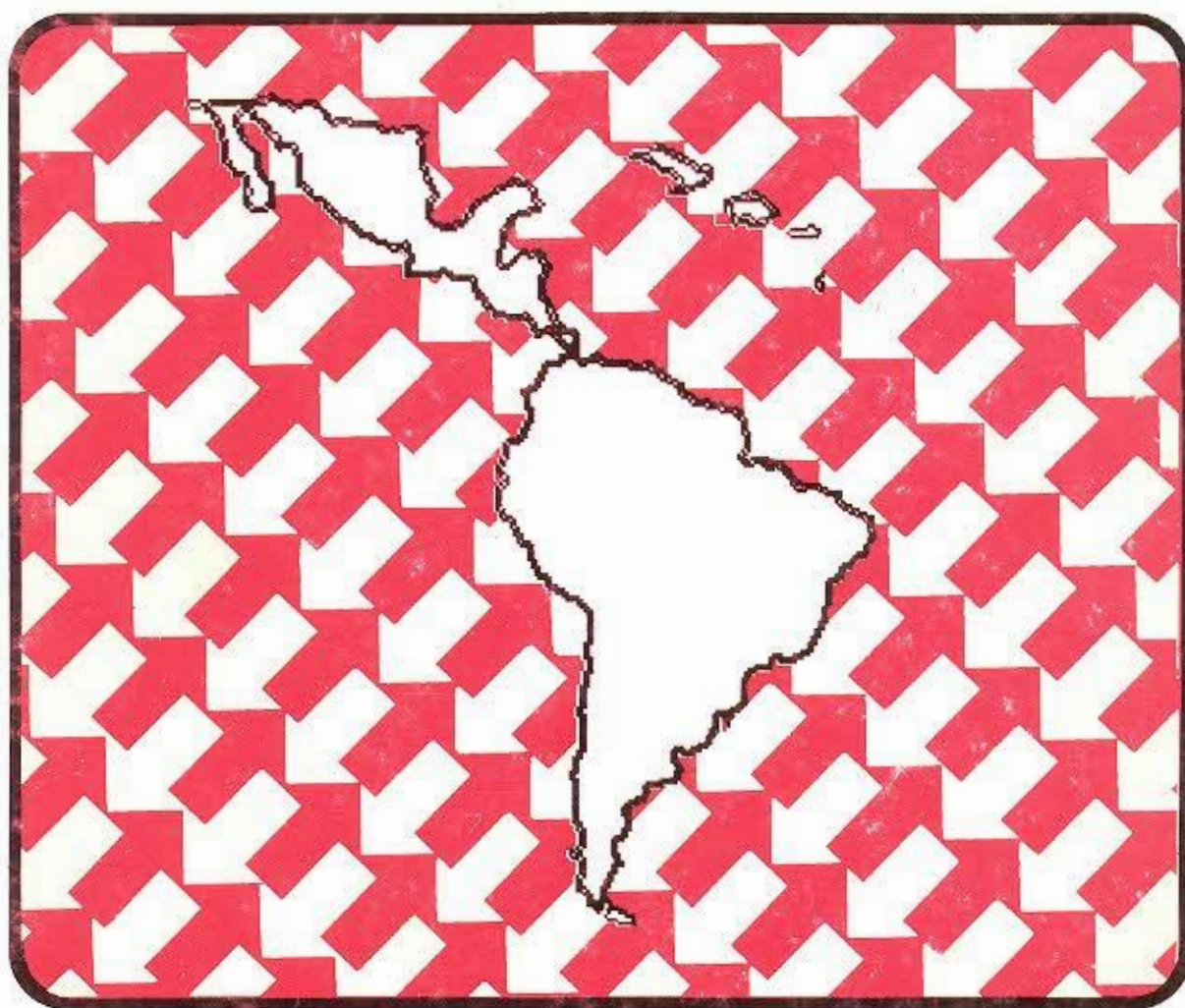

Revista Energética



Energy Magazine

Año 17
número 2
mayo-agosto 1993

Year 17
number 2
May-August 1993



Tema: La Energía Nuclear en América Latina y
El Caribe

Topic: Nuclear Energy in Latin America
and the Caribbean



El Desarrollo de la Energía Nucleoeléctrica en el Brasil: Problemas y Opciones

*Jaime Ribeiro de Lacerda**

RESUMEN

Las actividades en el campo de la energía nuclear en el Brasil comenzaron después de la Segunda Guerra Mundial, con investigaciones básicas en el área de enriquecimiento de uranio.

El Brasil cuenta con grandes recursos hídricos y, en la actualidad, las plantas hidroeléctricas representan más del 90% de la potencia instalada del país, cerca de 52.000 MW, incluyendo la capacidad instalada de la central Itaipú (12.600 MW).

Sin embargo, los potenciales económicamente aprovechables en las regiones sudeste y centro-oeste tienden a agotarse dentro de algunos años, lo cual exige la búsqueda de fuentes alternas para dichas regiones.

En 1968, el Gobierno brasileño decidió ingresar en el campo de la producción de energía nucleoelectrica, con el objeto principal de brindar al sector eléctrico nacional la oportunidad de acumular conocimientos acerca de esta moderna tecnología, y adquirir experiencia para enfrentar las posibles necesidades futuras.

Puesto que en aquella época ya estaba programado un aumento en la

complementación termoeléctrica en el área de Rio de Janeiro, se decidió que dicho aumento se hiciera sobre una base nucleoelectrica, mediante la construcción de una primera planta de cerca de 600 MW.

El programa nuclear, limitado inicialmente a Angra I, se amplió considerablemente en 1975, a través del Acuerdo de Cooperación Nuclear suscrito entre el Brasil y la República Federal de Alemania. Bajo ese acuerdo, en julio de 1976 FURNAS concretó la adquisición de dos unidades adicionales, de aproximadamente 1.300 MWe.

En 1976, se iniciaron las excavaciones para Angra II. Los plazos para la puesta en marcha eran entonces de cinco años para Angra II y seis años para Angra III. Sin embargo, esos plazos se alargaron mucho debido a varios retrasos causados por exigencias adicionales en la terminación de los cimientos de Angra II, por diversas alteraciones en la organización del sector nuclear y, principalmente, por problemas financieros.

La situación actual no está clara. Como se detalla en el presente trabajo, el Brasil ya tuvo un programa nuclear, pero con cada revisión del sector eléctrico nacional la participación nuclear ha sido reducida. Hoy, en concreto, está operan-

* Asistente de Dirección, Coordinación General de Producción Termonuclear, FURNAS Centrales Eléctricas S.A., Brasil

do Angra I, y Angra II se está viabilizando. Tomando en consideración diversos aspectos políticos, ambientales, energéticos y otros relacionados con la sociedad y la comunidad científica, etc., la decisión fue tomada por la Presidencia de la República. Resta solamente la liberación de los recursos económicos ya asignados.

1. INTRODUCCION

Las actividades en el campo de la energía nuclear en el Brasil comenzaron después de la Segunda Guerra Mundial, con investigaciones básicas iniciales en el área del enriquecimiento de uranio. La formulación de la política de energía nuclear comenzó en 1951, con la creación del Consejo Nacional de Investigaciones (CNP), gracias a la acción conjunta del Profesor Carneiro Felipe y del Almirante Alvaro Alberto.

La idea de la construcción de una planta nucleoelectrica surgió por primera vez en 1956, cuando la American and Foreign Power Company (AMFORP), antigua sociedad de control (holding) norteamericana, que hasta 1965 controlaba diversas concesionarias de electricidad hoy nacionalizadas, pensó instalar para una de ellas, la Compañía Brasileña de Energía Eléctrica (CBEE) del Estado de Rio de Janeiro, una planta nuclear pequeña (110 MWe) cerca de Cabo Frio. El proyecto terminó siendo abandonado. Con la creación de la Comisión Nacional de Energía Nuclear (CNEN) el 10 de octubre de 1956, se dio lugar al proyecto de una planta nuclear con una potencia de 150 a 200 MWe a ser ubicada en la margen del Río Mambucaba, en el Estado de Rio de Janeiro. En diciembre de 1959 fue creada la Superintendencia del Proyecto Mambucaba, siendo entonces un consorcio de empresas nacionales y extranjeras el encargado de los estudios más detallados, los cuales fueron abandonados ante las condiciones poco favorables del sitio y

agravadas por los diversos problemas relacionados con la coyuntura económica del país en esa época.

En el siguiente período, la CNEN comenzó a orientar los estudios hacia plantas nucleares de mayor tamaño (del orden de 300 MWe) y produjo un informe sobre la selección del sitio para su instalación. Todavía en esa fecha, sin embargo, nada concreto resultó en cuanto a la instalación propiamente dicha, a pesar de haber sido constituido en 1965 el Comité de Estudios de Reactores de Potencia, el cual desapareció poco después. Esa fase se caracterizó por el hecho de que, con excepción del pequeño proyecto de AMFORP, desde 1956 ningún otro intento de construir una planta nucleoelectrica en el Brasil estaba directamente vinculado a los planes del sector energético nacional. Eran esfuerzos aislados en que la construcción y operación de las plantas nucleares quedarían fuera del alcance de las concesionarias de energía eléctrica, a quienes les competiría solamente comprar la energía generada para distribuirla sin ninguna injerencia en su planificación y ejecución.

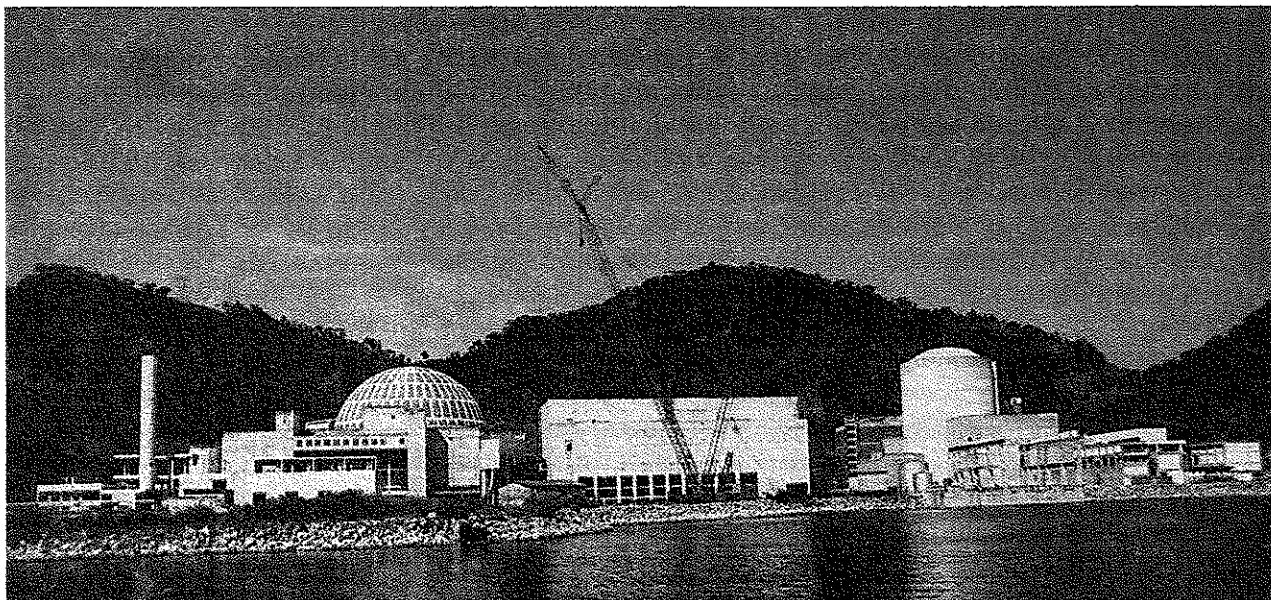
2. ANGRA I

En 1967, el Gobierno Federal dio pasos decisivos para impulsar el programa de energía nucleoelectrica del país, a través de un proyecto ya debidamente integrado al plan de expansión del parque generador nacional, ejecutado y operado por las empresas del sector eléctrico. Esos pasos decisivos coincidieron con la transferencia de la CNEN a la jurisdicción del Ministerio de Minas y Energía y con la decisión de atribuir a ELETROBRAS, creada el 11 de junio de 1962, la construcción y operación de las plantas nucleares a ser instaladas por el Gobierno Federal. Luego, el 22 de junio de 1967 se constituyó un Grupo de Trabajo Especial, integrado por representantes del Ministerio de Minas y Energía, la CNEN,

ELETROBRAS y el Consejo de Seguridad Nacional, del cual resultó un Convenio de Colaboración entre CNEN y ELETROBRAS, para regular la competencia y las atribuciones de esas dos entidades en cuanto al programa nucleoelectrico brasileño. Ese Convenio de Colaboración, suscrito el 26 de abril de 1968, delegaba a ELETROBRAS la competencia para diseñar, construir y operar plantas nucleares, la cual había sido conferida a CNEN por la Ley No. 4118 del 27 de agosto de 1962. También facultaba a aquella empresa establecer para sus subsidiarias esas responsabilidades, creando definitivamente así los fundamentos para la implantación de una primera planta nuclear en el país sobre bases comerciales e integrada al sistema eléctrico existente.

Del mencionado Grupo de Trabajo resultó además la recomendación de que, en vista de la necesidad de un aumento de la generación térmica del orden de 500 MWe en la región sudeste del país para mediados de la década de los setenta, se considerase la utilización de energía nucleoelectrica en vez de la termoeléctrica convencional, conforme con la previsión del Informe CANAMBRA (un levantamiento completo de los recursos energéticos de la región sudeste por un grupo de empresas consultoras canadienses, estadounidenses y brasileñas). Esa planta nucleoelectrica respondería al doble objetivo de complementar las necesidades regionales de energía eléctrica y de crear en el país las condiciones iniciales para el desarrollo de experiencia técnica en el campo nuclear.

Por esa misma época, de abril a junio de 1968, el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) envió al Brasil un grupo de especialistas estadounidenses, ingleses, canadienses y suecos, encabezados por J.A. Lane, los cuales conjuntamente con ingenieros de la CNEN y ELETROBRAS, elaboraron



La Central Nuclear de Angra está próxima a los principales mercados consumidores del país

el conocido Informe Lane sobre "Energía Nuclear para la Región Centro-Sur del Brasil". Ese documento proporcionó las bases para las gestiones iniciales emprendidas con miras a la implementación de la primera planta nuclear en el Brasil. ELETROBRAS delegó a FURNAS Centrales Eléctricas S.A. creada el 28 de febrero de 1957, y su filial mayor, la responsabilidad de construir esa primera planta nuclear, teniendo en cuenta la localización de esa planta en la región sudeste y el hecho de que el sistema eléctrico de FURNAS tenía dimensiones compatibles con la potencia instalada de la planta prevista (cerca de 600 MWe).

A principios de 1969, FURNAS dio inicio a la fase preparatoria de los trabajos, que consistía en: selección del sitio; selección de la empresa fabricante del reactor y del proveedor y ensamblador de la planta (a través de una licitación internacional realizada en 1970-1971); y selección de la empresa responsable de construir las obras civiles (a través de una licitación nacional realizada en julio de 1972 entre empresas preseleccionadas). Los estudios efectuados para escoger el

sitio de la primera planta nuclear contaron con la asesoría técnica de la Nuclear Utility Services (NUS) Corporation, de la Weston Geophysical Research Inc. y del Profesor George Kirsch del Departamento de Geociencias de la Universidad de Cornell y se basaron en las normas de la CNEN para la "Selección de Sitios para la Instalación de Reactores de Potencias". Se consolidaron en el Informe Preliminar del Análisis de Seguridad (RPAS) de la Planta (entregado a la CNEN con el objeto de obtener aprobación del sitio y posteriormente obtener la licencia para la construcción de la planta). El sitio más favorable resultó ser la Playa de Itaorna, en el Municipio de Angra dos Reis, Estado de Rio de Janeiro, cerca de los principales mercados consumidores del país: 130 km de Rio de Janeiro, 220 km de São Paulo y 350 km de Belo Horizonte.

La empresa norteamericana Westinghouse ganó la licitación para la construcción de la Planta Angra I, incluyendo el diseño, el suministro y montaje de los equipos y la puesta en marcha de la planta, con un esquema de llave en mano. Se subcontrató a Gibbs & Hill Inc., de los Estados Unidos, y Promon Engenharia S.A. del Brasil para las actividades del proyecto

y se asoció a la Empresa Brasileña de Ingeniería (EBE) para las actividades de montaje electromecánico. La provisión de la envoltura de contención de acero y la ejecución de las obras civiles no incluidas en el contrato con Westinghouse fueron contratadas directamente por FURNAS, con Chicago Bridge & Iron Co. y la Constructora Norberto Odebrecht S.A. (CNO), respectivamente, mediante licitaciones específicas realizadas para tales fines. La primera carga de combustible nuclear fue fabricada por la Westinghouse bajo un contrato separado con FURNAS. Desde entonces, el uranio ha sido comprado por ésta a NUF COR de Sudáfrica, su conversión en UF ha sido contratada con la BNFL de Inglaterra y su enriquecimiento ha sido contratado con el Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos. Las recargas subsecuentes fueron contratadas directamente a NUCLEBRAS, actualmente Industrias Nucleares Brasileñas (INB), con la fabricación realizada parcialmente en Alemania y el resto en el Brasil.

El 17 de agosto de 1970, FURNAS obtuvo la propiedad del área de Angra I, iniciando de inmediato los trabajos de preparación del sitio para la construcción.

Angra I ha desempeñado un papel importante en el suministro de potencia reactiva en las proximidades de los grandes centros de carga, contribuyendo de esa manera al aumento de la confiabilidad de la interconexión de las regiones sur y sudeste y a la estabilidad del sistema eléctrico interconectado.

3. ANGRA II y III

Las plantas Angra II y III fueron planeadas en el contexto económico-energético vigente después de la primera crisis petrolera ocurrida a fines de 1973. En esa ocasión, a nivel de la planificación del sector eléctrico, prevalecían principalmente las siguientes condiciones: el conocimiento del potencial hidráulico nacional era limitado, las suposiciones en cuanto a la tasa de crecimiento de la economía y, consecuentemente, de la demanda de energía eléctrica eran muy elevadas y los estimados de costos de generación nucleoelectrónica eran muy bajos. En esas condiciones, el llamado Plan 90 de ELECTROBRAS estimó el agotamiento del potencial hidráulico de la región sudeste en alrededor de 1990 y previó que, a partir de esa fecha, sería necesaria una fuerte participación de la generación térmica, preponderantemente de origen nuclear. El Plan 90 delineaba un mercado para plantas nucleares de la clase de 1200 MWe, con un mínimo de cuatro y un máximo de ocho plantas hasta 1990, además de Angra I, que FURNAS ya había contratado con la Westinghouse. Sin embargo, el Plan admitía la hipótesis de modificaciones en el escenario y definía solamente la entrada en operación de las dos primeras plantas, Angra II y III, a ser concluidas en 1982 y 1983, respectivamente.

A comienzos de 1974, el Gobierno Federal decidió poner en práctica un importante programa nuclear, con el propósito de desarrollar una tecnología

nuclear propia para atender el mercado eléctrico. En ese año, el Ministerio de Minas y Energía emprendió la reorganización de la estructura legal y administrativa del sector nuclear. Las actividades industriales del sector, que venían siendo desarrolladas por la Compañía Brasileña de Tecnología Nuclear (CBTN), fueron transferidas por la Ley No. 6.189 del 16 de diciembre de 1974, a las Empresas Nucleares Brasileñas S.A. (NUCLEBRAS) y sus filiales, y desapareció la CBTN. A la NUCLEBRAS y sus filiales se les atribuyeron tareas y se les confirió prácticamente el monopolio del Gobierno Federal en el terreno nuclear, en el campo de las investigaciones minerales nucleares, su minería, el beneficio y la metalurgia, la implementación del ciclo completo de los combustibles nucleares y el diseño de plantas.

En junio de 1974, FURNAS fue autorizada a construir la segunda planta nuclear en Itaorna. Un año después, se decidió agregar al sistema eléctrico una tercera planta nuclear en el mismo sitio. Para Angra II y III, el Brasil optó por la adquisición de los equipos de Kraftwerk Union AG (KWU) de la República Federal de Alemania.

El 27 de junio de 1975, se suscribió entre los Gobiernos del Brasil y de la República Federal de Alemania un Acuerdo de Cooperación Nuclear, a fin de regular las medidas de cooperación entre los dos países en el campo de usos pacíficos de la energía nuclear, y un Protocolo de Cooperación Industrial, visualizando la implementación de aquel Acuerdo a través de medidas específicas para cada área de cooperación. El Acuerdo comprendía la construcción de ocho plantas nucleoelectrónicas, con la obtención de toda la tecnología necesaria para su desarrollo en ese sector y con la elevación del índice de nacionalización de los equipos utilizados, a través de la

sustitución progresiva de los mismos por similares nacionales.

El 22 de julio de 1976, FURNAS concretó la compra a la KWU de Angra II y III, las dos primeras plantas del total de ocho previsto en el Acuerdo Nuclear Brasil-Alemania.

La Central Nuclear de Angra, formada por las tres plantas y sus instalaciones asociadas, recibió más tarde, a través de una ley del Congreso Nacional, el nombre Central Nuclear Almirante Alvaro Alberto (-CNAAA) en homenaje al gran pionero de la energía nuclear en el Brasil.

Para Angra II y III, FURNAS contrató con la KWU el proyecto básico, la provisión de los equipos importados y servicios de supervisión, montaje y puesta en marcha, teniendo esa empresa la responsabilidad global del proyecto y de su garantía final. La empresa filial Nuclebras Engenharia S.A. (NUCLEN) se encargó de finiquitar el proyecto básico bajo la supervisión de la KWU y de proveer los equipos nacionales. Las obras civiles de Angra II fueron contratadas con la Constructora Norberto Odebrecht (CNO) y la provisión y montaje de la envoltura de contención de acero con la Confab Industrial S.A. En 1982, NUCLEBRAS contrató las obras de Angra III con la Constructora Andrade Gutiérrez (CONSAG).

En 1976, se iniciaron las excavaciones para Angra II y en junio de 1977 la construcción de las bases sobre estacas.

Durante la fase de construcción de la planta Angra II, se presentó un conjunto de dificultades inherentes a la complejidad de la tecnología, el cronograma corto y un proceso de concesiones basado en modelos distintos, por parte del órgano concesionario (modelo norteamericano) y del constructor (modelo alemán). Estas dificultades contribuyeron al incumplimiento con las metas

fijadas originalmente. Paralelamente, las evaluaciones energéticas realizadas en el ámbito del sector eléctrico indicaban una sustancial modificación en el escenario previsto para los años ochenta: la demanda de electricidad no crecería a las elevadas tasas previstas, el costo de las plantas nucleares se mostraba bastante superior a los estimados y el potencial eléctrico, una vez reevaluado, era bastante superior y había, inclusive, la posibilidad técnica de transportar grandes bloques de energía a través de largas distancias. Estos factores, conjuntamente, socavaron la hipótesis de la necesidad masiva de energía nucleoelectrica en los años noventa, hipótesis que justificara la implantación del llamado Programa Nuclear Brasileño que preveía la implantación en el país de una infraestructura completa de instalaciones nucleares.

En 1981 y 1982, a pesar del crudecimiento de la crisis financiera nacional, se obtuvieron los recursos necesarios para implementar el proyecto, tanto en lo que se refería a la aprobación de los límites reglamentarios junto a la recién creada SEST, cuanto en la obtención de recursos propiamente dichos, incluyendo la participación del Tesoro Nacional. A partir de 1983, los montos de los presupuestos aprobados para NUCLEBRAS no solamente pasaron a estar mucho más allá de las necesidades de las programaciones físicas de Angra II y III, sino que se aceleró el proceso de reducción de la participación de los recursos del Tesoro Nacional. Las interrupciones en el ritmo y la secuencia de la ejecución de las plantas nuevamente condujeron a la prolongación de los cronogramas y exigieron la renegociación de contratos para la provisión de bienes y servicios y, manteniendo los costos fijos a los niveles anteriores, provocaron una vertiginosa escalada de los costos financieros. Después de 1985, los recursos disponibles para el proyecto cubrían poco más que los costos fijos y no permitían que

se avanzara efectivamente por el camino crítico; esto a su vez obligaba, cada año, a un nuevo cronograma para la terminación del proyecto.

El agravamiento de esa situación llevó en mayo de 1988 a la creación de un Grupo de Trabajo Interministerial, promovido por la Secretaría General del Consejo de Seguridad Nacional y constituido por representantes de los Ministerios de Minas y Energía y de Hacienda, de SEPLAN, de CNEN, y de la propia SG/CSN, con el propósito, entre otros, de crear condiciones que viabilizaran terminar la construcción de Angra II y III.

El Grupo constató que la solución del problema se concentraba en el establecimiento de un esquema de financiamiento para el proyecto, garantizado a nivel plurianual. Fue señalado en el documento final de los trabajos que la simple transferencia a FURNAS de las Plantas Angra II y III, sin la asignación conveniente de recursos, no garantizaría la viabilidad de su construcción en los plazos convenientes y necesarios ante la crisis financiera experimentada por el sector eléctrico en la ejecución de su plan de expansión. Además, se destacaba que, si se le atribuyera a FURNAS la responsabilidad de construir esas plantas y ocurrieran hechos de orden técnico, político o financiero que impedirían su terminación en plazos compatibles, se debería resguardar a la empresa de las sobrecargas financieras, pues no habría la correspondiente renta de la venta de energía.

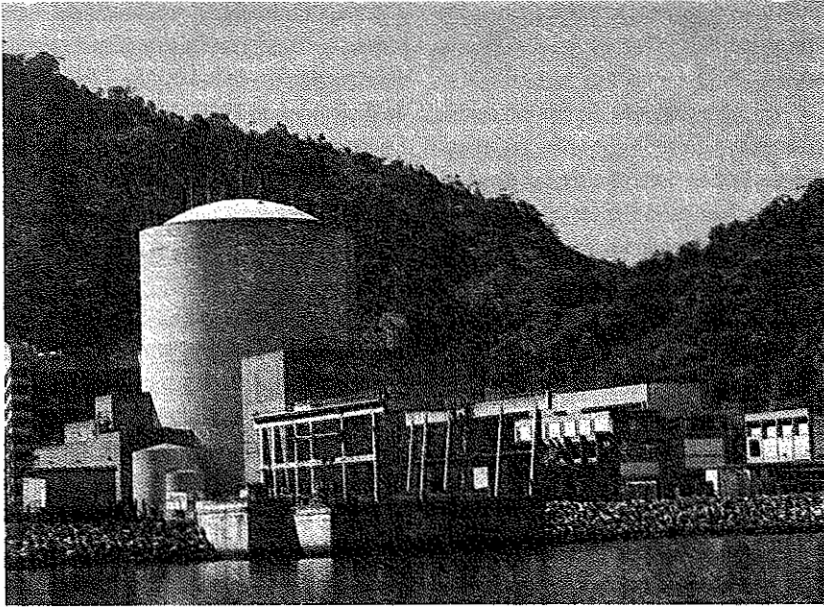
El 31 de agosto de 1988, se publicó el Decreto-Ley No. 2.464, el cual, además de eliminar a NUCLEBRAS y transferir al Gobierno Federal todas sus deudas, inclusive aquellas relacionadas con la construcción de Angra II y III, transfirió a FURNAS la responsabilidad de concluir esas plantas. La Exposición de Motivos No. 007/88 también presentó el detalle de las participaciones financieras del Tesoro Nacional y del sector eléctrico para la conclusión de las

obras, para limitar la parte de este último a los costos de la energía generada por la alternativa hidroeléctrica equivalente. Este precepto posteriormente se reafirmó a través del Artículo 3ro de la Ley No. 7.915, del 7 de diciembre de 1989, que estableció que los presupuestos del Gobierno Federal deberían consignar un rubro para complementar los recursos necesarios para la conclusión de las plantas nucleoelectricas Angra II y III.

Una situación similar ya había ocurrido con Angra I y el Decreto No. 91.985/85, que implantó el reembolso a FURNAS de los gastos por encima de los de la opción hidroeléctrica, a partir de 1986, así como también los desembolsos incurridos en Angra II y III previo a su transferencia a NUCLEBRAS (Decreto No. 86.250/81).

Diversos factores vienen contribuyendo a que el proyecto de las plantas nucleares Angra II y III se haya arrastrado a lo largo de los últimos 16 años. Por ende, la falta de un flujo de recursos en moneda nacional, en una cantidad suficiente para avanzar hasta su conclusión en un plazo normal, puede ser señalada como la principal causa de la situación en que se encuentra esta obra actualmente.

También son diversas las consecuencias derivadas de la falta de recursos, pudiéndose destacar desde un descrédito no solamente nacional sino también internacional, de la capacidad brasileña de construir otras plantas nucleares en el país, hasta el mantenimiento de gastos anuales altísimos con el financiamiento de toda una estructura montada para su realización y que muy probablemente, se va volviendo ineficiente con el pasar del tiempo, sin que se pueda detectar ningún progreso sensible en los servicios ofrecidos. No obstante, no es posible dejar de mencionar que día a día van aumentando y acumulándose los intereses de los préstamos obtenidos en el exterior.



Planta Nuclear de Angra en operación comercial desde enero de 1985

Diversos también son los aspectos positivos de este proyecto, entre los cuales se destacan los siguientes:

- La absorción tecnológica de gran parte del proyecto de las plantas nucleares por la ingeniería brasileña.
- La situación favorable para iniciar el montaje electromecánico de la planta Angra II, si se toma en cuenta que casi el 90% de la construcción civil está concluida y la mayoría de los equipos nacionales y extranjeros ya se encuentran listos y almacenados.
- El costo a ser incurrido para su conclusión es altamente competitivo con cualquier otra solución energética para abastecer el sistema eléctrico de la región sudeste, tomando en consideración su potencia firme de casi 1300 MWe.
- La reducción del riesgo de cortes de energía y la sensible mejoría en la estabilidad del sistema eléctrico

interconectado, en el momento en que entre en operación.

FURNAS, después de un análisis detallado del proyecto, concluyó que se debe concentrar todos los esfuerzos en la conclusión de Angra II solamente, postergando la conclusión de Angra III para cuando se dispusiere de los recursos necesarios. Angra II representa una prioridad irreversible y debe ser terminada en el menor plazo posible, dependiendo su conclusión de una determinación gubernamental relacionada con la obtención de fuentes de recursos en moneda nacional que garanticen el flujo anual necesario para terminar el proyecto en el año 1997.

Corroborando la posición de FURNAS, varios grupos de trabajo constituidos en gobiernos anteriores y también actualmente, llegaron a la misma conclusión. Bajo el Decreto-Ley No.

2464 del 31 de agosto de 1988, FURNAS recibió la encomienda de concluir este proyecto, pero a los casi cinco años de la transferencia de esas plantas a FURNAS, el desarrollo del proyecto continúa estancado. Mientras tanto, en este período la empresa ya ha tenido que sufragar gastos de aproximadamente US\$400 millones. Evidentemente, al seguir esta situación, no solamente no se llegaría a terminar el proyecto sino también se podría inviabilizar a FURNAS empresarialmente. Es por ello que se busca urgentemente resolver esta cuestión sin comprometer a la empresa.

4. DATOS TECNICOS

En su programa de generación nucleoelectrónica, el Brasil optó por las plantas que utilizan como combustible el uranio enriquecido a aproximadamente el 3% y como refrigerante el moderador de agua liviana. En ese sentido escogió reactores de agua presurizada (pressurized water reactors o PWRs).

Las tres plantas, Angra I, II y III, son semejantes en la concepción de su diseño y operación, pero diferentes en sus dimensiones y potencias. Angra I tiene 626 MWe de potencia y cada una de las otras plantas tendrá 1229 MWe, para un total de 3084 MW eléctricos basados en fuentes termonucleares.

La planta nucleoelectrónica PWR tiene tres circuitos fundamentales de agua: el ciclo primario, el ciclo secundario y el sistema de agua de circulación. En el ciclo primario, el calor producido en el reactor por las reacciones nucleares es transportado por el refrigerante a alta presión a los generadores de vapor y allí es transferido al ciclo secundario. En éste último, el calor transferido del ciclo primario se utiliza para vaporizar el agua contenida en los generadores de vapor: el vapor resultante se conduce para expandirse en la turbina, accionando así el

grupo turbina-generador y produciendo energía eléctrica. En el sistema de agua de circulación, el agua de una fuente fría (mar, río, lago o torres de enfriamiento) se utiliza para condensar el vapor que se expandió en la turbina, permitiendo que esa agua condensada sea bombeada a los generadores de vapor y completando de esa manera el ciclo secundario.

5. ASPECTOS GENERALES DE LA PUESTA EN MARCHA DE ANGRA I: PROBLEMAS Y SOLUCIONES

La planta Angra I sufrió el impacto de un excesivo número de problemas gerenciales y técnicos (de diseño y de construcción), agravados por largas discusiones con la Westinghouse que culminaron en una acción judicial de FURNAS contra ésta, para la firma del contrato.

Desde el comienzo quedó patente la falta de personal de FURNAS y del órgano concesionario, como también la falta de preparación de la Westinghouse para apoyar una obra con esquema de llave en mano (turnkey). Eso fue agravado por los siguientes factores:

- la planificación y coordinación deficientes entre el diseño, la construcción y la instalación/montaje;
- cronogramas consistentemente no realistas para la terminación y conservación de obras, componentes y equipos;
- administración y almacenamiento inadecuados de materiales;
- demoras en el suministro de repuestos;
- documentación deficiente de garantías de calidad;
- renovación y modificación prácticamente continuas en los diseños de los equipos y sistemas de la planta;
- documentación de diseño deficiente en muchas áreas (especialmente I y

C y cables eléctricos);

- paquetes de entregas incompletos y fuera de secuencia;
- falta de instalaciones para el personal de operación;
- predominio del mantenimiento correctivo sobre el preventivo; etc.

El programa para la puesta en marcha sufrió demasiadas interrupciones (programadas, forzadas o hasta inadvertidas) frente a la indisponibilidad de los equipos y sistemas de la planta.

El diseño conceptual de Angra I (básicamente un diseño de los años setenta, cuando la industria nuclear perseguía reducir costos para competir con las plantas a carbón, sin prestar la debida atención a conceptos básicos como la operabilidad y mantenibilidad) contribuyó al agravamiento de esos problemas.

Los siguientes factores contribuyeron al considerable retraso producido en el programa de arranque de la planta:

- Necesidad de una limpieza más cuidadosa y extensiva de las tuberías de acero inoxidable del ciclo primario, teniendo en cuenta las condiciones ambientales en que se encontraban instaladas, ante la citada construcción civil simultánea.
- Incumplimiento de normas, emitidas después de la suscripción del contrato, destacándose las del almacenamiento y mantenimiento del inventario de equipos (mayor ocurrencia de defectos, principalmente en los equipos eléctricos y electrónicos).

Modificaciones y Falta de Definiciones de Diseño

Hubo constantes paralizaciones en la provisión de los servicios de construcción y puesta en marcha, frente a las

innumerables faltas de definiciones de diseño y las continuas modificaciones del mismo. Tales modificaciones se originaban no solamente en el terreno sino también provenían de los diseñadores estadounidenses, llevando a retrasos notorios en la programación a cumplirse.

Modificaciones de Diseño

Angra I, en sus fases de puesta en marcha y operación comercial inicial, sufrió sucesivas paradas para mantenimiento correctivo, obligando a FURNAS a implementar un intensivo programa de modificaciones, con miras a corregir definitivamente las deficiencias técnicas más significativas, así como para dotar a la planta de una mayor confiabilidad operativa. Con el accidente en la planta de Three Mile Island (TMI 2), producido el 28 de marzo de 1979, la CNEN requirió modificaciones adicionales en el diseño de Angra I.

Durante las diversas paradas forzadas fueron reparados, reconstruidos, mejorados, sustituidos o agregados importantes equipos de la planta, con resultados ampliamente satisfactorios en cuanto al desempeño de la seguridad y confiabilidad operacional. Todo esto arrojó un alto índice de desempeño, con resultados compatibles con lo alcanzado por plantas similares en todo el mundo. De esas paradas forzadas, las de mayor significación eran:

- las de mantenimiento después del 30% de carga, para modificar los separadores de humedad y realizar inspecciones para detectar corrientes parasitarias en los tubos de los generadores de vapor y reparar los grupos de generadores a diesel de emergencia (del 18 de junio de 1982 al 5 de marzo de 1983);
- mantenimiento después del 50% de carga, para modificar los generadores

de vapor y remover las mangas térmicas de las entradas del ciclo primario (del 15 de abril al 3 de noviembre de 1983);

sustitución del transformador auxiliar T1A1, del motor de la bomba de agua de circulación 1B y del transformador de servicio T1A2 y reparación de las válvulas de alivio del sistema de remoción del calor residual (del 4 de marzo al 21 de abril de 1984);

- reconstrucción de las bombas centrífugas de carga y los grupos generadores a diesel de emergencia (del 28 de mayo al 27 de agosto de 1984);
- reparación de la bobina quemada del estator del generador eléctrico principal (del 10 de diciembre de 1986 al 27 de marzo de 1987);
- reconstrucción del estator del generador eléctrico principal (del 24 de junio de 1987 al 26 de octubre de 1988); y
- las dos paradas para revisión general y recarga del combustible (realizadas en los periodos del 3 de enero al 20 de noviembre de 1986, cuando se hizo la retubación de los condensadores principales, y del 30 de septiembre de 1989 al 16 de enero de 1990).

La mayor parte de los problemas técnicos de Angra I aparecieron durante la puesta en marcha y el inicio de la operación comercial. A continuación están descritos aquellos que causaron los mayores impactos en la planta:

Deficiencias de diseño y construcción

Se detectaron diversas deficiencias importantes referentes al diseño y construcción de la planta, especialmente aquellas relacionadas con la instalación de los cables eléctricos y de la instrumentación, tales como la separación de cables y la sobrecarga de las bandejas de cables.

Vibración inducida en los tubos de los generadores de vapor

Este es un problema genérico observado en los GVs modelos D2 y D3 (plantas de Ringhals 3 en Suecia, Almaraz 1 en España y McGuire 1 en los Estados Unidos), causado por la configuración inadecuada del dispositivo original de distribución de flujo de agua de alimentación principal, que llevaba a caudales con velocidades por encima de la crítica para la excitación fluido-elástica y turbulencia en la boca de entrada, lo cual provocaba una excesiva vibración inducida en los tubos de esa zona, que giran con las respectivas placas de soporte, desgastándose a un ritmo muy alto y presentando fugas entre el ciclo primario y el secundario.

El programa de incrementos de potencia quedó limitado por la CNEN al escalón del 30% de carga (más tarde fue liberado para el 50% por 1000 horas).

El problema detectado antes de la carga inicial del núcleo solamente fue corregido por la Westinghouse cerca de dos años después, en 1983, debido al tiempo necesario para calificar el nuevo dispositivo de distribución de flujo (el múltiple) y la prioridad de atención negociada con la Westinghouse. Angra I estuvo fuera de servicio entre el 15 de abril y el 3 de noviembre de 1983 (202 días) para modificar los generadores de vapor, remover las mangas térmicas de las entradas del ciclo primario y corregir otros problemas de diseño.

Los costos de instalación de los nuevos dispositivos de distribución de flujo (múltiples) quedaron en su mayor parte a cargo de la Westinghouse (período de garantía) con la siguiente distribución:

- a. Responsabilidad de la Westinghouse
 - El dispositivo de distribución de flujo completo.

- Todas las herramientas especiales usadas en la instalación.
- Toda la mano de obra especializada en este servicio.
- Consumibles.

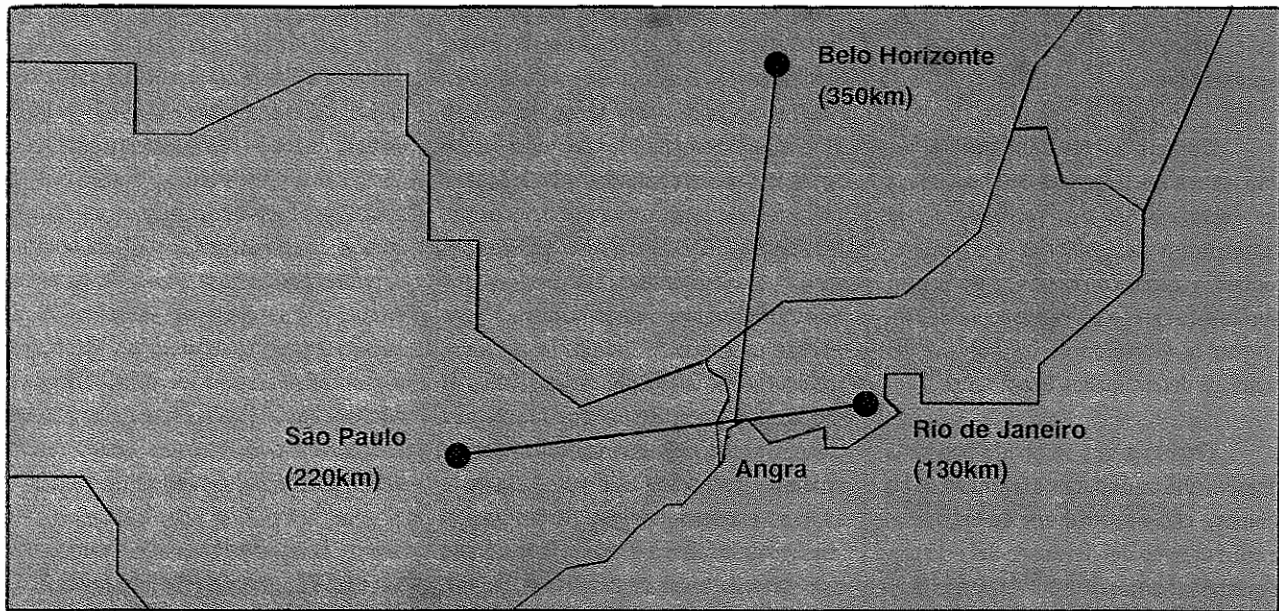
b. Responsabilidad de FURNAS

Todo el soporte de campo, tal como la preparación del área de servicio, andamios, transporte, alojamiento, alimentos, etc.

Los costos adicionales incurridos por la modificación a cargo de FURNAS se refieren a: 1) inspecciones visuales periódicas de la estructura del múltiple por medio de fibra óptica o minicámaras de televisión y videograbadoras y 2) programas de monitoreo de las fluctuaciones de la presión del agua de alimentación principal.

Fugas por los condensadores principales

Después de adoptar para el ciclo secundario de Angra I el tratamiento AVT (all-volatile treatment), hubo necesidad de un control rígido de sus parámetros químicos y severas restricciones en cuanto al ingreso de contaminantes en el ciclo. Eso se hizo necesario para evitar el fenómeno de abolladura (denting) en los tubos de los generadores de vapor. El control químico del ciclo secundario se volvió difícil de implementar en Angra I, debido a las constantes fugas del agua de circulación (contaminación con cloratos) dentro de los condensadores principales y el diseño de esos condensadores, que incluían conexiones de cobre en el grupo de tubos (contaminación con cobre). Cada uno de los dos condensadores, conteniendo 23.184 tubos de bronce-aluminio y 828 tubos de Cu-Ni 70-30, era responsable de cerca del 70% del cobre transportado a cada generador de vapor.



Además, en el interior de los tubos se presentaban incrustaciones de percebes (microorganismos crustáceos), frente a la frecuente indisponibilidad del sistema de cloración del agua de circulación. Los percebes bloqueaban parcialmente el diámetro interno de los tubos de los condensadores, elevando la velocidad del flujo y produciendo un proceso de erosión-corrosión localizada, que resultaba en fugas en los tubos de bronce-aluminio. En los tubos de Cu-Ni no se presentaba ese problema.

El problema fue agravado por otras dificultades, tales como las deficiencias en el sistema de muestreo del pozo caliente y en las válvulas de aislamiento de las cajas de agua.

Los condensadores fueron retubados con 24.012 tubos de titanio, se instalaron placas antivibración adicionales y se sustituyeron los espejos convencionales por otros del tipo de ranura interna (internally grooved) con un sistema especial de presurización interna, con miras a volverlos a prueba de fugas. Fueron instalados un sistema de limpieza continuo (TAPROGGE) y un sistema de filtraje, para, junto con el sistema de cloración, mantener el interior de los tubos libre de percebes. La instalación de

esos dos sistemas exigió modificaciones estructurales extensas en la base del edificio de la turbina-generator. Angra I estuvo desconectada cerca de seis meses durante el período del 3 de enero al 20 de noviembre de 1986 (323 días) para ese servicio, junto con la parada para la revisión general y la recarga de combustible.

El costo total de las modificaciones en los condensadores principales fue del orden de US\$13,7 millones.

Problemas de lubricación de los grupos generadores a diesel de emergencia

La planta estuvo fuera de servicio entre el 18 de febrero de 1982 y el 5 de marzo de 1983 (265 días), debido a la indisponibilidad de los motores a diesel marca Fairbanks Morse modelo 38 TD 8 1/8 de los grupos generadores de emergencia (2 grupos de 2850 kW de potencia continua cada uno).

En los motores diesel se presentaron varias fallas del tipo común, relacionadas con la lubricación (lubricación deficiente de los pines de conexión de las bielas con los

pistones, junto con la tendencia del lubricante utilizado -LUBRAX MD-400- a formar una excesiva espuma).

Se realizaron varias modificaciones en el sistema de lubricación de los motores, principalmente para atender los servicios de partida rápida y el aceite nacional fue sustituido por un producto importado (Shell Caprinus R-40), con miras a mejorar la lubricación de los motores.

Ese problema terminó por vencer a FURNAS que se debería importar el aceite lubricante no solamente para los motores a diesel de emergencia (aceite Shell Caprinus R-40) sino también para todos los equipos relacionados con la seguridad (aceites Exxon Terestic), y que se tenía que establecer un rígido programa de análisis de todos los aceites lubricantes de la planta, y de monitoreo de su desempeño.

Fallas en el generador eléctrico principal

El generador eléctrico principal de Angra I, del tipo enfriado al interior por hidrógeno (hydrogen inner-cooled), fue

fabricado en 1974, entró en servicio en abril de 1982 y operó prácticamente a carga parcial por cerca de 13.400 horas antes de su primera falla.

Durante la revisión general de 1986, se realizó la prueba de impactos, la cual debería haber sido realizada por la Westinghouse en la fábrica o durante el montaje, y como consecuencia de la cual habrían sido agregados varios soportes para prevenir la vibración de las bobinas del estator en determinadas frecuencias.

Debido a que se olvidó una cinta adhesiva (utilizada durante la pintura de las bobinas), ésta obstruyó uno de los ductos de enfriamiento del devanado del estator y se quemó la barra estatórica del fondo de la ranura No. 7 (fase A) del devanado de la armadura, provocando así la desconexión de la planta pocas horas después de haber alcanzado el 100% de carga al entrar nuevamente en operación (10 de diciembre de 1986), por actuación del relé 64-G1 (protección contra una falla a tierra en el devanado del estator del generador eléctrico principal). Los servicios de reparación consistieron en la sustitución de la barra estatórica afectada junto con varias otras barras vecinas del fondo (Nos. 6 a 17) y de la parte superior (Nos. 4 a 17), las cuales fueron retiradas para permitir el acceso al área de la falla. La planta fue desconectada del 10 de diciembre de 1986 al 27 de marzo de 1987 (108 días).

El 24 de junio de 1987, al totalizar cerca de 14.625 horas de operación en carga prácticamente parcial, se produjo una nueva desconexión de Angra I por la actuación del relé 64-G1, cuando la planta generaba 520 MWe (80% de la potencia en el reactor). Se constató que se había producido una falla a tierra en la barra del fondo del devanado de la armadura en la base de la ranura No. 20 del estator del generador, junto al extremo del excitador. Cerca de 10 kg del material fundido (a 1400-1500°C) de la laminación de la arma-

dura, en una extensión de aproximadamente 96 cm y una profundidad de 4 cm, fueron expulsados del fondo de la ranura No. 20 por el flujo de hidrógeno.

La Westinghouse sacó todas las 96 barras estatóricas e importó cerca de 1/5 del laminado del núcleo, para sustituir las partes dañadas. FURNAS contrató a Siemens/KWU para desmontar, rediseñar y reconstruir el nuevo estator, así como para efectuar un análisis básico de la causa del accidente. Además de la evaluación de la Westinghouse, FURNAS contrató a una compañía altamente especializada y perita, Forensics Technologies Corp. (FTI), para realizar inspecciones y una evaluación (análisis de la falla) independientes, a fin de determinar la causa de la falla del estator. FURNAS también contrató al Centro de Investigaciones de Energía Eléctrica (CEPEL), para efectuar pruebas del aislante e inspeccionar las barras estatóricas, medidas en las rebabas del laminado y en la resistencia del aislamiento y análisis químico del barniz aislante interlaminar.

El desmontaje y los pruebas del laminado y de las barras estatóricas identificaron innumerables anomalías (cerca de 35 tipos diferentes de anomalías en el laminado sacado del estator y más de 250 anomalías diferentes en 220 laminados seleccionados para la inspección detallada).

Las inspecciones y la evaluación independientes constataron serias deficiencias de fabricación, un inadecuado control de calidad y un montaje inapropiado del laminado por la Westinghouse. El poco espesor y la muy baja resistencia eléctrica de la capa de barniz aislante (ortofosfato de aluminio) del laminado fueron considerados como la principal causa de la falla del estator. Se concluyó básicamente que el generador había sido fabricado con un laminado de calidad inferior y montado de manera inadecuada, por debajo de las normas establecidas. De esa manera, la capacidad del generador tal como fue cons-

truido (as built) no respondió a su capacidad de diseño.

La planta permaneció fuera de servicio entre el 24 de junio de 1987 y el 26 de octubre de 1988 (488 días) para permitir el desmontaje, inspección, evaluación de causas, y la toma de decisión en cuanto a su reparación (en este caso FURNAS optó por el rediseño y reconstrucción de un nuevo estator por la Siemens), fabricación de nuevas barras estatóricas en Alemania, preparación del laminado en la fábrica de la Siemens en São Paulo, remontaje y pruebas del generador. El costo total quedó en alrededor de US\$7,1 millones.

Cabe señalar que el tiempo necesario para las reparaciones de Angra I casi siempre superó lo normal, no solamente debido a la falta de soporte local (por cuanto la industria y las empresas de ingeniería brasileñas no tenían experiencia previa en la rama) sino también porque el diseño de la planta no contemplaba una adecuada disposición de espacio para los trabajos de mantenimiento. El soporte del fabricante, de las empresas proveedoras y de las empresas consultoras se caracterizó siempre por ser una tarea difícil y demorada, teniendo en cuenta no solamente las grandes distancias involucradas (Estados Unidos y Europa) sino también las dificultades locales con los trámites gubernamentales para contratar e importar servicios, equipos y repuestos.

El programa de modificaciones en Angra I todavía prevé para los próximos años la instalación, cambio, reparación o mejoría de algunos equipos y sistemas importantes de la planta, a ser efectuados durante las paradas de revisión general y recarga de combustible.

6. ANGRA I: SITUACION ACTUAL

- Angra I ha operado como planta de base a aproximadamente el 50% de su capacidad, por solicitud del despa-

cho de carga. Se explica este modus operandi por el costo operacional menor de las plantas hidroeléctricas, por la utilización total de energía generada por la planta de Itaipú (12.600 MWe) y también por el reducido ritmo de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, en función de la crisis económica que el país vive desde la última década.

- El factor de disponibilidad equivalente presentado hasta el momento se encuentra en valores elevados, resultado de las diversas mejoras de seguridad y confiabilidad operacional reimplantadas a lo largo de las últimas paradas realizadas para la recarga, revisión y mantenimiento de la unidad. Esto permitió a Angra I tener un desempeño igual, o mejor, que el promedio de las plantas similares en todo el mundo.
- En el primer bimestre de este año, la planta se encuentra aproximadamente a la mitad del ciclo 4. Algunos elementos combustibles presentan fallas en el camino conforme se observó en función de la alteración de los parámetros de actividad relacionados con el fluido del sistema de agua de refrigeración del primario. Estos parámetros todavía están dentro de los límites de las especificaciones técnicas y por lo tanto permiten la continuidad operacional hasta la próxima parada para la recarga. Exigen, sin embargo, una mayor vigilancia y la posible planeación de una interrupción en la operación del ciclo con el objetivo de inspeccionarse y posiblemente cambiar los elementos afectados para entonces reiniciar la operación y concluir la utilización energética del combustible.

A principios del mes de marzo, las cifras monitoreadas alcanzaron valores en que se recomendaba la planeada reducción de carga y la desconexión dentro de una semana, para inspeccionar los elementos combustibles.

Por eso, el pasado 5 de marzo, se efectuó la desconexión planeada. En la actualidad, se están programando las actividades a ser realizadas como parte de las tareas de inspección de los elementos combustibles y retorno de la unidad al sistema eléctrico.

7. PERSPECTIVAS FUTURAS DE LAS CENTRALES NUCLEARES

El Plan 2010 de ELETROBRAS

El documento más reciente de planeamiento para el sector eléctrico (Plan 2010) prevé, para atender la demanda así configurada, un programa de generación predominantemente hidroeléctrico, principalmente en los años iniciales, con la implantación posterior, a ritmos crecientes, de programas termoeléctricos basados en el carbón mineral y en la energía nuclear, en vista del agotamiento del potencial hidráulico más favorable al final del periodo en cuestión.

El Plan 2010 está concebido con dos principales características que deben ser destacadas:

- La masiva instalación de centrales hidroeléctricas en la región norte, lo que aumentará la importancia de las interconexiones entre regiones.
- La transmisión de grandes bloques de energía, a través de largas distancias, de la región norte al sudeste y noreste.

Este plan, con seis plantas nucleares entrando en operación hasta el año 2010, ofrece condiciones para preservar y ampliar la capacitación tecnológica ya adquirida, pues asegura un nuevo ritmo de continuidad que viabilizaría la infraestructura ya montada para el ciclo de combustible, mantendría los equipos de ingeniería y aseguraría a la industria un nivel mínimo de

Después del año 2010, con el potencial hidroeléctrico firme prácticamente agotado, la generación térmica aumentará considerablemente mediante el uso del carbón y de la energía nuclear

pedidos, para poder mantener la infraestructura industrial inherente y específica para la fabricación de equipos y componentes nucleares.

Sin embargo, existen restricciones de diferente índole que pueden llevar a la no consecución de estos objetivos; por ejemplo:

- Los organismos internacionales de financiamiento, para lo cuales se prevé un papel importante en la política de recuperación del sector eléctrico, deberían aumentar aún más sus exigencias para la liberación de recursos, en nombre de los factores ecológicos.
- En el campo técnico, no se puede afirmar que los problemas de transmisión de grandes bloques de energía por distancias muy largas estén, en la práctica, solucionados.

Teniendo en cuenta las posibles restricciones para la consecución de estos objetivos, el Plan 2010 admite la posibilidad de otro escenario para atender la demanda, donde la participación nuclear en el año 2010 sería de 18 unidades, incluyendo Angra I, II y III.

Después del año 2010, con el potencial hidroeléctrico firme prác-

ticamente agotado, la generación térmica aumentará considerablemente mediante el uso del carbón y de la energía nuclear. Bajo esta hipótesis, se vuelve de máxima relevancia el papel que debe desempeñar la generación nuclear.

Sin embargo, para que un programa de implantación de plantas nucleares sea viable, es preciso adoptar una estrategia de ejecución, ya que no se trata de una tecnología consolidada en el país. En este caso, no se puede prever la interrupción del proceso por algunos años, de acuerdo con las circunstancias políticas, porque un programa no continuo inviabiliza la participación significativa de la ingeniería e industria nacionales, la formación y mantenimiento de equipos técnicos competentes y, en consecuencia, la implantación plena de la nueva tecnología.

8. CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, no se debe pensar que, por ser 2010 un horizonte distante, todavía hay mucho tiempo para tomar decisiones. Considerando que es necesario un período de gestación de más de 10 años, desde la toma de decisiones hasta la entrada en operación de una planta nuclear, se debe enfatizar la necesidad de decidir sobre las próximas plantas, aún en el escenario bajo

para la participación nuclear indicado en el Plan 2010.

La concientización mundial sobre los problemas del medio ambiente derivados de la contaminación atmosférica proveniente de la quema de combustibles fósiles como el carbón y el petróleo, que producen lluvias ácidas y el llamado efecto invernadero, así como la cada vez mayor resistencia de las poblaciones a los proyectos hidroeléctricos que se apropian de tierras cultivables y que provocan el desalojamiento de un gran número de personas, sin duda ha aumentado en los últimos meses a nivel mundial e influenciará las decisiones políticas sobre el desarrollo energético de los países, incluso el Brasil. Al mismo tiempo, servirá para colocar, en condiciones de igualdad, las diversas soluciones energéticas, sea por consideraciones económicas—mayores costos de instalación de las centrales térmicas convencionales por la introducción de onerosos sistemas de limpieza de los gases de combustión, mayores indemnizaciones a las poblaciones desalojadas por las represas hidráulicas y mayores inversiones en la reforestación y en el desarrollo agrícola en las áreas sustituidas por las apropiadas—o sea por consideraciones de riesgo ambiental que hasta ahora eran un carga soportada únicamente por la solución nuclear. ☉

Nuclear Power Development in Brazil: Problems and Options

*Jaime Ribeiro de Lacerda**

SUMMARY

Nuclear energy activities in Brazil began after the second world war, with basic research in the field of uranium enrichment.

Brazil has vast water resources and, at present, hydropower plants account for more than 90% of the country's installed capacity, close to 52,000 MW, including the installed capacity of the Itaipú power station (12,600 MW).

Nevertheless, the hydro potential that can be tapped economically in the southeast and midwest regions will be depleted within a few years. This would require the search for alternative sources for these regions.

In 1968, the Brazilian Government decided to pave the way for nuclear power production, in order to provide the national power sector with the opportunity to accumulate know-how about this modern technology and acquire experience to meet possible future needs.

Since at that time an increase in thermoelectric complementation in the

area of Rio de Janeiro had already been planned, it was decided that this increase would be based on nuclear power, by building a first plant of about 600 MW.

The nuclear program, limited initially to Angra I, was substantially enlarged in 1975, as a result of the Nuclear Power Cooperation Agreement between Brazil and the Federal Republic of Germany. Pursuant to this Agreement, in July 1976, FURNAS made arrangements for the purchase of two additional units, of about 1,300 MW each.

In 1976, excavation for Angra II was begun. The schedule for commissioning these stations was five years for Angra II and six years for Angra III. Nevertheless, these time periods were extended a great deal due to various delays as a result of additional requirements for the termination of the foundations of Angra II, various alterations in the nuclear sector's organization, and above all financial problems.

The current situation is not well-defined. As specified in the present article, Brazil already had a nuclear program, but each revision of the country's

* Assistant to the Board of Directors, General Coordination of Thermonuclear Power Production, FURNAS Power Stations, Brazil

power sector has reduced the share of nuclear power. Today, Angra I is operating, and Angra II is in the process of being implemented. Bearing in mind various political, environmental, energy, and other aspects involving society and the scientific community, a decision was made by the President of the Republic. The economic resources have already been allocated and only remain to be issued.

1. INTRODUCTION

Nuclear power activities in Brazil began after the second world war, with initial basic research in the field of uranium enrichment. The formulation of a nuclear power policy started in 1951, with the creation of the National Research Council (CNP), thanks to the joint actions of Professor Carneiro Felipe and Admiral Alvaro Alberto.

The idea of building a nuclear power plant arose for the first time in 1956 when the American and Foreign Power Company (AMFORP), a former U.S. holding company, which until 1965 controlled various electric power concessions that have since been nationalized, considered installing a small nuclear power plant (110 MWe) near Cabo Frio for one of its concessions, the Brazilian Electric Power Company (CBEE) of the State of Rio de Janeiro. The project ended up by being abandoned. With the creation of the National Nuclear Power Commission (CNEN) on October 10, 1956, a project aimed at installing a nuclear power plant with a capacity of 150-200 MWe emerged. It was to be located on the banks of Mambucaba River, in the State of Rio de Janeiro. In December 1959, the Mambucaba Project Superintendence was created. A consortium of national and foreign companies was placed in charge

of the detailed studies. These studies were abandoned because the site was unsuitable and the country was experiencing a difficult economic situation.

During the following period, the CNEN started to gear the studies toward larger nuclear power plants (on the order of 300 MWe) and came up with a report on the site's installation selection. At this date, however, nothing concrete occurred with respect to the installation itself, notwithstanding the establishment in 1965 of a Committee for Studying Power Reactors, which disappeared shortly thereafter. This phase was characterized by the fact that, except for the small AMFORP project, since 1956 no other attempt to build a nuclear power plant in Brazil has been directly linked to the country's national energy sector plans. These were isolated efforts in which the construction and operation of the nuclear plants would have remained outside the hands of electric power concession-holders, who would have been empowered only to purchase the energy generated to distribute it without any intrusiveness in their planning and implementation.

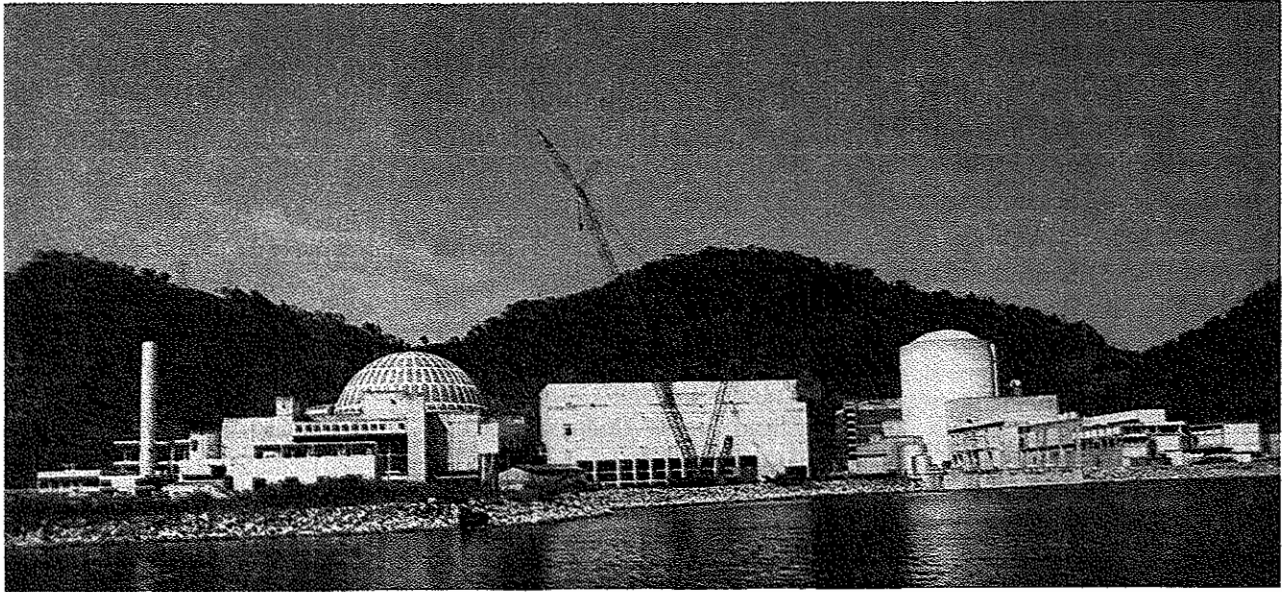
2. ANGRA I

In 1967, the Federal Government took decisive steps to promote the country's nuclear power program through a project already duly incorporated into the national generation expansion plan, implemented and operated by the electric power utilities. These decisive steps coincided with the transfer of the CNEN to the Ministry of Mines and Energy and the decision to put ELETROBRAS, created on June 11, 1962, in charge of building and operating the nuclear power plants to be deployed by the Federal Government. Afterwards, on June 22, 1967, a Special

Working Group was set up, composed of representatives of the Ministry of Mines and Energy, the CNEN, ELETROBRAS, and the National Security Council. This led to a Collaboration Agreement between CNEN and ELETROBRAS in order to regulate the jurisdiction and duties of these two entities regarding Brazil's nuclear power program. This Collaboration Agreement, signed on April 26, 1968, entitled ELETROBRAS to design, build, and operate nuclear power plants, a responsibility that had previously been granted to CNEN by Law No. 4118 of August 27, 1962. It also empowered this utility to grant its subsidiaries these responsibilities, thus creating definitively the groundwork for the installation of the country's first nuclear power station in commercial operation and integrated into the current electric power system.

The above-mentioned Working Group also recommended that, in view of the need to increase thermal generation on the order of 500 MWe in the country's southeastern region by the mid-seventies, the use of nuclear power be considered instead of conventional thermoelectric power, in accordance with the forecasts of the CANAMBRA Report (a complete survey of the southeastern region's energy resources by a group of Canadian, American, and Brazilian consulting firms). This nuclear power plant would respond to the dual objective of complementing regional electric power needs and creating in the country the preliminary conditions to acquire technical experience in the field of nuclear power.

At this same time, from April to June 1968, the International Atomic Energy Agency (IAEA) sent to Brazil a group of American, English, Canadian, and Swedish specialists, headed by J.A. Lane. These experts, along with engineers from



Angra Nuclear Power Station is close to the major Brazilian consumer markets

CNEN and ELETROBRAS, prepared the well-known Lane Report on "Nuclear Power for the Central-South Region of Brazil". This document provided the basis for initial negotiations undertaken to implement the first nuclear power plant in Brazil. ELETROBRAS delegated the responsibility of building this first nuclear plant and locating it in the southeastern region to FURNAS Power Stations, the largest subsidiary of ELETROBRAS created on February 28, 1957, bearing in mind that FURNAS's electric power system had dimensions that were compatible with the installed capacity of the scheduled plant (close to 600 MWe).

In early 1969, FURNAS began the project's preparatory phases, which consisted of: site selection; selection of the company to manufacture the reactor, as well as the plant's supplier and assembler (through an international bidding process conducted in 1970-1971); and the selection of the company responsible for building the civil works (through a national bidding process conducted in July 1972 among pre-selected companies).

The studies performed to choose the site of the first nuclear plant relied on the technical advisory services of the Nuclear Utility Services Corporation (NUS), the Weston Geophysical Research Inc., and Professor George Kirsch of the Geosciences Department of Cornell University and were based on CNEN standards for the "Selection of Sites for Installing Power Reactors." These studies were brought together in the Preliminary Report on the Security Analysis (RPAS) of the Plant (submitted to the CNEN in order to obtain approval for the site and later to obtain the license for building the plant). The most favorable site turned out to be Itaorna Beach, in the Municipality of Angra dos Reis, in the State of Rio de Janeiro, close to the country's largest consumer markets: 130 kilometers from Rio de Janeiro, 220 kilometers from São Paulo, and 350 kilometers from Belo Horizonte.

The American company Westinghouse was awarded the contract for building the Angra I Plant, including the design, supply, and erection of the facilities

and the commissioning of the plant under a turnkey scheme. Project activities were subcontracted to Gibbs & Hill Inc. of the United States and to Promon Engenharia S.A. of Brazil. A partnership with the Brazilian Engineering Firm (EBE) was set up to ensure the electromechanical activities. Supply of the steel containment vessel and implementation of the civil works not included in the Westinghouse contract were directly contracted out by FURNAS to Chicago Bridge & Iron Co. and the Norberto Odebrecht S.A. (CNO) company, respectively, by means of specific bidding processes for these purposes. The first load of nuclear fuel was manufactured by Westinghouse under a separate contract with FURNAS. Since then, the uranium has been purchased by Westinghouse from NUF COR of South Africa, its conversion in UF has been contracted out to BNFL of England, and its enrichment contracted out to the U.S. Department of Energy (DOE). The subsequent reloading was directly contracted out to NUCLEBRAS, now Brazilian Nuclear Industries (INB), with fabrication partially done in Germany and the rest in Brazil.

On August 17, 1970, FURNAS obtained ownership of the Angra I area and immediately started the work of preparing the site for construction.

Angra I has played an important role in supplying reactive power to the areas near large load centers, thus contributing to the increased reliability of the interconnection of the south and south-eastern regions and to the stability of the interconnected power system.

3. ANGRA II AND III

The Angra II and III plants were planned within an energy-economic context that has prevailed since the first oil shock, at the end of 1973. On this occasion, at the power sector planning level, the following major conditions prevailed: knowledge of the country's hydraulic potential was limited; the assumptions about the economy's growth rate and therefore about the demand for electric power were very high; and nuclear power generation cost estimates were very low. Under these conditions, the ELETROBRAS's so-called Plan 90 estimated that the southeastern region's hydraulic potential would be depleted around 1990 and forecast that, by that date, a large share of thermal generation, predominantly of a nuclear origin, would have to be installed. Plan 90 outlined a market for nuclear power plants on the order of 1,200 MWe, with a minimum of four and a maximum of eight plants by the year 1990, in addition to Angra I, which FURNAS had already awarded to Westinghouse. Nevertheless, the Plan admitted the hypothesis of modifications in the scenario and only defined the commissioning of the first two plants, Angra II and III, to be concluded in 1982 and 1983, respectively.

At the beginning of 1974, the Federal Government decided to implement an important nuclear program in order to develop its own nuclear technology to meet the demands of the power market. In that year, the Ministry of Mines and Energy started reorganizing the nuclear power sector's legal and administrative framework. The sector's industrial activities, which were being developed by the Brazilian Nuclear Technology Company (CBTN), were transferred by Law No. 6.189 of December 16, 1974 to the Brazilian Nuclear Utilities (NUCLEBRAS) and its subsidiaries, and the CBTN disappeared. Tasks were assigned to NUCLEBRAS and its subsidiaries, and they were given by the Federal Government a virtual monopoly over nuclear development: nuclear mineral exploration, nuclear mining, its product and metallurgy, the implementation of the complete cycle of nuclear fuels, and plant design.

In June 1974, FURNAS was authorized to build a second nuclear plant in Itaorna. A year later, it was decided that a third nuclear plant would be added to the power system on the same site. For Angra II and III, Brazil opted for the purchase of facilities from Kraftwerk Union AG (KWU) of the Federal Republic of Germany.

On June 27, 1975, the Governments of Brazil and the Federal Republic of Germany entered into a Nuclear Cooperation Agreement, in order to regulate the cooperation between their two countries in the field of peaceful use of nuclear energy. They also signed an Industrial Cooperation Protocol, which envisaged the implementation of this Agreement through specific measures for each cooperation area. The Agreement involved the construction of eight nuclear power plants and provided that all the technology for

their development in this sector would be gradually replaced by similar national technology, in order to enhance the nationalization of the facilities used.

On July 22, 1976, FURNAS concretized the purchase of Angra II and III from KWU. These were the first two plants out of the total of eight envisaged by the Brazil-Germany Nuclear Agreement.

The Angra Nuclear Power Station, comprising three plants and their related facilities, by a National Congressional Law, was later given the name Admiral Alvaro Alberto Nuclear Station (CNAAA) to render homage to this great pioneer of nuclear energy in Brazil.

For Angra II and III, FURNAS drew up a contract with KWU for the basic project, the supply of imported equipment, supervisory services, erection, and commissioning, whereas FURNAS was given overall responsibility for the project and its final assurance. The subsidiary firm Nuclebras Engenharia S.A. (NUCLEN) was in charge of terminating the basic project under the supervision of KWU and of supplying the national equipment. The civil works of Angra II were contracted out to the Norberto Odebrecht Construction Firm (CNO) and the supply and erection of the steel containment vessel to Confab Industrial S.A. In 1982, NUCLEBRAS contracted out the works of Angra III to the Andrade Gutiérrez Construction Firm (CONSAG).

In 1976, excavation for Angra II began, and in June 1977 the construction of the foundations on piles began.

During the construction phase of Angra II, a series of difficulties arose because of the technology's complexity,

short time schedule, and a concession-granting process based on different models, one from the concession-holding firm (American model) and the other from the building firm (German model). These difficulties contributed to preventing the goals that were originally established from being achieved. Alongside this, the energy assessments conducted in the electric power sector indicated that the scenario forecast for the eighties would be substantially modified: the demand for electricity would not grow at the high rates that had been predicted; the cost of nuclear power plants were much higher than estimated; power capacity was reappraised and turned out to be much higher; and it was even technically possible to transport large blocks of energy over long distances. These factors jointly undermined the assumption of a mass need for nuclear power in the nineties, an assumption that had been the driving force behind the establishment of the Brazilian Nuclear Program, which had envisaged the deployment of a complete set of nuclear facilities in the country.

In 1981 and 1982, despite a new outbreak of the country's financial crisis, the resources needed to implement the project were obtained, both in terms of approval for the regulatory limits along with the recently created SEST and in terms of the resources themselves, including participation by the National Treasury. Beginning in 1983, the budget allocations approved for NUCLEBRAS not only were above and beyond the needs of the physical projects of Angra II and III, but also accelerated the process of reducing the involvement of National Treasury resources. Interruptions in the pace and sequence of the plants' implementation once again led to schedule extensions and required the renegotiation of contracts for the supply of goods and services and,

keeping the previously fixed costs, sent financial costs soaring. After 1985, the resources available for the project only covered slightly more than the fixed costs and did not permit the projects to effectively move ahead toward the critical phase; this in turn required a new schedule to be established every year in order to terminate the project.

The aggravation of this situation led to the creation, in May 1988, of an Interministerial Working Group, promoted by the General Secretariat of the National Security Council and comprised of representatives of the Ministries of Mines and Energy and Finance, SEPLAN, CNEN, and the SG/CSN itself, in order to create conditions that would facilitate terminating the construction of Angra II and III.

The Group observed that the solution to the problem lay in the establishment of a multiannual guaranteed financial scheme for the project. The final document of the works indicated that the mere transfer to FURNAS of the Angra II and III Plants, without the appropriate allocation of resources, would not guarantee the construction's feasibility within suitable time schedules in view of the financial crisis experienced by the power sector in implementing its expansion plan. Moreover, it was emphasized that, if FURNAS was given the responsibility for building these plants and if technical, political or financial events occurred that prevented their termination within appropriate time periods, the company should be protected from financial cost overruns, since it would have no corresponding earnings from the sale of energy.

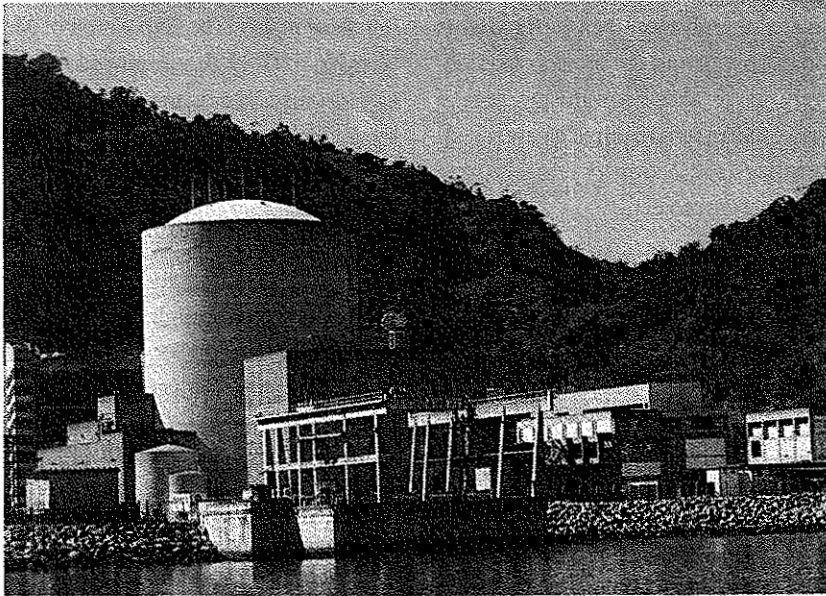
On August 31, 1988, Decree-Law No. 2.464 was published. It not only eliminated NUCLEBRAS and transferred all its liabilities to the Federal Government,

even those related to the construction of Angra II and III, it also transferred to FURNAS the responsibility of concluding these plants. The Exposition of Motives No. 007/88 also displayed the specific details of the financial involvement by the National Treasury and the power sector for concluding the works, in order to limit the share of the latter to the costs of the energy generated by the equivalent hydropower alternative. This principle was later ratified through Article 3 of Law No. 7.915 of December 7, 1989, which provided that the budgets of the Federal Government should designate an entry for complementing the necessary resources to conclude the nuclear power plants of Angra II and III.

A similar situation had already occurred with Angra I and Decree No. 91.985/85, which provided for the reimbursement to FURNAS of expenditures that were higher than those stemming from the hydropower option, beginning in 1986, as well as the disbursements incurred in Angra II and III prior to their transfer to NUCLEBRAS (Decree No. 86.250/81).

Various factors have been contributing to the continuous delays of the nuclear power plants Angra II and III over the last 16 years. Finally, the lack of resources in national currency in an amount sufficient to lead to their termination within a normal time period is the principal cause for the project's current situation.

There are also various impacts stemming from this lack of resources, including the loss of both national and international credibility in Brazil's capacity to build other nuclear plants in the country and extremely high annual expenditures for an entire structure erected



Angra Nuclear Power Plant in commercial operation since January 1985

for implementing nuclear projects, which will probably become inefficient over time, without detecting any appreciable progress in terms of services delivered. In addition, we cannot fail to mention that the interests on foreign loans grow day by day and continue to accumulate.

There is also a wide variety of positive aspects to this project, among which the following should be emphasized:

- Technological assimilation of a large part of the nuclear power plant project by Brazilian engineering.
- A favorable situation to initiate the electromechanical assembly in Angra II, bearing in mind that almost 90% of the civil works have already terminated and most national and foreign equipment is already ready and in storage.

- The cost that would be incurred to conclude the project is highly competitive compared to other energy solutions to supply the southeast region's power system, taking into account a firm capacity of almost 1.300 MWe.
- Reduction of blackout risks and the appreciable improvement in the stability of the interconnected electric power system, at the moment it is commissioned.

FURNAS, after a detailed analysis of the project, concluded that all efforts should be focused on solely terminating Angra II and that the termination of Angra III should be postponed until the necessary resources become available. Angra II is an ineluctable priority and should be concluded in the shortest term possible. Its termination depends on a government decision providing resources in national currency guaranteeing the nec-

essary annual flow in order to terminate the project by 1997.

Various working groups set up during previous government administrations and during the present one have already reached the same conclusion, ratifying FURNAS's position. By means of Decree-Law No. 2646 of August 31, 1988, FURNAS was entrusted with the project's conclusion. Almost five years after the transfer of these plants to FURNAS, however, the project's development continues to stagnate. In the meantime, during this period the company has already had to cover expenditures in the amount of about US\$400 million. Obviously, if this situation persists, not only will the project never be concluded, it is possible that FURNAS as a company will be negatively affected. Therefore this situation needs to be resolved urgently without damaging the company.

4. TECHNICAL DATA

In its nuclear power program, Brazil opted for plants that use enriched uranium as a fuel, enriched at about 3%, and light water as a coolant and moderator. Regarding this, it chose pressurized water reactors (PWRs).

The three plants, Angra I, II, and III, are similar in terms of design and operation but different in terms of size and capacity. Angra I has a capacity of 626 MWe and each one of the other plants will have a capacity of 1,229 MWe, for a total of 3,084 MWe based on thermonuclear energy sources.

The PWR power plant has three basic water circuits: the primary cycle, the secondary cycle, and the water circulation system. In the primary cycle, the heat produced in the reactor by the nuclear chain reactions is carried by the coolant at a high pressure to the steam generators

and from there it is transferred to the secondary cycle. In the latter, the heat transferred from the primary cycle is used to vaporize the water contained in the steam generators: the resulting steam is carried to be expanded in the turbine, thus driving the turbo-generator group and producing electric power. In the water circulation system, the water from a cold source (sea, river, lake, or cooling towers) is used to condense the steam that was expanded in the turbine, thus allowing this condensed water to be pumped to the steam generators and completing, in this way, the secondary cycle.

5. GENERAL ASPECTS OF THE COMMISSIONING OF ANGRA I: PROBLEMS AND SOLUTIONS

Angra I suffered from the effects of too many managerial and technical problems (in the design and construction of the plant), which were aggravated by prolonged discussions with Westinghouse, culminating in legal proceedings initiated by FURNAS against Westinghouse regarding the contract's signature.

From the very beginning, it was evident that both FURNAS and the concession-holder did not have the adequate staff for this type of project. In addition, Westinghouse was not prepared to provide the support necessary for a turnkey project. This situation was aggravated by the following factors:

- planning and coordination deficiencies in the design, construction, and installation/assembly;
- consistently unrealistic time schedules for terminating and maintaining the works, components, and facilities;
- the inadequate administration and storage of materials;

- delays in the supply of spare parts;
- flaws in the quality assurance documentation;
- virtually constant remodeling and changes in the designs of the plant's equipment and systems;
- deficient design documentation in many areas (especially I and C and power cables);
- incomplete and out-of-sequence turn-over packages;
- the lack of facilities for the operation personnel; and
- the prevalence of corrective maintenance over preventive maintenance; etc.

The schedule for commissioning the plant was subject to too many interruptions (planned, forced, or even unexpected shutdowns), due to the nonavailability of plant equipment and systems.

The conceptual design of Angra I (a design basically from the seventies, when the nuclear industry sought cost reductions to compete with coal-fired plants, without paying due attention to basic concepts such as operability and maintainability) compounded the above-mentioned problems.

The following factors contributed to the considerable delay in starting up the plant:

- Need for more careful and extensive cleanup of the stainless steel pipes in the primary cycle, bearing in mind the environmental conditions in which they were installed, in view of the above-mentioned simultaneous civil work.
- Noncompliance with standards issued after the contract's signature, especially in terms of storage and maintenance of equipment inventory (the highest frequency of flaws mainly in the electrical and electronic equipment).

Design Changes and Lack of Definitions

There were constant standstills in delivering construction and commissioning services, in view of the countless omissions in design definitions and the constant design changes. These changes occurred not only in the field but also came from the U.S. designers, thus leading to substantial schedule delays.

Design Modifications

Angra I, in its commissioning and initial commercial operation phases underwent a series of shutdowns for corrective maintenance, which forced FURNAS to implement an intensive modifications program, aimed at definitively correcting the most significant technical flaws and at providing the plant with greater operational reliability. As a result of the Three Mile Island (TMI 2) accident, which occurred on March 28, 1979, the CNEN required additional modifications in the design of Angra I.

During the various forced outages, important plant equipment was repaired, rebuilt, improved, substituted, or added, with highly satisfactory results in terms of safety performance and operational reliability. All of this yielded a high performance rating, with results that were comparable to those achieved by similar plants throughout the world. Of these forced shutdowns, the most significant were the following:

- maintenance after loading at 30% capacity, in order to modify the humidity separators and to conduct inspections geared to detecting parasitic flows in the pipes of steam generators and to repair the emergency diesel-fired generator groups (from June 18, 1982 to March 5, 1983);

- maintenance after loading at 50% capacity, in order to modify the steam generators to remove the thermal sleeves of the primary cycle openings (from April 15 to November 3, 1983);
- substitution of the T1A1 auxiliary transformer, the 1B circulation water pump motor, and the T1A2 service transformer, and repair of the exhaust valves of the waste heat removal system (from March 4 to April 21, 1984);
- reconstruction of the centrifugal load pumps and the emergency diesel-fired generator groups (from May 28 to August 27, 1984);
- repair of the burnt-out coil of the stator of the main power generator (from December 10, 1986 to March 27, 1987);
- rebuilding of the stator of the main power generator (from June 24, 1987 to October 26, 1988); and
- two shutdowns for a general review and fuel reloading (from January 3 to November 20, 1986 when the main condensers were refitted with pipes, and from September 30, 1989 to January 16, 1990).

Most of the technical problems of Angra I appeared during its commissioning and initial commercial operation. The problems that exerted the greatest impact on the plant are described below:

Design and construction flaws

Various significant flaws in the plant's design and construction, especially regarding the installation of the power cables and instrumentation, such as cable separation and overloading of the cable trays, were detected.

Induced vibration in the steam generator pipes

This is a generic problem observed in the GVs, models D2 and D3 (Ringhals 3 plant in Sweden, Almaraz 1 plant in Spain, and McGuire 1 plant in the United States), caused by the inadequate configuration of the original main feedwater flow distribution device, which led to waterflows at speeds higher than the critical speed for the fluid-elastic excitation and turbulence at the entry. This produced excessive vibration induced in the pipes of this area, which rotate with the respective support plates, thus wearing down the pipes very quickly and leading to leaks between the primary and secondary cycles.

The capacity enhancement program was limited by the CNEN at a level of 30% loading (later it was liberated for 50% per 1,000 hours).

The problem detected before the initial loading of the core was only corrected by Westinghouse close to two years later, in 1983, due to the time needed for qualifying the new flow distribution device (the manifold) and the priority service negotiated with Westinghouse. Angra I was out of service between April 15 and November 3, 1983 (202 days) to modify the steam generators, remove the thermal sleeves from the openings of the primary cycle, and correct other design problems.

The costs of installing the new flow distribution devices (manifolds) remained largely in the hands of Westinghouse (guarantee period) with the following distribution of responsibility:

- a. Westinghouse's responsibility

- The complete flow distribution device (manifold).
- All the special tools used for the installation.
- All the specialized manpower for this service.
- Consumable goods.

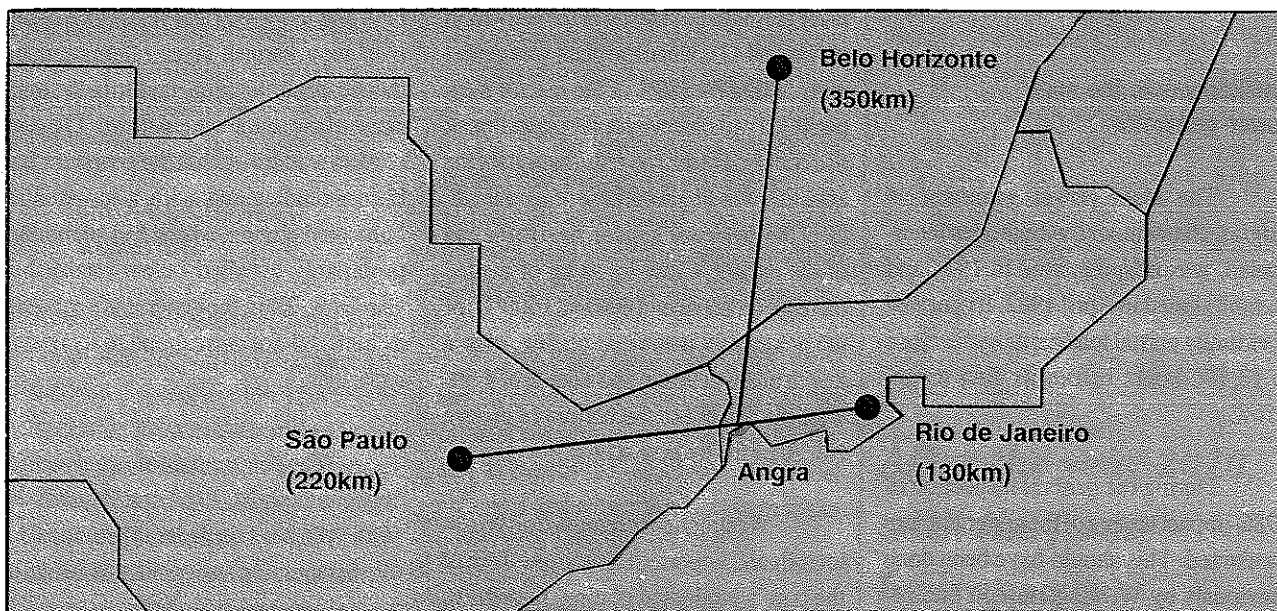
b. FURNAS's responsibility

All on-site support, such as preparation of the service area, scaffolding, transportation, accommodations, meals, etc.

The additional costs charged to FURNAS for changes included: 1) periodical visual inspections of the manifold structure by means of optical fibers or mini TV cameras or video recorders; and 2) monitoring programs for controlling the pressure variations of the main feedwater.

Leaks in the main condensers

After adopting the all-volatile treatment for the secondary cycle of Angra I, it was necessary to strictly control its chemical parameters and impose severe constraints on the entry of contaminants into the cycle. This was needed to avoid denting in the steam generator pipes. Chemical control of the secondary cycle was difficult to implement in Angra I because of constant circulation-water leaks (contamination with chlorates) within the main condensers and the design of these condensers, which included copper connections in the set of pipes (copper contamination). Each one of the two condensers, containing 23,184 aluminum bronze pipes and 828 Cu-Ni 70-30 pipes, was responsible for close to 70% of the copper carried to each steam generator.



In addition, inside the pipes barnacle-type scaling (crustaceans) occurred as a result of the frequent lack of chlorination of the circulation water. These barnacles would partially obstruct the inside diameter of the condenser pipes, thus increasing the speed of flow and leading to a localized process of erosion and corrosion, finally producing leaks in the aluminum bronze pipes. In the Cu-Ni pipes, however, this problem did not occur.

The problem was aggravated by other difficulties, such as deficiencies in the hot-well sampling system and in the insulation valves of the water-tanks.

The condensers were refitted with 24,012 titanium pipes; additional anti-vibration plates were installed; and the conventional mirrors were replaced by internally grooved mirrors with a special inner pressurization system, aimed at making them leak-proof. A continuous cleanup system (TAPROGGE) and a fil-

tering system were installed, along with a chlorination system, in order to maintain the inside of the piping free of barnacles. The installation of these two systems required extensive structural modifications at the base of the turbine-generator building. Angra I was stopped for close to six months from January 3 to November 20, 1986 (323 days) for this servicing, as well as for a general inspection and fuel reloading.

The total cost for these modifications in the main condensers amounted to US\$13.7 million.

Lubrication problems with the diesel-fired emergency generation groups

The plant was shut down between February 18, 1982, and March 5, 1983 (265 days), owing to the lack of the Fairbanks Morse model 38 TD 8 1/8 diesel-fired emergency generator groups

(two groups each with a continuous capacity of 2,850 kW).

In the diesel-fired motors, various common flaws emerged with respect to lubrication (insufficient lubrication of the pins connecting the rods to the pistons, along with the tendency of the lubricant used—LUBRAX MD-400—to form excessive foam).

Various modifications were implemented in the motor lubrication system, mainly to handle the fast start-up service. Moreover, the national oil was substituted for an imported product (Shell Caprinus R-40), in order to improve motor lubrication.

This problem ended up by convincing FURNAS that it should import the lubricant not only for the emergency diesel-fired engines (Shell Caprinus R-40 oil) but also for all the safety-related equipment (Exxon Terestic oils). In addition, it

decided that a strict program for analyzing all the plant's lubricants and monitoring their performance had to be applied.

Breakdowns in the main power generator

The main power generator of Angra I, characterized as hydrogen inner-cooled, was manufactured in 1974 and commissioned in April 1982. It operated at virtually partial load capacity for close to 13,400 hours before its first breakdown.

During the general inspection of 1986, impact testing of the generator was conducted. This should have been done previously by Westinghouse in the factory or during its erection. If this had been done, various supports would have been added to prevent the vibration of the stator coils at determined frequencies.

An adhesive tape, used during the painting of the coils and which had been forgotten, was obstructing one of the cooling conduits of the stator's winding. Therefore the stator rod at the bottom of groove No. 7 (phase A) of the armature winding was burned out, thus leading to the plant's shutdown a few hours after attaining 100% loading capacity (when it was started up once again on December 10, 1986), as a result of the activation of relay 64-G1 (protection against a ground break in the stator winding of the main power generator). The repair services consisted of substituting the affected stator rod along with other neighboring rods from the bottom (Nos. 6 to 17) and the upper part (Nos. 4 to 17) of the generator, which were removed in order to gain access to the breakdown area. The plant was shut down from December 10, 1986 to March 27, 1987 (108 days).

On June 24, 1987, after operating for a total of almost 14,625 hours at a virtually partial load, a new shutdown took place at Angra I as a result of the activation of relay 64-G1, when the plant was generating 520 MWe (80% of the reactor's capacity). It was observed that a ground break had occurred in the rod at the bottom of the armature winding at the base of groove No. 20 of the generator's stator, next to the end of the exciter. Close to 10 kg of melted material (at between 1400 and 1500°C) of the armature's laminated plating, over a length of about 96 cm and a depth of 4 cm, were pushed out of the bottom of groove No. 20 by the hydrogen flow.

Westinghouse removed all 96 stator rods and imported close to one-fifth of the core's laminated plating, in order to replace the damaged parts. FURNAS contracted Siemens/KWU to dismantle, redesign, and rebuild the new stator, as well as to analyze why this accident occurred. In addition to Westinghouse's assessment, FURNAS contracted a highly specialized and expert company, Forensics Technologies Inc. (FTI) to conduct inspections and determine the cause of the stator's breakdown. FURNAS also contracted the Electric Power Research Center (CEPEL) to test the insulation and inspect the stator rods, to measure the burring of the laminated plating and the resistance of the insulation, and to chemically analyze the inter-plate insulation varnish.

The dismantling and testing of the laminated plating and the stator rods contributed to identifying countless anomalies (close to 35 different kinds of anomalies in the laminated plating removed from the stator and more than 250 different anomalies in the 220 plates selected for detailed inspection)

The inspections and independent evaluation observed severe manufactur-

ing flaws, inadequate quality control, and an inappropriate installation of the laminated plating by Westinghouse. The thinness and low electrical resistance of the insulation varnish layer (aluminum orthophosphate) were deemed to be the main cause of the stator's breakdown. The conclusion was drawn that the generator had been manufactured with a low-quality laminated plating, which had been inappropriately installed below established standards. Thus, the generator's capacity as built did not correspond to its design capacity.

The plant remained out of service between June 24, 1987 and October 26, 1988 (488 days) in order to provide time for dismantling, inspecting, evaluating the causes, and taking the decision to repair the flaw (in this case, FURNAS opted for redesigning and rebuilding a new stator by Siemens), to manufacture new stator rods in Germany, to prepare the laminated plating in the Siemens factory in Sao Paulo, to reinstall the generator, and to test it. The cost for this amounted to about US\$7.1 million.

It should be mentioned that the time needed for repairing Angra I almost always was more than normal time required, not only because of the lack of local support (since Brazilian engineering firms and industry had no prior experience in this area) but also because the plant's design did not envisage adequate time for maintenance work. Support from the manufacturer, the suppliers, and the consulting firms always entailed long, painstaking procedures because of the distances involved (United States and Europe) and because of local difficulties with government paperwork for hiring and importing services, equipment, and spare parts.

The modifications program in Angra I still envisages, for coming years, the installation, change, repair, or improvement of some important plant equipment and systems, to be carried out during the shutdowns for general inspection and fuel reloading.

6. ANGRA I: CURRENT SITUATION

- Angra I has operated as a base plant at about 50% capacity, at the request of the load dispatch center. This way of operating the plant is justified by the lower operating cost of hydropower plants, the total utilization of the power generated by the Itaipú power station (12,600 MWe), and also the slower growth of demand for electric power, as a result of the economic crisis experienced by the country during the last decade.
- At present, the equivalent availability factor is very high as a result of the various operational safety and reliability improvements made during the last shutdowns for reloading, reviewing, and maintaining the unit. This enables Angra I to perform at a level similar to, or higher than, the average level of similar plants throughout the world.
- For the first two months of this year, the plant is at about halfway through cycle 4. Some fuel elements have displayed flaws on the way, as observed by the alteration in the activity parameters related to the cooling water system fluid of the primary cycle. These parameters are still within the limits of technical specifications and therefore permit operating continuity until the next shutdown for fuel reloading. Nevertheless, these problems require broader surveillance and possibly the planning of an interruption in the cycle

in order to conduct inspections and possibly to change the elements that have been affected in order to reinstate operation and conclude the fuel's energy utilization.

At the beginning of March, the figures that were monitored attained values that led to the recommendation of a planned load shedding and shutdown within a week to inspect the fuel elements.

Because of this, on March 5, 1993, the plant was shut down as planned. At present, the activities that need to be carried as part of the inspection of the fuel elements and returning the system to the power grid are being scheduled.

7. FUTURE OUTLOOK FOR NUCLEAR POWER STATIONS

Plan 2010 of ELETROBRAS

The most recent planning electric power sector document (Plan 2010) to meet the demand that has been forecast envisages the implementation of a largely hydropower-based program, especially in the first years, with the later deployment, at gradually higher rates, of thermoelectric programs based on coal and nuclear energy, as a result of the expected depletion of the more favorable hydraulic option at the end of the forecast period.

Plan 2010 has been conceived with two main features, namely:

- The massive installation of hydropower stations in the north, which will enhance the importance of inter-regional interconnections.
- The transmission of large blocks of energy over long distances from the

After the year 2010, with the firm hydropower potential virtually depleted, thermal generation based on coal and nuclear energy will increase substantially

northern region to the southeast and northeast.

This Plan, with six nuclear power stations being commissioned by the year 2010, provides appropriate conditions for preserving and broadening the technological training that has already been acquired. The Plan ensures a new pace of continuity that would make feasible the infrastructure that has already been erected for fuel cycles, maintain current engineering facilities, and guarantee a minimum level of orders for the industry in order to maintain the specific industrial infrastructure inherent to manufacturing nuclear equipment and components.

Nevertheless, there are constraints of different kinds that could prevent these objectives from being achieved, such as:

- International financing agencies, which have a major role to play in applying policies to help the power sector's recovery, will be imposing further conditionality for the allocation of resources, on behalf of ecological factors.
- In the technical area, it cannot be asserted that the problems involved in transmitting large blocks of energy over very long distances have been, in practice, resolved.

Bearing in mind possible constraints to attaining these objectives, Plan 2010 envisages the possibility of another

scenario to meet forecast demand, where nuclear participation by the year 2010 will be 18 units, including Angra I, II, and III.

After the year 2010, with the firm hydropower potential virtually depleted, thermal generation based on coal and nuclear energy will increase substantially. On the basis of this assumption, the role to be played by nuclear power generation is of the utmost importance.

Nevertheless, so that a nuclear power plant program will be feasible, an implementation strategy will have to be adopted, since this technology has not as yet been consolidated in the country. Therefore, the interruption of this process for several years depending on political circumstances would be highly counterproductive, as it would limit the significant involvement of national nuclear engineering and industry, the training and maintenance of competent technical teams, and therefore the full deployment of new technology.

8. CONCLUSIONS

Keeping in mind the above-mentioned considerations, although the year 2010 appears to be a far distant horizon, it should nevertheless not be viewed as a long period of time for making decisions. It should be recalled that, for a nuclear power plant, a gestation period of more

than 10 years, from the decision making to the commissioning of the plant, is required. Therefore, the need to decide now on the next plants, even under a low scenario for nuclear power involvement as indicated in the Plan 2010, should be emphasized.

World awareness about environmental problems stemming from atmospheric pollution as a result of the combustion of fossil fuels such as coal and oil, which produce acid rain and the so-called greenhouse effect, as well as the increasing resistance of the population to hydropower projects that expropriate crop lands and resettle a large number of persons, has undoubtedly increased throughout the world in the last few months. This will influence energy development policymaking in all countries, including Brazil. At the same time, it will help to place all the different energy solutions on the same footing, either because of economic considerations (higher costs of installing conventional thermal stations due to the introduction of costly combustion gas scrubbing systems, larger compensations for populations resettled because of hydraulic reservoirs, and larger investments in the reforestation and agricultural development of those areas that have replaced expropriated lands) or because of environmental risk considerations, which till now have been a burden solely borne by the nuclear alternative. ☉