

AUMENTO DE POTENCIA EXTENDIDA AL 110%

COFRENTES NPP POWER UPRATE TO 110%

La continua búsqueda de la mejora en la rentabilidad de las centrales nucleares ha llevado a un gran número de éstas a acometer proyectos de Aumentos de Potencia (AP), tanto en su modalidad de incrementos basados en la reducción de incertidumbres de las medidas (incrementos del orden del 1,4% al 1,7%), como en aumentos de potencia expandida (incrementos hasta el 5%) y/o aumentos de potencia extendida (más allá del 5%).

Así, en la actualidad más de un centenar de centrales americanas y europeas han conseguido incrementos de potencia que van desde el 1% de la Potencia Térmica Original (PTO) hasta valores del 20% PTO, estando en proceso de ejecución o con previsión de realización en los próximos cuatro años en otras cincuenta centrales a escala mundial.

CN Cofrentes ha sido una de las centrales que en este ámbito más decididamente ha apostado por los Aumentos de Potencia, habiendo completado en los quince últimos años tres incrementos sucesivos de potencia; en 1988 licenció el 102%, en 1998 el 104,2% y en 2002 el 110% PTO (1081 MWe). Actualmente está en evaluación por el CSN la propuesta de licencia del Aumento de Potencia por Ajuste de Caudal, "APAC", (1096 MWe), basada en la reducción de la incertidumbre en la medida del caudal de agua de alimentación para el cálculo de la potencia térmica generada.

En este artículo se describe el proceso que se ha seguido para el Aumento de Potencia Extendida al 110% PTO de CN Cofrentes, presentando desde la metodología utilizada, análisis abordados, modificaciones necesarias, recursos empleados, proceso de licencia, etc., hasta los resultados más significativos obtenidos en el proyecto.

The continuous search for improved profitability of nuclear power plants has led a large number of plants to undertake Power Uprate (PU) projects, either in the modality of increases based on fewer measurement uncertainties (increases of around 1.4% to 1.7%) or of increases of expanded power (of up to 5%) and/or extended power (of more than 5%).

At present, more than one hundred American and European plants have completed power uprates ranging from 1% of Original Thermal Power (OTP) to values of 20% OTP. Another fifty plants around the world are in the process of executing or plan to execute uprates in the next four years.

Cofrentes NPP has been one of the plants that has most decisively undertaken Power Uprates projects, as in the last fifteen years it has completed three successive uprates; it licensed 102% in 1988, 104.2% in 1998 and 110% OTP (1081 MWe) in 2002. The CSN is currently evaluating the license proposal for the Flow Adjustment Power Uprate – "APAC" (1096 MWe) – based on reduced uncertainty in the feedwater flow measurement for calculating the generated thermal power.

This article describes the process followed in Cofrentes NPP for the Extended Power Uprate to 110% OTP. It describes everything from the methodology used, analyses performed, required modifications, resources employed and licensing process, to the most significant results obtained during the project.

Miembros del equipo de Ingeniería de IBERINCO/
Members of IBERINCO engineering equipment.



PROCESO

Los aumentos de potencia térmica en centrales nucleares tienen como objetivo la explotación máxima de las capacidades propias del diseño original de las mismas, haciendo uso de los amplios márgenes de conservadurismo con los que se diseñan sus sistemas, equipos y componentes (SEC).

Mediante inversiones de entre un millón de euros y aquéllas que superan los 60 millones de euros, se pueden conseguir aumentos de potencia progresivos, cuya rentabilidad puede quedar plenamente justificada.

La implantación de un AP requiere previamente la autorización del Organismo Regulador y, dependiendo del nivel de potencia perseguido, el proceso puede exigir la modificación y/o sustitución de determinados sistemas o equipos cuyo diseño original no cubre el nuevo nivel de potencia solicitado.

Desde el punto de vista de ejecución, en el proceso general de un AP existen cuatro fases secuenciales, cuyos resultados se reflejan en los siguientes productos (ver figura 1):

- Estudios de Viabilidad Técnica y Económica: permiten determinar si el AP es técnicamente viable y con qué coste/beneficio se puede realizar.
- Evaluación detallada y modificaciones de proyecto: recoge el estudio en detalle de la capacidad de sistemas, equipos y componentes para satisfacer la operación en condiciones de AP, así como la especificación de las modificaciones de

equipos y sistemas requeridas

- Informe de Licencia: se genera un informe que discute y recoge las conclusiones que, junto con las modificaciones propuestas de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento y las correspondientes al Estudio Final de Seguridad, dan justificación y soporte a la Solicitud de Licencia para la nueva potencia.

- Implantación de modificaciones, pruebas reales en planta y aprobación definitiva: tras la apreciación favorable de la solicitud de licencia por parte del Organismo Regulador, Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), y la implantación de las modificaciones requeridas, se somete la planta a unas pruebas específicas de arranque, con objeto de verificar el correcto funcionamiento y respuesta de la misma en las condiciones de AP. Una vez demostrado que dichas pruebas son satisfactorias, y tras la preceptiva aprobación final del CSN, se procede a la operación a la nueva potencia licenciada.

En los apartados siguientes se detalla el alcance de cada una de estas fases.

ANÁLISIS DE VIABILIDAD

Los estudios de viabilidad se desarrollan bajo dos enfoques distintos, aunque complementarios: el técnico y el económico.

El objeto de los estudios de viabilidad técnica es identificar las limitaciones más importantes de los SEC, así como las modificaciones que serían requeridas a éstos en relación con dos alternativas de incremento de potencia, AP 110% y

PROCESS

The purpose of thermal power uprates in nuclear power plants is to take utmost advantage of the capacities inherent in their original design, making use of the wide margins of conservatism with which the systems, equipment and components (SEC) are designed.

Progressive power uprates can be achieved with investments ranging from one million euros to more than 60 million euros, and their profitability can be fully justified.

Implementation of a PU first requires a permit from the Regulatory Body and, depending on the power level pursued, the process may require modification and/or replacement of certain systems or equipment whose original design does not cover the new requested level of power.

From the standpoint of execution, a general PU process involves four sequential phases, the results of which are reflected in the following products (see figure 1):

- Technical and Economic Viability Studies: for determining if the PU is technically viable and at what cost/benefit it can be achieved.
 - Detailed evaluation and project modifications: this includes a detailed study of the system, equipment and component capacity needed to operate under PU conditions, as well as specification of required equipment and system modifications.
 - Licensing Report: a report is drawn up that discusses and describes the conclusions that, together with the proposed modifications of the Technical Operation Specifications and of the Final Safety Assessment, justify and support the License Application for the new power.
 - Implementation of modifications, actual in-plant tests and final approval: after a favorable judgment of the license application by the Regulatory Body, i.e. the Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), and implementation of the required modifications, the plant is subjected to specific startup tests to verify correct operation and response of the plant under PU conditions. Once it is demonstrated that these tests are satisfactory and after the obligatory final approval of the CSN, the plant begins to operate at the new licensed power.
- The following sections provide a detailed description of the scope of each of these phases.

VIABILITY ANALYSIS

Viability studies are developed from two different though complementary perspectives: technical and economic.

The purpose of technical viability studies is to identify the more important SEC limitations, as well as any SEC modifications that would have to be made in connection with two power uprate alternatives – PU 110% and PU 115% – so that an economic study for each of these alternatives can subsequently be performed.

After the technical viability study is completed and once the required modifications are determined, the required investments are assessed, the operating costs associated with the resulting kW-h are calculated and, based on these data, the economic parameters – VAN (Current Net Value) and TIR (Internal Return Rate) – are determined for each potential alternative.

As a result of the technical-economic study performed by Cofrentes NPP, it was concluded that the 110% Power Uprate option was the one that best satisfied the profitability and technical viability criteria required by IBERDROLA. The resulting

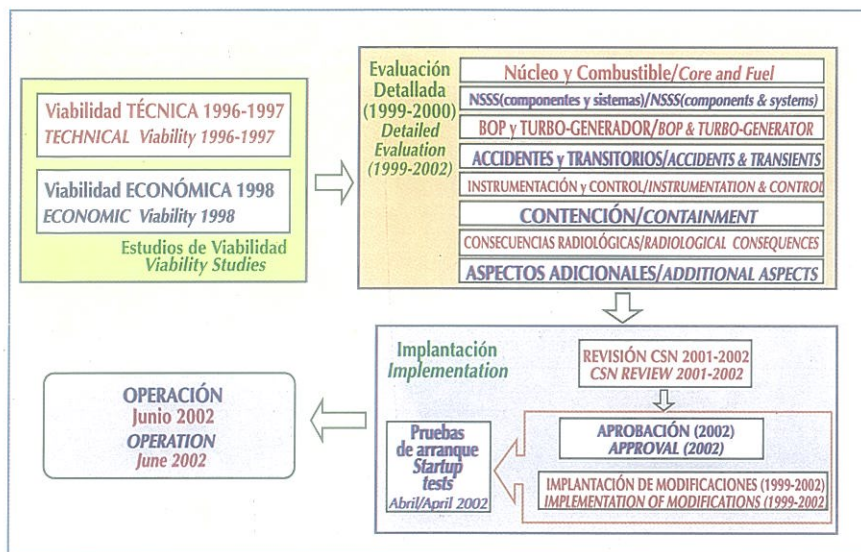


Fig. 1 Proceso general de un aumento de potencia/General power uprate process.

economic parameters were: VAN, 40 M€; TIR, 21%; Cost per kW installed, 390 M€; Electric Power Uprate, 52 MWe.

DETAILED ANALYSIS

After the technical-economic viability studies were completed and EPU profitability was assessed, the detailed analysis phase was begun.

The purpose of this analysis is to try to confirm the results predicted in the viability study phase. This involves a detailed study of the capacity of NSSS, BOP and Turbo-Generator systems, equipment and components affected by the EPU.

Studies were carried out for a power of 3,250 MWt (112.2% OTP), always maintaining margins greater than those required for the target licensed power (110% OTP). In addition, for those studies that require a specific evaluation of the licensed power, the calculations are made for 110% power (3,184 MWt).

From the standpoint of methodology, the Cofrentes NPP EPU project has been based on the methodology established in General Electric's (GE's) generic guidelines for BWR reactors approved by the U.S. Regulatory Body (NRC). The study scopes of this project, the methodology of which was subject to approval by the Regulatory Body, were structured so that development times could be established in a way that would ensure that the information that was eventually provided to the CSN with the license application would coincide with the information required by this body to pass judgment on the PU.

As for the organizations involved in this detailed analysis phase, the project has been directed and coordinated by Iberdrola Ingeniería y Consultoría (IBERINCO), with the participation of both national (IBERINCO, EEAA, TSI, SERLED, etc.) and foreign (General Electric, ABB, EPPG, ESG, etc.) engineering firms.

In particular, the most significant participants have been General Electric (GE), which focused on the NSSS- and containment-related studies, and IBERINCO, which performed all BOP-related studies and reviewed and approved the NSSS, containment and other project studies.

Following is a description, by areas of development, of the scopes and results obtained from the detailed systems analysis, the general process of which is shown in figure 2.

FUEL, ACCIDENTS AND TRANSIENTS

The fuel safety design and assessment for the 110% EPU was performed by using the methods and procedures included in the GIRALDA methodology approved by the Consejo de Seguridad Nuclear.

Based on a definition of the power-flow operating map and the heat balance under rated conditions, the following evaluations were performed:

- Reactor heat balances under non-rated conditions.
- Fuel and core performance.
- Thermohydraulic stability.
- Emergency Core Cooling Systems Capacity.
- Transient analysis.
- ATWS analysis.

A generic evaluation of Cofrentes NPP core performance under extended power conditions was done for a representative core under conditions of equilibrium cycle of GE-14 type fuel assemblies, at a power of 3,250 MWt and a pressure of 1,070 psia at the pressure vessel dome. It should be noted that the analysis pressure used is the same as under

AP 115%, de modo que posteriormente se pueda realizar un estudio económico para cada una de las mismas.

Tras el estudio de viabilidad técnica, y una vez determinadas las modificaciones previsibles, se valoran las distintas inversiones requeridas, se calculan los costes operativos asociados a los kW-h resultantes y, a través de estos datos, se determinan los parámetros económicos, VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno), para cada alternativa implantable.

Como resumen del estudio técnico-económico realizado para CNC, se llegó a la conclusión de que la opción del Aumento de Potencia al 110% era la que mejor se ajustaba a los criterios de rentabilidad y viabilidad técnica exigida por IBERDROLA, resultando unos parámetros económicos de VAN: 40 M€; TIR: 21%; Coste por kW instalado: 390€, Incremento de Potencia eléctrica: 52 MWe.

ANÁLISIS DETALLADO

Una vez realizados los estudios de viabilidad técnica-económica, y evaluada la rentabilidad del APE, se inició la fase de análisis detallado.

En ésta se trata de confirmar los resultados previstos en la fase de estudios de viabilidad, para lo cual se estudia en detalle la capacidad de los sistemas, equipos y componentes afectados por el APE, tanto del NSSS como del BOP y Turbo-Generador.

Los estudios se realizaron para una potencia de 3.250 MWt (112,2% PTO), con objeto de mantener unos márgenes siempre superiores a los requeridos para la potencia

de licencia objetivo (110% PTO). Adicionalmente, para aquellos estudios que requieren una evaluación específica para la potencia de licencia, los cálculos se realizaron para la potencia del 110% (3.184 MWt).

Desde el punto de vista de metodología, el proyecto de APE de CNC se ha realizado siguiendo la metodología establecida en las guías genéricas de General Electric (GE) para reactores BWR, aprobadas por el Organismo Regulador de EE.UU. (NRC). La estructuración de los alcances de los estudios, así como la previa aprobación de esta metodología por parte del Organismo Regulador, permiten acotar los tiempos de desarrollo del proyecto y asegurar que la información que en último extremo se suministre al CSN con la solicitud de licencia coincidirá con la que dicho organismo requiere para pronunciarse sobre el AP.

En cuanto a las organizaciones intervinientes en esta fase de análisis detallado, el proyecto ha sido dirigido y coordinado por Iberdrola Ingeniería y Consultoría (IBERINCO), contándose con la participación tanto de ingenierías nacionales (IBERINCO, EEAA, TSI, SERLED, etc.) como extranjeras (General Electric, ABB, EPPG, ESG, etc.).

En particular, las participaciones más significativas han sido las de General Electric (GE), centrada ésta en los estudios asociados al NSSS y contención, y la de IBERINCO, quien ha realizado la totalidad de los estudios relacionados con el BOP, así como la revisión y aprobación de los estudios del NSSS, contención y del resto de estudios del proyecto.

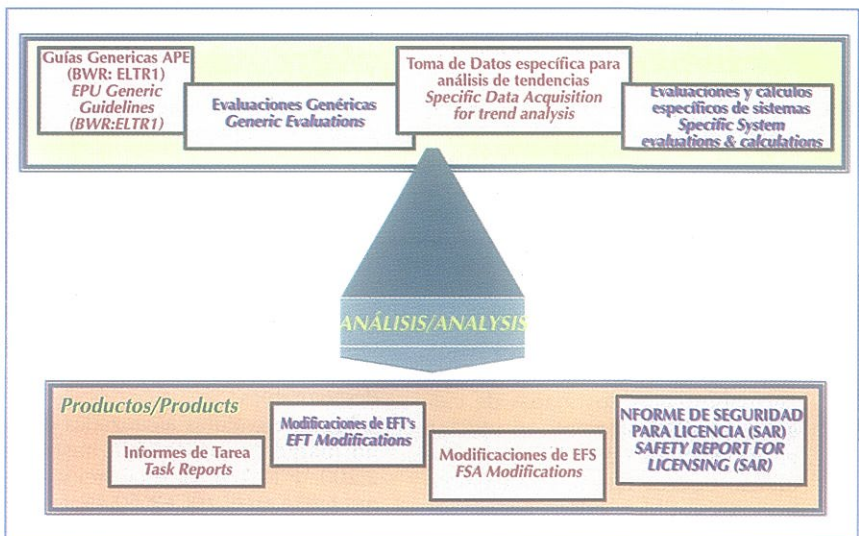


Fig. 2 Proceso análisis detallado/Detailed assessment process.

A continuación se describen, por áreas de desarrollo, los alcances y resultados obtenidos en el análisis detallado de sistemas, cuyo proceso general se recoge en la figura 2.

COMBUSTIBLE, ACCIDENTES Y TRANSITORIOS

El diseño y evaluación de seguridad del combustible del APE 110% se ha realizado utilizando los métodos y procedimientos englobados en la metodología GIRALDA, aprobada por el Consejo de Seguridad Nuclear.

Partiendo de la definición del mapa de operación de potencia-caudal y del balance térmico en condiciones nominales, las evaluaciones realizadas han sido las siguientes:

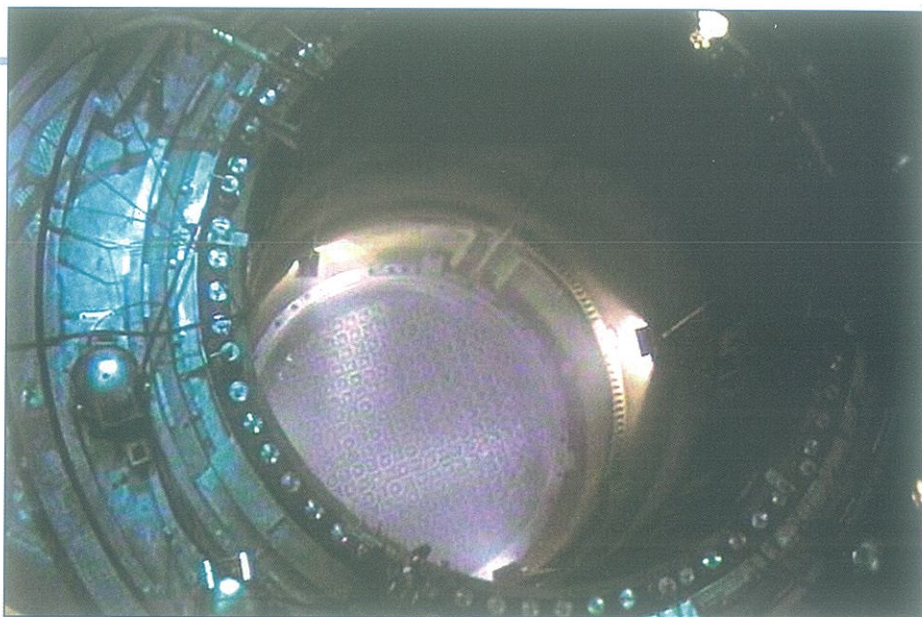
- Balances térmicos del reactor en condiciones no-nominales
- Comportamiento del combustible y del núcleo.
- Estabilidad termohidráulica.
- Capacidad de los Sistemas de Refrigeración de Emergencia del Núcleo.
- Análisis de transitorios.
- Análisis de ATWS.

La evaluación genérica del comportamiento del núcleo de CN Cofrentes en las condiciones de potencia extendida se ha realizado para un núcleo representativo en condiciones de equilibrio formado en su totalidad por elementos combustibles tipo GE-14, a una potencia de 3.250 MWt y a una presión de 1.070 psia en la cúpula de la vasija. Debe notarse que se conserva la misma presión de análisis que en las condiciones previas al APE 110%, lo cual reduce el número de análisis necesarios.

Diseño del Combustible y del Núcleo

Para la evaluación del comportamiento del núcleo del APE 110% se han establecido unas condiciones de diseño del núcleo muy exigentes, de forma que el núcleo analizado en las nuevas condiciones de operación cubra los posibles rangos de operación que se puedan presentar en los ciclos reales.

Para poder cumplir con los requisitos impuestos al núcleo, ha sido necesario revisar los mapas de carga que tradicionalmente se utilizan en los núcleos de CN Cofrentes y utilizar nuevos diseños de elementos combustibles, cuyos enriquecimientos y contenido en venenos permitan, por un lado, alcanzar la



Vista del interior de la vasija del reactor, mostrando el efecto Cherenkov/ Inside view of the reactor vessel, showing the Cherenkov effect.

longitud del ciclo necesaria, y, por otro, proporcionar la flexibilidad de operación deseada.

Estabilidad

CN Cofrentes ha adoptado la solución a largo plazo para el control de la estabilidad del reactor denominada "E1A". Esta solución consiste en la definición de regiones de exclusión (ER), de restricción (RR) y de vigilancia (MR), asociadas a un sistema de detección de inestabilidades.

Las regiones se ven afectadas por los cambios en las condiciones de operación y por cambios en la planta o en el combustible asociados al aumento de potencia. Las regiones genéricas han sido recalculadas para las condiciones de aumento de potencia del APE 110%, concluyéndose que el sistema de detección de inestabilidades no se ve afectado por el APE 110%.

Capacidad de los Sistemas de Refrigeración de Emergencia del Núcleo (ECCS-LOCA)

Los análisis realizados para comprobar la capacidad de los ECCS consisten en el cálculo de la temperatura máxima de la vaina de las varillas de los elementos combustibles durante un accidente con pérdida de refrigerante (LOCA) provocado por la rotura de alguna de las tuberías conectadas a la vasija del reactor, considerando las localizaciones y los tamaños de las roturas más desfavorables.

Las temperaturas alcanzadas dejan un margen considerable hasta los 2.200 °F (1.478 K), establecidos como límite en el 10CFR 50.46. Los resultados obtenidos en el análisis termomecánico muestran que se

conditions prior to the 110% EPU, which reduce the number of analyses.

Fuel and Core Design

For the 110% EPU core performance evaluation, very demanding core design conditions have been established so that the core analyzed under the new operating conditions covers the possible range of operations that may be present during the actual cycles.

To be able to satisfy the requirements imposed on the core, it was necessary to revise the load maps that are traditionally used in Cofrentes NPP cores and also use new fuel assembly designs, with enrichments and Gadolinium content that make it possible to achieve the necessary cycle length on one hand and on the other provide the desired operating flexibility.

Stability

Cofrentes NPP has adopted a long-term solution called "E1A" for controlling reactor stability. This solution consists of a definition of the exclusion regions (ER), restriction regions (RR) and monitoring regions (MR) associated with a instability detection system.

The regions are affected by changes in operating conditions and by changes in the plant or fuel resulting from the power uprate. The generic regions have been recalculated for the power uprate conditions of the 110% EPU, with the conclusion that the instability detection system is not affected by this EPU.

Emergency Core Cooling Systems Capacity (ECCS-LOCA)

The analyses performed to confirm ECCS capacity calculate the maximum cladding temperature of the fuel assembly rods during a LOCA caused by a break of any of the pipes connected to the reactor vessel, considering the locations and sizes of the most unfavorable breaks.

The temperatures reached allow for a considerable margin up to 2,200 °F (1,478 K), which is the limit established in 10CFR 50.46. The results obtained from the thermo-mechanical analysis show that the established limits for cladding oxidation, hydrogen generation, coolable geometry and long-term cooling are met.

Thus it is concluded that ECCS capacity with the current Cofrentes NPP design is justified under 110% EPU operating conditions.

Reactor Transients

The operating limits ensure that the safety limits are not exceeded in a postulated range of events. The generic studies of thermal limits have been performed with the core of a equilibrium cycle composed of GE-14 fuel, and some conservative requirements have been imposed on this core to cover the conditions that could arise during the actual cycles in the new extended power situation of the 110% EPU. The most limiting transients have been analyzed for each category of transients.

In accordance with the results, it is concluded that the extended power condition of the 110% EPU does not result in any change in the basic characteristics of any of the limiting events; the initial conditions and transients that determine the most conservative operating conditions are not modified.

Anticipated Transients Without Scram (ATWS)

The acceptability of ATWS sequences in Cofrentes NPP under 110% EPU conditions has been verified by analyzing the most limiting ATWS sequences. System performance and operator actions considered in the analyses are based on the indications contained in the Cofrentes NPP Emergency Operation Procedures.

The results show that the most limiting values, for both the vessel overpressure criterion and the fuel and containment conditions, do not exceed any of the acceptance limits of these sequences.

MECHANICAL SYSTEMS

Safety-related and non-safety related aspects of Cofrentes NPP equipment and systems have been assessed to determine which of them were affected by the power uprate and, in both cases, determine if they were acceptable for the new operating conditions or if they required modification or replacement.

The data acquisition campaigns at different power levels have been fundamental elements for these analyses. These, together with the plant simulation and calculation programs, have been used to confirm the capacity of systems and equipment with their adequate margins or, if necessary, to specify the requirements of equipment to be modified for safely operating at the new power level in accordance with existing design bases.

As a general criterion of project development for the different areas, the evaluations have been performed for a power of 112.3% OTP and, when any modification was needed, this has been specified at least for conditions at 115% OTP.

The main evaluations performed in the mechanical area are as follows:

- Reactor and connected systems (overpressure protection, reactor vessel and internals, primary circuit systems and materials).
- Engineered safety feature systems

cumplen los límites establecidos relativos a oxidación de la vaina, generación de hidrógeno, geometría refrigerable y refrigeración a largo plazo.

Así pues, se concluye que la capacidad de los ECCS, con el actual diseño para CNC, está justificada en condiciones de operación APE 110%.

Transitorios del reactor

Los límites de operación aseguran que los límites de seguridad no se exceden en un rango postulado de sucesos. Los estudios genéricos sobre los límites térmicos se han realizado con el núcleo de un ciclo de equilibrio compuesto por combustible GE-14, al que se le han impuesto unos requisitos conservadores que cubren las condiciones que se puedan presentar en los ciclos reales en la nueva situación con potencia extendida del APE 110%. Para cada categoría de transitorios se han analizado los transitorios más limitantes.

De acuerdo con los resultados, se concluye que la condición de potencia extendida del APE 110% no determina cambio alguno en las características básicas de ninguno de los sucesos limitantes: los transitorios y condiciones iniciales que determinan

las condiciones de operación más conservadoras no se ven modificados.

Transitorios anticipados sin scram (ATWS)

La aceptabilidad de las secuencias de ATWS en CN Cofrentes en las condiciones de APE 110% ha sido verificada con el análisis de las secuencias iniciadoras de ATWS más limitantes. La actuación de sistemas y acciones del operador considerados en los análisis se corresponden con las indicaciones recogidas en los Procedimientos de Operación de Emergencia de CN Cofrentes.

Los resultados demuestran que los valores más limitantes, tanto para el criterio de sobrepresión en vasija, como para el combustible y las condiciones de Contención, no superan ninguno de los límites de aceptación de estas secuencias.

SISTEMAS MECÁNICOS

Se han evaluado los aspectos relacionados y no relacionados con la seguridad de los equipos y sistemas de CN Cofrentes, para determinar cuáles estaban afectados por el aumento de potencia y, en estos casos, establecer si eran aceptables para las nuevas condiciones de operación o precisaban de alguna modificación o sustitución.

En los análisis realizados, han sido elementos fundamentales las campañas de tomas de datos, realizadas a diferentes niveles de potencia, que, junto con los programas de cálculo y simulación de la planta utilizados, han permitido confirmar la capacidad de los equipos y sistemas, con sus adecuados márgenes, o, en su caso, especificar los requisitos de los equipos a modificar para operar al nuevo nivel de potencia de un modo seguro, de acuerdo con las bases de diseño existentes.

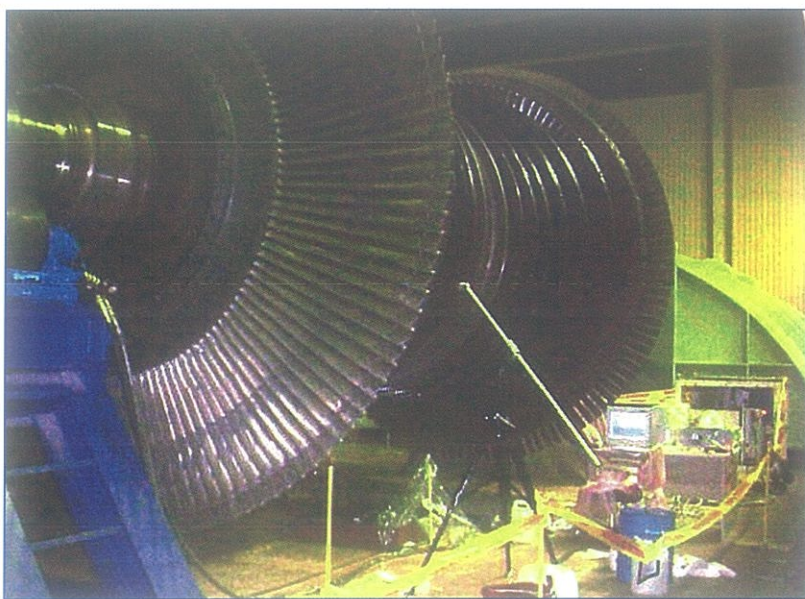
Como criterio general, en el desarrollo del proyecto, y para las diferentes áreas, las evaluaciones se han realizado para una potencia del 112,2% PTO, y cuando ha sido necesario realizar alguna modificación, ésta se ha especificado para al menos unas condiciones del 115% PTO.

Las principales evaluaciones realizadas en el área mecánica han sido las siguientes:

- Reactor y sistemas conectados (protección contra sobrepresión, vasija del reactor e internos, sistemas y materiales del circuito primario).
- Sistemas de salvaguardias tec-



Maniobra de instalación de una de las nuevas bombas de Agua de Servicios Esenciales/Installation maneuver of one of the new Essential Service Water pumps.



Vista general del rotor de una de las Turbinas de Baja Presión/ General view of the rotor of one of the Low-Pressure Turbines.

nológicas (respuesta de la Contención primaria ante accidente, sistemas de emergencia).

- Sistemas auxiliares (almacenamiento de combustible gastado, refrigeración de componentes, sumidero final de calor, HVAC, PCI).
- Sistemas de conversión de energía (condensado y agua de alimentación, vapor principal, extracciones y bypass de turbina, drenaje de calentadores).

Las principales modificaciones realizadas en el área mecánica han sido:

- Turbina principal de alta presión: mecanizado de los diafragmas de las tres primeras etapas, con objeto de ampliar la capacidad de paso de vapor.
- Sustitución de las bombas y motores del sistema de agua de servicio esencial: aumento del caudal en un 11%.
- Sustitución de los aspersores del sumidero final de calor por otros de nuevo diseño, los cuales permiten incrementar la capacidad de intercambio térmico, asegurando más de 1 °C de margen respecto a los 35 °C máximos de diseño en condiciones de accidente LOCA.
- Sustitución de las tres bombas de drenajes de calentadores, por otras de mayor capacidad, y sustitución de ocho válvulas de control de nivel de dicho sistema.
- Sustitución de las bombas de agua de servicio de la central (incrementando su capacidad), así como sustitución de los ventiladores de las torres de refrigeración y sustitución del relleno de las mismas, lo cual ha conducido a la disminución

de la temperatura máxima del sistema hasta los 26 °C.

- Incremento de la concentración de Boro en el tanque de almacenamiento del sistema de control de líquido de reserva.

Previo al aumento de potencia al 110% PTO, ya se habían realizado un conjunto de modificaciones que, habiéndose especificado para valores en torno al 115% PTO, han facilitado notablemente el poder alcanzar el nuevo nivel de potencia. Entre estas modificaciones se encuentran: la optimización del foco frío (la sustitución de los cuatro haces tubulares del condensador por otros constituidos por tubos de titanio, la mejora del relleno de las torres de tiro natural, la sustitución de los impulsores de las bombas de agua de circulación), la sustitución de los haces tubulares y los separadores de humedad de los MSR, y, por último, la sustitución de los rotores de las turbinas de las bombas de agua de alimentación.

TURBO-GENERADOR

Como consecuencia del aumento de la potencia térmica de CN Cofrentes al 110% PTO, el suministrador de este equipo advirtió de la necesidad de sustituir o modificar el rotor de la turbina de alta presión, con objeto de posibilitar el paso del mayor caudal de vapor producido en las condiciones del APE 110%, con una presión de 1070 psia en la cúpula de la vasija y manteniéndose el margen de control dinámico.

Para la opción de modificar el rotor de la turbina de alta, dicho

(primary Containment response to accidents, emergency systems).

- Auxiliary systems (spent fuel storage, component cooling, final heat sump, HVAC, PCI).
- Energy conversions systems (condensate and feedwater, main steam, turbine exhausts and bypass, heater drainage).

The main modifications made in the mechanical area are as follows:

- Main high-pressure turbine: machining of the diaphragms of the first three stages, in order to extend the steam feedthrough capacity.
- Essential service water system pump and motor replacement: increase flow by 11%.
- Replacement of final heat sump sprinklers with newly designed sprinklers, which increase the heat exchange capacity and ensure more than 1 °C margin with respect to the design maximum of 35°C under LOCA conditions.
- Replacement of the three heater drain pumps with new higher-capacity pumps, and replacement of eight level control valves in this system.
- Replacement of the plant's service water pumps (increasing their capacity), and replacement of the cooling tower fans and tower filler, which has decreased the maximum system temperature to 26 °C.
- Increased Boron concentration in the standby liquid control system storage tank.

Prior to the power uprate to 110% OTP, a series of modifications had already been made that, as they had been specified for values of around 115% OTP, have helped considerably to achieve the new power level. These modifications include optimization of the cold focus, replacement of the four condenser tube bundles with new ones made of titanium tubes, upgraded filler of the natural draft towers, replacement of the circulation water pump drivers, replacement of the MSR tube bundles and moisture separators and, finally, replacement of the feedwater pump turbine rotors.

TURBO-GENERATOR

On occasion of the thermal power uprate in Cofrentes NPP to 110% OTP, the turbo-generator equipment supplier advised that the high-pressure turbine rotor would have to be replaced or modified in order to make way for the increased steam flow produced under 110% EPU conditions, at a pressure of 1070 psia in the vessel dome and with the same dynamic control margin.

For the option of modifying the high-pressure rotor, the supplier indicated that the moving blades of the first three stages would have to be modified. Although the cost of this modification was approximately 60% of the cost involved in completely replacing the rotor, it was not considered as an economically attractive option because the increased efficiency it would provide was insignificant.

To confirm the validity of the recommendations and assess the most profitable option, Cofrentes NPP decided to check the real maximum capacity of the high-pressure turbine. To do so, it carried out a test that involved reducing the main steam heating flow at the 2nd reheater stage and then increasing the main steam flow at the intake of the high-pressure turbine. During the test, choking was continued until the moment when the turbine bypass to the condenser began to open, which is the moment that marks the maximum intake capacity of the high-pressure turbine (for the pressure existing at that moment at the turbine inlet).

The test results demonstrated that the high-pressure turbine had a greater capacity than the one initially

deduced from GE's theoretical studies. This meant that the high-pressure turbine could accommodate the flow at 110% OTP (if, at the same time, an adequate control margin was maintained) by making some modifications of a much lesser scope than the rotor replacement and costing approximately 8% of the cost of a new rotor.

The high-pressure turbine steam path modifications that were finally made consisted of an approximately 10% increase in the feedthrough section of the first three diaphragm stages, which were completed by GE during the refueling in March 2002.

On the other hand, as part of the 110% EPU project, an exhaustive study of the main generator and its auxiliary cooling systems has been carried out. The study concludes that the generator has the capacity to operate under the new power conditions at 110% OTP. A new power map was prepared as part of the project that will permit operation up to an apparent power of 1,117 MVA.

Although not strictly motivated by the 110% EPU, the generator coil water control was upgraded to improve signaling and include it in the distributed control system.

ELECTRICAL SYSTEMS

All electrical systems affected either by increased production of electric power, or else by an increase in required internal consumption, under the new 110% EPU conditions have been evaluated.

It was concluded from the evaluation of the plant's energy systems that the Isolated Phase bars, Generation Switch, Main Transformers and all associated equipment are adequate for correct operation under the new 110% EPU conditions.

As regards evaluation of the internal energy systems and owing to the mechanical system changes described above, it was necessary to change the plant's essential service water system and service water pumps. The plant's internal electric systems, including the energy distribution systems, batteries and emergency diesel generators, were evaluated by accounting for all new consumptions, and it was concluded that the existing equipment ensures correct plant operation.

The Generator and auxiliary system evaluation determined that this equipment meets all requirements necessary for operation under 110% EPU conditions, provided that the power factor is not lower than 0.97.

In addition, it has been confirmed that the 110% EPU will not have any significant impact on grid stability.

INSTRUMENTATION & CONTROL SYSTEMS

All changes in process variables owing to the new 110% EPU conditions have been evaluated in order to identify any changes required in the control parameters, calibration ranges or setpoints of NSSS and BOP system instrumentation.

The plant instrumentation and control system analysis concluded that the reactor thermal power uprate only affects the following setpoints:

- Neutronic Monitoring System APRM measurement range.
- Isolation of main steam lines due to high steam flow.
- Actuation of the Reactor Protection System due to high neutronic flux, high neutronic flux simulated as a function of flow, and high neutronic flux during startup.
- Blocking of control rod extraction due to high neutronic flux simulated as a function of flow, low scale, and high neutronic flux during startup.

As for setpoints, they were calculated using GE's

suministrador indicó que sería necesario modificar los álabes móviles de las tres primeras etapas. Si bien el coste de esta modificación era aproximadamente de un 60% del correspondiente a la sustitución completa del rotor, dicha modificación resultaba económicamente poco atractiva, dado que el incremento de eficiencia previsto era escaso.

Para confirmar la validez de las recomendaciones y evaluar la opción más rentable, CN Cofrentes decidió comprobar la máxima capacidad real de la turbina de alta presión. Para ello, se realizó una prueba consistente en la reducción del caudal de vapor principal de calentamiento a la 2ª etapa de los recalentadores y el consiguiente incremento del caudal de vapor principal a la admisión de la turbina de alta presión. En la prueba, se continuó el estrangulamiento mencionado hasta el momento en el que se inició la apertura del baipás de la turbina al condensador, momento este que marca la máxima capacidad de admisión de la turbina de alta presión (para la presión existente en ese instante en la entrada a la misma).

Los resultados de la prueba demostraron que la turbina de alta presión tenía una capacidad mayor que la deducida inicialmente por los estudios teóricos de GE. Ello implicaba que la turbina de alta presión podía acomodar el caudal del 110% PTO (manteniendo al mismo tiempo un margen de control adecuado) con la realización de unas modificaciones de mucho menor alcance que el cambio del rotor, lo que llevaba aparejado un coste de aproximadamente el 8% del de un rotor nuevo.

Las modificaciones del camino de vapor de la turbina de alta presión, finalmente realizadas, consistieron en aumentar la sección de paso de las tres primeras etapas de diafragmas en aproximadamente un 10%, lo cual fue realizado por GE en la recarga de marzo de 2002.

Por otro lado, dentro del proyecto APE 110%, se ha realizado un estudio exhaustivo del generador principal y sus sistemas auxiliares de refrigeración. El estudio concluye que el generador tiene capacidad para operar en las nuevas condiciones de potencia al 110% PTO. Como parte del proyecto se ha elaborado un nuevo mapa de potencia que permite la operación hasta una potencia aparente de 1.117 MVA.

Aunque no ha sido estrictamente motivada por el APE 110%, debe se-

ñalarse que se ha realizado una modernización del control de agua de bobinas del generador, mejorando la señalización e incluyéndola en el sistema de control distribuido.

SISTEMAS ELÉCTRICOS

Se han evaluado todos los sistemas eléctricos que en las nuevas condiciones de APE 110% se ven afectados bien por un aumento de la energía eléctrica producida, o bien por un aumento del consumo interno requerido.

De la evaluación de los sistemas asociados a la generación de energía, se concluyó que las barras de Fase Aislada, el Interruptor de Generación, los Transformadores Principales y todos sus equipos asociados son adecuados para el correcto funcionamiento en las nuevas condiciones APE 110%.

Respecto a la evaluación de los sistemas de energía interna, dados los cambios descritos anteriormente en el apartado de sistemas mecánicos, se ha visto la necesidad de cambiar los motores de las bombas del sistema de agua de servicios esencial y de agua de servicios de la planta. Teniendo en cuenta todos los nuevos consumos, se evaluaron los sistemas eléctricos internos de la central, incluidos los sistemas de distribución de energía, las baterías y los generadores diesel de emergencia, concluyéndose que con el equipo existente se asegura el correcto funcionamiento de la central.

De la evaluación del Generador y sus sistemas auxiliares, se determinó que cumplen con los requisitos necesarios para su funcionamiento en las condiciones del APE 110%, con la condición de que el factor de potencia no sea inferior a 0,97.

Adicionalmente, se ha comprobado que el APE 110% no tiene ninguna influencia de consideración en la estabilidad de la red.

SISTEMAS DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

Se han evaluado todos los cambios en las variables de proceso debidos a las nuevas condiciones del APE 110%, con objeto de identificar cualquier cambio requerido en los parámetros de control, rangos de calibración o puntos de tarado de la instrumentación de los sistemas del NSSS y del BOP.

Del estudio de los sistemas de instrumentación y control de la central, se concluyó que el incremento en la potencia térmica del reactor

afecta exclusivamente a los puntos de tarado siguientes:

- Rango de medida de los APRM del Sistema de Vigilancia Neutrónica.
- Aislamiento de las líneas de vapor principal por alto caudal de vapor.
- Actuación del Sistema de Protección del Reactor por alto flujo neutrónico, por alto flujo neutrónico simulado en función del caudal y por alto flujo neutrónico en arranque.
- Bloqueo de la extracción de barras de control por alto flujo neutrónico simulado en función del caudal, baja escala y alto flujo neutrónico en arranque.

Respecto a los puntos de tarado, debe decirse que se calcularon mediante la metodología propia de GE, aprobada por la NRC, y que fueron ajustados para mantener al mismo tiempo unos márgenes de operación similares a los existentes, así como su correcta actuación en su función de seguridad para las condiciones del APE 110%.

Por otra parte, también ha sido necesario modificar el rango de medida de los APRM del Sistema de Vigilancia Neutrónica, extendiéndolo desde el 125% existente hasta el 150% requerido para condiciones APE 110%.

PROTECCIÓN RADIOLÓGICA

En el área de Protección Radiológica se han realizado las siguientes evaluaciones:

- Análisis de las emisiones radiactivas de efluentes a través del sistema de tratamiento de desechos líquidos y del sistema de tratamiento de efluentes gaseosos.
- Análisis de las consecuencias radiológicas al Individuo Crítico de la población, IC, debidas a los efluentes radiactivos líquidos y gaseosos emitidos al exterior durante la operación normal y cálculo de los límites analíticos (y puntos de tarado) de los monitores de radiación incluidos en el MCDE, los cuales constituyen el sistema de vigilancia de dichos efluentes en operación normal.
- Evaluación de las fuentes de radiación presentes en el núcleo del reactor y del refrigerante, así como de los niveles de radiación en planta durante operación normal, recarga y post-accidente.
- Análisis de las consecuencias radiológicas de los Accidentes Base de Diseño, DBA.

Del análisis radiológico de las emisiones radiactivas de efluentes (realizado con la metodología y directrices descritas en el NUREG-0016), se ha concluido que la actividad liberada al exterior por emisión de efluentes en condiciones APE 110% no sufre variaciones significativas. En el caso de efluentes líquidos, la variación es siempre menor del 10% de los valores correspondientes a la potencia nominal, siendo insignificante la variación por efluentes gaseosos.

En la evaluación de las dosis al Individuo Crítico realizada con la metodología de la Regulatory Guide 1.109 y la nueva normativa del RPSRI de 2001, el aumento de potencia extendida al 110% representa un aumento en la dosis efectiva del 1,7% para los grupos de edad "adulto" y "niño", mientras que para el grupo "infante" supone un incremento de un 2,2%. En cualquiera de los casos, las dosis obtenidas para el APE 110% siguen estando muy por debajo de los límites establecidos.

Los puntos de tarado de los monitores de efluentes se mantienen prácticamente constantes, si bien se han ajustado para asegurar que la alarma/disparo tengan lugar antes de sobrepasar los criterios radiológicos especificados para CN Cofrentes.

En la evaluación del inventario en el núcleo del reactor (realizada con el código ORIGEN2.1), se ha comprobado que la actividad de los productos de fisión del núcleo aumenta aproximadamente un 5% respecto a la actividad correspondiente a la potencia al 104,2% PTO. Con este inventario se han analizado las consecuencias radiológicas en accidente de los DBA que implican daño al combustible (LOCA, FUHA, CRDA), resultando que las dosis para estos accidentes suponen un incremento en torno al 5% respecto a los valores correspondientes al 104,2% PTO. Los valores de dosis obtenidos en el radio de exclusión, zona de baja población y sala de control siguen estando por debajo de los valores indicados en la normativa aplicable (10CFR100 y 10CFR50).

PRUEBAS

Las pruebas de aceptación del Aumento de Potencia Extendida al 110% se han establecido de forma específica para CN Cofrentes. La mayoría de las pruebas de acepta-

own NRC-approved methodology and, at the same time, they were adjusted to maintain operating margins similar to the existing ones and also to ensure they would correctly fulfill their safety function under 110% EPU conditions.

On the other hand, the measurement range of the Neutronic Monitoring System APRMs also had to be modified, extending the existing 125% range up to the 150% required for 110% EPU conditions.

RADIOLOGICAL PROTECTION

The following evaluations have been performed in the Radiological Protection area:

- Analysis of radioactive effluent emissions through the liquid waste treatment system and gaseous effluent treatment system.
- Analysis of the radiological consequences to the population's Critical Individual, IC, due to radioactive liquid and gaseous effluents released to the exterior during normal operation, and calculation of analytical limits (and setpoints) of radiation monitors included in the MCDE, which form the monitoring system for these effluents during normal operation.
- Evaluation of radiation sources present in the reactor core and coolant, as well as in-plant radiation levels during normal operation, refueling and post-accident.
- Analysis of the radiological consequences of Design Base Accidents, DBA.

The radiological analysis of radioactive effluent emissions (using the methodology and guidelines described in NUREG-0016) has concluded that the radioactivity released to the atmosphere due to effluent emission under 110% EPU conditions does not undergo any significant variations. In the case of liquid effluents, the variation is always less than 10% of the values corresponding to rated power, and the variation for gaseous effluents is insignificant.

The evaluation of Critical Individual doses, performed with the methodology of Regulatory Guide 1.109 and the new standards of the 2001 RPSRI, shows that the extended power uprate to 110% represents a 1.7% effective dose increase for the "adult" and "child" groups, whereas for the "infant" group it involves a 2.2% increase. In either case, the doses obtained for the 110% EPU continue to be well below the established limits.

The setpoints of the effluent monitors stay practically constant, although they have been adjusted to ensure that alarm/trip occurs before the radiological criteria specified for Cofrentes NPP are exceeded.

The reactor core inventory evaluation (using code ORIGEN2.1) has confirmed that the radioactivity of core fission products increases by approximately 5% with respect to the activity corresponding to power at 104.2% OTP. With this inventory, the radiological consequences of a DBA accident resulting in fuel damage (LOCA, FUHA, CRDA) have been analyzed, and the results show that the doses for these accidents represent an increase of around 5% with respect to the values corresponding to 104.2% OTP. The dose values obtained in the exclusion zone, low population zone and control room continue to be below the values indicated in applicable standards (10CFR100 and 10CFR50).

TESTS

The acceptance tests for the Extended Power Uprate to 110% have been specifically established for Cofrentes NPP. Most of the 110% EPU acceptance tests are included in the EFS, section 14.2.12.3, and other

tests and additional data that have emerged either as an explicit requirement of the Consejo de Seguridad Nuclear or else at Cofrentes NPP's own initiative have been performed and acquired.

The acceptance tests can be classified in two groups:

- Tests to verify that control systems behave in a stable manner in the face of transients established in the testing procedures for the power uprate conditions (variations in reactor vessel level and pressure, and variations in feedwater flow).

- Tests to confirm operation and acceptability of certain safety-related systems (essential service water system (P40) test, full closure of all MSIV, emergency diesel generator test, etc.).

In addition, certain specific operating data were compiled in order to compare them with previous plant conditions (vibrations in main steam and feedwater piping, electrical equipment operation, radiation measurements, cooling water chemistry, etc.).

The 110% EPU tests were developed, in some cases, by using already existent testing procedures, and in others cases with procedures specifically issued and approved for the 110% EPU startup tests.

For execution, the test program for the power uprate to 110% was implemented in five (5) power stages (test conditions), where the last test condition corresponded to the value of the new thermal power (3,184 MWt) to be licensed.

The following is concluded from the results of tests performed between March and April, 2001:

- All plant systems behave in a stable manner during plant startup and subsequent testing.

- The tests of vessel level and pressure control system transients were successfully completed.

- The safety-related system tests were successfully completed, and the acceptance criteria of these tests were satisfactorily met.

- After reaching the thermal power corresponding to 110% OTP (3184 MWt), Cofrentes NPP operated satisfactorily and without interruption for approximately three consecutive days. The specific operating data at 110% were acquired during this period.

The satisfactory test results and correct system and equipment operation, as deduced from the values recorded during data acquisition, confirm and justify the safe and stable operation of Cofrentes NPP at the new thermal power of 110%.

SAFETY

The main task of the Safety and Licensing Area in the 110% EPU project was to prepare technical support documents for the license application submitted to the Ministry of the Economy's General Directorate for Energy Policy and Mines. This documentation included the following:

- Safety Assessment (SA) Report containing the main evaluations made and their conclusions. The structure and contents of this assessment follow the model of General Electric's generic document approved by the NRC for extended power uprate licensing reports.

- Proposed modification of the Technical Operation Specifications (ETF). The most relevant changes in the ETF are as follows:

- Modification of the pressure-temperature limit curves for the vessel, which have been developed on the basis of ASME Code Cases N588 and N640.

- Modifications stemming from the results of the Primary Containment response evaluation and hypotheses used in this evaluation (leak test pressure, etc.).

- Modification of admissible values and setpoints of affected instrumentation (averaged power range

ción del APE 110% se encuentran recogidas en la sección 14.2.12.3 del EFS, habiéndose además realizado otras pruebas y toma de datos adicionales que han surgido como requerimiento explícito del Consejo de Seguridad Nuclear o bien por propia iniciativa de CN Cofrentes.

Las pruebas de aceptación pueden clasificarse en dos grupos:

- Pruebas para verificar que los sistemas de control se comportan de manera estable ante los transitorios establecidos en los procedimientos de pruebas para las condiciones del aumento de potencia (variaciones en el nivel y presión en la vasija del reactor, y variaciones en el caudal de agua de alimentación).

- Pruebas para confirmar el funcionamiento y aceptabilidad de determinados sistemas relacionados con la seguridad (prueba del sistema de agua de servicio esencial (P40), cierre completo de todas las MSIV, prueba de los generadores diesel de emergencia, etc.).

Adicionalmente, se procedió a la recolección de determinados datos específicos de operación para poder comparar con las condiciones previas de planta (vibraciones en tuberías de vapor principal y agua de alimentación, funcionamiento de equipos eléctricos, medidas de radiación, química del agua de refrigeración, etc.).

Las pruebas del APE 110% se desarrollaron siguiendo, en algunos casos, los procedimientos de pruebas ya existentes y, en otros, con procedimientos emitidos y aproba-

dos específicamente para las pruebas de arranque del APE 110%.

En su ejecución, el programa de pruebas del aumento de potencia al 110% se realizó en cinco (5) escalones de potencia (condiciones de prueba), siendo la última condición de prueba la correspondiente al valor de la nueva potencia térmica a licenciar (3.184 MWt).

De los resultados de las pruebas realizadas entre marzo y abril de 2001 se concluye que:

- Todos los sistemas de la planta se comportaron de manera estable durante el arranque y pruebas posteriores de la central.

- Se concluyeron con éxito las pruebas de los transitorios de los sistemas de control de nivel y presión en la vasija.

- Se realizaron con éxito las pruebas de los sistemas relacionados con la seguridad, habiéndose cumplido satisfactoriamente los criterios de aceptación de las mismas.

- Tras alcanzarse la potencia térmica correspondiente al 110% PTO (3184 MWt), CN Cofrentes operó sin interrupción y satisfactoriamente durante aproximadamente tres días consecutivos, periodo durante el cual se procedió a la toma de datos específica de operación al 110%.

El resultado satisfactorio de las pruebas, así como el correcto funcionamiento de sistemas y equipos que se deduce de los valores registrados en la toma de datos mencionada, confirman y justifican la operación segura y estable de CN Cofrentes a la nueva potencia térmica del 110%.

Campos de aspersores del UHS, con nuevas boquillas difusoras/ UHS sprinkler field, with new spray nozzles.



SEGURIDAD

La principal tarea del Área de Seguridad y Licenciamiento dentro del proyecto APE 110% ha consistido en la preparación de la documentación técnica soporte de la solicitud de autorización correspondiente presentada a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía. Dicha documentación ha incluido:

- Informe del Análisis de Seguridad (AS) en el que se recogen las principales evaluaciones realizadas y sus conclusiones. Este análisis sigue, en su estructura y contenido, el modelo del documento genérico elaborado por General Electric y aprobado por la NRC para informes de licencia de aumentos de potencia extendida.

- Propuesta de modificación de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF). Los cambios más relevantes en las ETF han consistido en:

- Modificación de las curvas límite presión-temperatura para la vasija, las cuales han sido desarrolladas incorporando los ASME Code Cases N588 y N640.
- Modificaciones derivadas de los resultados de la evaluación de la respuesta de la Contención Primaria y de las hipótesis utilizadas en dicha evaluación (presión de prueba de fugas, etc.).
- Modificación de valores admisibles y puntos de tarado de instrumentación afectada (monitores de rango de potencia promediada, monitores de radiación de vigilancia de efluentes radiactivos y aislamiento de las MSIV por alto caudal de vapor.).
- Modificaciones derivadas de la nueva concentración de boro requerida en el núcleo para alcanzar y mantener la parada segura.
- Modificación de la máxima temperatura media permitida del agua del Sumidero Final de Calor (UHS).

- Propuesta de modificación del estudio Final de Seguridad (EFS). Cabe destacar que el Informe del Análisis de Seguridad mencionado anteriormente ha sido incluido en el EFS como Apéndice 15H, con objeto de dejar un registro histórico del análisis de seguridad realizado en relación con el APE 110%.

Por otro lado, la evaluación de los requisitos de licencia aplicables a CNC ha permitido concluir que todas las normas y reglamentaciones analizadas (reglamentación nacional, de la NRC y de la industria) se cum-



plen de forma genérica o, de lo contrario, o bien se ha determinado su cumplimiento en las distintas evaluaciones específicas realizadas en cada área o bien se ha concluido que no están afectadas por el APE 110%.

Adicionalmente, se han realizado otras evaluaciones en las que se analiza el impacto del APE 110% en los siguientes temas: Análisis Probabilista de Seguridad (APS), Procedimientos de Operación de Emergencia y Guías de Accidente Severo (POE/GAS), Factores humanos y entrenamiento de operadores, Capacidad de parada segura en caso de incendio y cumplimiento con el Apéndice R del 10 CFR 50, Pérdida Total de Corriente Alterna (SBO), e Impacto medioambiental.

ALGUNOS DATOS SIGNIFICATIVOS

A lo largo de las cuatro fases de desarrollo descritas en los apartados anteriores, se hace uso de numerosos recursos, tanto humanos como materiales, cuya valoración, seguimiento y control son aspectos críticos para el buen término de un proyecto multidisciplinar como éste. A continuación se detallan los aspectos organizativos más destacables.

- Refiriéndonos primero a la logística, debe señalarse que este tipo de proyectos genera una ingente cantidad de documentación. Así, por citar algunos ejemplos, se han generado más de 15.000 ficheros informáticos (3,5 GigaBytes), se han intercambiado más de 3.200 correos electrónicos, se han registrado más de 5.000 entradas/salidas en archivo, produciéndose más de 1.500 documentos de proyecto con entidad propia.

- En cuanto a la intervención de ingenierías, han participado tanto de ámbito nacional (IBERINCO, EEAA, TSI, SERLED, etc.) como extranjero (GE, ABB, ESG, EPPG, etc.), representando una parte importante del presupuesto económico del proyecto, al

monitors, radioactive effluent radiation monitors, and isolation of MSIVs due to high steam flow).

- Modifications stemming from the new boron concentration required in the core for reaching and maintaining safe shutdown.
- Modification of the maximum mean temperature allowed for Final Heat Sump water (UHS).
- Proposed modification of the Final Safety Assessment (FSA).

The above mentioned Final Safety Report has been included in the FSA as Appendix 15H, in order to provide an historical record of the safety assessment made in relation to the 110% EPU.

On the other hand, the evaluation of licensing requirements applicable to Cofrentes NPP has concluded that all analyzed rules and regulations (national, NRC and industry regulations) are generically met, or otherwise it has been determined that they are either met in the different specific evaluations performed in each area or else they are not affected by the 110% EPU.

In addition, other evaluations have been performed to analyze the impact of the 110% EPU on the following areas: Probabilistic Safety Assessment (PSA), Emergency Operation Procedures and Severe Accident Guidelines (EOP/SAG), human factors and operator training, safe shutdown capacity in the event of fire, and conformance with Appendix R of 10 CFR 50, total Alternating Current Loss (SBO), and environmental impact.

SOME SIGNIFICANT DATA

Throughout the four phases of development described above, numerous human and material resources were used. The appraisal, tracking and control of these resources are critical aspects for successful completion of a project such as this one. Following is a description of the most important organizational aspects.

- Referring first to logistics, it should be remembered that this kind of project generates an enormous amount of documentation. To give some examples, more than 15,000 computer files (3.5 Gigabytes) were generated, more than 3,200 e-mails were exchanged, more than 5,000 inputs/outputs were recorded, and more than 1,500 project documents were produced.

- As for engineering firms, both national (IBERINCO, EEAA, TSI, SERLED, etc.) and foreign (GE, ABB, ESG, EPPG, etc.) firms took part and accounted for a major portion of the project's economic budget, since this was an engineering-intensive project in terms of investment in new equipment. It should be noted that the intervention of different engineering firms requires careful coordination and control of project activities. In addition, a large number of resources were consumed in reviewing and controlling work done by the foreign engineering firms.

- As regards the Licensing process, the clarification and resolution of comments resulting from the Regulatory Body's review process took nearly 16 months. During this period, 32 official requests for additional and/or complementary information were generated and 11 inspections/audits performed.

Throughout the whole process, there was a climate of utmost transparency and collaboration

both by the CSN and by people from Cofrentes NPP and Iberinco involved in the licensing process, which is highly appreciated.

- As for activity programming, the project as a whole (4 phases) was carried out during the period between 1996 and June 2002. After completing the viability studies in 1998, the detailed analysis was performed during the following two years. Design modifications (OCPS) were implemented on a continuous basis, but especially during the outages for refuelings 12 (October 2000) and 13 (March 2002). The required licensing application reports were submitted to the CSN in late 2000, the preliminary permit was obtained in March 2002 and, after the mandatory tests were completed in April 2002, the final permit for operation at 110% OTP was obtained in June 2002.

OTHER ADVANTAGES OF THE 110% EPU

Additional advantages of the Cofrentes NPP power uprate to 110% include the following:

- The project has included the upgrading of a good number of plant equipment, which serves to support life management and value maintenance of the plant's assets.

- It has involved a complete design review with the new codes, methodologies and tests performed, which have confirmed that suitable design margins are being maintained in conformance with license requirements.

- The project has helped to acquire a more thorough knowledge of the plant by identifying its critical systems, equipment and components.

- A project of this nature greatly motivates all taskforces involved in it, from Engineering to Operation and Maintenance and up to the very plant management, as interaction on a large scale is required to resolve the multiple interfaces, address issues that arise during development, successfully meet scheduled deadlines and achieve the expected results.

CONCLUSIONS

The most significant conclusion of the Cofrentes 110% EPU project is that its execution has succeeded in increasing the plant's productive capacity by some 52 MWe, with a very competitive cost of some 390€ per installed kW and a 21% return on investment.

To execute this project, activities have been developed during the last seven years that have required the participation of both national and foreign engineering firms.

Design modifications have been implemented in order to meet 110% operating conditions. The most significant modifications are the ones that affect the BOP and, in particular, extension of the high-pressure turbine capacity. In addition, the mandatory operating tests have been performed, including consideration of major transients, and the results of these have led to a favorable judgment by the CSN.

The licensing process was developed over 16 months, culminating in final approval on June 12, 2002.

Since June 13, 2002, Cofrentes NPP is operating at 110% with fully satisfactory results, in keeping with predictions considered in the 110% EPU project.

Finally, it should be noted that the Cofrentes NPP 2003-2007 strategic plan addresses an evaluation and, if appropriate, development of a subsequent power uprate to 120% OTP.

tratarse de un proyecto intensivo en ingeniería, respecto a la inversión en nuevos equipos. Debe señalarse que la intervención de distintas ingenierías requiere dotar al proyecto de una precisa coordinación y control de actividades. Adicionalmente, debe destacarse el elevado número de recursos consumidos para la revisión y control de los trabajos realizados por las ingenierías extranjeras.

- En lo referente al proceso de Licencia, debe tenerse en cuenta que la aclaración y resolución de comentarios derivados del proceso de revisión realizado por el Organismo Regulador se ha extendido por un periodo cercano a los 16 meses. En este periodo se han generado 32 requerimientos oficiales de información adicional y/o complementaria y 11 inspecciones/auditorías.

Durante todo este proceso, ha sido de destacar y agradecer la existencia de un clima de máxima transparencia y colaboración, tanto por parte del CSN como de las personas de CN Cofrentes e Iberinco, implicadas en el proceso de licencia.

- En cuanto a la programación de actividades, debe decirse que el proyecto en su conjunto (4 fases) se ha realizado en el periodo que va del año 1996 a junio de 2002. Tras concluir los estudios de viabilidad en 1998, se realizó el análisis detallado durante los dos años siguientes. La implantación de modificaciones de diseño (OCPS) se realizó de forma continuada, pero especialmente en las paradas para las recargas 12 (octubre 2000) y 13 (marzo 2002). Los informes preceptivos de solicitud de licencia fueron presentados al CSN a final del año 2000, produciéndose la autorización previa en marzo de 2002 y, tras las pruebas preceptivas realizadas en abril de 2002, la autorización final de operación al 110% PTO en junio de 2002.

OTRAS VENTAJAS DEL APE 110%

Como ventajas adicionales del Aumento de Potencia al 110% de CNC, merecen la pena destacarse las siguientes:

- El proyecto ha permitido la modernización de un buen número de equipos de la central, sirviendo como medio para apoyar la gestión de vida y el mantenimiento del valor de los activos de la planta.

- Ha supuesto una revisión completa del diseño, con los nuevos códigos, metodologías y pruebas realizadas, que han confirmado que se

mantienen los adecuados márgenes de diseño, cumpliendo con los requisitos de licencia.

- El proyecto ha permitido profundizar en el mejor conocimiento de la planta, identificando los sistemas, equipos y componente críticos de la misma.

- Un proyecto de esta naturaleza constituye un factor de gran motivación para todo el equipo de trabajo involucrado, desde la Ingeniería hasta la Explotación y Mantenimiento, y la propia Dirección de la central, al haber sido necesaria una gran interrelación para resolver las múltiples interfaces, dar respuestas a las cuestiones surgidas durante el desarrollo del mismo, y conseguir llegar a buen puerto en los plazos y con los resultados previstos.

CONCLUSIONES

Como conclusiones más significativas del proyecto APE 110% de CNC, cabe señalar que con su ejecución se ha conseguido aumentar la capacidad productiva de la planta en unos 52 MWe, con un coste muy competitivo de unos 390€ por kW instalado y una rentabilidad de la inversión del 21%.

Para la ejecución de este proyecto se han desarrollado actividades durante los últimos siete años, las cuales han requerido la participación tanto de ingenierías nacionales como extranjeras.

Con objeto de cubrir las condiciones de operación al 110%, se han implantado modificaciones de diseño, siendo las más significativas las que afectan al BOP, y, en particular, la ampliación de la capacidad de la turbina de alta presión. Adicionalmente, se han realizado las preceptivas pruebas de funcionamiento, las cuales han incluido la consideración de grandes transitorios, y de cuyos resultados se ha obtenido la apreciación favorable del CSN.

El proceso de licencia se ha desarrollado durante unos 16 meses, culminando con la aprobación definitiva que se produjo el 12 de junio de 2002.

Desde el día 13 de junio de 2002, CN Cofrentes está operando al 110%, con unos resultados plenamente satisfactorios y ajustados a las previsiones consideradas en el proyecto APE 110%.

Por último, cabe señalar que está contemplado en el plan estratégico 2003-2007 de CN Cofrentes la evaluación, y en su caso desarrollo, de un posterior incremento de potencia hasta el 120% PTO.