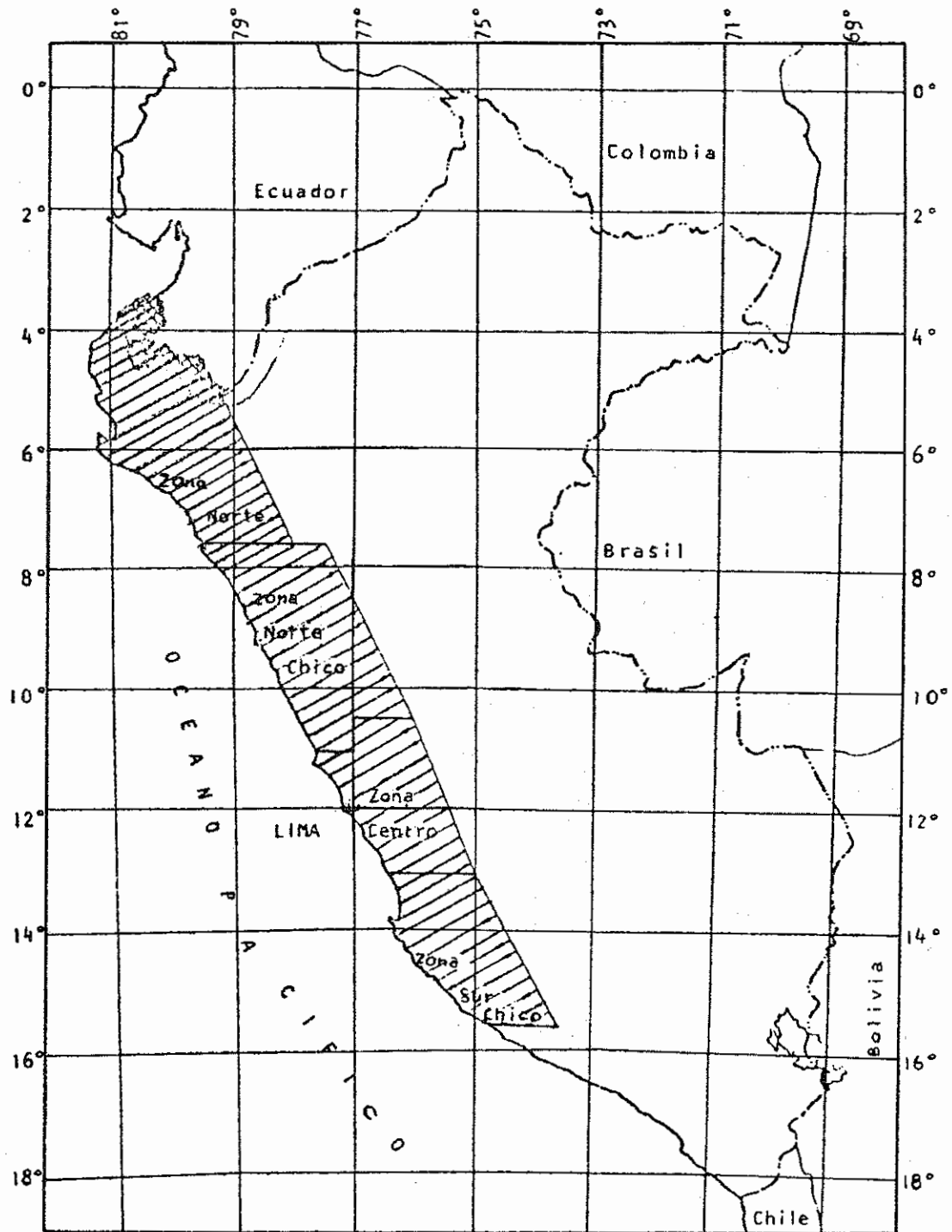
CENTRAL HIDROELECTRICA 
 SUB ESTACION 
 LINEA DE TRASMISION EXISTENTE 
 LINEA DE TRASMISION PROYECTADA 


IPEN 
 PROYECTO NUCLEOELECTRICO

Emplazamientos
 Plano mostrando los sistemas
 interconectados del Perú

FUENTE: ELECTROPERU

FIGURA 1



 Zona del "Area de Interés"

IPEN
PROYECTO NUCLEOELECTRICO

Emplazamientos
 Plano mostrando el Area de Interés

FIGURA .2

La zona de interés mostrada en la Fig. 2 comprende la faja costera, árida y desértica, con secciones agrícolas poco extensas a lo largo de los pequeños ríos que la cruzan transversalmente y la parte occidental de la Cordillera de los Andes que avanza paralela a la costa, con un topografía abrupta, de clima seco y frío pese a estar en plena zona tropical.

La tasa de crecimiento de su población concentrada en poblaciones y dispersa fuera de los centros poblados en porcentaje entre 1972 y 1980 se muestra en la siguiente tabla 3:

Las cifras de este cuadro se explican por la migraciones de grandes contingentes de población hacia las ciudades más desarrolladas, debido a la mayor concentración de industrias y otras actividades productivas y que por tanto ofrecen mayores oportunidades de progreso personal.

El consumo de energía eléctrica a nivel nacional ascendió en 1980 a 8,526 millones de Kwh habiendo evolucionado con una tasa de incremento promedio de 5.6% en el período 1969-1980. (Ver Tablas 4, 5, 6 y 7).

**TABLA 3
TASAS DE POBLACION**

REGION	COSTA	SIERRA
Norte		
Concentrada	4.8	3.2
Dispersa	1.4	-0.4
Centro		
Concentrada	4.25	4.5
Dispersa	-5.39	1.6
Todo el País		
Concentrada	4.4	4.65
Dispersa	-0.24	0.35

**TABLA 4
PRODUCCION Y CONSUMO
DE ENERGIA ELECTRICA**
(Millones de Kwh)

AÑO	SECTORES					CSP	TOTAL CONSUMO	PER	PRODUC- CION
	RYC	AGR	PSQ	MMT	IND				
1969	1306	312	145	1681	1381	16	4781	447	5288
1970	1440	324	130	1683	1419	17	5013	516	5529
1971	1417	330	165	1612	1772	19	5315	634	5949
1972	1655	338	76*	1731	1866	21	5687	602	6289
1973	1775	347	70*	1841	1995	23	6051	604	6655
1974	1973	366	86*	1910	2133	24	6493	783	7276
1975	2206	357	86*	1903	2376	27	6955	531	7486
1976	2290	349	85*	1958	2320	29	7031	880	7911
1977	2605	360	198*	2209	2267	35	7675	952	8627
1978	2546	360	198*	2337	2291	35	7767	998	8765
1979	2755	384	221*	2522	2464	35	8381	1092	9473
1980	2797	392	222*	2459	2609	47	8526	1096	9622
Creci- miento %	7.8	1.7	4.4	4.2	5.5	9.5	5.6	8.3	5.9

* Datos no considerados para el ajuste estadístico

FUENTE: Balance Nacional de Energía
Ministerio de Energía y Minas



TABLA 5
ESTRUCTURA PORCENTUAL DEL CONSUMO
DE ENERGIA ELECTRICA POR SECTORES
ECONOMICOS

(%)

AÑO	SECTORES					CSP	TOTAL CONSUMO	PER	PRODUCCION
	RYC	AGR	PSQ	MMT	IND				
1969	24.7	5.9	2.7	31.8	26.1	0.3	91.5	8.5	100.0
1970	26.0	5.9	2.4	30.4	25.7	0.3	90.7	9.3	100.0
1971	23.8	5.5	2.8	27.1	29.8	0.3	89.3	10.7	100.0
1972	26.3	5.4	1.2	27.5	29.7	0.3	90.4	9.6	100.0
1973	26.7	5.2	1.1	27.7	30.0	0.3	90.9	9.1	100.0
1974	27.1	5.0	1.2	26.3	29.3	0.3	89.2	10.8	100.0
1975	29.5	4.8	1.1	25.4	31.7	0.4	92.9	7.1	100.0
1976	28.9	4.4	1.1	24.8	29.3	0.4	88.9	11.1	100.0
1977	30.2	4.2	2.3	25.6	26.3	0.4	89.0	11.0	100.0
1978	29.0	4.1	2.3	26.7	26.1	0.4	88.6	11.4	100.0
1979	29.1	4.1	2.3	26.6	26.0	0.4	88.5	11.5	100.0
1980	29.1	4.1	2.3	25.6	27.1	0.5	88.6	11.4	100.0

FUENTE: Columna Nacional de Energía
Ministerio de Energía y Minas

RYC: Residencial y Comercial MMT: Minero metalúrgico
AGR: Agricultura y Agroindustria IND: Industrial
PSQ: pesquería e industria pesquera CSP: Consumo Propio
PER: Pérdidas

TABLA 6
EVOLUCION DE LA PRODUCCION DE ENERGIA
ELECTRICA POR TIPO DE GENERACION

AÑO	HIDRAULICA		TERMICA		TOTAL
	GWh	%	GWh	%	GWh
1969	3701.0	70.0	1507.0	30.0	5288.0
1970	3820.6	69.1	1708.2	30.9	5528.8
1971	4282.9	72.0	1666.0	28.0	5948.9
1972	4536.3	72.1	1753.0	27.9	6289.3
1973	4769.1	71.7	1886.2	28.3	6655.3
1974	5220.4	71.7	2054.8	28.3	7275.2
1975	5470.0	73.0	2016.2	27.0	7486.2
1976	5797.7	73.3	2113.4	26.7	7911.1
1977	6027.0	69.9	2600.0	30.1	8627.0
1978	6198.0	70.7	2567.0	29.3	8765.0
1979	6695.0	70.7	2778.0	29.3	9473.0
1980	7228.8	75.1	2393.5	24.9	9622.3
1981	8684.6	82.8	1804.1	17.2	10488.7
Incremento Promedio Anual %	6.6		5.2		5.9

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas

TABLA 7
EVOLUCION DE LA PRODUCCION DE
ENERGIA ELECTRICA POR TIPO DE SERVICIO

AÑO	SERVICIO PUBLICO		AUTOPRODUCTORES		TOTAL GWh
	GWh	%	GWh	%	
1970	2929.7	53.0	2599.5	47.0	5528.8
1971	3296.8	55.4	2652.1	44.6	5948.9
1972	3525.2	56.0	2764.1	44.0	6289.3
1973	3892.2	58.5	2763.1	41.5	6655.3
1974	4315.5	59.3	2959.6	40.7	7275.2
1975	4665.7	62.3	2820.5	37.7	7486.2
1976	5031.9	63.6	2879.2	36.4	7911.1
1977	5349.6	62.0	3277.4	38.0	8627.0
1978	5489.8	62.6	3275.0	37.4	8764.8
1979	6184.3	65.3	3288.8	34.7	9473.1
1980	6612.5	68.7	3009.8	31.3	9622.3
1981	7698.7	73.4	2790.0	26.6	10488.7
Incremento Promedio Anual	8.3		3.1		5.9

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas

Por otra parte, la proyección de la demanda de energía para la zona Centro-Norte nos da una evolución, como la que se muestra en los gráficos 1 y 2.

Para satisfacer, en parte, estas demandas se han considerado los siguientes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, que se muestran en los gráficos N° 3, 4 y 5.

Sin embargo, debemos hacer notar que, frente a las dificultades, tanto económicas como técnicas, que se presentan para el desarrollo de algunos de estos proyectos, se hace necesario considerar otras alternativas, incluyendo entre ellas la nuclear.

3. EL TAMAÑO DE LA PLANTA NUCLEAR

Considerando unos 12 años como promedio de implementación de una Planta Nucleoeléctrica, en nuestros países en desarrollo, hasta el momento de su puesta en operación comercial, y teniendo en cuenta una evolución de la demanda eléctrica, para nuestro Siste-

ma Interconectado Centro-Norte, en las magnitudes siguientes:

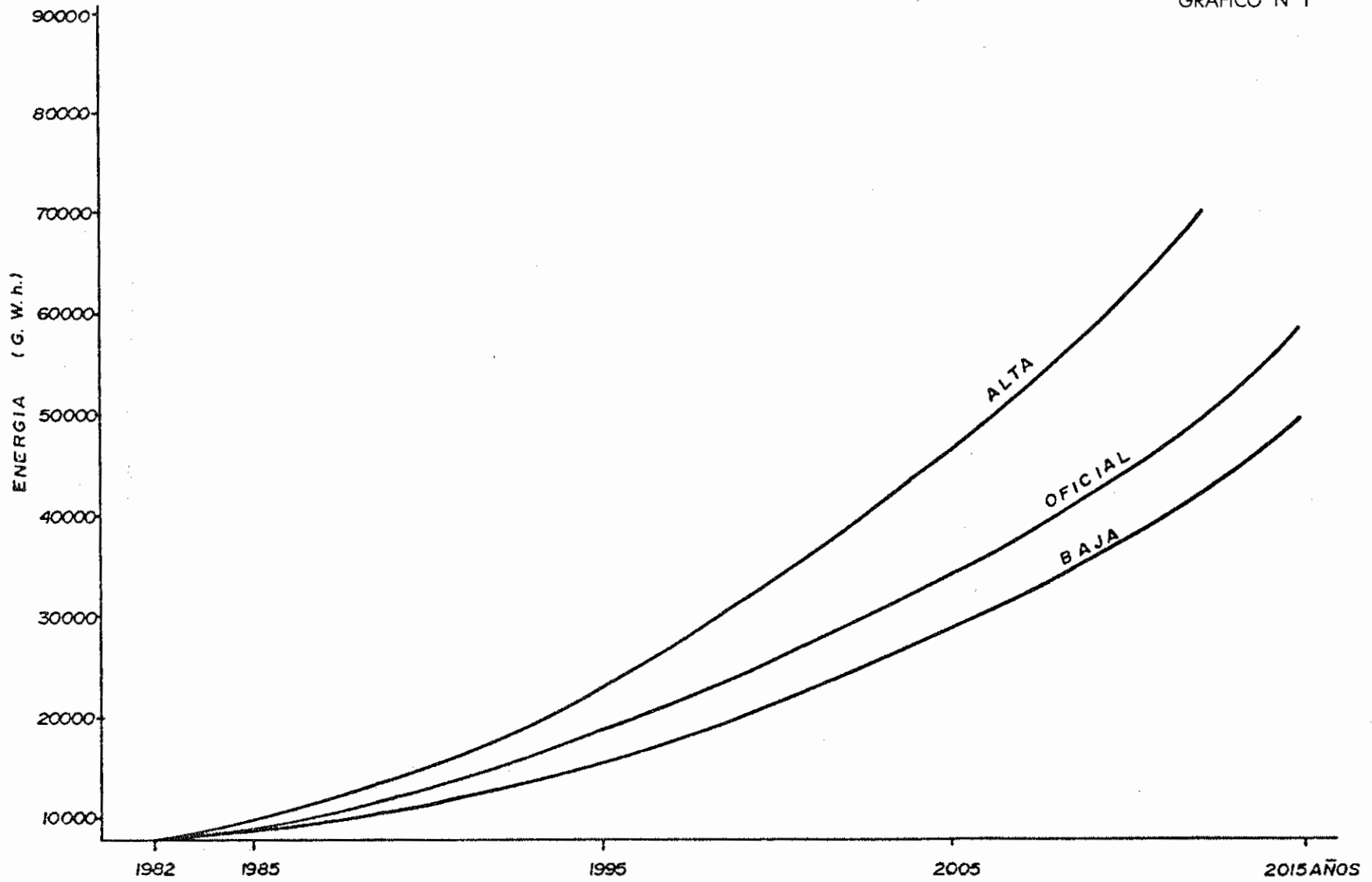
AÑO	DEMANDA EN MWe
1983	1190.3
1987	1810.8
1991	2512.5
1995	3127.1
2000	4150.8
2005	5595.7
2006	5985.5
2010	7915.7
2015	10776.6

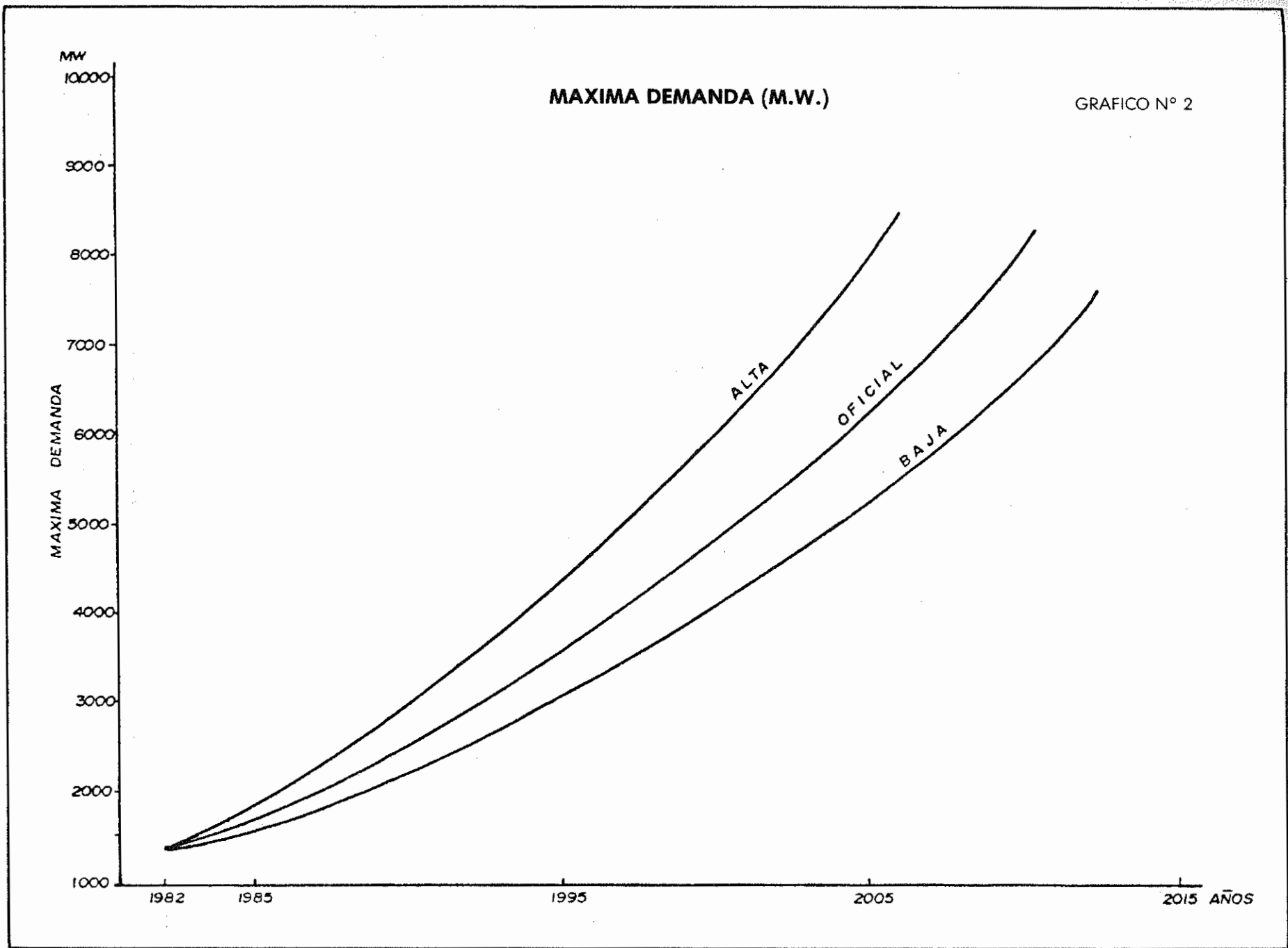
y, aceptando, además, que la seguridad del servicio aconseja que la mayor unidad del sistema no exceda el 10% de la demanda del sistema interconectado, vemos que a partir del año 1995, este sistema ya podría admitir plantas de 300 MWe; a partir del año 2000 podría admitir plantas de 400 MWe y a partir del año 2007, lo podría hacer con plantas del orden de los 600 MWe, siendo éstos los tamaños que con preferencia estamos considerando en el estudio y que caen dentro del rango de los RPMP, con un techo superior de 600 MWe.



ENERGIA (GWh)

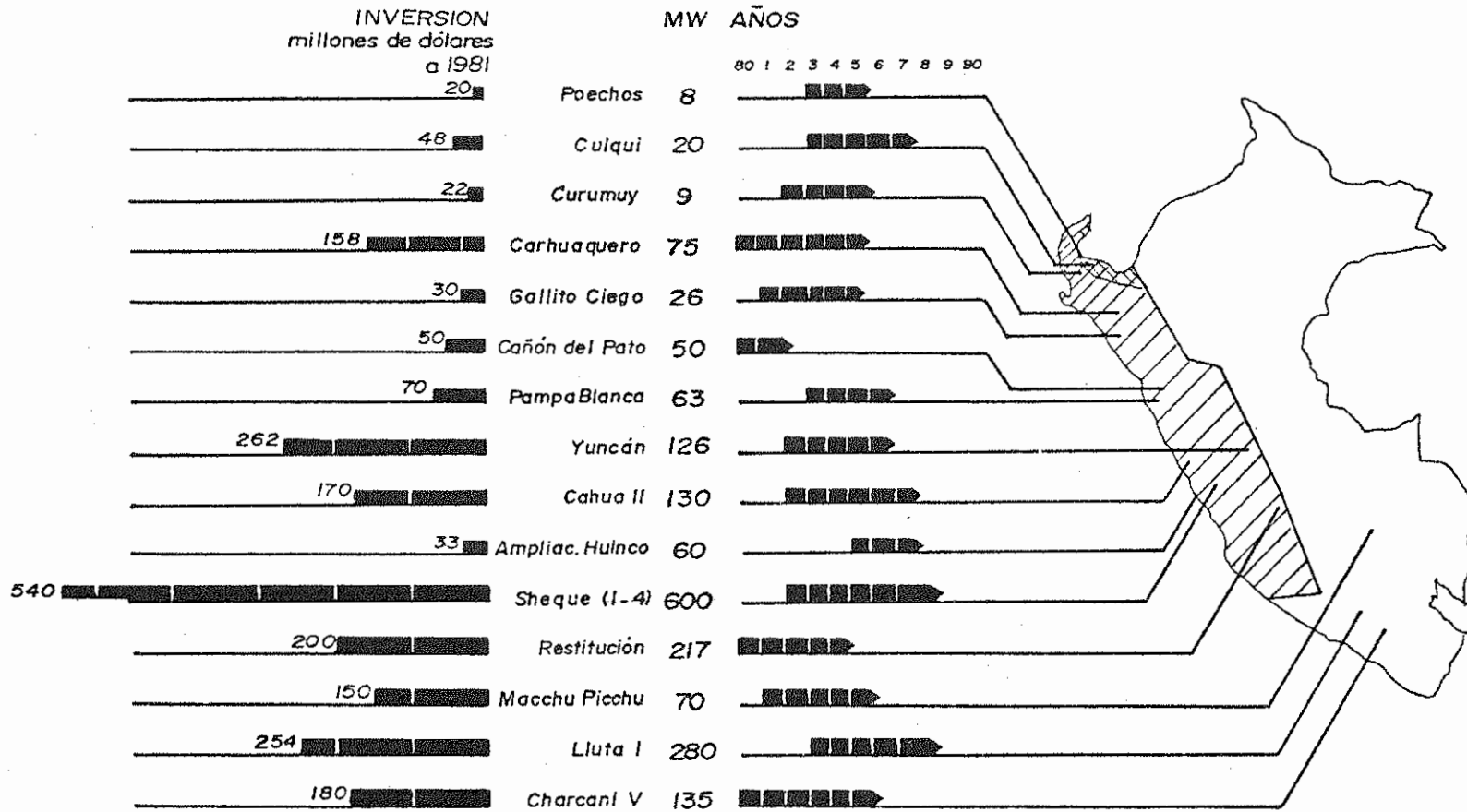
GRAFICO N°1

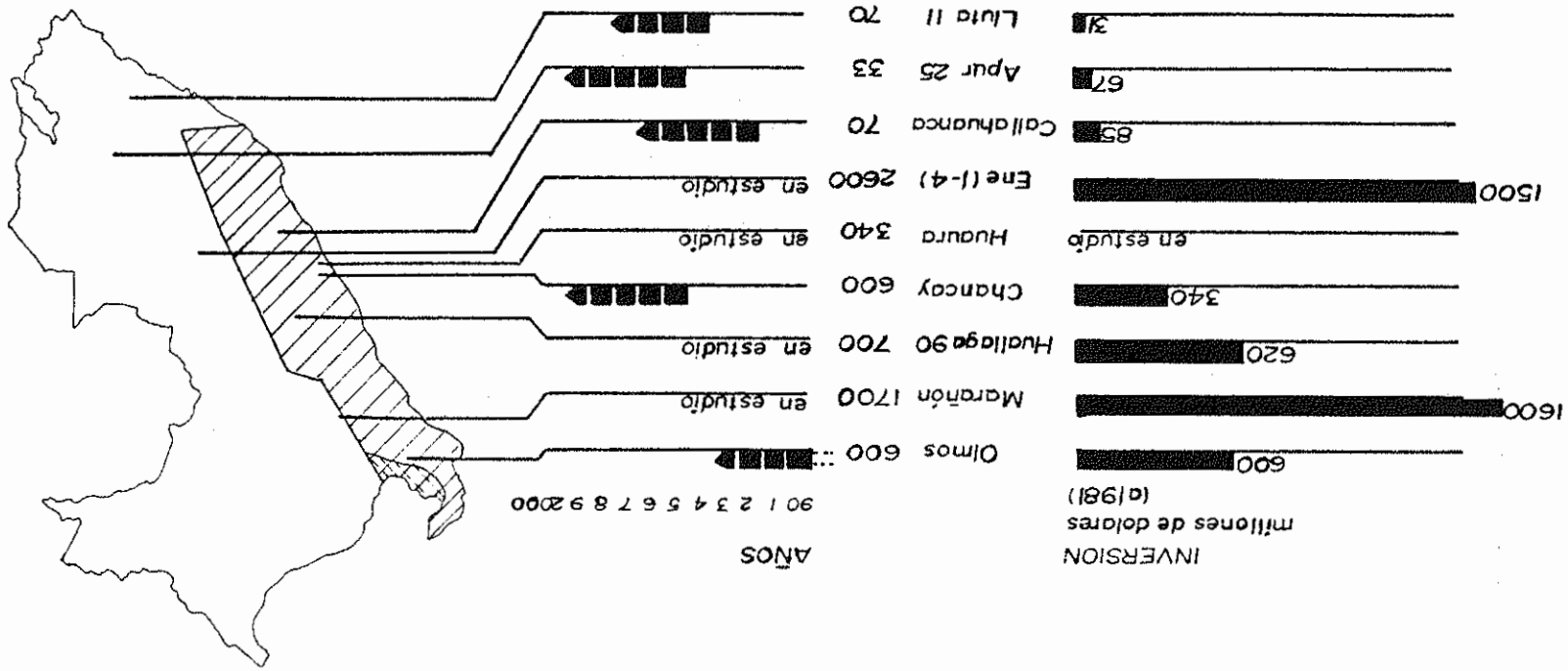




PRINCIPALES PROYECTOS HIDROELECTRICOS 1980 - 1990

GRAFICO N° 3





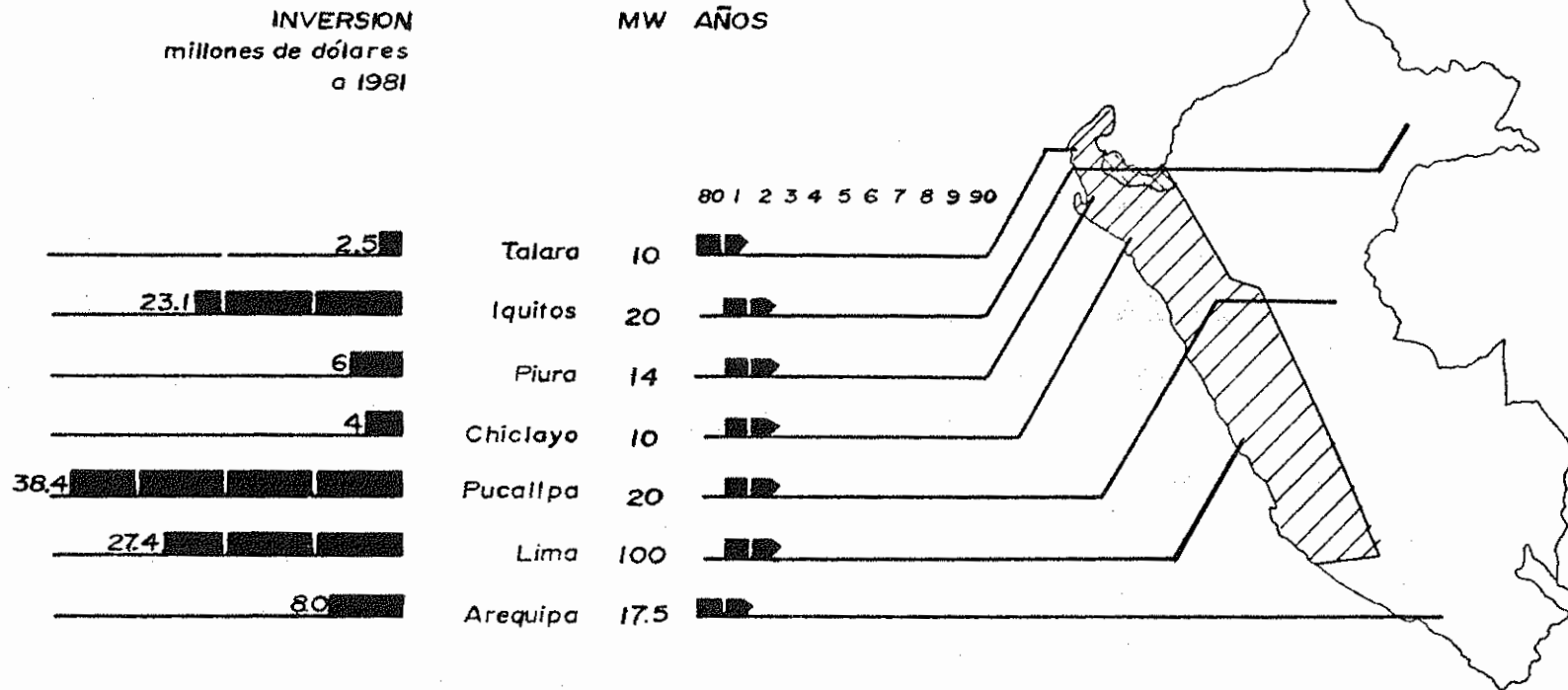
PRINCIPALES PROYECTOS HIDROELECTRICOS 1990-2000*

(*) En proceso de revisión
MW

GRAFICO Nº 4

PROYECTOS TERMOELECTRICOS 1980-1990

GRAFICO N° 5



4. ALGUNOS ASPECTOS DE INGENIERIA

Las características técnicas de las plantas nucleares de potencia comercialmente más utilizadas a nivel mundial, son bastante bien conocidas, y existen otros aspectos igualmente importantes.

En primer lugar se encuentra la **disponibilidad de recursos hídricos** para generación de energía eléctrica que en el Perú, alcanzan a los 58000 MW, estando, por desgracia, la mayoría de estos recursos bastante alejados de los centros de consumo, lo cual, en caso de querer utilizarlos, redundará en un incremento muy significativo de sus costos debido a las fuertes inversiones que habrá que realizar en el desarrollo de la infraestructura de caminos y comunicaciones en general, así como del tendido de largas líneas de transmisión que sobrepasen la Cordillera de los Andes.

Por otro lado no es aconsejable desarrollar un abastecimiento de energía eléctrica basado exclusivamente en recursos hídricos que puedan, como ya tenemos experiencia, conducir a un desabastecimiento por defecto de los mismos.

De modo que, en este caso, resulta muy conveniente analizar la alternativa nuclear.

En segundo lugar, la **disponibilidad de combustibles fósiles** que, en nuestro caso, como dijimos, las reservas están en los siguientes órdenes de magnitud:

Petróleo	800 x 10 ⁶ barriles
Gas Natural	650 x 10 ⁶ pies ³
Carbón	28 x 10 ⁶ T.M.

Respecto al petróleo, nuestras reservas no son muy grandes, y si bien hasta hoy hemos podido abastecer nuestras necesidades, a mediano plazo no sabemos si aún podremos seguir autoabasteciéndonos.

El carbón que existe en el Perú es de difícil explotación y no siempre de buena calidad.

Este es otro argumento que obliga a estudiar la alternativa nuclear.

En tercer lugar, los **recursos uraníferos**, los trabajos de prospección realizados en los últimos años, nos hacen pensar con optimismo en su existencia, no en una, sino en varias regiones del territorio nacional tal como se expone en los trabajos e informes correspondientes.

En cuarto lugar tenemos **el impacto sobre el desarrollo científico y tecnológico del país**, que significan las diversas actividades que un país se obliga a realizar antes, durante y después de la implementación de los correspondientes proyectos nucleoelectrónicos, en estos campos del desarrollo de la ciencia y de la tecnología, no sólo en lo que significa capacitación humana, sino, también, desarrollo de la investigación y la industria en general.

5. CONCLUSIONES

- a) Para países como el Perú, que, a pesar de contar con recursos hidráulicos considerables, que no son de fácil desarrollo, conviene analizar la alternativa nuclear.
- b) Dentro de la alternativa nuclear la decisión, en cuanto al tamaño de las plantas, habrá que tomarla dentro de los rangos que incluyen a los RPMP.



ESTUDIO DE PLANIFICACION ELECTRICA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL CHILENO, INCLUYENDO ALTERNATIVAS NUCLEOELECTRICAS

R. Agurto

COMISION NACIONAL DE ENERGIA
DE CHILE

RESUMEN

Este informe expone la metodología y los resultados del estudio de planificación eléctrica efectuado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) a fines de 1983 para la toma de decisiones de inversión de nuevas obras de generación en el Sistema Interconectado Central Chileno (SIC), estudio que, aparte de los desarrollos hidroeléctricos actualmente evaluados, y de proyectos térmicos convencionales, incluyó una alternativa de central nucleoelectrica del tipo PWR con potencias de 600 MW y 900 MW.

El SIC, con una extensión longitudinal de unos 2000 kms, comprende la zona más poblada del país y aquella donde se realiza la mayor parte de la actividad económica y productiva de Chile. La potencia instalada de este sistema eléctrico alcanza a 2500 MW y su generación anual fue del orden de 10000 GWh en 1982, con una proporción superior al 80% de origen hidráulico. Entre las obras de generación de mayor envergadura construidas en las dos últimas décadas en el SIC cabe destacar las centrales hidroeléctricas de Rapel (350 MW, en 1968) El Toro (400 MW, en 1973), Antuco (300 MW, en 1981) y Colbún (490 MW, que se pone en servicio en 1985) y la central termoeléctrica de Ventanas II (210 MW, en 1976).

Aún cuando el potencial hidroeléctrico técnica y económicamente desarrollable en el SIC es de unos 18.000 MW con una generación media anual de unos 106000 GWh, del cual sólo se explota en la actualidad del orden de un 10%, la mayoría de los estudios de

planificación eléctrica efectuados en los últimos 10 años han incluido alternativas nucleoelectricas. Cabe destacar al respecto el estudio realizado por la CNE en 1979 (1) con la colaboración de la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN) y las empresas eléctricas ENDESA y CHILECTRA. Los categóricos resultados de ese estudio, en cuanto al elevado mayor costo —200 millones de dólares actualizados— que para el país significaba abordar la construcción de una central nuclear de 600 MW, respecto de alternativas más económicas, llevaron al Gobierno a decidir la suspensión del proyecto nucleoelectrico en estudio, y a postergar hasta 1985 la toma de decisiones respecto de su ejecución. En dicho año la CNE deberá efectuar un completo análisis económico de la factibilidad de una central nuclear para el SIC.

El presente estudio ha tenido como finalidad inmediata la toma de decisiones acerca de la iniciación de algunos proyectos hidroeléctricos, que por sus características técnicas y económicas aparecen como los más atractivos de ser incorporados para el abastecimiento del SIC hacia 1990. El propósito de incluir alternativas nucleoelectricas ha sido más bien el contar con una perspectiva de la factibilidad que tiene el desarrollo de este tipo de energía en el SIC en el futuro mediano-próximos 15 - 20 años. Desde este punto de vista, el estudio no pretende ser exhaustivo en el análisis de centrales nucleares.

(1) "Factibilidad Económica de una Central Nuclear en el Sistema Interconectado", CNE, Agosto de 1979.



1. INTRODUCCION

- * Periódicamente debe revisarse la planificación eléctrica del Sistema Interconectado Central (SIC) con el objeto de:
 - i) Tomar decisiones de inversión de corto y mediano plazo en relación con las obras de generación y transmisión
 - ii) Fijar un marco de referencia de largo plazo que oriente el estudio de los recursos de generación que aparezcan como más atractivos.
- * El último estudio realizado por la CNE a fines de 1981 concluyó en la conveniencia de no iniciar durante 1982 nuevas obras de generación en el SIC.
- * El comportamiento de la demanda durante 1982 determinó postergar por un año más —hasta fines de 1983— la toma de decisiones respecto de la próxima central.
- * Con la entrada en servicio de Colbún en 1985, el abastecimiento del SIC es técnicamente factible hasta 1990 inclusive.

2. OBJETIVO DEL ESTUDIO

- * Determinar si es necesario abordar durante 1984 la construcción de una nueva central en el SIC, y definir que central debe construirse.
- * Fijar prioridades respecto de los estudios de Centrales Hidroeléctricas.
- * Revisar las perspectivas de una Central Nuclear en el SIC.

3. DESCRIPCION DEL ESTUDIO

- * El estudio se ha efectuado en dos etapas:
 - i) Estudio de Planificación a largo plazo:
 - Se analiza el abastecimiento del SIC para un período de 15 años a partir de 1989.
 - Se utiliza modelo global de selección de inversiones (MGI) que optimiza el programa de obras. En particular define que centrales deben instalarse, con que tamaño, y el período aproximado (precisión de 1 a 3 años) de su puesta en servicio.
 - ii) Estudio para decidir próxima central:
 - A partir de los resultados del estudio de largo plazo se analiza en detalle los primeros 10 años a partir de 1989, con énfasis en precisar la fecha de puesta en servicio de la próxima central. se utilizan el modelo de planificación anual (MPA) y el modelo de gestión óptima del Laja.

4. CRITERIO DE EVALUACION

- * Para todos los estudios indicados el criterio de evaluación consiste en determinar el programa de obras que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento de la demanda prevista (Inversión + Operación + Falla).

5. CENTRALES INCLUIDAS EN EL ESTUDIO

- * Se consideraron todos los Proyectos Hidroeléctricos que se encuentran en etapas de prefactibilidad y/o factibilidad terminadas, existentes en el área del SIC.
- * Se consideraron centrales a carbón de 200, 300, 500 y 600 MW, y turbinas a gas.
- * Se incluyó además centrales nucleares del tipo PWR, de 600 MW y 900 MW.

En el mapa adjunto se indican los proyectos considerados.

6. CONSIDERACIONES RESPECTO DE LA CENTRAL NUCLEAR

- * El estudio considera el Proyecto Nucleoeléctrico sólo desde el punto de vista de sus méritos como alternativa de generación de energía eléctrica.
- * No se imputan otros beneficios tales como desarrollo tecnológico, prestigio, etc.
- * Si bajo estas condiciones el Proyecto Nuclear no resulta conveniente se calcula el costo de forzar su incorporación, el cual sirve de valor de referencia para que quien tome la decisión lo compare con el valor que se le asigne a los otros beneficios mencionados.

7. PREVISION DE DEMANDA

7.1 Crecimiento histórico del consumo

- * Tasa histórica de crecimiento del consumo 6 a 7% anual.

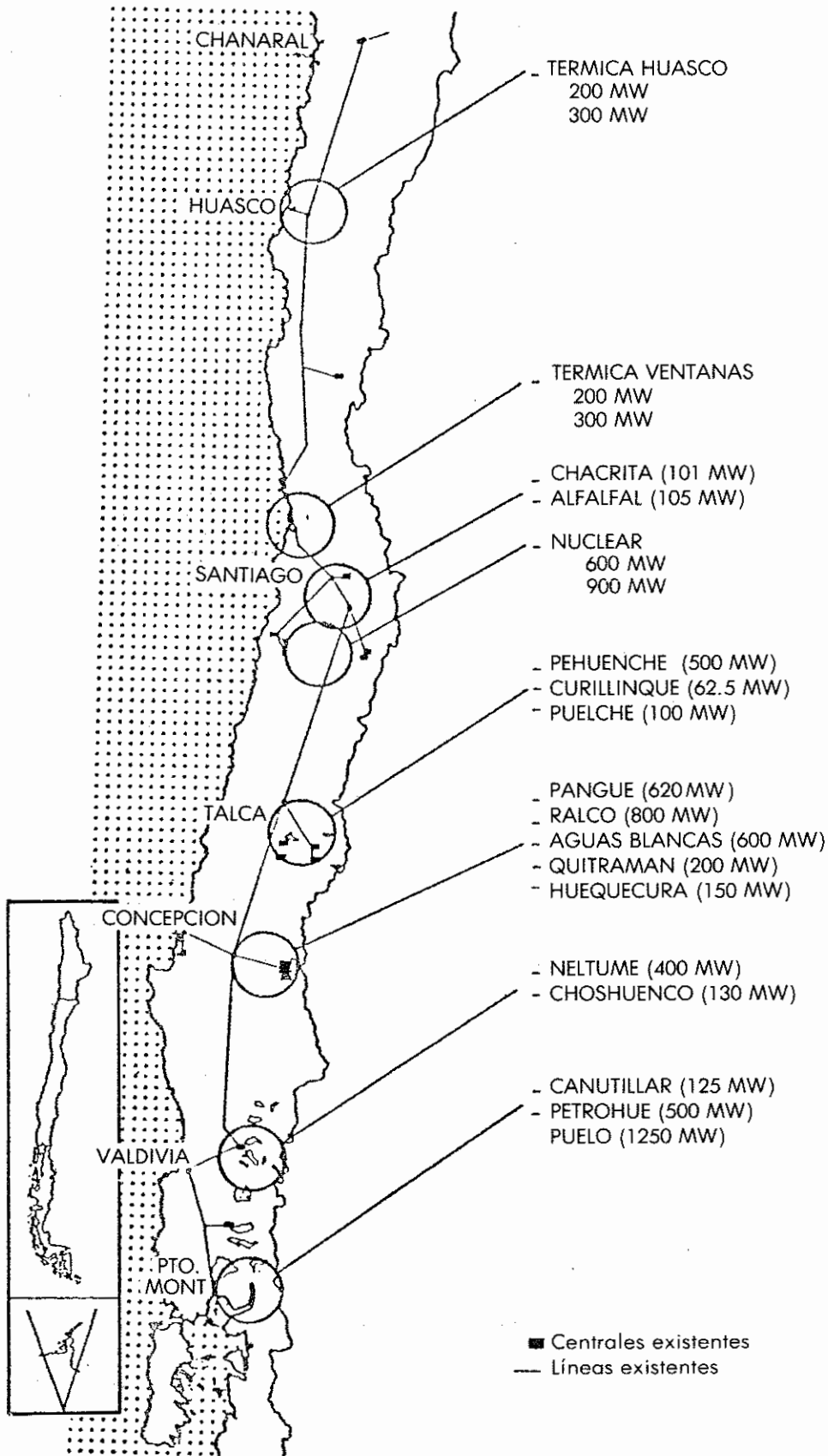
TASA: 1963 - 1972 : 7.3% anual
1972 - 1976 : 1.9% anual
1976 - 1980 : 6.4% anual

7.2 Metodología de previsión

- * Generalmente en planificación eléctrica se utilizan:
 - Método sectorial, con análisis separado del comportamiento de la demanda en los distintos sectores e incorporación de grandes proyectos consumidores de energía.
 - Método global, que relaciona la demanda eléctrica o su tasa de crecimiento con el PGB o su tasa de crecimiento, respectivamente.



UBICACION GEOGRAFICA DE LOS PROYECTOS CONSIDERADOS



* Bajo actual coyuntura económica es difícil aplicar el método sectorial con identificación clara de los proyectos consumidores que serán desarrollados a mediano y largo plazo.

* Se utilizó método global, a través de una regresión de la tasa de crecimiento del consumo bruto de energía eléctrica de servicio público en el SIC con la tasa de crecimiento del PGB en el período 1969-1982.

7.3 PREVISION RESULTANTE

7.3.1 Previsión Media

* Para 1984 se adoptó una tasa de crecimiento de la demanda de 7%, la que resulta de aplicar el crecimiento de 6% que ODEPLAN estima para el PGB durante ese año.

* Para los períodos 1984-1990 y 1990-2003 se adoptaron tasas de crecimiento de la demanda de 6% y 6.5% respectivamente, que resultan de aplicar crecimientos de PGB de 4 y 5% respectivamente.

7.3.2 Parametrización

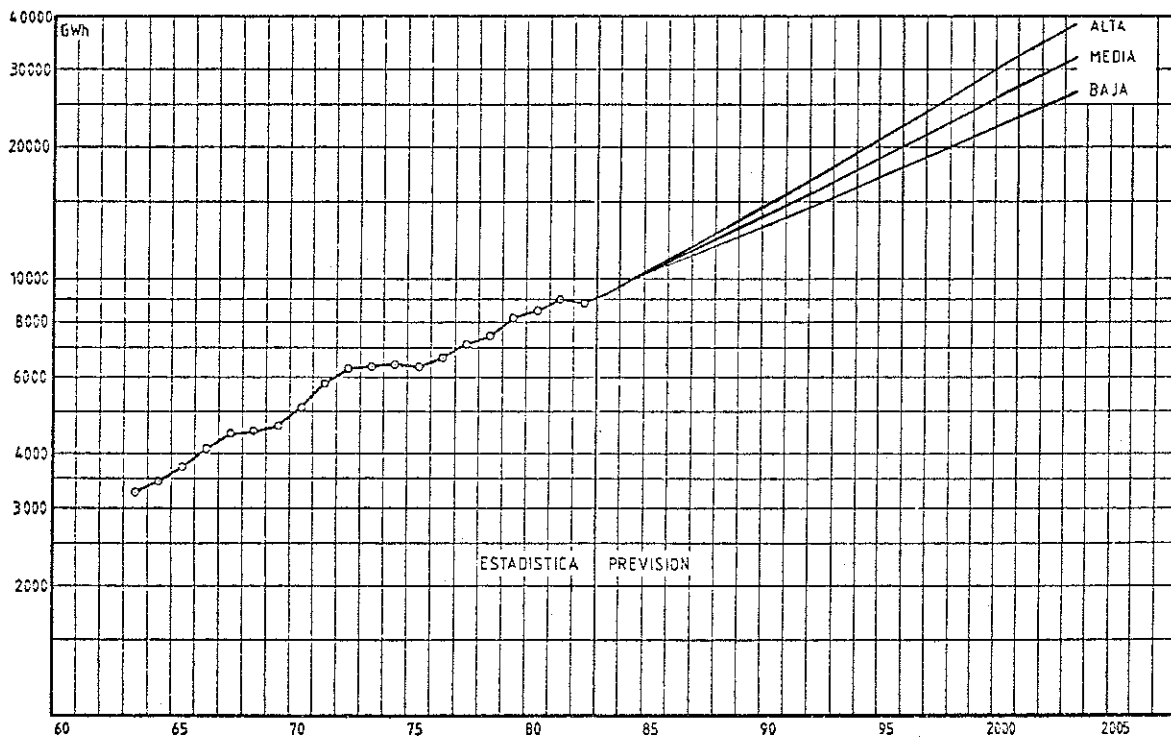
* En los análisis de sensibilidad se adoptan desde 1985 en adelante:

— Previsión baja: Crecimiento anual 1% inferior a media.

— Previsión alta: Crecimiento anual 1% superior a media.

Gráfico adjunto muestra la previsión de demanda resultante.

**CONSUMO BRUTO DE SERVICIO PUBLICO
SISTEMA INTERCONECTADO**



**CUADRO N° 1
PREVISION DEL CONSUMO BRUTO DE
SERVICIO PUBLICO EN EL SIC**

AÑO	PREVISION BAJA (GWH)	PREVISION MEDIA (GWH)	PREVISION ALTA (GWH)
1982	8.749	8.749	8.749
1983	9.274	9.274	9.274
1984	9.919	9.919	9.919
1985	10.415	10.514	10.613
1986	10.936	11.145	11.356
1987	11.482	11.814	12.151
1988	12.057	12.523	13.002
1989	12.659	13.274	13.912
1990	13.292	14.070	14.886
1991	14.023	14.985	16.002
1992	14.795	15.959	17.202
1993	15.608	16.996	18.493
1994	16.467	18.101	19.879
1995	17.373	19.278	21.370
1996	18.328	20.531	22.973
1997	19.336	21.685	24.696
1998	20.400	23.286	26.548
1999	21.522	24.800	28.540
2000	22.705	26.412	30.680
2001	23.954	28.129	32.981
2002	25.272	29.957	35.455
2003	26.662	31.904	38.114

8. COSTOS

8.1 Bases generales evaluación social

- Nivel de precios: 30 DE JUNIO DE 1983
- Tasa de actualización: 10%
- Fecha de actualización: Abril de 1989
- Tasa de cambio: 1,1 veces tasa de mercado (77.69\$/US\$)

8.2 Costos de inversión

- * Centrales Hidroeléctricas y Sistema Troncal de Transmisión: Costos calculados por la CNE sobre la base de presupuestos proporcionados por las Empresas Eléctricas (ENDESA y CHILECTRA), y por Consultor Especializado (ELECTROWATT).
- * Centrales Térmicas y Nucleares: Costos calculados por ELECTROWATT-FICHTNER.
- * Costos de Centrales Nucleares se basan en situación existente en el mercado occidental, y consideran los aumentos de costos requeridos por la insta-

lación de la Central en Chile, debidos principalmente a condiciones de sismicidad.

8.3 Costos de operación

8.3.1 Costos Fijos:

- Centrales Hidroeléctricas y Líneas de transmisión: 0.5% del costo de inversión/año.
- Centrales a Carbón: 1% de la inversión/año.
- Centrales Nucleares: 2,3% de la inversión/año.
- Turbinas a Gas: 3,5% de la inversión/año.

8.3.2 Costos Variables:

- Centrales Térmicas a Carbón:
 - * Se utiliza carbón de origen nacional (6300 KCAL/Kg) precio base año 1989 = 65 US\$/Ton puesto en cancha de central escalamiento: 1% anual a partir de 1990.
 - * Se sensibiliza con precio de carbón bajo, de 55US\$/Ton.
- * Rendimiento de las Centrales:
 - Existentes = 0,4 a 0,6 ton/MWh
 - Nuevas = 0,4 ton/MWh
- Centrales Nucleares:
 - * Se calculó costo promedio de combustible a lo largo de vida útil de la Central, con factor de planta anual de 70%.

Costo año 1995 = 11,6 US\$/MWh

No se considera escalamiento

— Turbinas a Gas:

- * Se utiliza petróleo a precio internacional
 - Precios base año 1989: Diesel = 340 US\$/Ton
 - Fuel Oil = 250 US\$/Ton
- Escalamiento: 2% anual a partir de 1990.
- * Rendimiento de las turbinas: Fuel Oil = 0,4 Ton/MWh
- Diesel = 0,3 Ton/MWh

Cuadro N° 2 resume costos de inversión y operación de Centrales utilizadas en el estudio. Como referencia se incluye costo medio de la energía para cada Central, puesto en el nudo más cercano del Sistema Troncal de Transmisión.

Cuadro N° 3 muestra costos de inversión y operación en el Sistema Troncal de Transmisión.

CUADRO N° 2
RESUMEN DE COSTOS DE INVERSION Y
OPERACION DE CENTRALES
(NIVEL DE PRECIOS DEL 30 DE JUNIO DE 1983)

	CENTRAL	POTENCIA (MW)	ENERGIA MEDIA ANUAL (1)(GWh)	INVERSION (3) (MUS\$)	OPERACION FIJOS VARIABLES MUS\$/ (US\$/ MWh)		COSTO MEDIO DE ENERGIA (2) (US\$/ MWh)
HIDROELECTRICAS	PEHUENCHE	500	2710	669	3,35	-	26,1
	PANGUE	620	2806	617	3,09	-	23,3
	RALCO	800	3504	841	4,21	-	25,4
	PETROHUE	500	2849	666	3,33	-	24,7
	NELTUME	400	2352	624	3,12	-	28,1
	CANUTILLAR	1257	916	197	0,99	-	22,8
	ALFALFAL	105	603	196	0,98	-	34,4
	CHACRITA	100	574	191	0,96	-	35,2
	CHOSHUENCO	130	905	245	1,23	-	28,7
	AGUAS BLANCAS	600	2808	723	3,62	-	27,3
	QUITRAMAN	400	1823	611	3,06	-	35,5
	CURILLINQUE	63	467	128	0,64	-	29,0
	PUELICHE	100	681	189	0,95	-	29,4
	HUEQUECURA	150	873	382	1,91	-	46,3
PUELO	1250	7815	2356	11,78	-	31,9	
TERMICAS	CARBON	300	2102	287	2,87	27,3	43,7
	CARBON	600	4204	578	5,78	27,3	43,8
	NUCLEAR	600	3679	1657	21,30	11,6	67,0
	NUCLEAR	900	5519	2168	27,50	11,6	59,9

(1) Considerando hidrología media en Centrales Hidroeléctricas y factores de planta de 80% en Centrales a Carbón y de 70% en Centrales Nucleares.

(2) Considerando tasa de actualización de 10% y vidas útiles de 50 años para Centrales Hidroeléctricas y de 25 años para Centrales Térmicas a Carbón y Nucleares.

(3) Incluye Sistema de Transmisión sólo hasta el nudo más próximo del Sistema Troncal.

CUADRO N° 3
COSTOS DE INVERSION Y OPERACION
DEL SISTEMA TRONCAL
(NIVEL DE PRECIOS DEL 30 DE JUNIO DE 1983)

TRAMO DEL SISTEMA	LONGITUD (KM)	TENSION (kV)	INVERSION (MUS\$)	OPERACION (MUS\$/ AÑO)
LAMPA - P. AZUCAR	410	1 x 220	71,3	0,36
A. JAHUEL - LAMPA	50	2 x 500	82,8	0,41
COLBUN - LAMPA	295	1 x 500	100,4	0,50
S. BARBARA - COLBUN	250	1 x 500	77,1	0,39
LONGOCHE - S. BARBARA	230	1x 500	77,6	0,39

9. RESULTADOS DEL ESTUDIO A LARGO PLAZO (MODELO MGI)

- * Estudio se efectuó con previsión media de demandas y precio medio del carbón. Anexo N° 1 describe principales características del modelo matemático utilizado.

- * El Programa de obra más económico que entregó el modelo MGI consiste en el desarrollo de Centrales Hidroeléctricas, con una pequeña proporción de unidades de punta (Ver Cuadro N° 4).
- * No aparecen en el horizonte de estudio (período 1989-2003) Centrales Nucleares ni Térmicas Convencionales.

CUADRO N° 4 RESULTADO ESTUDIO DE LARGO PLAZO

PREVISION DE DEMANDA : MEDIA
PRECIO DE CARBON : MEDIO
VALOR FUNCION OBJETIVO : 3793 MUS\$

1. CENTRALES

1989-1991	1992-1994	1995-1998	1999-2003
PEHUENCHE 500 MW	CANUTILLAR 125 MW PANGUE 620 MW TURBINA GAS 10 MW	RALCO 800 MW PETROHUE 500 MW ALFALFAL 105 MW TURBINA GAS 82 MW	NELTUME 400 MW AGUAS BLANCAS 600 MW QUITRAMAN 200 MW CHOSHUENCO 130 MW CHACRITA 101 MW TURBINA GAS 480 MW
TOTAL 500 MW	TOTAL 755 MW	TOTAL 1487 MW	TOTAL 1911 MW

2. LINEAS SISTEMA TRONCAL

1 CIRCUITO 220 KV SANTIAGO - SERENA ** 2 CIRCUITOS 500 KV SANTIAGO - LAMPA	1 CIRCUITO 500 KV LOS ANGELES - COLBUN SANTIAGO	1 CIRCUITO 220 KV SANTIAGO - SERENA ** 1 CIRCUITO 500 KV LONCOCHE - LOS ANGELES - COLBUN	1 CIRCUITO 220 KV SANTIAGO SERENA ** 1 CIRCUITO 500 KV LONCOCHE - LOS ANGELES- COLBUN SANTIAGO
--	---	--	--

10. COSTO DE FORZAR ENTRADA DE CENTRAL NUCLEAR

- * Se determinó que forzar la puesta en servicio de una Central Nuclear de 600 MW en el período 1995-1998 tiene un mayor costo total, actualizado a 1989, de 710 millones de US\$ (que equivalen a 440 millones de US\$ actualizados a Enero de 1984)
- * Dicho resultado se obtuvo como diferencia entre el costo del mejor programa que obliga a una Central en el período 3, y el costo del programa óptimo en solución libre.
- * Conviene observar que la gran magnitud del mayor costo del programa que incluye una Central Nuclear se debe en gran parte al tamaño considerado para dicha central (600 MW).
- * En la medida que se desarrollen y exploten comercialmente Centrales Nucleares medianas y pequeñas, podría ser atractivo incorporar una de ellas al Sistema Eléctrico Chileno, en la medida que el mayor costo de su incorporación sea de una magnitud razonable, y que los costos respectivos hayan sido demostrado previamente.

11. DETERMINACION DE LA PROXIMA CENTRAL Y DE LA FECHA OPTIMA PARA SU PUESTA EN SERVICIO

- * A partir de los tamaños óptimos determinados en la etapa anterior, y de acuerdo con prioridades definidas haciendo uso de los modelos MGI y MPA, se determinaron numerosos programas de obras cuyos costos de operación se optimizaron con el modelo Laja.
- * Características de los modelo MPA y Laja se indican en Anexo 2.
- * Centrales y prioridades consideradas fueron las siguientes:

prioridad	central	tamaño	fecha mas temprana posible de puesta en servicio
1	PEHUENCHE	500 MW	1990
	CANUTILLAR	125 MW	1991
2	PANGUE	620 MW	1991-1992
3	RALCO	800 MW	1992
4	CHACRITA	101 MW	1989
	ALFALFAL	105 MW	1989
5	PETROHUE	500 MW	1992

- * Con demanda media y precio de carbón medio el programa óptimo es el siguiente:

AÑO	CENTRAL
1990	PEHUENCHE
1991	CANUTILLAR
1992	
1993	PANGUE
1994	
1995	RALCO
1996	
1997	CHACRITA Y ALFALFAL
1998	PETROHUE

COSTO TOTAL ACTUALIZADO AL 1.4.89 : 3.288 MUS\$

12. CONSIDERACIONES PARA LA TOMA DE DECISION

- * Dada la situación del Proyecto Pehuenche:
 - Magnitud de las Inversiones
 - Grado de avance de los estudios en relación a los otros proyectos considerados
 - Período de construcción (decisión debe tomarse en forma inmediata si la puesta en servicio se requiere en 1990)
- La decisión clave de planificación es determinar si la construcción de esta Central debe iniciarse en 1984 o bien postergarse.
- * Cuadro N° 5 indica el costo de tomar distintas decisiones frente a la ocurrencia de los diferentes eventos que pueden presentarse (frente a la mejor decisión que debió haberse tomado ante dicho evento).
- * Del cuadro N° 4 se desprende que:
 - Decisión de postergar Pehuenche tiene riesgo implícito bajo, inferior al que tiene iniciar su construcción en 1984.
 - Es conveniente mejorar la información de costos sobre los Proyectos menores que podrían eventualmente anteponerse a Pehuenche.

13. EFECTOS DE POSTERGAR EN UN AÑO LA EJECUCION DE PEHUENCHE, SIN ANTEPONER PROYECTOS HIDRAULICOS MENORES

- * Pequeña alza en las tarifas eléctricas (1% en 1985 a 9% en 1989).
- * Menor necesidad de fondos para inversión en el período 1984-1988 (20 a 60 millones de US\$ por año).

CUADRO N° 5
COSTO DE TOMAR LA DECISION
(MILLONES EN US\$)

EVENTOS

DECISION	TASA ACTUALIZACION : 10%				TASA ACTUALIZACION : 15%	
	DEMANDA MEDIA		DEMANDA BAJA		DEMANDA ALTA	DEMANDA MEDIA
	CARBON BAJO	CARBON MEDIO	CARBON BAJO	CARBON MEDIO	CARBON MEDIO	CARBON MEDIO
INICIAR PEHUENCHE	0	0	14	1	0	32
POSTERGAR PEHUENCHE (1)	5	8	0	0	26	0

(1) Al postergar Pehuenche resulta más conveniente anteponer proyectos menores como Chacrita, Canutillar y Alfalfal.

- * Tasa de Actualización a mediano plazo podría ser superior a 10%
- * Se estima muy improbable la ocurrencia de demandas altas
- * Se estima probable la ocurrencia de precio social bajo para el carbón.

* Mayor demanda de carbón térmico para el SIC: 40 a 140 miles de toneladas adicionales por año entre 1986 y 1989.

14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- * Es posible técnicamente satisfacer la demanda eléctrica del SIC hasta 1990 inclusive sin nuevas instalaciones.
- * Desde un punto de vista económico, el riesgo de postergar Pehuenche en un año es inferior al riesgo asociado a no postergarlo.
- * Se recomienda aplazar en un año la toma de decisiones sobre la próxima Central del SIC.
- * Dada la posible conveniencia de incorporar al SIC Centrales Hidroeléctricas menores antes o después de Pehuenche se hace necesario pasar de la etapa de factibilidad a la de anteproyecto para las Centrales Canutillar, Chacrita y Alfalfal.
- * Considerando la proximidad de la fecha probable de incorporación de Pangué, se recomienda iniciar durante 1984 el anteproyecto correspondiente.

* Finalmente se recomienda completar a mediano plazo los estudios de factibilidad de las Centrales Petrohue, Neltume, Choshuencho, Aguas Blancas y Quitraman.

ANEXO N° 1

CARACTERISTICAS DEL MODELO GLOBAL DE SELECCION DE INVERSIONES (MGI)

- * Programación Lineal Mixta.
- * Estudia período de 15 años dividido en subperíodos de 3, 4 y 5 años. Operación del último año se mantiene hasta infinito.
- * Sistema representado mediante 5 nudos: Pan de azúcar, Santiago, Colbun, Santa Bárbara y Loncoche.
- * Demanda representada mediante tres parámetros por subperíodo y por nudo: Potencia, Energía de Invierno y Energía de Verano.
- * La demanda se satisface para los tres valores en



condiciones normales (para evaluar operación) y condiciones críticas (para dar seguridad).

- * Para las Centrales futuras grandes la potencia instalada es variable (curvas de aporte y costos representadas por dos tramos rectos por sobre un mínimo).

El modelo determina valor óptimo.

- * Costos de inversión consideran renovación a infinito.

- * Características computacionales:

712 Variables continuas
133 Variables enteras
686 Restricciones

ANEXO Nº 2

1. CARACTERISTICAS DEL MODELO DE PLANIFICACION ANUAL

- * Programación Lineal Mixta
- * Estudio Período de 10 años dividido en 10 subperíodos anuales.
- * Afina resultados del MGI. Optimiza fecha de puesta en servicio de las nuevas instalaciones.
- * Sistema representado mediante 4 nudos: Santiago, Colbun, Santa Bárbara y Loncoche.
- * Demanda representada por dos parámetros por año y por nudo: potencia máxima y energía anual.
- * Optimiza gestión de lago Laja.
- * La demanda se satisface para los dos parámetros en condiciones normales (para evaluar operación); en condiciones críticas se analiza costo de falla.

- * Características computacionales:

771 Variables continuas
74 Variables enteras
635 Restricciones

2. CARACTERISTICAS DEL MODELO DE GESTION OPTIMA DEL LAGO LAJA

- * Programación dinámica probabilística.
- * Estudia período de 15 años dividido en trimestres.
- * Optimiza la operación del sistema para un plan de inversiones dado, y calcula el costo actualizado de operación correspondiente a la operación óptima.

- * Considera variabilidad hidrológica basándose en estadísticas de 36 años.

- * Sistema representado por un nudo.

- * Demanda representada por dos valores por trimestre: potencia y energía.



ASPECTOS DE LA IMPLANTACION DE CENTRALES NUCLEARES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA EN AMERICA LATINA

S. Brito (Brasil)
J. Cosentino (Argentina)
J. Eibenschutz (México)
A. E. Gasparian (Brasil)
W. Lepecki (Brasil)
J. Spitalnik (Brasil)
ANS SECCION LATINOAMERICANA

1. INTRODUCCION

En 1965 se celebró en Mayagüez, Puerto Rico, la Conferencia Interamericana sobre Generación de Energía Nucleoeléctrica en la América Latina, auspiciada por la Organización de los Estados Americanos - OEA. En esa ocasión se analizaron aspectos técnicos y económicos de la generación nuclear, considerando las condiciones particulares de América Latina, y se debatieron las perspectivas de su utilización y los proyectos que ya estaban en estudio en diversos países latinoamericanos.

En esa época, en pruebas operacionales en Puerto Rico el reactor experimental BONUS de 17 MW, tipo BWR supercalentado, la Conferencia señaló las regiones del Gran Buenos Aires — litoral argentino — del sudeste de Brasil y del centro-sur de México como zonas de interés inmediato para la instalación de centrales nucleares. De estas centrales existían ya estudios previos a la construcción. También en esa oportunidad se tomó conocimiento de que se estaban llevando a cabo, en Chile y en el Perú, estudios de planeamiento y factibilidad.

Años después, se inició la construcción de las centrales Atucha, Angra y Laguna Verde, emplazadas en las tres regiones arriba indicadas y la crisis del petróleo parecía ampliar las perspectivas de utilización de energía nuclear en América Latina. En Brasil se llegó a prever una capacidad nuclear instalada de 75.000 MW para el año 2000 y en México 20.000 MW para el mismo año.

Estas perspectivas no se presentan hoy tan claras y los plazos establecidos para los programas nucleares, en elaboración o ejecución, se dilataron. Esta situación puede atribuirse principalmente a los factores siguientes:

- a) la repercusión de la crisis económica internacional sobre las economías nacionales, que frenó el crecimiento económico y redujo la disponibilidad de fondos destinados a inversiones;
- b) la intensificación de estudios de inventario de cuencas hidrográficas y la reevaluación del potencial hidroeléctrico;
- c) el aumento de los costos de emprendimientos nucleares a nivel mundial y la crisis de confianza en la tecnología nuclear;
- d) la tendencia internacional de optar por centrales de gran envergadura (900 a 1300 MW) y el escaso desarrollo industrial de reactores de pequeña y mediana potencia (más adecuados a la escala de los sistemas eléctricos existentes en la mayoría de los países latinoamericanos).

El panorama energético latinoamericano se caracteriza por un índice de crecimiento del consumo de electricidad menor que el registrado en el pasado (e inicialmente estimado para el futuro) y por la alta prioridad asignada a los programas hidroeléctricos.

A pesar de que muchos países mantienen actividades en el sector nuclear, a nivel de estudios preli-

minares, investigaciones básicas y preparación de personal, programas de implantación de centrales nucleares, sólo llegaron a ser puestos en ejecución en Argentina, Brasil, Cuba y México. (*)

En Argentina, la central Atucha 1, de 335 MW, está en funcionamiento desde 1974; la central Embalse de 600 MW, en inicio de operación y la de Atucha 2, de 692 MW, en construcción. Otras tres centrales de uranio natural y agua pesada, como las anteriores, con una capacidad del orden de 600-700 MW, deberán entrar en operación en los próximos veinte años. Simultáneamente, se está desarrollando un programa industrial en el área de fabricación de combustible nuclear y de producción de agua pesada, acompañado de un programa que tiene por objetivo la creciente capacitación del país en las áreas de proyecto, ingeniería y fabricación de componentes para centrales nucleares.

En Brasil, la central de Angra 1 (PWR, 626 MW) se encuentra en etapa de prueba final de puesta en marcha y se lleva adelante un programa en colaboración con Alemania desde 1975. Este programa en plena ejecución prevé la construcción de ocho centrales PWR, de 1245 MW, y la completa transferencia de tecnología en las áreas de ingeniería, proyecto y construcción de centrales, de fabricación de componentes y del ciclo de combustible. De las centrales previstas, dos están en construcción — Angra 2 y 3 — y dos con inicio previsto para 1985/6 — Iguape 1 y 2 — y las cuatro restantes deberán estar operando, de acuerdo a los planes actuales, hasta el año 2000.

En Cuba, se encuentra en construcción la Central Cienfuegos situada en Huragua. Consta de dos unidades PWR de 440 MW (tipo VVER) y su operación está prevista para 1987. Para la región de Holguín fue definida otra central idéntica.

La central nuclear de Laguna Verde en México, con dos unidades BWR de 654 MW, deberá colocar en operación la primera unidad en 1986 y la segunda en 1988. El nuevo plan energético nacional definió el objetivo de alcanzar 5000 MW nucleares antes de fin de siglo.

El cuadro a seguir resume la situación de estos cuatro países.

**CUADRO 1
AMERICA LATINA - CENTRALES
NUCLEARES EN DESARROLLO**

	En operación o construcción MW	Previstas MW	Total (año 2000) MW
Argentina	1600	1800	3400
Brasil	3100	7500	10600
Cuba	900	900	1800
México	1300	3700	5000
TOTAL:	6900	13900	20800

(*) La planta BONUS, en Puerto Rico, fue desactivada enseguida y fueron paralizados nuevos planos y proyectos.

Un segundo grupo está formado por países que, si bien otorgan prioridad a las centrales hidroeléctricas (o a otros recursos energéticos disponibles en el país, como carbón o energía geotérmica), entrevén la posibilidad de alcanzar el total aprovechamiento de su potencial energético en los próximos veinte años y, por tanto, han llevado adelante estudios con el propósito de definir la conveniencia y el momento de introducir la generación nuclear en sus sistemas. De este grupo forman parte Chile, Perú, Venezuela y Uruguay.

La alternativa nuclear ha sido analizada periódicamente en Chile durante los últimos veinte años. Según un reciente estudio realizado por la Comisión Nacional de Energía, el sistema admitirá, dentro de la previsión más probable de evolución del consumo, cerca de 1700 MW de complementación térmica en el año 2000 y 5100 en 2005. El análisis de los programas óptimos de expansión indicó que, a los precios actuales, podría preverse, para el período 2000/2005, una central nuclear de 1200 MW, complementada con centrales térmicas a carbón. Es evidente que, si los costos nucleares evolucionan favorablemente en los próximos años, particularmente el costo de una central de potencia mediana (400 a 600 MW), más conveniente a las dimensiones del sistema, será posible considerar un programa nuclear de mayor importancia.

Perú cuenta con importantes recursos hidroeléctricos pero su geografía accidentada, su hidrología desfavorable y además la necesidad de tomar en consideración los efectos sísmicos, hace que el aprovechamiento de este potencial exija extensos estudios preliminares, de los que resultará un ritmo lento de desarrollo y un costo relativamente elevado. En un horizonte de veinte años, podrá llegar a desarrollarse un uso más intensivo de complementación térmica, siendo alternativas la energía geotérmica, el carbón y el gas natural (contando el país con significativas reservas de estos recursos) y la energía nuclear. Teniendo en vista las dimensiones de los sistemas interconectados, en este caso sería preciso pensar en reactores de pequeña capacidad (200 a 400 MW).

El potencial hidroeléctrico de Uruguay es relativamente pequeño, en relación a las dimensiones del país y a sus futuras necesidades energéticas. Alrededor del año 2000 una parte ya significativa de la generación eléctrica dependerá de centrales termoeléctricas. Como el país no dispone de reservas importantes de combustibles fósiles, la alternativa nuclear se presenta como de gran interés — con tanto que se pueda — considerar, técnica y económicamente, la posibilidad de unidades de 200 a 400 MW.

En Venezuela, el potencial hidroeléctrico conocido también es insuficiente, cuando se considera un horizonte de planeamiento del orden de 20 a 30 años; las alternativas que se presentan como más evidentes para su complementación son el carbón nacional (cuyas reservas también no son muy significativas), el

petróleo pesado y la energía nuclear. Dependiendo de consideraciones estratégicas y de los costos relativos podría materializarse en el país un programa nuclear relativamente importante próximo al año 2000.

Observando el conjunto de estos países se puede concluir que existe un mercado potencial del orden de hasta 3000 MW instalados en el año 2000, y que podrá ser ocupado por la energía nuclear solamente en el caso de que haya una favorable evolución tecnológica, que se traduzca en costos más competitivos y en mayor confiabilidad técnica y comercial, especialmente para unidades de mediana y pequeña capacidad.

En los otros países latinoamericanos de disponibilidad de gran potencial hidroeléctrico a bajo costo, muchas veces vinculado a otros recursos naturales como carbón, o las reducidas dimensiones del sistema eléctrico, tornan poco probable la introducción de la energía nuclear en un futuro previsible.

Brasil y México han manifestado su preferencia por unidades de 1000 a 1300 MW como base de sus programas; Argentina y Cuba escogieron centrales de mediana potencia, de 400 a 700 MW.

La tendencia a preferir grandes unidades es internacional y se justifica por las economías de escala, mucho más considerables en las centrales nucleares que en las convencionales. Sin embargo, en los últimos años, una serie de evidencias permiten hasta cierto punto cuestionar esta argumentación: la menor confiabilidad operativa de algunas grandes centrales, la ampliación de los plazos de construcción y el aumento de los costos indirectos.

A este respecto, cabe mencionar que cualquier sistema eléctrico prefiere, por razones de confiabilidad, contar con unidades menores y solamente utiliza grandes unidades por las ventajas de economía de escala, lo que significa que, excepto por razones económicas, el mercado para pequeñas centrales nucleares no quedaría restringido a países con redes eléctricas de capacidad reducida, sino es en realidad el de todos los sistemas eléctricos de servicio público.

El concepto de un programa nuclear con centrales de pequeña capacidad en un sistema eléctrico importante, está siendo estudiado en México a partir de consideraciones de política nacional. Como México fue siempre autosuficiente en energía, existe en el país una gran preocupación por mantener esta situación. Esto significa que, a medida que la energía nucleoelectrica se incorpore al panorama energético mexicano, se deberá iniciar una industria nuclear nacional para capacitar al país tanto en ingeniería y fabricación de componentes, como en el ciclo del combustible, a fin de mantener el programa de electrificación identificado con el desarrollo global del país.

Con la reducción de los objetivos previstos en el

programa nuclear mexicano para el año 2000, una alternativa que podría resultar atractiva sería la construcción de un número mayor de unidades menores. Desde el punto de vista económico, esta alternativa tal vez sea factible siempre que se pueda contraponer al concepto de economía de escala los conceptos de normalización y fabricación padronizada de pequeñas centrales en fábrica o modulares, lo que llevaría a reducir los costos de fabricación y los costos indirectos asociados a la construcción (por la disminución de los plazos de instalación). Para que el concepto resulte viable es imprescindible que todas las plantas sean idénticas y que la política de los países y de las empresas públicas de electricidad, usuarias de las nucleoelectricas estandarizadas, sea similar a la que se aplica en el caso de las turbinas a gas o de los grupos generadores diesel, que se venden normalmente como un paquete.

Se puede afirmar que existe suficiente experiencia, tanto de diseño como de fabricación, para hacer posible la fabricación de nucleoelectricas en serie. Es evidente también que si las nucleoelectricas hechas en fábrica o modulares llegan a competir con las nucleoelectricas normales, o con otras fuentes de producción de electricidad, será gracias a una producción en gran escala. De ahí deriva la necesidad de considerar, desde el principio, al estudiar las posibilidades de este concepto, la existencia de mercados multinacionales.

Se abre así un campo amplio y promisor para la colaboración de los países de América Latina, entre sí y con países de fuera de la región, inclusive países tecnológicamente más avanzados para alcanzar con éxito estos cometidos.

2. INFRAESTRUCTURA EN TECNOLOGIA NUCLEAR

Antes de cualquier decisión de construir una central nuclear, por más pequeña que sea, el país tendrá que establecer las bases legales y organizacionales que le permitan dirigir los aspectos relacionados con la seguridad nuclear, tanto para los operadores de la instalación como para la población en general. La infraestructura resultante deberá ser de cuño puramente nacional, aunque quizá podría hasta admitirse que fuese regional, porque las responsabilidades inherentes a la seguridad y salud pública no pueden ser delegadas a instituciones foráneas.

A este respecto las responsabilidades que necesariamente deber ser ejercidas por las autoridades nacionales se relacionan sobre todo con:

- legislación nuclear;
- licenciamiento y regulación nuclear;
- garantía de calidad; y
- recursos humanos.

Legislación nuclear

Tendrá que ser preestablecido un marco jurídico que permita organizar las atribuciones y obligaciones de los usuarios de la energía nuclear, en el que serán delimitadas las responsabilidades de cada institución. Solamente así se podrá tener una idea precisa de las implicaciones técnico-económicas del proyecto en cada sector involucrado. Los aspectos de mayor relevancia a ser considerados son:

- institución de una autoridad nacional con competencia para regular y controlar la utilización de la energía nuclear en condiciones de seguridad;
- establecimiento de un cuerpo de leyes y principios que permitan ejecutar actividades nucleares sin riesgos excesivos para los trabajadores y el público en general;
- establecimiento de leyes relativas a la responsabilidad civil por daños nucleares.

De este modo, el país habrá establecido un conjunto de instrumentos que definirán conceptos de protección radiológica, seguridad nuclear, requisitos para operar centrales nucleares, indemnización y seguros por daños nucleares, así como la estructura y condiciones de actuación de la autoridad que reglamentará la aplicación de estos instrumentos.

Licenciamiento y regulación nuclear

La autoridad nuclear tendrá que otorgar licencias de construcción y operación para la central considerada. Para ello, basada en reglamentos, códigos, standards y guías preestablecidos, deberá asegurarse que la central no ofrecerá riesgos excesivos para la salud y seguridad del público y que el organismo licenciado tiene calificaciones técnico-financieras adecuadas para llevar el proyecto a buen término.

Un elemento de vital importancia para conceder la licencia de operación, es la existencia de operadores calificados, de acuerdo con un sistema de capacitación aprobado por la autoridad nuclear. No sólo los operadores deberán ser competentes y confiables sino también los propios examinadores que los evaluarán.

La regulación a ser aplicada en el proyecto deberá estar disponible desde las etapas de selección de locales para la planta y de preparación de especificaciones. Podrá, evidentemente, estar inspirada en modelos extranjeros, pero deberá ser adaptada a las características y condiciones locales. Todo el conjunto de reglas, códigos técnicos, guías de aplicación práctica y standards permitirán definir el marco técnico legal al cual deberán ajustarse las ofertas y en el que serán realizados los diversos ensayos físico-técnico de materiales y sistemas de la central para aprobar su licencia de operación. De este modo, la autoridad reguladora podrá asegurarse que el proyecto y los pro-

cedimientos operacionales de la central se ajustarán a las condiciones predeterminadas de máxima seguridad, de prevención de accidentes y de disminución de sus efectos a niveles aceptables. En esta categoría entran los reglamentos de protección radiológica, de administración y transporte de desechos radiactivos, de control ambiental, de seguridad física, de salvaguardias, etc.

La autoridad nuclear deberá entonces estar dotada de un cuerpo de técnicos e ingenieros que establezca estos reglamentos, que analice las características de las propuestas y que recomiende la concesión de las respectivas licencias. Además, deberá estar en condiciones de inspeccionar la obra y equipos, en las diversas etapas de construcción e instalación para verificar su conformidad con las especificaciones y el proyecto.

Garantía de calidad (GC)

Para asegurar que la introducción de una tecnología sofisticada, como la nuclear, se hace de forma segura y confiable, deberá existir un sistema de garantía de calidad. A través de este sistema, los participantes del proyecto estarán obligados a planificar, realizar, verificar y documentar su trabajo en forma sistemática y coherente.

Las actividades englobadas por el sistema de GC son:

- planificación, administración y documentación de las diversas etapas del proyecto para asegurar que están siendo correctamente ejecutadas.
- control y medición de las características de elementos, sistemas o instalaciones para verificar que cumplen con las especificaciones y requisitos de fabricación y funcionamiento.

En el primer grupo de actividades se incluyen las de formulación del programa de GC, coordinación del mismo, aprobación de procedimientos, realización de auditorías de GC, etc. El segundo grupo de actividades, llamado también de Control de Calidad (CC), incluye las actividades de inspección, ensayos destructivos y no destructivos, y examen y supervisión de las diversas partes del proyecto.

Las actividades de GC y CC existen ya en las fases anteriores al contrato de la central, como parte de la confección de especificaciones.

Los procedimientos y requisitos de GC se encontrarán en los reglamentos nacionales referentes a la seguridad de instalaciones nucleares.

La organización directamente responsable por el sistema de GC es normalmente la propietaria de la central. Esta podrá derivar partes específicas de sus responsabilidades al fabricante de la central, a em-

presas especializadas o a subcontratistas. Debe ser destacado que todo programa de GC incluye a los que ejecutan y a los que verifican. La verificación de conformidad con los requisitos preestablecidos, deberá ser realizada por inspectores que no pertenezcan al grupo responsable por la ejecución del trabajo, para evitar situaciones de conflicto de intereses. Muchas veces, para esto, son creadas empresas de inspectores independientes.

Recursos humanos

Uno de los elementos más críticos para viabilizar un programa de elevado contenido tecnológico, como el nuclear, es la disponibilidad de recursos humanos con la suficiente capacitación y competencia. No se pueden importar grandes cantidades de ingenieros, técnicos y operarios para llevar a cabo la construcción de una central nuclear. Estos recursos deben ser preparados con los niveles de conocimientos y habilidades requeridas por la industria nuclear, con la debida antelación.

Las características propias de la industria nuclear exigen grados de capacitación muy superiores a los que se encuentran en otro tipo de industrias. Esto está ligado a la necesidad de productos con altos niveles de calidad, para que no fallen durante períodos prolongados, ya que su sustitución o arreglo es sumamente difícil.

La mano de obra local podrá tener una participación importante, no sólo en las tareas anteriormente descritas de legislación, licenciamiento, regulación y garantía de calidad, sino también en actividades tales como:

- análisis de locales para la central;
- especificaciones de la central;
- análisis y negociación de propuestas;
- preparación del local de la central;
- construcción de la central;
- instalación de equipos y comisionamiento;
- operación y manutención de la central;
- administración del combustible de la central.

La preparación y capacitación de esa mano de obra será fundamental para proveer los recursos humanos necesarios al programa nuclear. Por lo tanto, no debe ser subestimada la importancia de la base educativa del país en los sectores más ligados a la tecnología nuclear. Institutos universitarios de ingeniería, escuelas técnicas y vocacionales, centros de investigaciones nucleares, son organismos que el país deberá fomentar y apoyar, con suficiente anteceden-

cia, para que esa mano de obra pueda ser preparada con la capacitación necesaria, sin lo que cualquier proyecto de central nuclear estará sujeta a una inviabilidad técnica y económica.

3. TRANSFERENCIA DE TECNOLOGIA

En países en desarrollo, el tema de la energía nuclear está vinculado estrechamente al de transferencia de tecnología. Por esto, al abordar la cuestión de la implantación de centrales de pequeña y mediana potencia en América Latina, es preciso hacer algunas consideraciones al respecto de la transferencia de tecnología, del país proveedor al país receptor de la central.

El objetivo final — a largo plazo — de esta transferencia, es el de situar al país receptor en el mismo nivel de capacitación tecnológica que el del país proveedor, en el campo considerado de conocimiento. De esto se infiere que la transferencia supone la existencia de cuadros técnicos con posibilidad de aplicar, en forma constante, los conocimientos alcanzados.

La falta de ejercicio de estos conocimientos hará que se pierdan con el tiempo. En la década del cincuenta, cuando la energía nuclear en América Latina daba sus primeros pasos, se dieron varios casos de individuos formados, e inclusive cuadros completos, que perdieron la tecnología adquirida por no tener oportunidad de hacer uso de sus conocimientos. Esta situación ocasionó un desgaste material y humano que podría haberse evitado mediante una mejor planificación en el sector nuclear.

En la actualidad, el éxito de la transferencia de tecnología nuclear, en países como Brasil y Argentina, reside principalmente en una correcta planificación a largo plazo, con su consiguiente implementación. Esta planificación combina la transferencia de tecnología con un programa nuclear que ofrece un permanente campo de aplicación de la tecnología transferida.

Dicha planificación, a su vez, debe ser implementada coherentemente, demandando esfuerzos a largo plazo. Solamente así los cuadros técnicos, que tienen como misión absorber y consolidar la tecnología, podrán ser dimensionados correctamente.

Así, al hablar de la implantación de un reactor de pequeña o mediana potencia, es conveniente colocarla siempre en el contexto de un programa a largo plazo, aun cuando éste estuviese esbozado en líneas generales, a fin de situar los objetivos de la transferencia de tecnología dentro de una perspectiva lo más amplia posible.

En el caso de un programa nuclear con varias centrales, la participación en gran escala de la industria local debe ser planificada con antelación, para permitir la negociación de los diversos contratos de transferencia de tecnología en bases ventajosas y rea-

listas. Debe ser destacado que la tecnología nuclear está muy controlada internacionalmente por razones de proliferación nuclear y que, por lo tanto, el país deberá estar muy bien preparado para tener éxito en sus negociaciones contractuales.

Un tal programa idealmente debería prever la construcción de una serie de centrales. Pero aún en el caso de una única central, mucho puede hacerse en lo que respecta a la transferencia de tecnología. Tomemos así el caso hipotético de un programa nuclear que considere la implantación de una única central, sin previsión de otra en un futuro previsible (que sería el modelo más realista para diversos mercados potenciales de centrales pequeñas y medianas). En este caso, observamos que inclusive este programa ya permite un cierto grado de transferencia de tecnología y exige una capacitación mínima de cuadros técnicos, una vez que este tipo de emprendimiento demanda muchos años para su implantación (cerca de 10 años), y operación (aproximadamente 30 años). Estos plazos ofrecen, por consiguiente, un mercado de trabajo razonable para ciertas categorías profesionales. No obstante, se debe tomar mucho cuidado al organizar los cuadros, para evitar que permanezcan ociosos.

Las siguientes áreas podrán ser consideradas para realizar programas de transferencia de tecnología.

— **Garantía de calidad**

Como fue indicado anteriormente, es imprescindible para el éxito del emprendimiento formar cuadros técnicos capaces de organizar la sistemática de la garantía de calidad en todas las etapas del proyecto, inclusive en la de operación. Puede ser citado el caso de Brasil donde la participación nacional, en diversos sectores industriales, fue posible por una implantación anticipada de sistemas de garantía de calidad. En el caso de no estar programada la construcción de otras centrales, hipótesis aquí analizada, los cuadros profesionales formados pueden ser reaprovechados fácilmente en otros ramos de la industria una vez concluido el proyecto.

— **Dirección de proyecto**

La construcción de una central nuclear es un emprendimiento complejo que requiere la aplicación de las mejores técnicas de gerencia. Esta gerencia no puede llevarse a cabo con éxito sin contar con una significativa participación local que incorpore elementos conocedores de los métodos de trabajo-administrativos, comerciales, legales y técnicos-peculiares al propio país. A su vez, los gerentes locales pueden aprender las metodologías que son propias al área nuclear. La transferencia de tecnología en este campo es así de aplicación inmediata.

— **Ingeniería de proyecto**

La transferencia de tecnología en el campo de in-

geniería de proyecto es la más significativa pues permite adquirir la capacitación técnica necesaria para elaborar, en el futuro, proyectos en forma independiente.

En el caso de un programa que contemple una central única, la formación de cuadros técnicos de proyecto exigiría grandes inversiones que no se justifican si se piensa que, una vez concluido el proyecto de la central en cuestión, estos cuadros no serían aprovechados nuevamente. Por este motivo, es más racional limitar la transferencia de tecnología a aquellas actividades de ingeniería en las que el país ya tiene suficiente competencia.

— **Construcción civil/montaje electromecánico**

La construcción civil de centrales nucleares debe cumplir requisitos específicos. Por ello, es aconsejable que la construcción esté a cargo de firmas locales asociadas a firmas con experiencia en centrales, a través de contratos de asistencia técnica. El mismo modelo puede aplicarse al montaje electromecánico, aunque aquí la participación del proveedor de tecnología tenga que ser más intensiva y a veces dominante (por ejemplo: en el montaje del circuito primario).

— **Fabricación de componentes**

La participación de la industria en mayor o menor escala está condicionada, esencialmente, a la rentabilidad económica de las inversiones en equipos, tecnología y recursos humanos necesarios para la fabricación de componentes nucleares. Esto depende, en última instancia, de la existencia de un mercado que justifique estas inversiones. A título de ejemplo, la experiencia brasileña mostró que solamente la construcción de una serie de centrales aseguraría a los diversos sectores el mercado necesario para viabilizar una participación importante de las industrias locales.

En este caso, un programa de transferencia de tecnología en el área de fabricación de componentes resulta compensador.

— **Operación y mantenimiento**

Puesto que una central debe operar de manera segura y confiable, durante un período prolongado —varias décadas— la transferencia de tecnología de operación y mantenimiento es de primordial importancia. El accidente de TMI evidenció, en forma dramática, que inclusive países desarrollados no habían dedicado la suficiente atención a este sector.

En la actualidad, luego de 30 años de actividad del sector nuclear en América Latina, es posible realizar una transferencia de tecnología entre los propios países latinoamericanos, con la gran ventaja, para los países receptores, de la mayor afe-

nidad cultural y tecnológica con los países proveedores.

4. INDUSTRIA NUCLEAR LATINOAMERICANA

La designación Industria Nuclear comprende actividades de ingeniería y arquitectura, construcción civil, montaje electromecánico, fabricación y suministro de materiales y equipos.

Es auspicioso constatar que la industria nuclear en América Latina, a lo largo de los últimos quince años de constante desarrollo, alcanzó un grado de madurez que permite la construcción de centrales nucleares con recursos propios, haciendo cada vez menos uso de la importación de equipos y servicios de países del primer mundo. Este desarrollo se dió inicialmente a través del suministro de servicios y equipos principalmente para, el ciclo secundario para, posteriormente, alcanzar la capacidad de efectuar suministros destinados a la isla nuclear.

Existen hoy tres plantas nucleares en operación en América Latina y siete más están en construcción en Argentina, Brasil, Cuba y México. De estas diez, ocho pueden ser consideradas de mediana potencia (inferior a 700 MW). Cada uno de los países citados recorrió su propio camino, pero todos coincidieron en la preocupación por la transferencia de tecnología y por el desarrollo de una industria nacional. Se dispone hoy, en estos países de un cierto grado de tecnología nuclear en diferentes modalidades tecnológicas:

reactores a uranio natural y reactores a uranio enriquecido de agua a presión y de agua hirviendo.

En Argentina, hubo una importante evolución con relación a transferencia de tecnología entre la primera y la segunda central nuclear. En el caso de Atucha 1, primera central nuclear del país, con contrato llave en mano, la transferencia de tecnología fue relativamente reducida, tanto en ingeniería básica como de detalle. Para el caso de la Central Embalse, la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) dió énfasis a estas actividades de ingeniería, sin descuidar de la participación de la industria argentina de fabricación. Los elementos más significativos construidos en Argentina, para embalse fueron las bombas de moderador, las bombas de refrigeración de parada, la plataforma portante de los mecanismos de control de reactor, las esclusas de aire, la grúa de 380 toneladas para la sala de máquinas, válvulas de 2,000 mm. de diámetro, puertas de blindaje para la sala de mantenimiento de las piletas de combustible irradiado, instrumentación convencional, etc. Merece también destaque la ejecución, por firmas argentinas, de las obras civiles y del montaje electromecánico en esa central. Se estima que la participación nacional en Atucha 2 será todavía más importante: ya se están fabricando en Argentina, los generadores de vapor, el presurizador y los enfriadores del moderador, además de gran parte del equipamiento convencional. El cuadro a seguir indica el porcentaje de integración nacional en distintas realizaciones del proyecto nucleoelectrico argentino.

CUADRO 2
PORCENTAJE DE INTEGRACION NACIONAL
EN LAS DISTINTAS REALIZACIONES DE
PROGRAMA NUCLEOELECTRICO

		COSTOS DIRECTOS DE LA CENTRAL	OTROS GASTOS DEL PROPIETARIO	PRIMER NUCLEO INICIAL DE AGUA PESADA
ATUCHA 1	Según Valores (1) Contractuales	36.78	41.96	37.72
EMBALSE		51.15	56.04	49.02
ATUCHA 2		54.70	58.88	63.03
IV CENTRAL PLAN NUCLEAR	Hipótesis CANDU	77.34	79.60	82.15
	Hipótesis Rec. Presión.	73.28	75.48	77.96

(1) Esta metodología se considera más representativa.

FUENTE: Central Nuclear de Embalse, por Jorge O. Cosentino y Bernardo Murmis, Informe de la Sección Latinoamericana de la ANS, IX 1983.

A estos suministros fabricados por la industria local se suman otros, también en el área nuclear, tales como el recipiente del reactor nuclear experimental RA-6 del Centro Atómico Bariloche y el recipiente del acelerador de iones pesados 20UD para el Centro Atómico Constituyentes.

Firmas argentinas participan, además, en el programa nuclear peruano con servicios de ingeniería de detalle, suministro, construcción, montaje, conducción de obra y puesta en marcha del Reactor RP-10 y de los sistemas de refrigeración primario y secundario, así como en el montaje de los sistemas auxiliares del mismo, constituyendo un caso importante de cooperación latinoamericana.

En el caso brasileño, ya la primera central contó con una participación importante de la ingeniería brasileña, del orden de 50%. La construcción civil y el montaje, estuvieron a cargo de firmas brasileñas y aproximadamente 10% de los equipos de la planta fueron suministrados por la industria nacional. En la Central de Angra 2 la participación de la industria brasileña será mucho más significativa. El acuerdo Brasil-Alemania establece que para las centrales de Angra 2 y 3 la participación mínima de la industria brasileña en los suministros de equipos debe ser de 30%, porcentaje que aumentará en las próximas centrales. Este límite, establecido por contrato en 1976, ya está siendo superado en Angra 2. Cabe señalar que a pesar de que para Angra 2 la participación de la industria brasileña debía restringirse a equipos no nucleares, en este momento, Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. — Nuclep está fabricando en Brasil los condensadores y los acumuladores para Angra 2 y 3, y el presurizador para Angra 3. Para Iguape 1 y 2 están en fabricación todos los equipos pesados, incluyendo el recipiente de presión del reactor y los generadores de vapor.

Empresas privadas brasileñas también están participando en el suministro de equipos nucleares para Angra 2, suministrando recipientes de presión, intercambiadores de calor, bombas, tuberías y accesorios, sistemas de ventilación y de aire acondicionado, y el recipiente de contención, además de la ingeniería de detalle. Esta participación en el emprendimiento de Angra 2 elevó sobremanera la capacitación técnica y gerencial de firmas brasileñas que actúan en áreas de tecnología avanzada, tales como cálculo y proyecto de componentes nucleares considerando cargas dinámicas, cálculo sísmico de estructuras, generación de "floor response spectra" de edificios, etc.

En noviembre de 1983, Nuclep terminó la fabricación de la parte inferior del recipiente de presión del reactor de la Central Nuclear Atucha 2. Argentina suministra también a Brasil componentes de centrales nucleares, específicamente, tubos de zircaloy para los elementos combustibles. Son ejemplos prácticos de una activa cooperación regional entre las industrias nucleares de ambos países.

Con relación a México, no existe en la actualidad intención de fabricar componentes para sus centrales nucleares. México ha actuado en el sentido de optimizar la participación de empresas mexicanas de ingeniería en ciertas etapas de la construcción de la central. Sin embargo a medida que el programa nuclear mexicano va tomando impulso, su industria podrá iniciar el suministro de equipos, gracias entre otras cosas, a la capacidad de su industria metalmeccánica, desarrollada durante la época de crecimiento acelerado del país en el período 1979/1981.

La industria nuclear latinoamericana, considerándose aquí a la industria nuclear en su sentido más amplio (ingeniería, construcción, fabricación, etc), ya está bastante desarrollada y puede dar una importante contribución a nivel regional aunque no llegue a la autosuficiencia a corto plazo.

Por lo tanto, al imaginar la implantación de una central nuclear con reactores de pequeña o mediana potencia en América Latina — incluyendo aquí centrales de hasta 700 MWe — cabe pensar en aplicar mecanismos de cooperación regional. Hoy en día, cualquier país latinoamericano que pretenda instalar una central nuclear deberá evaluar inicialmente las condiciones que ofrece su industria nacional, para buscar a posteriori una complementación, preferentemente, en la industria existente en la región.



NOTAS BIBLIOGRAFICAS

1. **COOPERACION INTERNACIONAL PARA EL USO RACIONAL DE LA ENERGIA EN LA INDUSTRIA: SEMINARIO DE LIMA**

Organización Latinoamericana de Energía, Agencia Internacional de la Energía. Paris: AIE, 1983. 760 pp: il; 26 cms; imp; esp; ing. Serie D-PLACE-6

Contiene los trabajos presentados al Seminario sobre Uso Racional de la Energía en la Industria que se llevó a cabo en Lima, Perú, del 4 al 8 de julio de 1983 con la participación de expositores de gran relevancia en el sector energético, tanto regional como internacional.

2. **LEGISLACION DE HIDROCARBUROS EN AMERICA LATINA**

Organización Latinoamericana de Energía. Quito: OLADE, 1984. 3v. ca. 1715 pp; 21 cms; imp; esp. Serie D-PLACE-11

Contiene una recopilación de la legislación de hidrocarburos, vigente en los países de América Latina. Esta recopilación comprende las normas sustantivas que rigen las actividades de la industria hidrocarburífera en la Región.

La publicación comprende 3 volúmenes: 1) Legislación de hidrocarburos, 2) Contratos de servicios, y 3) Estatutos de las empresas.

3. **BALANCE ENERGETICO 1970-1982**

Organización Latinoamericana de Energía. Quito: OLADE, 1984. 420 pp; 28 cms, imp; esp; ing. Serie D-PLACE-12

Presenta los balances energéticos de 23 países miembros de OLADE y Argentina, elaborados con la metodología de OLADE a la cual se le realizan algunos cambios. El balance energético de OLADE muestra un flujo de información estructurado dentro de los siguientes componentes: energía primaria, energía secundaria, centros de transformación y consumo final.

4. **GUIA DE DISEÑO, HABILITACION Y OPERACION DE UN LABORATORIO MOVIL PARA CLIMATOLOGIA EOLICA**

Organización Latinoamericana de Energía. Quito: OLADE, 1984. 200 pp: il; 28 cms; imp; esp. Serie D-PLACE-13

Presenta una guía metodológica para la habilitación y operación de laboratorios móviles en la evaluación de los recursos eólicos dirigida a los países en desarrollo.

5. **SITUACION ENERGETICA 1983**

Organización Latinoamericana de Energía. Quito: OLADE, 1984. 301 pp: il; 28 cms; xer; esp; ing. Serie D-PLACE-16

En su primera parte analiza la situación energética regional e internacional, presentando su estructura energética.

La segunda parte se enfoca hacia la producción y consumo de energía comercial, haciendo un completo análisis por cada tipo de energía.

La tercera y última parte presenta el mercado energético regional, antecedentes y perspectivas energéticas de América Latina (1980-1990).

* Todas estas publicaciones pueden adquirirse en:

Departamento de Información y Relaciones Públicas
Organización Latinoamericana de Energía OLADE
Casilla 6413 CCI
Quito, Ecuador

BIBLIOGRAPHIC NOTES

1. **INTERNATIONAL COOPERATION FOR RATIONAL USE OF ENERGY IN INDUSTRY: THE LIMA SEMINAR**

Latin American Energy Organization, International Energy Agency. Paris: IEA, 1983. 654 pp; il; 26 cms.; Spanish/English. D-PLACE Document Series: N° 6.

This publication contains papers presented at the Seminar on Rational Use of Energy in Industry, which was held in Lima, Peru during July 4-8, 1983, with the participation of speakers of renown in the energy sector, both at the regional and international levels.

2. **HYDROCARBON LEGISLATION IN LATIN AMERICA**

Latin American Energy Organization. Quito: OLADE, 1984, 3 vol., 1715 pp; 21 cms; Spanish. D-PLACE Document Series: N° 11.

This publication compiles hydrocarbon laws in force in the countries of Latin America and includes the substantive norms that govern the activities of the region's petroleum industries.

It is comprised of 3 volumes: 1) Hydrocarbon legislation, 2) Service contracts, and 3) State oil company by-laws.

3. **ENERGY BALANCES 1970-1982**

Latin American Energy Organization. Quito: OLADE, 1984. 420 pp; 28 cms; Spanish/English. D-PLACE Document Series: N° 12.

This publication presents the energy balances of 23 OLADE member countries plus Argentina, as elaborated according to the OLADE methodology with some slight changes. The OLADE energy balances show a structured information flow within the following components: primary energy, secondary energy, transformation centers and final consumption.

4. **GUIDE FOR THE DESIGN, IMPLEMENTATION AND OPERATION OF A MOBILE WIND CLIMATOLOGY LABORATORY**

Latin American Energy Organization. Quito: OLADE, 1984: 200 pp; il; 28 cms. Spanish. D-PLACE Document Series: N° 13.

Geared to developing countries, this publication offers a methodology guide for the implementation and operation of mobile laboratories in the assessment of wind resources.

5. **THE 1983 ENERGY SITUATION**

Latin American Energy Organization. Quito: OLADE, 1984. 301 pp. il; 28 cms., Spanish/English. D-PLACE Document Series: N° 16.

The first part of this publication analyzes the regional and international energy situations and indicates energy structures.

The second part focuses on the production and consumption of commercial energy, with a complete analysis by type of energy.

The third and last part discusses the regional energy market, its background and the energy outlook for Latin America (1980-1990).

* All of these publications are available from:

Department of Information and Public Relations
Latin American Energy Organization (OLADE)
P. O. Box 6413 C.C.I.
Quito, Ecuador

EDITORIAL

The need to analyze the current level of nuclear development attained in the countries of the Latin American region and their needs in the field of small - and medium-capacity reactors, and the need to exchange technical and economic information on both interconnected electric power systems and research reactors, led OLADE, together with the Peruvian Institute of Nuclear Energy, to hold an international seminar on this subject, the most relevant articles of which are presented in this issue devoted to nuclear power.

The subject of the feasibility of providing nuclear fuel is developed by the firm NUCLEBRAS of Brazil, since one of its program priorities is a plant to manufacture nuclear fuel and to offer these manufacturing services to regional markets, at internationally competitive prices.

A nuclear power planning study is developed by Peru, with emphasis on the study of national electricity markets, selection of suitable sizes for nuclear power plants, and economic and engineering aspects, which indicate that small - and medium-capacity reactors are the most appropriate and desirable for the country.

The methodology and results of the electric power planning study done in Chile by the National Energy Commission, with an eye to decision-making related to investments in new sources of energy for the Central Interconnected System, include an analysis of the economic feasibility of a nuclear power plant, i.e., whether it represents a real alternative in light of the country's energy consumption needs, hydroelectric development and conventional thermoelectric projects.

The Latin American Section of the American Nuclear Society provides an overview of the nuclear problem in Latin America and analyzes its historical outlook within the regional energy panorama, emphasizing the aspects of infrastructure and transfer of technology and noting the degree of maturity reached by Latin America's nuclear industry, which has already managed to make an important contribution at the regional level, although not self-sufficiency.

These and other topics discussed herein call for taking the necessary regional action to provide on-going analysis of the subject of small - and medium-capacity reactors, in order to create an information focal point accessible to all the countries of the region.

HUGO CONN

HEAD OF THE COAL AND NUCLEAR ENERGY PROJECT

ON THE FEASIBILITY OF NUCLEAR FUEL SUPPLY BY NUCLEBRAS

R. G. Esteves
BRAZILIAN NUCLEAR
POWER COMPANIES
(NUCLEBRAS)

ABSTRACT

The reasons for implementing an industrial program in Brazil encompassing the requirement of a nuclear fuel cycle are presented. One of the priorities in the program is the Fuel Fabrication Plant. The planned scope of supply of services by NUCLEBRAS in this area is explained. The highlights and procedures that will make NUCLEBRAS fuel supply services relevant are also presented. The actual status of the Fuel Fabrication Plant is shown as well as the qualified program and background supporting NUCLEBRAS as fuel supplier. Finally, a projection is made of the availability of these services.

1. INTRODUCTION

Despite being badly hurt by the oil crisis, Brazil has been in a very comfortable situation concerning electric power generation. Actually, only 3% of electric power is generated from oil sources, so the decisions on the development of alternative energy sources are taken based only on actual oil prices and availability.

Even though Brazil has utilized only 38,900 MW of its 213,000 MW hydro potential it is expected that this potential will be completely explored by the first decade of the 21ST century.

Furthermore 50% of the overall hydro potential is located beyond 1000 km from the consumer centers. Therefore, there exists a possibility that all the usable

hydro power potential will be used up before the end of this century.

Based on this possibility, and considering that the acquisition of a new technology and the preparation of the industrial background for an alternative source takes a long time, Brazil has decided to start the alternative program gradually in such a way that no discontinuity will take place by the time hydro power potential has been completely used up.

Based on the above mentioned justifications and on the fact that the presently known and measured Brazilian uranium reserves are larger in energy content than those of coal and oil, nuclear energy has been chosen as the alternative source for electric power generation.

In order to meet the energy demand in the beginning of the 21ST century, when a tremendous power demand would be expected, a nuclear program should start 20 to 30 years in advance. Aiming at this goal, Brazil has embarked in a nuclear program which foresees the complete transfer of fuel cycle technology and the implementation of an industrial background in order to supply the foreseen power plant needs in quality and quantity.

One of the priorities concerning the fuel cycle is the Fuel Fabrication Plant (FFP). The strategy of implementation of the FFP is to build a facility with a capacity of 400 tons of uranium per year, to be erected gradually in modules of 100 tons per year as required.



At the present time NUCLEBRAS has commissioned the first module of the FFP and has manufactured the first reload for ANGRA I Nuclear Power plant, in a total of 40 complete fuel assemblies of Westinghouse reactor type.

As in the beginning of operation of the FFP the Brazilian domestic demand of fuel will be relatively small, NUCLEBRAS is actually in a position to offer fabrication services to foreign markets at prices which could be competitive in international terms.

2. SCOPE OF SUPPLY

NUCLEBRAS will be prepared to perform fuel fabrication services starting from enriched UF_6 and non-recycled fuel. The fuel fabrication activities will involve fuel design, reconversion of UF_6 to UO_2 , preparation of pellets, supply of all mechanical parts of the fuel bundle, final assembly of parts onto the finished bundle, and delivery of the finished fuel elements to the reactor site.

In view of the fact that the conversion and enrichment facilities of NUCLEBRAS will not go into operation for some time, NUCLEBRAS will be prepared to perform procurement for those services until such a time that they will be operational.

Concerning fuel design, one should be aware of the interfaces with other utility contracts, such as yellow cake requirements, and conversion and enrichment services. Therefore if these services are ordered from NUCLEBRAS, sufficient time in advance must be allowed by the utility so that the rendering of all services can be planned adequately.

In addition to fuel design and manufacture, NUCLEBRAS will also be prepared to supply the "core follow" as part of the scope of services. This implies that NUCLEBRAS will prepare instructions to the utility on how to reshuffle, refuel, and recover from non standard operating conditions. Thus, an agreement regarding plant schedule, fuel management, and a host of other factors is to be reached between NUCLEBRAS and the utility; otherwise, the utility will have to do the job by itself.

Regarding quality assurance, the fuel supplied by NUCLEBRAS will meet the requirements of the thirteen criteria stated in the "Safety Code of Practice on Quality Assurance for Safety in Nuclear Power Plants" issued by the IAEA. In order to give assurance to the utility as to the fulfilment of those criteria, audits will be allowed by NUCLEBRAS.

In sum, NUCLEBRAS will be prepared to supply the following services regarding fuel fabrication:

- fuel design;
- procurement of conversion services;

- procurement of enrichment services;
- acceptance of enriched UF_6 at proper enrichment levels;
- procurement and acceptance of rod cladding;
- fabrication or procurement of other rod and element hardware items;
- conversion of UF_6 to UO_2 ;
- pellet fabrication;
- rod fabrication;
- element fabrication;
- delivery of the finished fuel elements to the reactor site.

2.1 Warranties

NUCLEBRAS will be able to provide the utility with either reactivity or mechanical warranties, as well as any combined arrangement between both warranty categories. The first ones are warranties on burn up or fuel cost and the second ones are the well-known fuel mechanical integrity warranties.

3. FABRICATION OF FUEL ASSEMBLIES BY NUCLEBRAS

The activity of fuel supplying by NUCLEBRAS will be performed at its "Fabrica de Elementos Combustiveis" which is located in Resende, State of Rio de Janeiro, 156 km from the city Rio de Janeiro. At this site NUCLEBRAS is also erecting its enrichment and conversion facilities.

The fabrication process starts with the conversion of the delivered uranium (uranium hexafluoride, UF_6) to sinterable UO_2 - powder and includes the production of UO_2 - pellets, fuel rods, spacer grids, guide tubes, end pieces, and other structural components, as well as the assembly of the fuel elements.

As mentioned above, the Fuel Fabrication Plant is predicted to have a future capacity of 400 t U a year, and is being erected in modules of 100 t U a year. The first module, already erected, has an annual capacity to supply either a first core inventory or three reloads, both for a 1300 MWe nuclear power plant.

NUCLEBRAS FABRICATION PROCEDURE HIGHLIGHTS

UF_6 - UO_2 - Reconversion

NUCLEBRAS will be able to process uranium in the form of uranium hexafluoride or in the form of uranyl nitrate.

Usually the UF_6 is delivered in 30" steel drums

with a capacity of up to 1.5 tons of uranium each. At the plant site, it is weighed and its isotopic composition carefully determined by mass spectrometry.

In case of uranium from reprocessing plants, in the form of uranyl nitrate, the process steps of conversion to UO_2 powder take place in the same equipment as that for UF_6 . After conversion, no special change in the process has to be made. If necessary uranyl nitrate can be used to obtain intermediate enrichment levels.

The reconversion process (UF_6 to UO_2) to be employed at the FFP is the so-called AUC (Ammonium-uranyl-carbonate) process developed by NUKEM and RBG which yields a free flowing UO_2 - powder which can be pressed directly without any previous additional treatment such as milling, precompacting, granulating and adding of binders or lubricants.

The hydrolysis of the UF_6 and its precipitation as AUC are performed batchwise with batch sizes of approximately 250 kg U.

If uranyl nitrate (from reprocessing plants) is used as the starting material instead of UF_6 , AUC of the same quality as from UF_6 is obtained. This reconversion process is also used for recycling the uranium scraps from powder or pellet production which are dissolved in nitrate form.

The overall reconversion process also includes filtration units, fluidized bed furnaces, and homogenizer units, all of them shown schematically in Fig. 1.

Pellet Fabrication

From the homogenizers the UO_2 -powder is transferred pneumatically into a storage unit on top of the mechanical presses. Then, via a special dosing device, it is fed into die cavities where it is pressed into pellets. Since the pellets are pressed without addition of any binder or lubricant to the powder, they can be sintered directly without any intermediate dewaxing heat treatment, a step required in most processes other than that of the AUC.

Sintering is performed as usual in a continuous sintering furnace under hydrogen atmosphere to obtain pellets with density in the range from 9.5 to 10.70 g/cm³.

From the furnace the pellets are taken to the center-less grinders where they are ground down to specified diameters.

The surface of the pellets is 100 percent visually controlled by the grinder operator, who rejects all pellets with chips or cracks.

Dimension and density control and the analysis of chemical impurities of the pellets are performed on a statistical basis by the Quality Control Personnel.

Fuel Rod Fabrication

The scheme of the fuel rod fabrication is given in Fig. 2. Besides the 100 percent complete inspection by the tube manufacturer, the cladding tubes are subject to another careful acceptance test at the Fuel Fabrication Plant. This test is performed on a continuously operated ultrasonic unit on which defects, wall thickness, and outer diameter are simultaneously controlled.

The end plugs are manufactured on automatic lathes and, in order to prevent future gas leakage from the fuel rods through shrink holes in the end plugs, the plane surface of every plug is molten by means of a TIG-Welding process.

After having the cladding tubes and the end plugs carefully cleaned, the first end plug is TIG Welded to one end of the tube. Inserting the pellet into cladding tube (with one end already plugged) is the next operation step. The pellets are first put in a column form, weighted, placed in sections in the holes of revolver-drum like container, and then dried in an oven. After a while the cylindrical container is transferred to the pellet loading and second welding machine where the open end of the cladding tube has been inserted. The pellets are loaded into the tube and welding is performed in a controlled environment (argon) thus precluding the presence of moisture.

The welding parameters are automatically controlled by a punched card system thereby ensuring high weld quality which is highly independent of the qualification of the operator. Subsequently the welds are controlled by X-ray in two directions 90° apart from each other.

Fuels rods for pressurized water reactors are pre-pressurized with helium. For this purpose the second end plug has a small central bore through which helium is injected. This bore is closed by a plastic cap immediately after extracting the fuel rod from the loading and second welding machine. The fuel rod is then taken to another machine where it is first filled with helium up to the design pressure. After that the end plug central bore is sealed by TIG-Welding.

Every rod is checked for helium leakage in a high vacuum chamber by means of a helium leak detector (mass spectrometer).

As a last step in the rod fabrication section, the rods are electrochemically polished in order to avoid surface corrosion.

Fuel Element Assembly

Fig. 3 shows the scheme of the fuel element assembly.

The first major operation in this section is to assemble the so-called fuel element skeleton which



consists of guide tubes (usually twenty), spacer grids (usually nine), and the upper and lower end pieces.

On a mounting bench the spacer grids are adjusted and fixed in exactly defined distances by means of fixing frames. Also, the lower end piece is positioned and fixed to the bench. The control rod guide tubes are then introduced into defined cells of every spacer and spot-welded to the sleeves of the spacers. The lower end piece is attached to the guide tubes by means of threaded parts of the guide tube end plugs which traverse it. Nuts are used to fix it in such a manner that the fuel assembly can be repaired as in the case of the Brazilian reactors.

In order to prevent scratching of the cladding surface during insertion, the electropolished fuel rods are previously dipped into organic varnish and subsequently dried in air. The varnished fuel rods are then drawn into their corresponding spacer cells. In order to prevent distortion of the skeleton the insertion operation is performed according to a special sequence.

After having the upper end piece connected to the skeleton the whole fuel assembly is introduced into an organic dissolving liquid in order to remove the varnish.

Then, after final adjustment, the fuel element is vertically mounted on a column where, through a special measuring device, all dimensions as well as straightness, torsion, and gaps between the fuel rods are measured. All the measured data as well as those taken during the fabrication and assembly steps are recorded in a control chart for every fuel assembly.

The controlled fuel elements are finally wrapped in plastic bags, which are sealed by welding, and then stored until they are shipped out.

Quality Assurance

The detection of deviations from prescribed quality levels or from prescribed manufacturing parameters during manufacture, including missing documents, is reported immediately to the responsible person in the quality assurance department.

Reworking of nonconforming materials is carried out according to strict rules. The release of nonconforming components can only be done after approval by the engineering and design and technology departments, and, as the case may be, only after the client is consulted. In addition, the approval of a release by the responsible personnel of NUCLEBRAS can only be given when safety and reliability of fuel assemblies are not impaired by this action.

Testing and examination reports, and any other related Quality Assurance documents, are prepared for every project. As the fuel assemblies reach the final manufacturing stage, all these documents are compiled

and checked again. They are then put in special and easily retrievable files. Generally, the documentation is retained at least until the planned burn-up of the fuel assemblies is reached or until core components are decommissioned.

Fig. 4 shows the most important control steps during the fabrication of fuel elements of PWR-type to be performed at NUCLEBRAS Fuel Fabrication Plant.

4. NUCLEBRAS QUALIFICATION

In order to comply with the requirements for a nuclear fuel supplier, NUCLEBRAS has developed an intensive training program for the engineers and technicians which are now in charge of the different tasks involving fabrication and design of fuel elements.

The basic concept of this training program is the on-the-job assignment of the trainee to similar projects being developed in the Federal Republic of Germany. Thus NUCLEBRAS foremen, assistants, and section leaders have held corresponding positions in the fuel fabrication plant of RBU, in Hanau, Germany, which is similar to the NUCLEBRAS plant. The excellent result of this training is demonstrated just by the fact that a production line at RBU has been successfully operated during six months by an all-Brazilian team.

Within the fabrication training program 52 key personnel were trained in the following areas: fuel rod fabrication, fuel element assembly, component fabrication, quality control, maintenance, welding, industrial engineering, and safety. Also training schedules are being prepared for the conversion and pelletization sections. Along with the training in fabrication, groups of engineers have been working at KWU Erlangen, Germany, together with German designers, in order to be qualified for fuel design development. Up to now eight engineers have worked at KWU, holding responsibilities in different fuel design tasks. That type of training takes an average period of 20 months for every one, after a careful previous training in Brazil and sometimes abroad. All the trainees were previously engaged in research and development and they hold at least an M.S. degree. At the moment, those already trained have performed satisfactorily the reload design for ANGRA I Nuclear Power Plant which has its first reload batch manufactured by NUCLEBRAS.

Before engaging in the fuel design and fabrication training in Germany, many of NUCLEBRAS's key personnel were involved with fuel rod irradiation activities.

In 1976, for instance, twenty-one fuel rods were designed and fabricated in Brazil, and irradiated to low burn-up in the R-2 Reactor in Studsvik, Sweden. Different design parameters such as gaps, UO₂ pellet porosity, material structure, and different fabrication processes were verified. It should be emphasized that the design and fabrication of those fuel rods



were performed by NUCLEBRAS personnel. Reports from the R-2 reactor operators, including the post irradiations, indicated that the performance of the fuel rods, without any failure, was excellent despite the high linear power density of approximately 750 w/cm applied.

Later NUCLEBRAS became engaged, together with KWU and KFA research center, in a medium and high burn-up program using the FRJ-2 (DIDO) reactor of KFA, Julich, Germany. Similarly to the former irradiation program in Studsvik, the fuel rods were designed and fabricated at NUCLEBRAS. Again, they presented an excellent behaviour, this time at linear power densities of 670 w/cm to a burn up of 3,200 MWd/t. At the moment another irradiation program, aiming at a burn up of 30,000 MWd/t, is underway.

The excellent results of our fuel irradiation programs and the experience that we achieved in the design and fabrication of the first reload of ANGRA I, based on the technical assistance and transfer of technology from Germany within the framework of the agreement between BRASIL AND GERMANY in the field of peaceful uses of nuclear energy, will certainly provide NUCLEBRAS with the capability required for a highly qualified nuclear fuel supplier.

CONCLUSIONS

The Brazilian nuclear program has been established aiming at achieving independence of external sources in all the fuel cycle requirements. At the moment we are preparing the necessary industrial background regarding the completeness of the fuel cycle.

In view of our successful programs of irradiation of Brazilian fuel rods and the highly successful training of NUCLEBRAS personnel in Germany facilities together with the experience gained in the fabrication of the first fuel reload batch for ANGRA I, NUCLEBRAS must be included among the world's qualified fuel suppliers. And in view of the initial extra availability of production capacity at the fuel fabrication plant, NUCLEBRAS will be prepared to offer prices comparable to those in the international market.

NUCLEBRAS
SUPERINTENDENCIA GERAL DO ELEMENTO COMBUSTIVEL

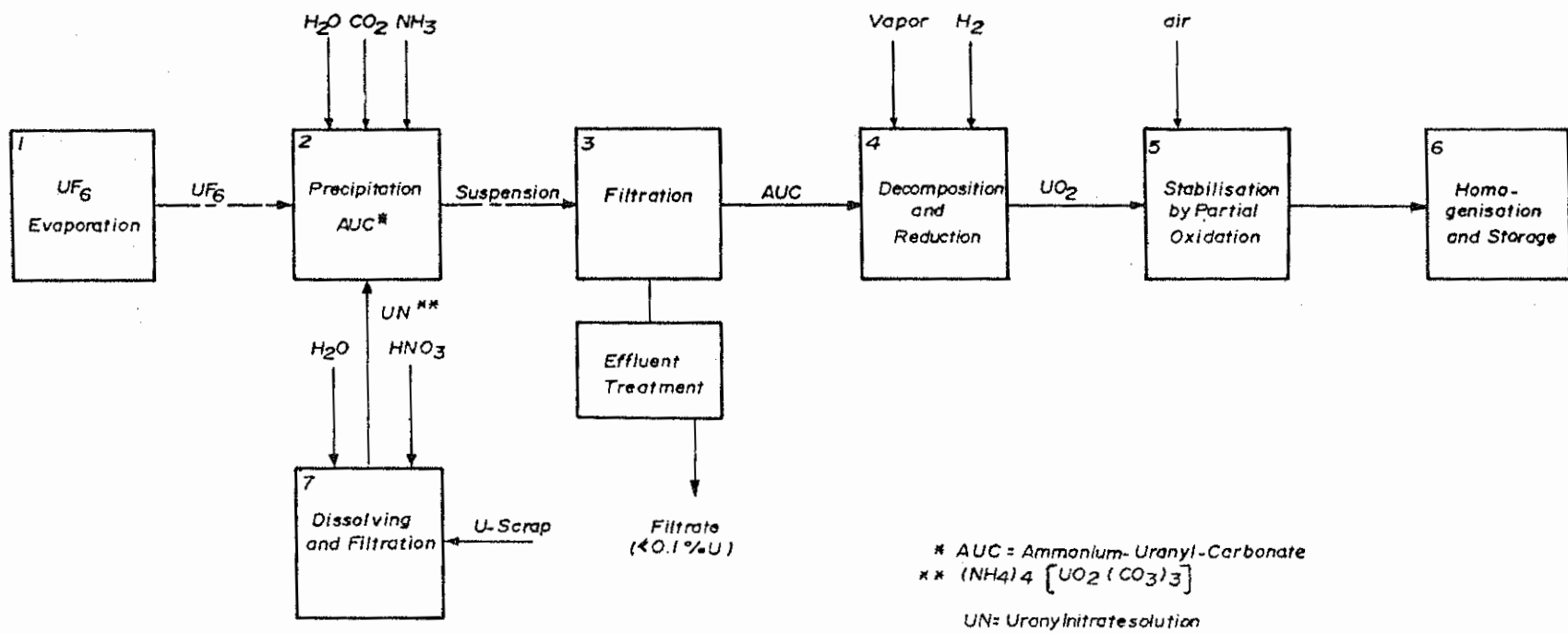
Evaporator

Precipitator

Rotary Filter with
Vacuum Equipment

Fluidized Bed with Oxidation Can

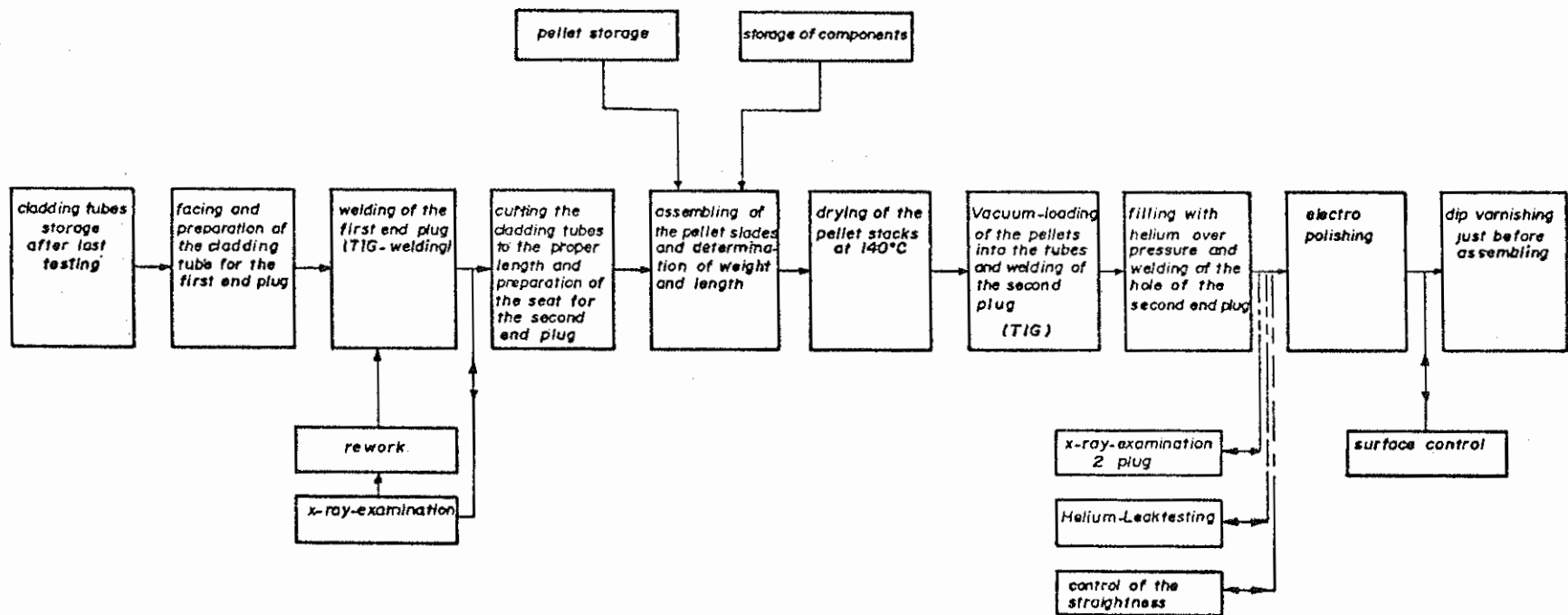
Homogenizer



SCHEME OF THE UF₆ - UO₂ CONVERSION - PROCESS

FIGURE 1

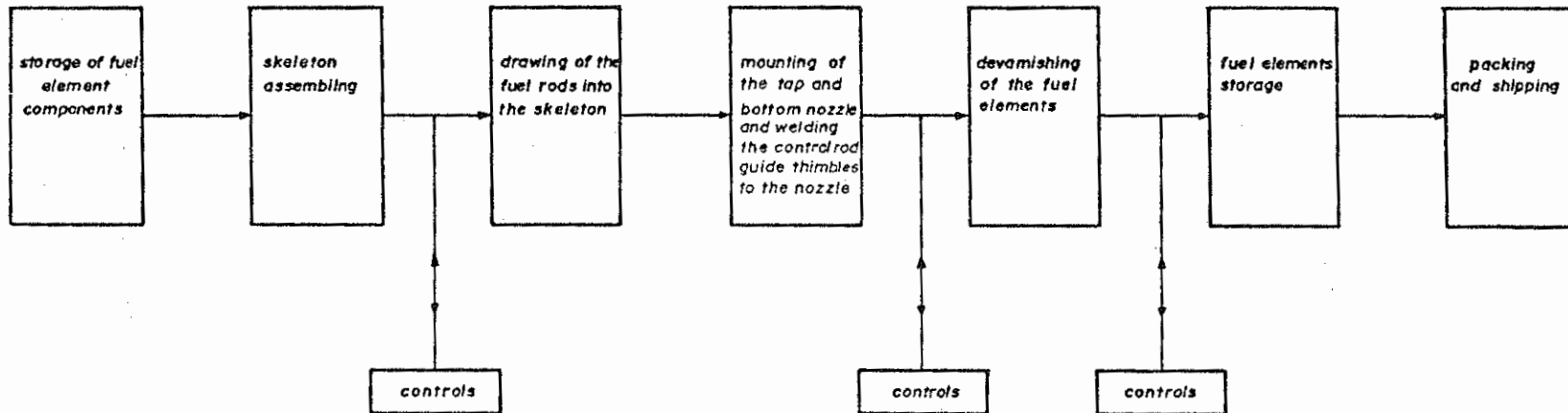
NUCLEBRAS
SUPERINTENDENCIA GERAL DO ELEMENTO COMBUSTIVEL



SCHEME OF THE FUEL ROD MANUFACTURING

FIGURE 2

NUCLEBRAS
SUPERINTENDENCIA GERAL DO ELEMENTO COMBUSTIVEL



SCHEME OF THE FUEL ELEMENT ASSEMBLING

FIGURE 3

SMALL - AND MEDIUM - CAPACITY REACTORS AND THE NUCLEAR POWER PLANNING STUDY IN PERU

**Orlando Constantini, Ignacio Frisancho,
Victor Cava and Luis Montes**

PERUVIAN INSTITUTE OF NUCLEAR ENERGY
PERU

SUMMARY

The results of the Nuclear Power Planning Study for Peru are discussed briefly, with emphasis on the study of the national electricity market; the selection of suitable plant size; and some economic and engineering aspects, all of which lead to the confirmation that for our country and, most likely, other countries having similar states of development, small- and medium- capacity reactors are the most appropriate and most desirable.

1. BACKGROUND

Since the creation of the Atomic Energy Control Board, Peru has been interested in studying the possibilities of implementing a nuclear power project. As the earliest concrete antecedent, we can cite the Proposal for a Project for the Use of Water from Lake Titicaca (1960), which included the installation of a 100-MWe nuclear reactor in the outskirts of Puno, the energy from which would initially pump some 10 m³/s of water from Lake Titicaca, eventually yield more than 1400 MWe in a series of hydropower plants along the Pacific Basin, and provide irrigation water for some 100,000 hectares on Peru's southern coast, at altitudes of more than 1000 meters above sea level (1).

In 1976, when Peru's Nuclear Power Plan was officially submitted, a new stage began in which these concerns began to surface once again; as of 1977 they began to materialize in the new plans of the Peruvian Government.

This policy instrument determines clear and definite aims and attitudes, reflecting Peru's interest in participating actively in, and reaping benefits from, nuclear science and technology (2).

The Ministry of Energy and Mines, since its creation, has been the entity of the Peruvian Government that has concerned itself with the energy sector; and under its auspices fall the Peruvian Institute of Nuclear Energy and ELECTROPERU.

The by-laws of the Peruvian Institute of Nuclear Energy (IPEN) were approved by Law-Decree on July 5, 1977, thereby constituting a decentralized public organization in charge of promoting, advising, coordinating, controlling, representing and organizing nuclear energy development activities and their application in the country, in keeping with the policy for the energy and mining sector.

Among its general functions figure the following:

- To promote and carry out research geared to the incorporation of, and transfer of technology in, nuclear energy applications in the different fields of national interest.
- To promote, carry out and monitor activities related to the use of nuclear energy in the different areas of application, coordinating with the different sectors, as necessary.
- To plan, construct and purchase experimental

research and power reactors, as well as the facilities, equipment and materials needed to spur the development of nuclear energy.

In order to fulfill these objectives, one of the first actions was to train professionals in the different areas of nuclear science and technology, so that by the end of 1982 a group of Peruvian professionals was formed to be in charge of carrying out a prefeasibility study and the corresponding technical and economic analyses that would make it possible to discern alternatives, including the possibility of integrating nuclear power plants under conditions suitable for the electric power supply system.

This prefeasibility study included: analyses of current energy and electric power markets and their projection to the future (up to the year 2015); selection of one or more convenient nuclear plant sizes; locating of probable sites; engineering aspects for the main commercial plants already tested and available on the world market; relevant economic aspects; human resources required and those currently existing in the country; and aspects related to possible national participation.

Another Energy Potential

Peru has an important energy potential, which nonetheless has been insufficiently evaluated and developed, as can be seen in the figures in the following tables:

TABLE 1
NATIONAL ENERGY POTENTIAL
COMERICAL SOURCES

SOURCE	POTENTIAL
Oil	835 x 10 ⁶ barrels (a)
Natural Gas	641 x 10 ⁹ cubic feet
Coal	28 x 10 ⁶ tons (b)
Hydroenergy	58,000 MW

SOURCE: Ministry of Energy and Mines

- a) Proven reserves as of December 31, 1981
Probable reserves are estimated as 4 x 10⁹ barrels.
- b) Including proven reserves (27 x 10⁶ metric tons), probable reserves (123 x 10⁶ metric tons) and possible reserves (850 x 10⁶ metric tons).

TABLE 2:
RATIO BETWEEN PRODUCTION AND
POTENTIAL OF COMMERCIAL
ENERGY SOURCES

SOURCE	POTENTIAL (a)		1981 Production	
	10 ⁶ TOE	%	10 ⁶ TOE	%
Oil	115.2	5.1	9.9	83.9
Natural Gas	15.0	0.7	1.0	8.5
Coal	18.9	0.8	0.0	
Hydroenergy	2096.3	93.4	0.9	7.6
	2245.4	100.0	11.8	100.0

SOURCE: Ministry of Energy and Mines

- a) Considering the potentials from Table 1.

Thus, it can be seen that of a total potential of 2245.4 million TOE, only 11.4 million TOE are being used, i.e., approximately 0.5%, despite the fact that throughout almost all of the national territory there are electricity supply problems, not only in small settlements but even in departmental capitals.

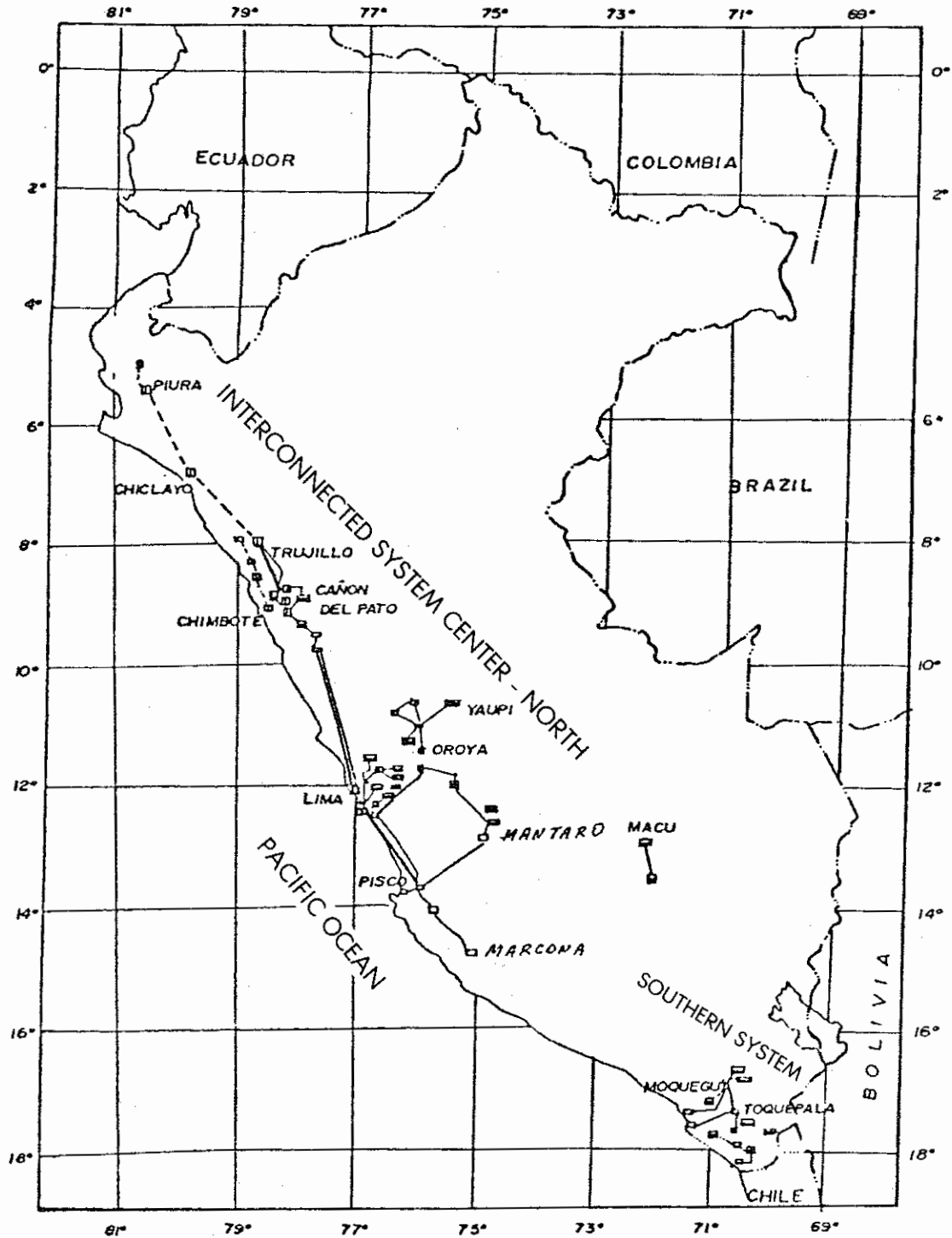
The analyses done with respect to oil production and reserves show that if larger amounts of oil are not found, the country will run the risk of going, in the short term, from a small exporter to an importer.





Our aims should thus be to tap hydroelectricity as much as possible, in order to reduce oil consumption, and to complement it with other energy resources such as nuclear power and geothermal, for example, in the shortest technically and economically compatible time period.

2. MARKET STUDIES

In Peru the energy and mining sector, through ELECTROPERU, has planned the expansion of the electric power systems through the gradual integration of electricity generation, transmission, transformation and distribution equipment, for the purpose of forming interconnected systems that will permit the transfer of electricity in any direction, while reducing costs and guaranteeing supply and system stability. In this regard, three interconnected systems have been foreseen: Center-North, South-West and South-East, the first being the largest and involving the region having the largest electric power demand since it embraces the major industrial and mining centers.

This situation indicates that the location of the nuclear power plant should fall within the area of influence of the Center-North interconnected system, as shown in Figure 1.



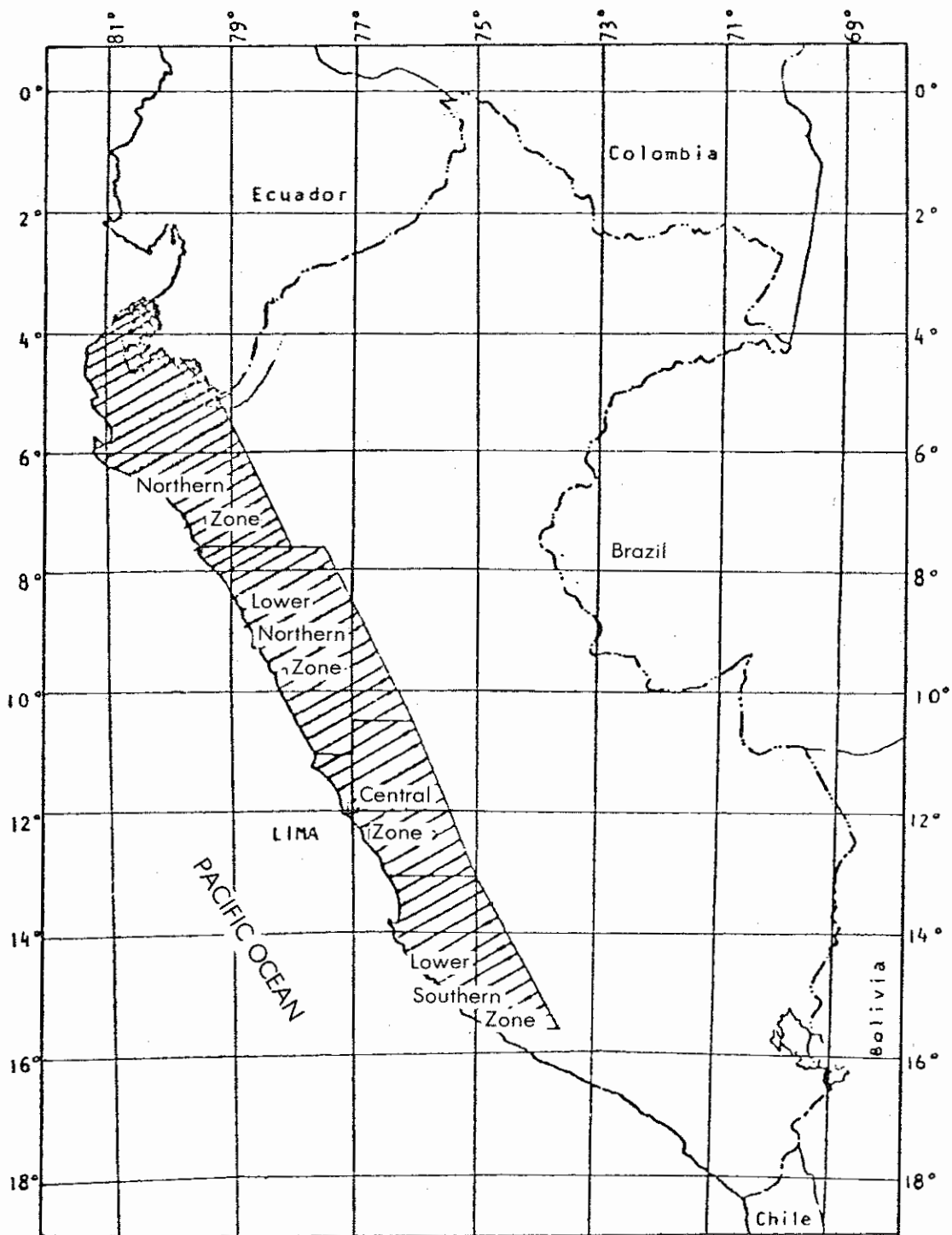
HYDROPOWER STATION 
 SUBSTATION 
 EXISTING TRANSMISSION LINE 
 PROJECTED TRANSMISSION LINE 


IPEN
 NUCLEAR POWER PROJECT

Sites
 MAP SHOWING PERU'S
 INTERCONNECTED SYSTEMS

SOURCE: ELECTROPERU

FIGURE 1



 Area of Interest

IPEN
NUCLEAR POWER PROJECT

Sites
 Map Showing area of interest

FIGURE 2

The area of interest shown in Figure 2 includes the coastal belt, an arid desert area with small agricultural zones along small rivers that run transversally, as well as the western part of the Andes Mountains, which runs parallelly to the coast with rough topography and a dry, cold climate, despite the fact that it is situated in the middle of a tropical zone.

The growth rate of the population concentrated in settlements, and of the population scattered outside those centers, can be seen in percentages for the

1972-1980 period in Table 3:

The figures in this chart can be explained by the migrations of large numbers of people to the more developed cities, due to the greater concentration of industries and other productive activities found therein and, consequently, the better opportunities for personal advancement.

Electric power consumption at the national level rose to 8,526 kWh in 1980, having grown at an average rate of 5.6% during the 1969-1980 period. (See Tables 4, 5, 6 and 7).

**TABLE 3
POPULATION GROWTH RATES**

REGION	COAST	SIERRA
North		
Concentrated	4.8	3.2
Disperse	1.4	-0.4
Center		
Concentrated	4.25	4.5
Disperse	-5.39	1.6
Country as a whole		
Concentrated	4.4	4.65
Disperse	-0.24	0.35

**TABLE 4:
ELECTRICITY PRODUCTION
AND CONSUMPTION**
(millions of kWh)

YEAR	SECTORS					SCNS	TOTAL CONSUMP.	LOS	PRODUCTION
	RSCM	AGLV	FSH	MIN	IND				
1969	1306	312	145	1681	1381	16	4781	447	5288
1970	1440	324	130	1683	1419	17	5013	516	5529
1971	1417	330	165	1612	1772	19	5315	634	5949
1972	1655	338	76*	1731	1866	21	5687	602	6289
1973	1775	347	70*	1841	1995	23	6051	604	6655
1974	1973	366	86*	1910	2133	24	6493	783	7276
1975	2206	357	86*	1903	2376	27	6955	531	7486
1976	2290	349	85*	1958	2320	29	7031	880	7911
1977	2605	360	198*	2209	2267	35	7675	952	8627
1978	2546	360	198*	2337	2291	35	7767	998	8765
1979	2755	384	221*	2522	2464	35	8381	1092	9473
1980	2797	392	222*	2459	2609	47	8526	1096	9622
Grow %	7.8	1.7	4.4	4.2	5.5	9.5	5.6	8.3	5.9

* Data not considered for statistical fits

SOURCE: National Energy Balance, Ministry of Energy and Mines



**TABLE 5:
PERCENTAGE-WISE STRUCTURE OF
ELECTRICITY CONSUMPTION
BY ECONOMIC SECTORS**

(%)

YEAR	SECTORS					SCNS	TOTAL CONSUMP.	LOS	PRODUCTION
	RSCM	AGLV	FSH	MIN	IND				
1969	24.7	5.9	2.7	31.8	26.1	0.3	91.5	8.5	100.0
1970	26.0	5.9	2.4	30.4	25.7	0.3	90.7	9.3	100.0
1971	23.8	5.5	2.8	27.1	29.8	0.3	89.3	10.7	100.0
1972	26.3	5.4	1.2	27.5	29.7	0.3	90.4	9.6	100.0
1973	26.7	5.2	1.1	27.7	30.0	0.3	90.9	9.1	100.0
1974	27.1	5.0	1.2	26.3	29.3	0.3	89.2	10.8	100.0
1975	29.5	4.8	1.1	25.4	31.7	0.4	92.9	7.1	100.0
1976	28.9	4.4	1.1	24.8	29.3	0.4	88.9	11.1	100.0
1977	30.2	4.2	2.3	25.6	26.3	0.4	89.0	11.0	100.0
1978	29.0	4.1	2.3	26.7	26.1	0.4	88.6	11.4	100.0
1979	29.1	4.1	2.3	26.6	26.0	0.4	88.5	11.5	100.0
1980	29.1	4.1	2.3	25.6	27.1	0.5	88.6	11.4	100.0

SOURCE: National Energy Balance, Ministry of Energy and Mines

RSCM: Residential and commercial
AGLV: Agricultural/livestock
FSH: Fishing and related industry
MIN: Mining and metallurgical

IND: Industrial
SCNS: Self-consumption
LOS: Losses

**TABLE 6:
EVOLUTION OF ELECTRICITY PRODUCTION
BY TYPE OF GENERATION**

YEAR	HYDRAULIC		THERMAL		TOTAL
	GWh	%	GWh	%	GWh
1969	3701.0	70.0	1507.0	30.0	5288.0
1970	3820.6	69.1	1708.2	30.9	5528.8
1971	4282.9	72.0	1666.0	28.0	5948.9
1972	4536.3	72.1	1753.0	27.9	6289.3
1973	4769.1	71.7	1886.2	28.3	6655.3
1974	5220.4	71.7	2054.8	28.3	7275.2
1975	5470.0	73.0	2016.2	27.0	7486.2
1976	5797.7	73.3	2113.4	26.7	7911.1
1977	6027.0	69.9	2600.0	30.1	8627.0
1978	6198.0	70.7	2567.0	29.3	8765.0
1979	6695.0	70.7	2778.0	29.3	9473.0
1980	7228.8	75.1	2393.5	24.9	9622.3
1981	8684.6	82.8	1804.1	17.2	10488.7
Average annual growth %	6.6		5.2		5.9

SOURCE: Ministry of Energy and Mines



TABLE 7
EVOLUTION OF ELECTRICITY PRODUCTION
BY TYPE OF SERVICE

YEAR	PUBLIC UTILITIES		SELF-PRODUCERS		TOTAL GWh
	GWh	%	GWh	%	
1970	2929.7	53.0	2599.5	47.0	5528.8
1971	3296.8	55.4	2652.1	44.6	5948.9
1972	3525.2	56.0	2764.1	44.0	6289.3
1973	3892.2	58.5	2763.1	41.5	6655.3
1974	4315.5	59.3	2959.6	40.7	7275.2
1975	4665.7	62.3	2820.5	37.7	7486.2
1976	5031.9	63.6	2879.2	36.4	7911.1
1977	5349.6	62.0	3277.4	38.0	8627.0
1978	5489.8	62.6	3275.0	37.4	8764.8
1979	6184.3	65.3	3288.8	34.7	9473.1
1980	6612.5	68.7	3009.8	31.3	9622.3
1981	7698.7	73.4	2790.0	26.6	10488.7
Average annual growth %	8.3		3.1		5.9

SOURCE: Ministry of Energy and Mines

The projection of energy demand for the Center-North area shows the evolution illustrated in Figures 1 and 2.

In order to partially satisfy these demands, the hydroelectric and thermoelectric projects indicated in the following figures have been considered (3).

Nonetheless, note should be made of the fact that given both the technical and economic difficulties entailed by the development of some of these projects, it becomes necessary to consider other alternatives, including nuclear power.

3. THE SIZE OF THE NUCLEAR PLANT

Considering 12 years as the average time needed for the implementation of a nuclear power plant in our developing countries, up until the moment that it is commercially operational, and taking into account the following evolution of electricity demand for the

Center-North Interconnected System:

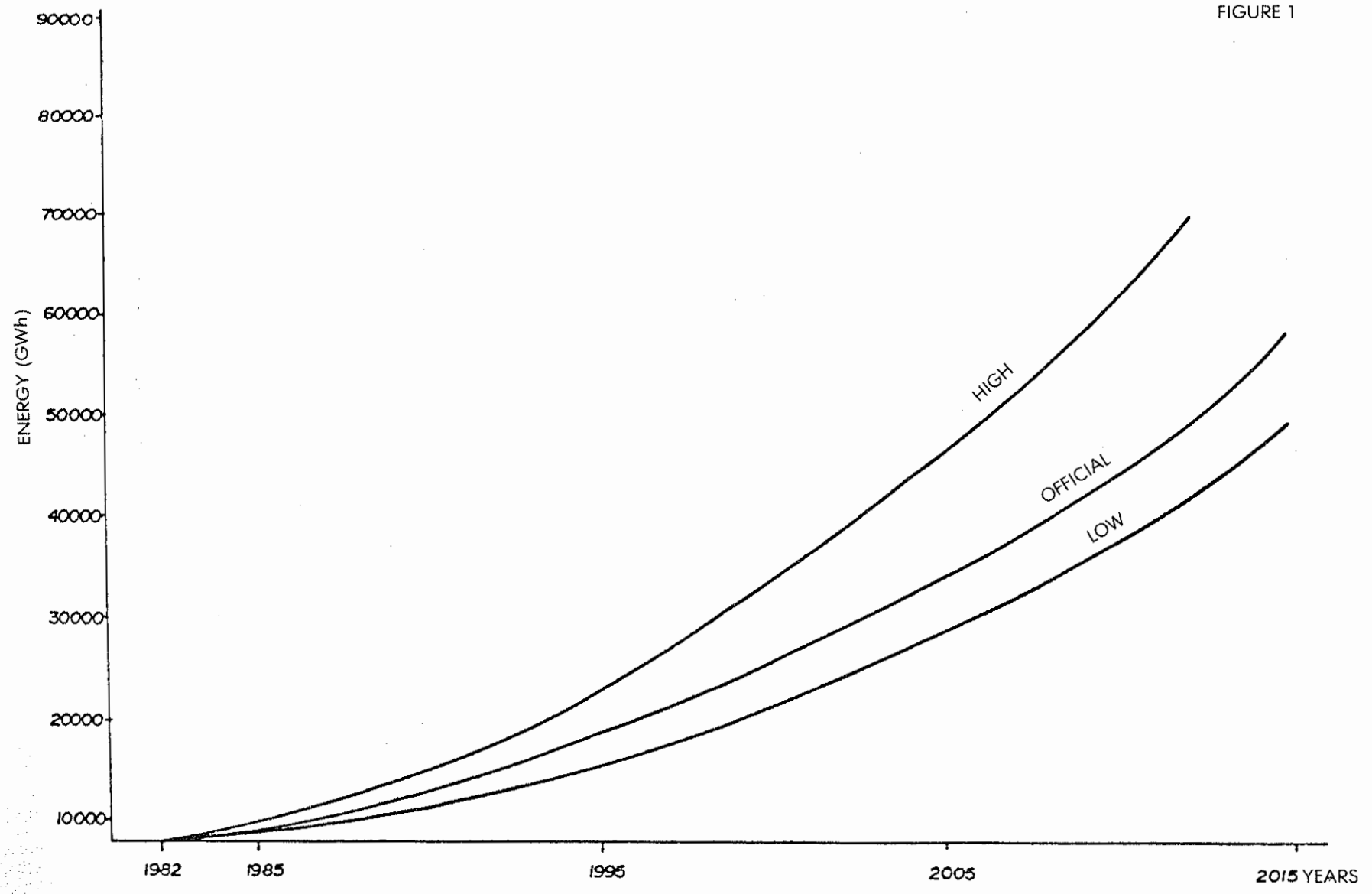
YEAR	DEMAND in MWe
1983	1190.3
1987	1810.8
1991	2512.5
1995	3127.1
2000	4150.8
2005	5595.7
2006	5985.5
2010	7915.7
2015	10776.6

And accepting, too, that the security of the service warrants that the largest unit of the system not exceed 10% of the demand of the interconnected system, it can be seen that as of the year 1995 this system could admit 300-MWe plants; as of the year 2000, 400-MWe plants; and as of the year 2007, plants with a capacity on the order of 600 MWe, these being the sizes whose consideration is being given preference in the study, and sizes that fall within the range of SMCR's, with a ceiling of 600 MWe.



ENERGY (GWh)

FIGURE 1



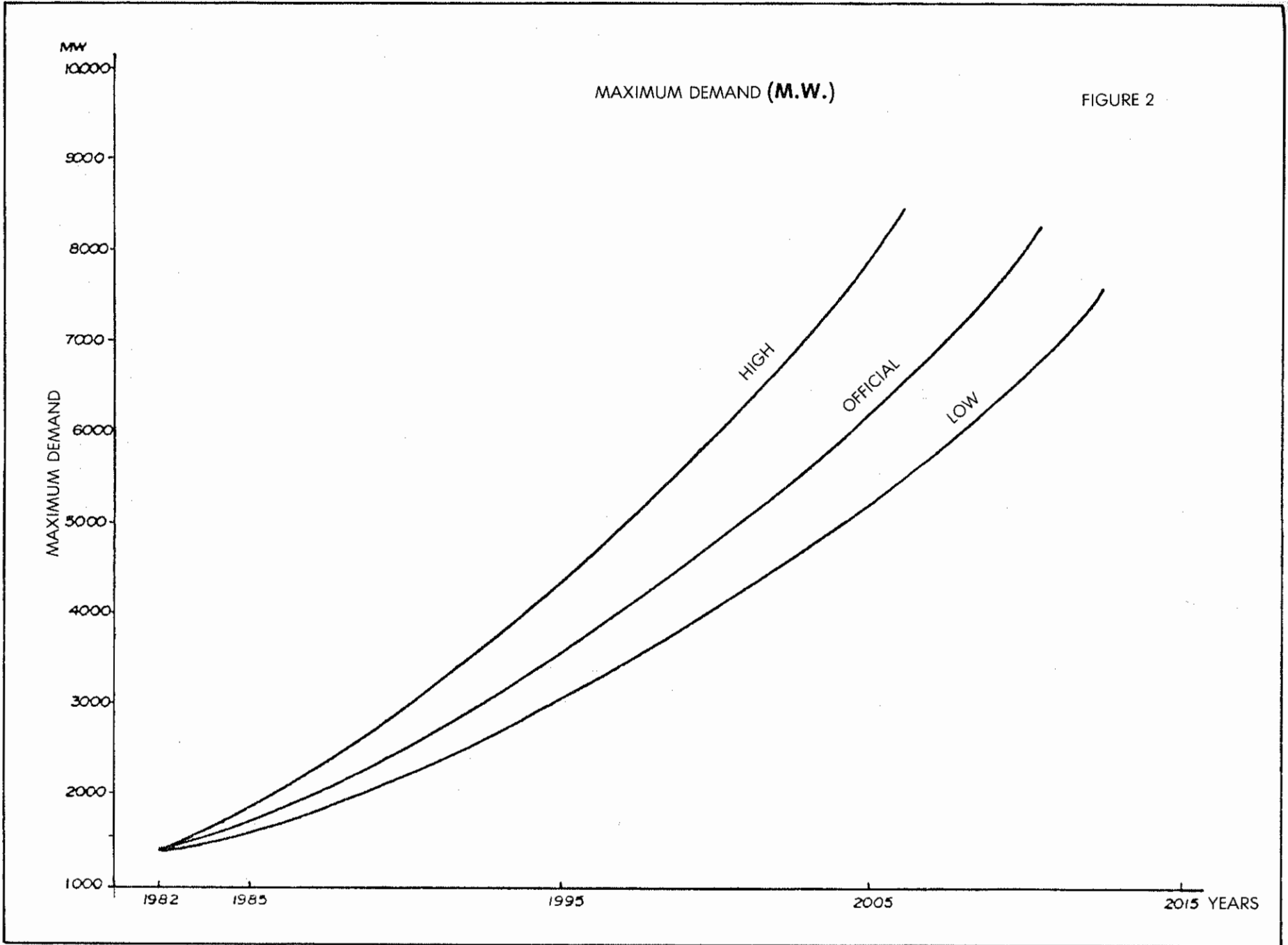
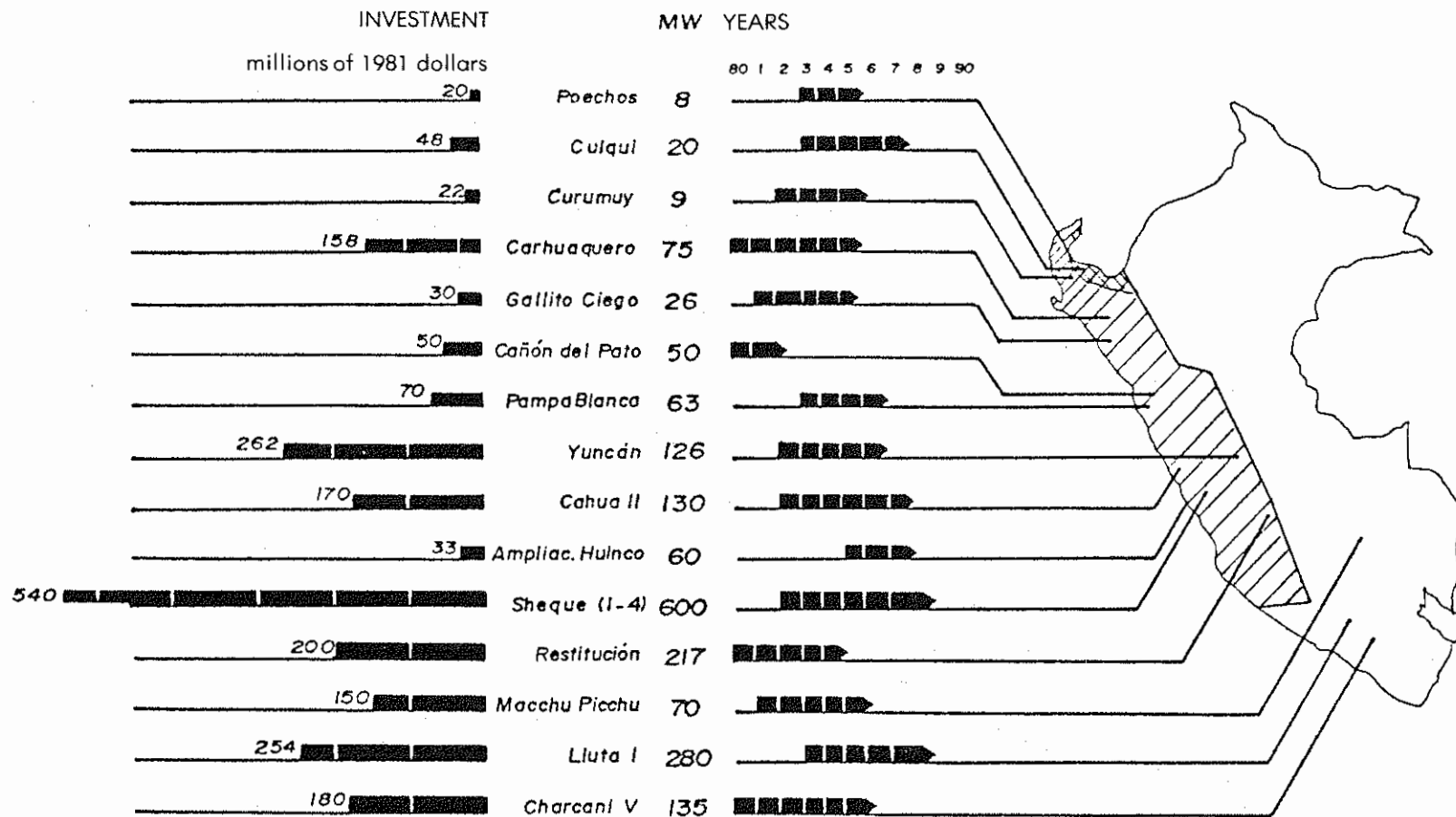


FIGURE 2

MAJOR HYDROELECTRIC PROJECTS 1980-1990

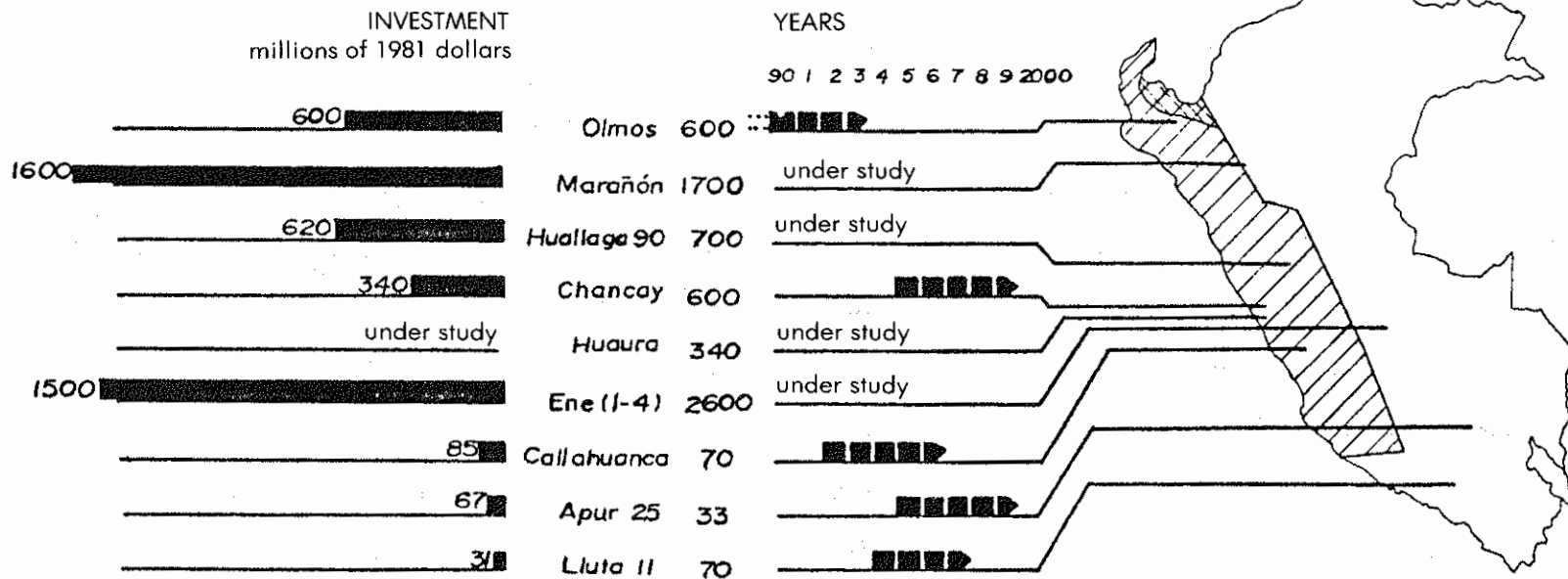
FIGURE 3



MAJOR HYDROELECTRIC PROJECTS 1990-2000*

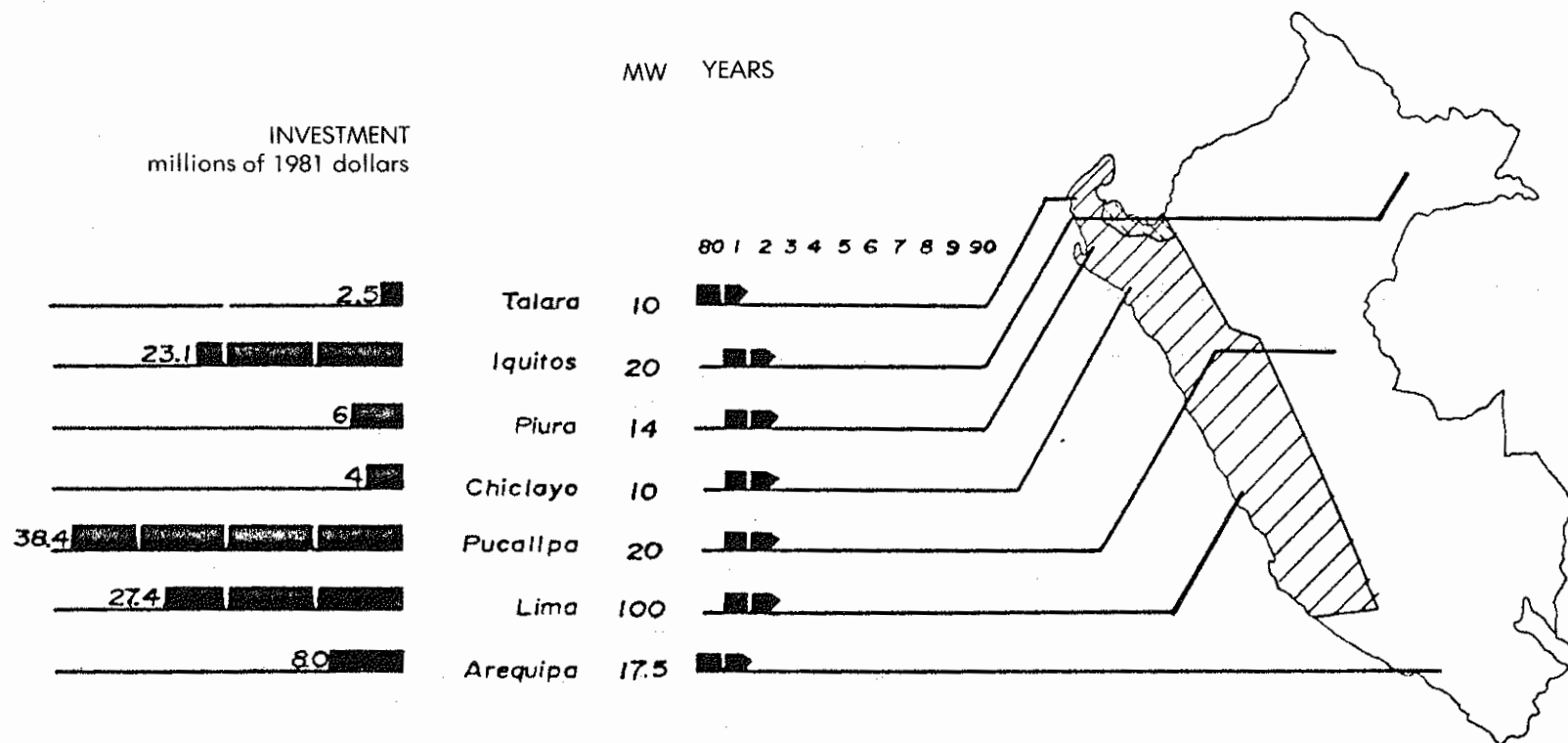
FIGURE 4

* Under review
MW



THERMOELECTRIC PROJECTS 1980-1990

FIGURE 5



4. SOME ENGINEERING ASPECTS

The technical features of the nuclear power plants that are most used commercially at the world level are fairly well-known, so the text below will refer to other, equally important aspects.

First of all, there are **hydro resources** available to generate electricity; in Peru this potential amounts to 58,000 MW. Unfortunately, most of these resources are found quite far away from consumption centers, so that in the event they were to be tapped, there would be a significant increase in cost due to the heavy investments that would have to be made in the development of infrastructure (roads and means of communication in general, as well as long transmission lines crossing the Andes Mountains).

Furthermore, it is not advisable to develop an electricity supply based exclusively on hydro resources which, as experience has shown, can lead to an exhausted supply.

In this case, it proves convenient to analyze the nuclear power option.

Secondly, **fossil fuels** are available; in the case of Peru, as mentioned previously, reserves have the following orders of magnitude:

Oil	800 x 10 ⁶ barrels
Natural gas	650 x 10 ⁶ cubic feet
Coal	28 x 10 ⁶ metric tons

With respect to oil, Peru's reserves are not very large and, while up to now it has been possible to meet national needs, in the medium term it might not be possible to continue this self-sufficiency.

The coal existing in Peru is difficult to exploit, and not always of good quality.

This is another argument that obliges us to study the nuclear power alternative.

Thirdly, there are **uranium resources**; the prospecting work done in recent years is reason for optimism about their existence in not one but several regions of the national territory, as discussed in the corresponding papers and reports.

Fourthly, there is **impact on the scientific and technological development of the country**, through the various activities that a country has to undertake before, during, and after implementation of the corresponding nuclear power projects in these fields of development of science and technology, in terms of not only human resource training but also development of research and industry in general.

5. CONCLUSIONS

a) For countries such as Peru, despite considerable

hydro resources not easily developed, it would be useful to analyze the nuclear power alternative.

b) Within the nuclear power alternative, the decision as to plant size would have to be made within the ranges including small - and medium-capacity reactors.

STUDY ON ELECTRIC POWER PLANNING IN CHILE'S CENTRAL INTERCONNECTED SYSTEM, INCLUDING NUCLEAR POWER ALTERNATIVES

R. Agurto

NATIONAL ENERGY COMMISSION
CHILE

SUMMARY

This report discusses the methodology and results of the study on electric power planning conducted by the National Energy Commission (CNE) at the end of 1983, with an eye to decision-making related to investments in new generating projects in the Chile's Central Interconnected System (SIC). Aside from the currently evaluated hydroelectric developments and conventional thermoelectric plants, the study included the alternative of a nuclear power station of the PWR type, with power ranges of 600 and 900 MW.

The SIC, with a longitudinal extension of some 2000 kms., covers the country's most populated zone, where most of Chile's economic and productive activities are carried on. The installed capacity of this electric power system amounts to 2500 MW and annual generation was on the order of 10,000 GWh in 1982, with a ratio of over 80% based on hydropower. Among the major generating projects built over the last two decades in the SIC, mention should be made of the hydroelectric stations of Rapel (350 MW, in 1968), El Toro (400 MW, in 1973), Antuco (300 MW, in 1981), and Colbun (490 MW, operative by 1985), and of the thermoelectric plant of Ventanas II (210 MW, in 1976).

Even though the technically and economically developable hydroelectric potential of the SIC is some 18,000 MW, with an average annual generation of some 206,000 GWh (of which only approximately 10% is currently being tapped), most electric power planning

studies done over the last ten years have included nuclear power alternatives. In that regard, note should be taken of the study conducted by the CNE in 1979 (1) with the collaboration of the Chilean Nuclear Energy Commission (CCHEN) and the electric light and power companies ENDESA and CHILECTRA. The categorical results of that study, in terms of the high costs (200 million current dollars), which the construction of a 600-MW nuclear power plant for the country represented as opposed to more economical alternatives, led the Government to decide to suspend the nuclear power project under study and to postpone till 1985 the decision as to its implementation. In that year the CNE will have to do a thorough economic analysis of the feasibility of a nuclear power plant within the SIC.

The immediate aim of the present study is to make decisions about the start-up of some hydropower projects which, owing to their technical and economic features, appear to be the most attractive for incorporation into the SIC supply until the year 1990. The purpose of including nuclear power alternatives has basically been the desire to have a perspective on the feasibility of developing this type of energy in the SIC in the not-so-immediate future, i.e., within the next 15 to 20 years. In line with this point of view, the study does not intend to be exhaustive in its treatment of nuclear power plants.

(1) "Economic Feasibility of a Nuclear Power Station in the Interconnected System," CNE August 1979.

1. INTRODUCTION

- * Periodically, the electric power planning of the Central Interconnected System (SIC) should be reviewed, in order:
 - i) To make decisions on short - and medium-term investments related to generation and transmission works.
 - ii) To set up a long - term frame of reference to orient the study of the generating resources that seem to be the most attractive.
- * The last study done by the CNE, at the end of 1981, concluded that it would not be convenient to undertake new generating works in the SIC during 1982.
- * The behavior of demand during 1982 determined that the decisions to be made with respect to the next plant should be put off for another year, till the end of 1983.
- * When the Colbun plant goes onstream in 1985, the SIC supply will be technically feasible up through 1990.

2. OBJECTIVES OF THE STUDY

- * To determine if it is necessary to undertake the construction of a new plant in the SIC during 1984, and to specify the plant to be built.
- * To set priorities for the studies on hydroelectric plants.
- * To review the prospects for a nuclear power plant in the SIC.

3. DESCRIPTION OF THE STUDY

- * The study was carried out in two stages:
 - i) Long - Term Planning
 - analysis of the SIC supply for a 15-year period, starting in 1989.
 - use of the global model for investment selection (MGI), which optimizes the work program and particularly defines the plants to be installed, their size, and the approximate lead time (1 to 3 years) for their start-up.
 - ii) Decision-making with respect to the Next Plant
 - On the basis of the results of the long-term study, in-depth analysis of the first ten years, starting in 1989, with emphasis on setting a start-up date for the next plant, and using the annual planning model (MPA) and the Laja optimization model.

4. EVALUATION CRITERION

- * For all of the studies indicated above, the evaluation criterion consisted of determining the work program that would minimize total costs (at current prices) while covering anticipated demand (Investment + Operation + error).

5. PLANTS INCLUDED IN THE STUDY

- * All of the hydroelectric projects in the SIC that had ended their prefeasibility and/or feasibility stages were considered.
- * Coal-based plants of 200, 300, 500 and 600 MW and gas turbines were considered.
- * Nuclear PWR-type plants of 600 and 900 MW were also taken into account.

The map included herein indicates the projects considered.

6. CONSIDERATIONS REGARDING THE NUCLEAR PLANT

- * The study considers the nuclear power project only from the standpoint of its merits as an alternative for electricity generation.
- * No other benefits such as technological development, prestige, etc., are imputed.
- * If under these conditions the nuclear project does not prove convenient, the cost of forcing its incorporation is calculated; this provides a reference value for the decision-makers, who compare it with the value assigned to the other aforementioned benefits.

7. DEMAND FORECASTS

7.1 Historical growth rate of consumption

- * Historical rate of growth for consumption: 6 to 7% annually.

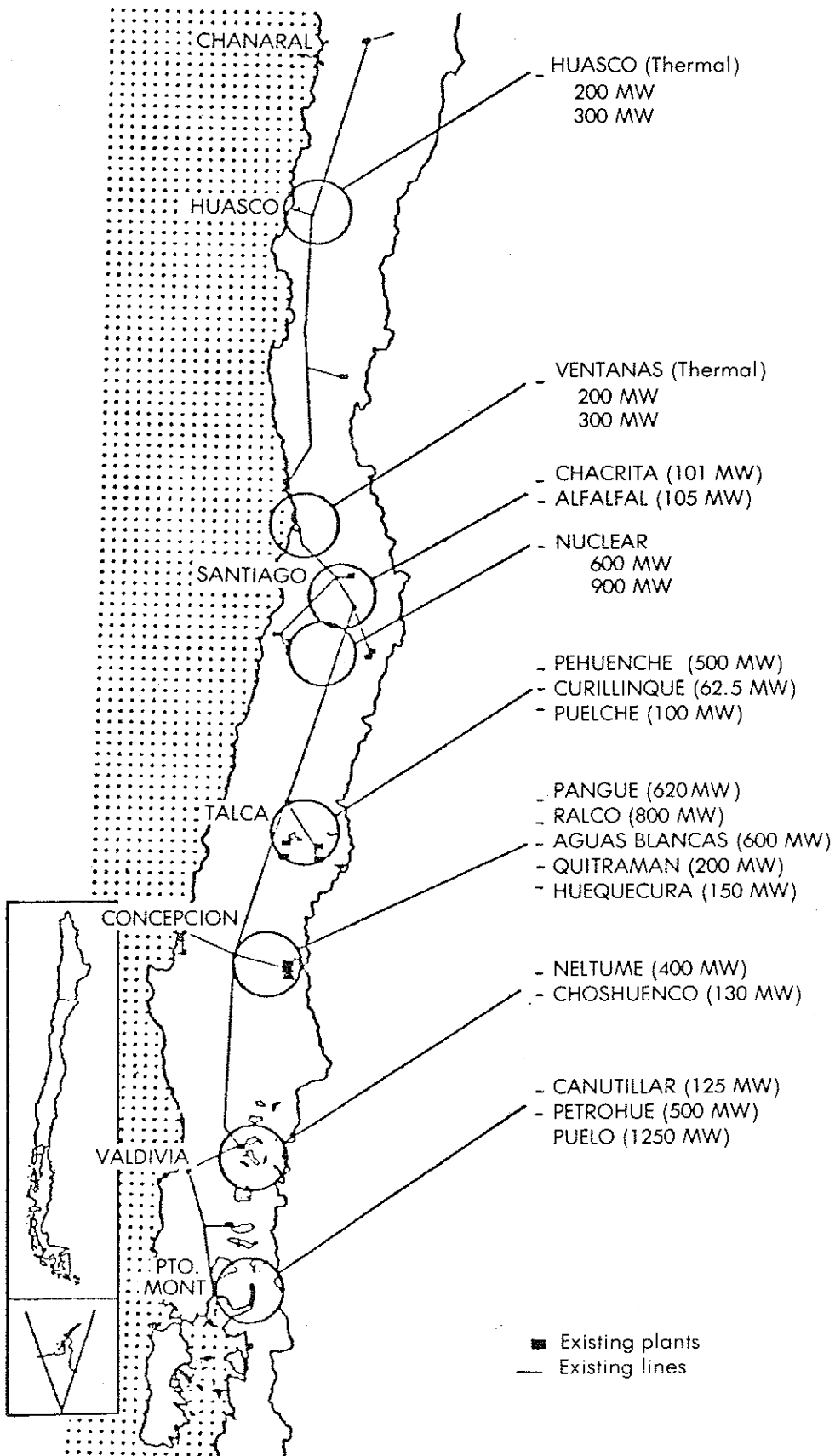
RATES: 1963-1972: 7.3% annually
1972-1976: 1.9% annually
1976-1980: 6.4% annually

7.2 Forecasting methodology

- * Generally speaking, electric power planning uses:
 - A sectoral method, with separate analysis of behavior of demand in the different sectors and incorporation of large energy-consuming projects.
 - An overall method that relates electric power demand or its growth rate to GGP (gross geographical product) or its growth rate, respectively.



GEOGRAPHIC LOCATION OF PROJECTS UNDER CONSIDERATION



* Given the current economic situation, it is difficult to apply the sectoral method and clearly identify the consuming projects that will be developed in the medium and long terms.

* The overall method was used, through a regression of the growth rate of gross consumption of public-service electricity in the SIC, with the growth rate of the GGP for the 1969-1982 period.

7.3 RESULTING FORECASTS

7.3.1 Average Forecast

* For 1984 a 7% rate of growth was adopted for demand, as a result of the application of the 6% rate that ODEPLAN had estimated for the GGP for that same year.

* For the periods 1984-1990 and 1990-2003, growth rates of 6% and 6.5% were adopted for demand, as a result of the application of GGP growth estimates of 4% and 5%, respectively.

7.3.2 Parameters

* The sensibility analyses done for 1985 on used:

— Low forecast: annual growth 1% below the average.

— High forecast: annual growth 1% over the average.

The following graph shows the resulting demand forecast.

**GROSS CONSUMPTION OF PUBLIC UTILITIES
INTERCONNECTED SYSTEM**

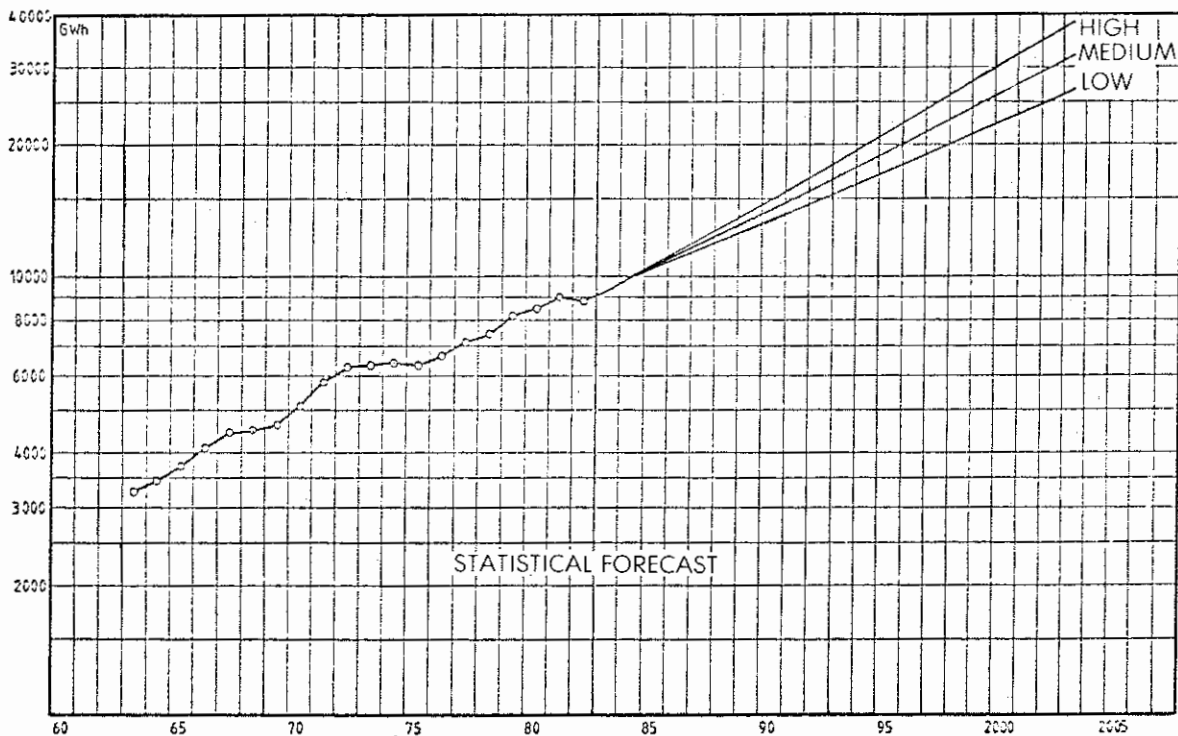


CHART 1
FORECAST OF THE GROSS CONSUMPTION
OF PUBLIC UTILITIES IN THE SIC

YEAR	LOW FORECAST (GWH)	AVERAGE FORECAST (GWH)	HIGH FORECAST (GWH)
1982	8.749	8.749	8.749
1983	9.274	9.274	9.274
1984	9.919	9.919	9.919
1985	10.415	10.514	10.613
1986	10.936	11.145	11.356
1987	11.482	11.814	12.151
1988	12.057	12.523	13.002
1989	12.659	13.274	13.912
1990	13.292	14.070	14.886
1991	14.023	14.985	16.002
1992	14.795	15.959	17.202
1993	15.608	16.996	18.493
1994	16.467	18.101	19.879
1995	17.373	19.278	21.370
1996	18.328	20.531	22.973
1997	19.336	21.685	24.696
1998	20.400	23.286	26.548
1999	21.522	24.800	28.540
2000	22.705	26.412	30.680
2001	23.954	28.129	32.981
2002	25.272	29.957	35.455
2003	26.662	31.904	38.114

8. COSTS

8.1 General bases for social evaluation

- Price levels: June 30, 1983
- Compensatory rate: 10%
- Date of price update: Abril 1989
- Exchange rate: 1.1 times market rate (77.69 pesos/US\$)

8.2 Investment costs

- * Hydroelectric plants and central transmission system: cost calculated by the CNE on the basis of budgets provided by the electric light and power companies (ENDESA and CHILECTRA) and a specialized consultant (ELECTROWATT).
- * Thermal and nuclear plants: costs calculated by ELECTROWATT-FICHTNER.
- * Costs of nuclear plants based on the situation existing on the Western market, and considering

the higher costs required to install the plant in Chile, mainly due to seismic conditions.

8.3 Operating costs

8.3.1 Fixed Costs:

- Hydroelectric plants and transmission lines: 0.5% of the investment cost per annum.
- Coal-based plants: 1% of the investment/year.
- Nuclear plants: 2.3% of the investment/year
- Gas turbines: 3.5% of the investment/year.

8.3.2 Variable Costs:

- Coal-based Thermal Plants:
 - * Using coal of national origin (6300 Kcal/ Kg) with a base-year (1989) price of US\$65/ton, delivered to the plant.
- Escalation: 1% annually as of 1990.

- * Sensibility analyses using low coal prices of US\$55/ton.

- * Plant yield:

Existing = 0.4 to 0.6 tons/MWh
New = 0.4 tons/MWh

- Nuclear Plants:

- * Calculating average fuel cost over the plant's lifetime, with an annual plant factor of 70%.

1995 cost: US\$11.6/MWh

No escalation considered

- Gas Turbines:

- * Using oil at international prices

Base-year (1989) prices: diesel = US\$340/ton
fuel oil = US\$250/ton

Escalation: 2% annually as of 1990.

- * Turbine yield: fuel oil = 0.4 ton/MWh
diesel = 0.3 ton/MWh

Chart 2 summarizes the costs of investment and operation in the plants considered in the study. For the sake of reference, the average cost of energy is included for each plant if hooked up to the nearest grid of the central transmission system.

Chart 3 gives the costs of investment and operation in the central transmission system.

CHART 2
SUMMARY OF COSTS OF INVESTMENT
AND PLANT OPERATION
(PRICE LEVELS ON JUNE 30, 1983)

	PLANT	POWER (MW)	AVERAGE ANNUAL ENERGY (1) (GWh)	INVESTMENT (3) (MUS\$)	OPERATION FIXED VARIABLE		AVERAGE COST OF ENERGY (2) (US\$/MWh)
					MUS\$ /	US\$/MWh	
HYDROELECTRIC	PEHUENCHE	500	2710	669	3,35	-	26,1
	PANGUE	620	2806	617	3,09	-	23,3
	RALCO	800	3504	841	4,21	-	25,4
	PETROHUE	500	2849	666	3,33	-	24,7
	NELTUME	400	2352	624	3,12	-	28,1
	CANUTILLAR	1257	916	197	0,99	-	22,8
	ALFALFAL	105	603	196	0,98	-	34,4
	CHACRITA	100	574	191	0,96	-	35,2
	CHOSHUENCO	130	905	245	1,23	-	28,7
	AGUAS BLANCAS	600	2808	723	3,62	-	27,3
	QUITRAMAN	400	1823	611	3,06	-	35,5
	CURILLINQUE	63	467	128	0,64	-	29,0
	PUELCHÉ	100	681	189	0,95	-	29,4
	HUEQUECURA	150	873	382	1,91	-	46,3
	PUELO	1250	7815	2356	11,78	-	31,9
THERMO-ELECTRIC	CARBON	300	2102	287	2,87	27,3	43,7
	CARBON	600	4204	578	5,78	27,3	43,8
	NUCLEAR	600	3679	1657	21,30	11,6	67,0
	NUCLEAR	900	5519	2168	27,50	11,6	59,9

- (1) Considering average hydrology in hydroelectric stations and plant factors of 80% in coal-based thermoelectric stations and 70% in nuclear power plants
- (2) Considering compensatory rates of 10% and lifetimes of 50 years for hydroelectric stations and 25 years for thermoelectric stations (coal and nuclear)
- (3) Including the transmission system only up to the central system's nearest grid.

CHART 3
COSTS OF INVESTMENT AND OPERATION
OF THE CENTRAL SYSTEM
(PRICE LEVELS ON JUNE 30, 1983)

SYSTEM SECTION	LENGTH (KM)	TENSION (kV)	INVESTMENT (MUS\$)	OPERATION (MUS\$ / YEAR)
LAMPA - P. AZUCAR	410	1 x 220	71,3	0,36
A. JAHUEL - LAMPA	50	2 x 500	82,8	0,41
COLBUN - LAMPA	295	1 x 500	100,4	0,50
S. BARBARA - COLBUN	250	1 x 500	77,1	0,39
LONCOCHE - S. BARBARA	230	1 x 500	77,6	0,39

9. LONG-RANGE STUDY RESULTS (MGI MODEL)

The study was done with average forecasts for demand and average coal prices. Appendix I describes the main features of the mathematical model that was used.

The most economical works program that the MGI

model provides consisted of the development of hydropower plants with a small proportion of peak units. (See Chart 4.)

- * No conventional thermoelectric or nuclear power plants appeared in the study's time period (1989-2003).

CHART 4 RESULTS OF THE LONG-RANGE STUDY

DEMAND FORECAST: AVERAGE
COAL PRICES: AVERAGE
VALUE IN FUNCTION OF OBJECTIVE: 3793 MUS\$

1. CENTRALES

1989-1991	1992-1994	1995-1998	1999-2003
PEHUENCHE 500 MW	CANUTILLAR 125 MW PANGUE 620 MW GAS TURBINE 10 MW	RALCO 800 MW PETROHUE 500 MW ALFALFAL 105 MW GAS TURBINE 82 MW	NELTUME 400 MW AGUAS BLANCAS 600 MW QUITRAMAN 200 MW CHOSHUENCO 130 MW CHACRITA 101 MW GAS TURBINE 480 MW
TOTAL 500 MW	TOTAL 755 MW	TOTAL 1487 MW	TOTAL 1911 MW

2. LINEAS SISTEMA TRONCAL

1 CIRCUITO 220 KV SANTIAGO - SERENA **	1 CIRCUITO 500 KV LOS ANGELES - COLBUN SANTIAGO	1 CIRCUITO 220 KV SANTIAGO - SERENA **	1 CIRCUITO 220 KV SANTIAGO SERENA **
2 CIRCUITOS 500 KV SANTIAGO - LAMPA		1 CIRCUITO 500 KV LONCOCHE - LOS ANGELES - COLBUN	1 CIRCUITO 500 KV LONCOCHE - LOS ANGELES- COLBUN SANTIAGO

10. COSTS OF FORCING THE ENTRY OF A NUCLEAR POWER PLANT

- * It was determined that to force the implementation of a 600-MW nuclear plant in the period 1995-1998 would have a higher total cost (when costs are updated to 1989) of US\$ 710 million (equivalent to US\$ 440 million at January 1984 values).
- * This result was obtained from the difference between the cost of the best program that would force the entry of a nuclear plant in period 3, and the cost of the free-choice optimal program.
- * It is worthwhile to note that the large magnitude of the higher cost of the program to include a nuclear plant is due in large part to the size considered for the plant (600 MW).
- * To the extent that small and medium-sized nuclear plants can be developed and used commercially, it could become attractive to incorporate one of these into Chile's electric power system, inasmuch as the higher cost of its incorporation is of reasonable magnitude, and the respective costs have been shown previously.

11. DETERMINATION OF THE NEXT PLANT AND THE OPTIMAL TIME FOR ITS IMPLEMENTATION

- * On the basis of the optimal sizes determined in the previous stage, and in line with the priorities defined using the MGI and MPA models, numerous work programs whose operating costs were optimized with the Laja model could be determined.
- * The features of the MPA and Laja models are indicated in Appendix 2.
- * Considering the following plants and priorities:

PRIORITY	PLANT	SIZE	EARLIEST POSSIBLE START-UP DATE
1	PEHUENCHE	500 MW	1990
	CANUTILLAR	125 MW	1991
2	PANGUE	620 MW	1991-1992
3	RALCO	800 MW	1992
4	CHACRITA	101 MW	1989
	ALFALFAL	105 MW	1989
5	PETROHUE	500 MW	1992

- * With average figures for demand and coal prices, the optimal program would be as follows:

YEAR	PLANT
1990	PEHUENCHE
1991	CANUTILLAR
1992	
1993	PANGUE
1994	
1995	RALCO
1996	
1997	CHACRITA Y ALFALFAL
1998	PETROHUE
TOTAL COST UPDATED TO 1/4/89:	
	3,288 MUS\$

12. CONSIDERATIONS IN DECISION-MAKING

- * Given the situation of the Pehuenche project:
 - magnitude of the investments
 - degree of progress made in the studies, as opposed to that of other projects considered
 - construction time (the decision having to be made immediately if start-up is required by 1990)
- The key planning decision is to determine if the construction of this plant should begin in 1984 or if it could be postponed.
- * Chart 5 shows the cost of the different decisions as a function of the different possibilities that could arise (as compared with the best decision that could have been made before such an occurrence).
- * From Chart 4 it can be seen that:
 - the decision to postpone the Pehuenche project would entail low risk, less than the risk involved in beginning its construction in 1984.
 - it is convenient to upgrade the information on the cost of smaller projects that could possibly be implemented prior to Pehuenche.

13. EFFECT OF POSTPONING THE IMPLEMENTATION OF PEHUENCHE FOR ONE YEAR WITHOUT PREVIOUSLY INTRODUCING SMALLER HYDRO PROJECTS

- * Slight increase in electricity rates (1% in 1985 to 9% in 1989)
- * Less need for investment funds in the 1984-1988 period (US\$20-60 million per year)



CHART 5
COSTS OF MAKING THE DECISION
(millions of US\$)

EVENTS

DECISION	COMPENSATORY RATE: 10%					COMPENSATORY RATE: 15%
	AVERAGE DEMAND		LOW DEMAND		HIGH DEMAND	AVERAGE DEMAND
	LOW COAL	AVERAGE COAL	LOW COAL	AVERAGE COAL	AVERAGE COAL	AVERAGE COAL
TO BEGIN PEHUENCHE	0	0	14	1	0	32
TO POSTPONE PEHUENCHE (1)	5	8	0	0	26	0

(1) If Pehuenche is postponed, it proves more convenient to think in terms of smaller projects such as Chacrita, Canutillar and Alfalfal.

- * The medium-term compensatory rate could be higher than 10%.
- * High levels of demand are estimated to be very unlikely.
- * Low social prices for coal are estimated as probable.

- * Larger demand for heating coal for the SIC: 40 to 140 additional tons per year between 1986 and 1989.

14 CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

- * It is technically possible to satisfy the electricity demand of the SIC up to 1990, even without new facilities.
- * From the economic point of view, the risk involved in postponing Pehuenche for another year is less than the risk involved in not postponing it.
- * It is recommended that the decision to be made about the next SIC plant be put off for another year.
- * Given the possible convenience of incorporating smaller hydropower plants into the SIC, before or after the Pehuenche project, it becomes necessary to go from the prefeasibility stage to the project proposal stage for the Canutillar, Chacrita, and Alfalfal plants.

- * Considering the proximity of the probable date of Pangué's incorporation, it is recommended that the corresponding project proposal be formulated during 1984.

- * Finally, it is recommended that the feasibility studies on the Petrohue, Neltume, Choshuenco, Aguas Blancas and Quitraman plants be concluded in the medium term.

APPENDIX 1

FEATURES OF THE GLOBAL MODEL FOR SELECTION OF INVESTMENT (MGI)

- * Mixed linear programming.
- * 15-year period of study divided into subperiods of 3, 4 and 5 years; last-year operation maintained to infinity.
- * System represented through 5 grids: Pan de Azucar, Santiago, Colbun, Santa Barbara and Loncoche.



- * Demand represented through three parameters by subperiod and by grid: Power Capacity, Winter Energy and Summer Energy.
- * Demand satisfied for the three values under normal conditions (to evaluate operation) and under critical conditions (to provide security).
- * For the large plants of the future, variable installed power capacity (contribution and cost curves represented by the two straight sections above a minimum), the model determining optimum value.
- * Investment costs considering renewal **ad infinitum**.
- * Computation characteristics:
 - 712 continuous variables
 - 133 whole variables
 - 686 restrictions

APPENDIX 2

1. FEATURES OF THE ANNUAL PLANNING MODEL

- * Mixed linear programming.
- * 10-year period of study divided into 10 annual subperiods.
- * Refinement of MGI results and optimization of start-up dates for new facilities.
- * System represented by four grids: Santiago, Colbun, Santa Barbara and Loncoche.
- * Demand represented by two parameters per year and by grid: maximum power capacity and annual energy.
- * Optimization of Laja Lake effort.
- * Demand satisfied for the two parameters under normal conditions (to evaluate operation); and under critical conditions, cost of failures analyzed.
- * Computation characteristics:
 - 771 continuous variables
 - 74 whole variables
 - 635 restrictions

2. FEATURES OF THE LAJA LAKE OPTIMIZATION MODEL

- * Dynamic probability programming
- * 15-year period of study divided into quarters.
- * Optimization of system operation for a given investment plan, calculation of current operating costs corresponding to optimal operation.

- * Consideration of hydrological variability based on statistics for 36 years.
- * System represented by one grid.
- * Demand represented by two values per quarter: power capacity and energy.



ASPECTS OF THE IMPLANTATION OF SMALL - AND MEDIUM - CAPACITY NUCLEAR POWER PLANTS IN LATIN AMERICA

S. Brito (Brazil)
J. Cosentino (Argentina)
J. Eidenshutz (Mexico)
A. E. Gasparian (Brazil)
W. Lepcki (Brazil)
J. Spitalnik (Brazil)

LATIN AMERICAN SECTION ANS

1. INTRODUCTION

In 1965 the Inter-American Conference on Nuclear Power Generation in Latin America was held in Mayaguez, Puerto Rico, under the auspices of the Organization of American States (OAS). On that occasion technical and economic aspects of nuclear power generation were analyzed considering the particular conditions of Latin America, and debates were held on the prospects for its use and on the projects already under study in several countries of the region.

Back then, during Puerto Rico's operational testing of the experimental 17-MW Bonus reactor, of the superheated BWR type, the Conference cited the regions of Greater Buenos Aires, the Argentine coast, southeastern Brazil and the central/southern area of Mexico as areas of immediate interest for the installation of nuclear power stations. Pre-construction studies already existed on these plants, and planning and feasibility studies were in progress in Chile and Peru.

Years later, construction got underway on the plants of Atucha, Angra, and Laguna Verde, located in the three above-mentioned regions; and the oil crisis seemed to broaden the prospects for the use of nuclear energy in Latin America. An installed nuclear capacity of 75,000 MW was anticipated in Brazil for the year 2000; and of 20,000 MW in Mexico for the same year.

This outlook is not so clear today, and the deadlines set for the nuclear programs under study or execution have had to be extended. This situation can mainly be attributed to the following factors:

- a) the repercussions of the international economic crisis on national economies, slowing down the economic growth rate and reducing the availability of funds earmarked for investment.
- b) the intensification of studies to inventory hydrographic basins and reassess the hydropower potential.
- c) the increase in cost of nuclear power ventures at the world level and the crisis in confidence in nuclear technology.
- d) the international trend to opt for large-scale stations (900 to 1300 MW) and the slight development of small - and medium - capacity reactors (which are more suitable for the scale of electric power systems existing in most of the Latin American countries).

The present-day Latin American energy panorama is characterized by a growth index for electricity consumption lower than that registered in the past (and lower than that initially estimated for the future), and by a high priority for hydropower programs.

Despite the fact that many countries carry on activities in the nuclear sector, at the level of preliminary



studies, basic research and personnel training programs to implement nuclear power plants have only been started up in Argentina, Brazil, Cuba and Mexico.*

In Argentina, the 335-MW Atucha I plant has been operating since 1974; the 600-MW Embalse plant is about to go onstream; and the 692-MW Atucha II plant is under construction. Another three natural-uranium, heavy-water plants (like the first three), with a capacity on the order of 600 -700 MW, should enter into operation within the next 20 years. Simultaneously, an industrial program is being developed in the area of nuclear fuel manufacturing and heavy water production, alongside a program aimed at higher levels of training in the country in the areas of project planning, engineering, and manufacture of components for nuclear power plants.

In Brazil, the Angra I plant (PWR, 626 MW) is now in the stage of final testing prior to start-up; and a program has been underway, in collaboration with Germany, since 1975. In full swing, this program foresees construction of eight PWR plants, of 1245 MW, and complete transfer of technology in the areas of engineering, project planning, plant construction, and component and fuel-cycle manufacturing. Of the anticipated plants, two are under construction (Angra 2 and 3) and two are expected to begin in 1985-86 (Iguape 1 and 2); according to current plans, the remaining four should be operating by the year 2000.

In Cuba the Cienfuegos plant, located in Huragua, is under construction. It is composed of two 440-MW PWR units (of the VVER type), and is expected to be operational by 1987. Another, identical plant has been programmed.

The nuclear plant of Laguna Verde in Mexico, with two 654-MW BWR units, should put a first unit onstream by 1986 and a second by 1988. The new national energy plan defined the goal as 500 nuclear MW by the turn of the century.

The following chart summarizes the situation of these four countries.

CHART 1
LATIN AMERICA: NUCLEAR POWER PLANTS UNDER DEVELOPMENT

	IN OPERATION OR UNDER CONSTRUCTION	MW ANTICIPATED	TOTAL MW (YEAR 2000)
ARGENTINA	1600	1800	3400
BRAZIL	3100	7500	10600
CUBA	900	900	1800
MEXICO	1300	3700	5000
TOTAL	6900	13900	20800

* The Bonus plant in Puerto Rico was deactivated almost immediately and new plans and projects came to a standstill.

A second group is comprised by countries which, while they grant priority to hydroelectric plants (or to other energy resources available in the country, such as coal or geothermal energy), expect to be making full use of their energy potential within the next 20 years and are therefore carrying out studies for the purpose of defining the convenience and timeliness of introducing nuclear power generation into their systems. In this group figure Chile, Peru, Venezuela and Uruguay.

The nuclear alternative has been analyzed periodically in Chile over the last 20 years. According to a recent study done by the National Energy Commission, within the most likely forecast of consumption evolution, the system will admit nearly 1700 MW of thermal complementation in the year 2000 and 5100 MW in the year 2005. The analysis of optimal programs for expansion has indicated that, at current prices, for the period 2000-2005, a 1200-MW nuclear power plant can be foreseen, complemented by coal-based thermoelectric plants. It is evident that if nuclear power costs evolve favorably in coming years, particularly the costs of medium-capacity plants (400-600 MW), which would be more suited to overall system dimensions, it would be possible to consider a broader nuclear program.

Peru has important hydroelectric resources; however, its rough terrains, unfavorable hydrology and the need to consider seismic effects makes the development and use of this potential call for extensive preliminary studies, giving rise to a slow pace of development and relatively high costs. Over a 20-year period, a more intensive use of thermal complementation could be developed, the alternatives being geothermal, coal and natural gas since the country has significant reserves of these resources, in addition to nuclear energy. Keeping in mind the dimensions of interconnected systems, in this case it would be necessary to think in terms of small - capacity reactors (200 - 400 MW).

The hydroelectric potential of Uruguay is relatively small in comparison with the size of the country and its future energy needs. Around the year 2000, an already significant part of electric power generation will depend on thermoelectric plants. Since the country does not have important amounts of fossil fuels, the nuclear alternative arouses great interest; and technically and economically speaking, the possibility of 200-to-400-MW units can be considered.

In Venezuela, the known hydroelectric potential is also insufficient from the standpoint of a planning period of 20 to 30 years; the alternatives that emerge as the most evident for complementation purposes are national coal (the reserves of which are not very significant either), heavy oils, and nuclear energy. Depending on strategy considerations and relative costs, a nuclear program of relative importance could emerge in the country close to the year 2000.



Observing this group of countries, it can be concluded that there is a potential market on the order of up to 3000 installed MW for the year 2000, but that nuclear energy could only corner this market in the event there were favorable technological evolution translating into more competitive costs and greater technical and commercial reliability, especially for small - and medium - capacity units.

In the other Latin American countries where a large hydroelectric potential is available at low costs--and many times associated with other natural resources such as coal or small electric power systems -- the introduction of nuclear power is not very likely in the foreseeable future.

Brazil and Mexico have expressed their preference for units of 1000 to 1300 MW as the basis for their programs; Argentina and Cuba have chosen medium-capacity plants of 400 to 700 MW.

The tendency to prefer large units is international, and can be justified by economies of scale much more considerable in nuclear power plants than in conventional ones. However, in recent years, a series of evidence has made it possible to question this argument to a certain extent: the lower the operational reliability of some large plants, the longer the construction times and the higher the indirect costs.

In this regard, it should be mentioned that any electric power system, for reasons of reliability, prefers to have smaller units and to use large units only because of the advantages of economy of scale; this means that, except for economic reasons, the market for small nuclear power plants would not be restricted to countries with small-capacity electrical grids, but rather would actually include all public service utilities.

The concept of a nuclear program with small-capacity plants in a sizeable electric power system is being studied in Mexico in the light of national policy considerations. Since Mexico has always been energy self-sufficient, the country is very concerned about maintaining this situation. This means that, to the degree that nuclear power is incorporated into Mexico's energy picture, a national nuclear industry must be undertaken in order to train the country in the areas of engineering and manufacturing of components and fuel cycles, thereby keeping the electrification program identified with the country's overall development.

With the reduction in the goals of the Mexican nuclear program for the year 2000, one alternative that could prove attractive would be the construction of a larger number of smaller units. From the economic standpoint, this alternative would perhaps be feasible as long as the concept of economy of scale were set against the concepts of standardized manufacture of small plants in factory or modular units, which would lead to a reduction in manufacturing costs and in the indirect costs associated with construction (due to the

reduction in installation times). In order for the concept to prove viable, it is indispensable for all the plants to be identical, and for the policies of the countries and public utilities that use standardized nuclear power plants to be similar to those applied in the case of gas turbines or diesel generating groups, normally sold as part of a package.

It can be affirmed that there is sufficient experience both in design and manufacturing so that nuclear power plants can be made in series. It is also evident that if the nuclear power plants made in a factory or in modular units can become competitive with normal nuclear power plants, or with other sources of electric power production, it will be thanks to large-scale production. Therefrom derives the need to consider, from the outset, the existence of multinational markets when studying the possibilities for this concept.

Thus, in the search for these aims, a broad and promising field opens up for the collaboration of the countries of Latin America among themselves and with countries from outside the region, including technologically more advanced countries.

2. INFRASTRUCTURE IN NUCLEAR TECHNOLOGY

Before any decision is made as to the construction of a nuclear power plant, no matter how small, the country must establish the legal and organizational bases that will allow it to regulate aspects related to nuclear safety both for operators in the facility as well as for the population at large. The resulting infrastructure should be of a purely national cut — although it could possibly be regional— since the responsibilities inherent in public health and safety cannot be delegated to outside institutions.

In this respect, the responsibilities that must necessarily be exercised by national authorities are related primarily to (1):

- nuclear legislation
- nuclear licensing and regulation
- quality guarantees and
- human resources.

Nuclear Legislation

A legal framework must be established previously in order to make it possible to organize the rights and obligations of the users of nuclear energy and to define the responsibilities of each institution. Only in this way will it be possible to have an accurate idea of the technical and economic implications of the projects in each sector involved. The most relevant aspects to be considered are as follows:

- the jurisdiction of an institution of national authority,



to regulate and control the use of nuclear energy under conditions of security;

- the establishment of a body of laws and legal principles that will make it possible to carry on nuclear activities without excessive risks for the workers and public at large; and
- the establishment of laws relative to civil responsibility for nuclear damage.

In this way the country will have drawn up a set of instruments to define the concepts of radiological protection, nuclear security, requirements for nuclear power plant operation, indemnization and insurance against nuclear damage, as well as the structure and conditions under which the authorities that regulate the application of these instruments will act.

Nuclear Licensing and Regulation

The nuclear authority will have to grant licenses for plant construction and operation. For this purpose, and on the basis of pre-established regulations, codes, standards and guides, it must assure itself that the plant will offer no excessive risks for public health and safety and that the licensed organization is technically and financially qualified to carry out the project.

One element of vital importance in the licensing of operations is the existence of skilled operators, in keeping with a training system approved by the nuclear authority. Not only should the operators be competent and reliable, but so should the examiners who evaluate them.

The regulations to be applied in the project should be available from the time of the stages of plant site selection and the preparation of specifications. They can obviously be inspired in foreign models, but should be adapted to local conditions and features. All of the set of rules and regulations, technical codes, guides for practical applications and standards permit the definition of a technical/legal framework to which bids must be geared, and within which the various physical and technical tests of the plant's and systems must be run before its operating license is approved. Hence, the regulating authority can assure that the project and operational procedures of the plant will be in line with the predetermined conditions for maximum security, accident prevention, and reduction of possible effects to acceptable levels. In this category fall radiological protection regulations, handling and transport of radioactive wastes, environmental control, physical safety, safeguards, etc.

The nuclear authority should thus be endowed with a team of technicians and engineers that can make up these regulations, analyze the features of the proposals and recommend the granting of the respective licenses. In addition, it should be in a

position to aspect the works and equipment in the various stages of construction and installation, in order to verify their conformity with project plans and specifications.

Quality Assurance (QA)

In order to assure that such a sophisticated technology as is nuclear is introduced in a safe, reliable way, there should be a system of guaranteed quality. Through this system, the participants in the project will be obliged to plan, execute, verify and document its work in a systematic and coherent way.

The activities embraced by the QA system are as follows:

- planning, management and documentation of the diverse stages of the project in order to assure that they are being correctly carried out;
- control and logging of the characteristics of the components, systems or installations in order to verify that they comply with the specifications and requirements of manufacturing and operation.

The first group of activities includes the formulation of the QA program, its coordination, approval of procedures, QA audits, etc. The second group of activities, also known as quality control (QC), includes inspection, destruction and non-destruction tests, and examination and supervision of the different parts of the project.

QA and QC activities already exist in the phases prior to the contracting of the plant, when the specifications are being prepared.

QA procedures and requirements can be found in national regulations referring to the security of nuclear facilities.

The organization directly responsible for the QC system is usually the owner of the plant, which can designate specific parts of its responsibilities to the plant manufacturer, to specialized firms or to sub-contractors. It should be underscored that QA programs cover all those that execute and those that verify. Conformity with pre-established requirements should be checked by inspectors who do not pertain to the group responsible for executing the work, in order to avoid conflict-of-interests situations. Many times, independent firms of inspectors are created for this purpose.

Human Resources

One of the most critical elements in making viable a program with a high technological content, as in the case of nuclear power, is the availability of human resources with sufficient training and competency. Large amounts of engineers, technicians and operators



cannot be imported to build a nuclear power plant. These resources must be prepared with the levels of knowledge and expertise required by the nuclear industry, well in advance.

The features proper to the nuclear industry demand degrees of training far superior to those found in other types of industry. This is tied to the need for high-quality products which will not suffer defects over prolonged periods since their substitution or repair is extremely difficult.

Local labor can have an important participation not only in the tasks of law-making, licensing, regulation and quality guarantees, described previously, but also in activities such as the following:

- analysis of plant sites;
- specification of the plant;
- analysis and negotiation of bids;
- preparation of the plant site;
- plant construction;
- installation of equipment and commissioning of plant;
- plant operation and maintenance;
- fuel management in the plant.

Personnel training in these areas will be fundamental in providing the human resources necessary for the nuclear program. Therefore, the importance of the country's educational base in the sectors most tied to nuclear technology should not be underestimated. University-level engineering institutes, technical and vocational schools, and nuclear research centers are organizations that the country should foment and support well in advance so that this labor force can be given the necessary training without which any nuclear power project would be subject to technical and economic non-viability.

3. TRANSFER OF TECHNOLOGY

In developing countries, the topic of nuclear energy is closely tied to transfer of technology. For this reason, in dealing with the question of the implementation of small- and medium- capacity plants in Latin America, it becomes necessary to consider certain points with respect to transfer of technology from the country supplying the plant to the country receiving it.

The ultimate long-range objective of this transfer is to place the receiving country on the same level of technological training as that of the supplying country, in the area of know-how under consideration. From

this it can be inferred that the transfer assumes the existence of technical teams which would have the possibility of constantly applying their new-found expertise.

The failure to exercise this knowledge will cause it to wane over time. In the 1950's when nuclear energy in Latin America was taking its first steps, there were several instances of trained individuals and even whole teams that lost the technology acquired because they did not have the opportunity to put their knowledge to use. This situation brought about a waste of material and human resources which could have been avoided through better planning in the nuclear sector.

Currently, the successful transfer of nuclear technology in countries such as Brazil and Argentina lies primarily in sound long-range planning and subsequent implementation. This planning combines transfer of technology with a nuclear program that offers a permanent field of application for the technology transferred.

Such planning in turn should be implemented in coherent fashion, calling for long-term efforts. Only in this way will it be possible to correctly dimension the technical teams whose mission it is to absorb and consolidate the technology.

Thus, in speaking of the implantation of small - and medium - capacity reactors, it is always useful to place them in the context of a long-range program, even though this has been outlined only generally, in order to conceive of the aims of transfer of technology within the broadest perspective possible.

In the case of a nuclear program with several plants, the large-scale participation of local industry should be planned well in advance in order to permit the negotiation of the different contracts for transfer of technology under advantageous but realistic conditions. It should be stressed that nuclear technology is very controlled internationally owing to reasons of nuclear proliferation and that, therefore, the country must prepare itself well in order to be successful in its contractual bargaining.

Such a program should ideally anticipate the construction of a series of plants. But even in the case of a single plant, much can be done with respect to transfer of technology. Thus let us take the hypothetical case of a nuclear program that considers the implementation of only one plant, without anticipating another in the foreseeable future (this would be the most realistic model for various potential markets for small - and medium-capacity plants). In this case, we can see that even this program would permit a certain degree of transfer of technology and would demand a minimal training of technical teams, since this type of undertaking requires many years for implementation (a lead time of nearly 10 years) and

operation (approximately 30 years). These time periods consequently offer a reasonable labor market for certain professional categories. Nonetheless, much care should be taken in organizing the teams, in order to avoid their idleness.

The following areas could be considered in transfer-of-technology programs:

— Quality Assurance

As indicated previously, it is imperative, for the success of the venture, to form technical teams capable of organizing systematic mechanisms to guarantee quality in all stages of the project, including operation. The case of Brazil can be cited, where national participation in the diverse industrial sectors was possible because of the implementation, in advance, of systems to guarantee quality. In the case that further plant construction is not scheduled, as in the hypothesis analyzed herein, the professional teams that are formed can easily be tapped by other branches of the industry, once the project has been concluded.

— Project Supervision

The construction of a nuclear power plant is a complex undertaking which requires the application of the best management techniques. Such management cannot be successful without significant local participation incorporating elements familiar with the working methods (commercial, administrative, legal and technical) particular to each country. In turn, local managers can learn about the methodologies that are proper to the nuclear area. Thus, transfer of technology in this field is of immediate application.

— Project Engineering

The transfer of technology in the field of project engineering is the most significant since it provides the training necessary for the future independent elaboration of projects.

In the case of a program that contemplates only one plant, the training of the project's technical team will call for large investments which are not justified if it is thought that, once the plant in question is concluded, this team will not be used again. For this reason, it is more reasonable to limit the transfer of technology to those engineering activities in which the country already has sufficient competency.

— Civil Structures/Electromechanical Installations

The civil structures of nuclear power plants should meet specific requirements. Thus, it is advisable for the construction to be entrusted to local companies associated with firms with experience in plants, through technical assistance contracts. The same model can be applied to electromechanical installations, although here the participation of the technology supplier should

be more intensive, and sometimes dominant (for example in the installation of the primary circuit).

— Component Manufacturing

The participation of industry on a larger or smaller scale is essentially conditioned by the economic profitability of investments in the equipment, technology and human resources required in manufacturing nuclear components. This ultimately depends on the existence of a market that would justify these investments. For the sake of illustration, the Brazilian experience showed that only the construction of a series of plants would assure for the diverse sectors the market necessary to make a worthwhile participation of local industry viable.

In this case, a program of transfer of technology found a trade-off in the area of component manufacturing.

— Operation and Maintenance

Since a plant should operate in a safe and reliable manner during a prolonged period (several decades), the transfer of technology for operation and maintenance is of prime importance. The TMI accident was dramatic evidence of the fact that even developed countries had not paid enough attention to this aspect.

At present, after 30 years of nuclear activity in Latin America, it is possible to have transfer of technology among the Latin American countries themselves, with the great advantages for the beneficiary countries that there is greater cultural and technological affinity with the suppliers.

4. LATIN AMERICAN NUCLEAR INDUSTRY

The term nuclear industry includes engineering and architectural activities, civil structures, electromechanical installations, manufacturing and supply of materials and equipment.

It is worthwhile to note that the nuclear industry in Latin America, which has been developing constantly over the last fifteen years, has reached a degree of maturity which permits the construction of nuclear power plants using the countries' own resources and making less and less use of imported goods and services from the industrial countries. This development came initially through the supply of goods and services mainly for the secondary cycle and later managed to broaden its capacity to provide supplies earmarked for the nuclear sector.

There are now three nuclear plants operating in Latin America, and seven more are under construction in Argentina, Brazil, Cuba, and Mexico. Of these ten, eight could be considered of medium capacity (of less than 700 MW). Each one of the aforementioned countries followed its own path, but all of them

coincided in their concern about transfer of technology and the development of national industry. At present these countries have a certain degree of nuclear technology, with different technological approaches: natural-uranium reactors and enriched-uranium reactors with boiling water and pressurized water.

In Argentina between the first and second nuclear power plants there was an important evolution in terms of transfer of technology. In the case of Atucha I, the country's first plant, provided through a turnkey contract, transfer of technology was relatively slight, both in terms of basic and detailed engineering. For the case of the Embalse plant, the National Atomic Energy Commission (CNEA) placed emphasis on these engineering activities, without neglecting the participation of Argentina's manufacturing industry. The most significant components built nationally for the Embalse plant were the moderator pumps, the outage cooling pumps, the portable platform for the reactor's control mechanisms, the air exhausts, the 38-ton crane for the powerhouse, 200-mm-diameter valves, armored doors for the maintenance room for irradiated fuel piles, conventional instruments, etc. The Argentine firms, execution of the civil structures and electro-mechanical installations of this plant also deserve special mention. It is estimated that national participation in Atucha 2 will be even more significant:

steam generators, pressurizers and coolers for the moderator are now being manufactured in Argentina, as well as a large part of the conventional equipment. The following chart indicates the percentage of national integration in different aspects of the Argentine nuclear power program.

To these supplies manufactured by local industry can be added others, also in the nuclear area, such as the recipient for the experimental nuclear reactor RA-6 of the Bariloche Atomic Center, and the recipient for the heavy ion accelerator 20UD for the Constituyentes Atomic Center.

Argentine firms have also participated in the Peruvian nuclear program with detailed engineering services, supplies, construction, installations, work supervision, start-up of the reactor RP-10 and of the primary and secondary cooling systems, as well as with the mounting of auxiliary systems. This constitutes an important example of Latin American cooperation.

In the Brazilian case, the first plant was already able to rely on a significant participation of national engineering capabilities, on the order of 50%. The civil structures and assembly were handled by Brazilian firms and approximately 10% of the plant's equipment was supplied by national industry. In the Angra 2 plant, the participation of Brazilian industry will be

**CHART 2
PERCENTAGE OF NATIONAL INTEGRATION
IN DIFFERENT ASPECTS OF THE
NUCLEAR POWER PROGRAM**

		DIRECT PLANT COSTS	OTHER OWNER EXP.	FIRST HEAVY WATER INITIAL CORE
ATUCHA 1	According to contract values (1)	36.78	41.96	37.72
EMBALSE		51.15	56.04	49.02
ATUCHA 2		54.70	58.88	63.03
IV CENTRAL PLAN NUCLEAR	CANDU hypothesis	77.34	79.60	82.15
	Rec. pressure hypothesis	73.28	75.48	77.96

(1) This methodology is considered most representative.

SOURCE: Embalse Nuclear Plant, by Jorge O. Cosentino and Bernardo Murmis, Report of the Latin American Section of the ANS, IX 1983.

much more significant still. The Brazilian-German agreements established that for the plants Angra 2 and 3 the minimal participation of Brazilian industry in equipment supplies would be 30%, a percentage which was to increase with subsequent stations. This limit, established contractually in 1976, is already being surpassed in Angra 2. It should be noted that despite the fact that in Angra 2 the participation of Brazilian industry should be restricted to non-nuclear equipment, at this moment NUCLEBRAS Heavy Equipment S.A. (NUCLEP) is manufacturing in Brazil the condensers and accumulator for Angra 2 and 3 and the pressurizer for Angra 3. For the plants Iguape 1 and 2 all of the heavy equipment is being manufactured, including the pressure recipient for the reactor and the steam generators.

Private Brazilian firms are also taking part in the supply of nuclear equipment for Angra 2, by providing pressure recipients, heat exchangers, pumps, pipes and accessories, ventilation and air-conditioning systems, and the container recipient, in addition to detailed engineering services. The participation in the Angra 2 project has highlighted the technical and managerial training of Brazilian firms acting in the areas of advanced technology such as calculation and planning of projects for nuclear components considering dynamic loads, seismic structural calculations, generation of floor response spectra for buildings, etc.

In November 1983 NUCLEP finished manufacturing the lower part of the pressure recipient of the reactor for the Atucha 2 nuclear power plant. Argentina is also providing Brazil with nuclear plant components, specifically, with zircaloy pipes for the fuel elements. These are practical instances of active regional cooperation between the nuclear industries of the two countries.

With respect to Mexico, there is currently no intention to manufacture components for its nuclear plants. Mexico has acted in the direction of optimizing the participation of national engineering firms in certain stages of plant construction. However, as Mexico's nuclear program takes off, its industry could begin to supply some equipment, thanks to the metal-mechanics industry developed during the country's period of accelerated crisis (1979-1981), among other things.

Latin America's nuclear industry, considered in its broadest sense (engineering, construction, manufacturing, etc.), is already quite developed and can make an important contribution at the regional level, although it will not be self-sufficient in the short run.

Therefore, in imagining the implantation of a nuclear plant with small- and medium-capacity reactors in Latin America, including plants of up to 700 MWe, it is useful to think in terms of the application of regional cooperation mechanisms. Nowadays, any Latin American country that intends to install a

nuclear power plant should first assess the condition of its national industry, in order to seek **a posteriori** complementation, preferably from among the industries existing in the region.



CORRESPONSALES TECNICOS DE LA REVISTA ENERGETICA
EN LOS PAISES MIEMBROS DE OLADE

TECHNICAL CORRESPONDENTS FOR THE REVISTA ENERGETICA
IN THE OLADE MEMBER COUNTRIES

Toda colaboración deberá ser dirigida a los coordinadores de OLADE
que a continuación se indican.

All inputs should be addressed to the OLADE
Coordinators, who are listed below.

LISTA DE COORDINADORES DE OLADE

LIST OF OLADE COORDINATORS

Barbados

Mr. E. LeRoy Roach
Permanent Secretary
MINISTRY OF FINANCE AND PLANNING
Government Headquarters
Bay Street
Teléfono: 4298955
Telex: 2222 XTERNAL WB
St. Michael, Barbados

Bolivia

Ingeniero
Juan Gonzalo Carrasco
Director General de Hidrocarburos
MINISTERIO DE ENERGIA E HIDROCARBUROS
Avenida Mariscal Santa Cruz 1322
Teléfono: 374050 - Ext. 22
Telex: 5366 MEM BX
Casilla: 4819
La Paz, Bolivia

Brasil

Consejero
Mauricio Magnavita
Asesor
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
Esplanada dos Ministerios - Bloco J.
Teléfono: 223-7903/223-6009
Telex: 611797 MME BR
Brasilia, Brasil

Colombia

Doctora
Olga Escobar Molano
Jefe de la Oficina de Planeación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
Carrera 7ª N° 756
Teléfono: 681763
Telex: 45898 MINERCO
Casilla: 80319
Bogotá, Colombia

Costa Rica

Doctor
Jorge Blanco Roldán
Director Sectorial de Energía
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y MINAS
Edif. Vista Palace - Calle 25, Avenidas 8-10
Teléfono: 334533
Telex: 2363 ENERGIA CR
Casilla: 4752
San José, Costa Rica

Cuba

Licenciado
Pedro Morales Carballo
Director de Organismos Económicos Internacionales
COMITE ESTATAL DE COLABORACION ECONOMICA-CECE
Primera N° 201, Esq. B. Vedado
Teléfonos: 36661/34273/301232
Telex: 522341 CECE HAB
La Habana, Cuba

Chile

Ingeniero
Bruno Philippi Yrarrazaval
Secretario Ejecutivo
COMISION NACIONAL DE ENERGIA
Teatinos 120, piso 9
Teléfono: 81757/89262
Telex: 240948 CNE
Casilla: 14 - Correos 21
Santiago, Chile

Ecuador

Licenciado
Gustavo Rodas
Director de la Unidad Asesora de Asuntos Internacionales
MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES Y ENERGETICOS
Santa Prisca N° 223
Teléfono: 570941
Telex: 2271 MINREC ED
Cable: MINRECURSOS
Quito, Ecuador

El Salvador

Ing. Francisco E. Granadino
Presidente
COMISION HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA - CEL
9ª Calle Poniente N° 950 entre 15ª y 17ª Ave. Norte
Teléfono: 71-0855
Telex: 20069 CEL SAL
San Salvador, El Salvador

Grenada

Mr. Terrence Moore
Director of Planning
MINISTRY OF PLANNING, TRADE AND INDUSTRY
Teléfono: 2262/2991
Telex: 3450 PLANNING GA
Casilla: 270
St. George's, Grenada W.I.

Guatemala

Licenciado
Augusto Estrada Salazar
Director General de Minería e Hidrocarburos
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
Diagonal 17, 29-78 Zona 11
Teléfono: 760679 al 82
Telex: 5516 PETGUA GU
Guatemala, Guatemala

Guyana

Mr. Anthony P. Crawford
Permanent Secretary
MINISTRY OF ENERGY AND MINES
41 Brickdam and Boyle Place
Teléfono: 02-65228
Telex: 2296 DEMWOOD GY
Casilla: 1074
Georgetown, Guyana

Haití

Señor
Michel Simon
Director General
SECRETARIA DE ESTADO DE MINAS Y ENERGIA
Teléfono: 62249
Telex: 2030246 INAREM
Puerto Príncipe, Haití

Honduras

Ingeniero
Fausto Cáceres Avila
Director General de Minas e Hidrocarburos
MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES
Boulevard Centroamericana
Teléfono: 324827/324829/326193
Telex: 1110 TRT PUBLX HT
Tegucigalpa D.C., Honduras

Jamaica

Mr. Osmond St. Clare Ridsen
Permanent Secretary
MINISTRY OF MINING AND NATURAL RESOURCES
2 St. Lucia Avenue
Teléfono: 926-9170
Telex: 2374 FOREIGN JA
Casilla: 495
Kingston 5, Jamaica

México

Licenciado
Roberto Dávila Gómez Palacio
Director General de Transacciones Internacionales
SECRETARIA DE ENERGIA, MINAS E INDUSTRIA
PARAESTATAL
Ave. Francisco Márquez 160 Colonia Condesa 5º piso
Teléfonos: 553-9024/553-9014
Telex: 177-5690 DUIAME ME
México D.F.

Nicaragua

Ingeniero
Fernando Cuevas
Viceministro
INSTITUTO NICARAGUENSE DE ENERGIA
Teléfonos: 74103/72680/74105
Telex: 2344 INE
Apartado: 55
Managua, Nicaragua

Panamá

Ingeniero
Nitzia de Villarreal
Director General de Hidrocarburos
MINISTERIO DE COMERCIO E INDUSTRIA
Calle Arturo del Valle. Edificio de la Lotería
Teléfonos: 273331/640173/640750
Telex: 2256 COMERIN PA
Casilla: 9658
Panamá, Panamá

Paraguay

Señor
Julio C. Gutiérrez
Presidente de
PETROLEOS DE PARAGUAY (Petropar)
Oliva 299 - 4º piso. Esquina Chile
Telex 5153 PY
Teléfonos: 95117/95118/95119
Asunción, Paraguay

Perú

Señor
Donald Tarnawiecki
Secretario Técnico
Consejo Nacional de Energía
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
Avenida Las Artes s/n, Urb. San Borja, Surquillo
Teléfonos: 410819/412825
Telex: 25731 PU MEM
Lima, Perú

República Dominicana

Ingeniero
José Ramón Acosta
Secretario Ejecutivo
COMISION NACIONAL DE POLITICA ENERGETICA

Edificio Compostela, Quinta Planta
Autopista Duarte Km. 6 (junto al Colegio Claret)
Teléfonos: 5655004/5655090
Telex: 4148 COENER DR
Casilla: 391-2
Santo Domingo, República Dominicana

Suriname

Mr. Harry S. Kensmil
Permanent Secretary
MINISTRY OF NATURAL RESOURCES AND ENERGY
Dr. de Mirandastraat 19
Teléfono: 77487
Telex: 118 ALBUZA SN/323 NHESUR SN
Paramaribo, Suriname

Trinidad & Tobago

Mr. Trevor M. Boopsingh
Acting Permanent Secretary
MINISTRY OF ENERGY AND NATURAL RESOURCES
4th Floor, Salvatori Building
Independence Square
Teléfonos: (62) 38841 (62) 38846
Telex: 3321 TRINEX WG
Casilla: 96
Port of Spain, Trinidad and Tobago

Uruguay

Ingeniero
Enrique Levrero Puig
Director Nacional de Energía
MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA
Rincón N° 723 - 3er. piso
Teléfono: 913945
Telex: 22072 MINIE
Montevideo, Uruguay

Venezuela

Licenciado
Alberto Valero
Director Oficina Asuntos Internacionales
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
Torre Oeste, Parque Central, piso 17
Teléfonos: 5076310/5076311/5076307
Telex: 22594 MEM VC/21692 MEM VC
Caracas, Venezuela