

## EL PROGRAMA DE MODIFICACIONES DE LA CN JOSE CABRERA. UNA VISION GENERAL

Pablo BLANC PEREZ

### INTRODUCCION

La Central Nuclear José Cabrera cuya primera conexión a la red eléctrica nacional tuvo lugar en julio de 1968, fue concebida, diseñada y construida en los primeros años de la energía nuclear comercial cuando la normativa nuclear era muy incipiente. En muchas áreas en que no había normativa específica los códigos, normas y standards aplicados al proyecto de la CN José Cabrera, al igual que en el resto de las centrales nucleares de entonces, fueron los provenientes de la industria convencional con mayores márgenes de conservadurismo.

Con el paso de los años y conforme la energía nuclear avanzaba hacia su madurez, la normativa que velaba por la seguridad de las instalaciones nucleares fue evolucionando, haciéndose extraordinariamente abundante y sofisticada. Aunque las centrales nucleares de las primeras generaciones se fueron adaptando parcialmente a esta normativa cambiante, empezaron a surgir dudas sobre la seguridad de estas instalaciones planteándose la necesidad de demostrar que los mayores márgenes de conservadurismo compensaban las deficiencias y falta de especificidad de la normativa aplicada a su diseño.

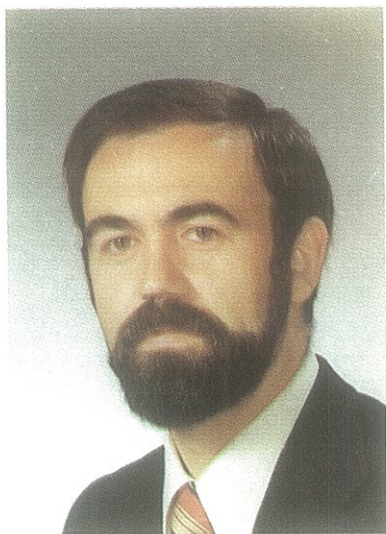
Esto dio lugar, tras unos años de preparación, al lanzamiento en Estados Unidos del programa SEP (Systematic Evaluation Program), en enero de 1978, cuyo objetivo era analizar la seguridad de las

centrales más antiguas contra la normativa actual y, en su caso, introducir medidas correctoras. Dentro de este programa se incluyeron once centrales norteamericanas de agua ligera de ambos tipos, PWR y BWR, coetáneas de la Central Nuclear José Cabrera.

Unión Eléctrica Fenosa, S. A. (UEFSA), propietaria de la Central José Cabrera, estuvo siguiendo desde sus comienzos el desarrollo del programa SEP estadounidense, y tras el accidente de la unidad 2 de la Central de Three Mile Island, tomó la iniciativa de analizar de una manera similar al SEP americano la seguridad de su instalación. Tras diversos avatares esto dio lugar al programa de realizaciones que se desarrolló entre 1982 y 1985.

### EL PROGRAMA SEP AMERICANO

Los orígenes del Systematic Evaluation Program (SEP) estadounidense se pueden establecer en diciembre de 1975 cuando la Nuclear Regulatory Commission crea la División de Reactores en Operación con la misión específica de evaluar de manera continua la seguridad de dichos reactores. En mayo de 1976 la recién creada División organiza un equipo de trabajo para el desarrollo de un Plan para reevaluar la seguridad de las centrales nucleares de las primeras generaciones. Este equipo desarrolla el programa SEP que en no-



Pablo BLANC PEREZ es Ingeniero Industrial por la ETSII de Madrid (1967). Inició su carrera profesional en TECNATOM, S. A. participando en la construcción y puesta en marcha de la CN José Cabrera. Tras su paso a Unión Eléctrica-Fenosa, S. A. se responsabiliza de los temas de Gestión de Combustible. Es Subdirector de Producción Nuclear de Unión Eléctrica-Fenosa y en el pasado programa de modificaciones de la CN José Cabrera ha actuado como Director de Proyecto de la Propiedad.

Almacén de residuos construido en 1979. En primer plano, nuevo tanque de almacenamiento de agua de recarga.



viembre de 1977 es aprobado oficialmente por la NRC. En enero de 1978 se definen las siguientes unidades nucleares como incluidas en el SEP:

### UNIDADES INCLUIDAS EN EL PROGRAMA SEP

| UNIDAD             | TIPO | AÑO<br>DEL POL |
|--------------------|------|----------------|
| DRESDEN I          | BWR  | 1959           |
| YANKEE ROWE        | PWR  | 1060           |
| BIG ROCK POINT     | BWR  | 1962           |
| LA CROSSE          | BWR  | 1967           |
| CONNECTICUT YANKEE | PWR  | 1967           |
| SAN ONOFRE I       | PWR  | 1967           |
| R.E. GINNA         | PWR  | 1969           |
| OYSTER CREEK       | BWR  | 1969           |
| DRESDEN II         | BWR  | 1969           |
| MILLSTONE I        | BWR  | 1970           |
| PALISADES          | PWR  | 1971           |

\* POL. Permiso de Operación Provisional

Para llevar a cabo la evaluación SEP la NRC definió una lista de ciento cincuenta temas (tópicos) de seguridad que debían ser analizados por la Propiedad de las centrales. Para cada uno de estos tópicos se debía desarrollar un proceso evaluador, que, en líneas generales, se pueda resumir de la siguiente forma:

- Comparación de los criterios contemplados en el diseño original, en lo referente a dichos tópicos, con los criterios actuales. Dentro de éstos, se debían considerar:
  - Standard Review Plan.
  - Guías Reguladoras.
  - BTP (Branch Technical Positions).
  - Requisitos del 10CFR.
- Cuando el grado de cumplimiento con los criterios actuales se consideraba aceptable, se debía documentar tal aceptabilidad, finalizando el proceso.
- En los casos en que los criterios actuales no se satisfacían se podrían considerar las siguientes alternativas:
  - Justificación de la continuidad de la operación con la desviación detectada, sin adoptar medidas adicionales, demostrando que:
    - La desviación no hace disminuir significativamente el nivel de seguridad.
    - La probabilidad de que ocurra algún incidente es significativamente baja.
    - Las consecuencias del incidente, en su caso, son suficientemente pequeñas.
  - Posibilidad de utilizar sistemas de no seguridad para realizar funciones de seguridad.
  - Cambios administrativos o de procedimientos.
  - Incremento de los requisitos de vigilancia.
  - Mejoras en equipos o sistemas seleccionados (backfitting).
- Todos estos resultados debían quedar documentados.

El objetivo final del programa SEP era desarrollar para cada central una solución integrada que resolviera las deficiencias encontradas, huyendo expresamente de soluciones particulares a tópicos individuales considerándose que las soluciones individualizadas podrían perjudicarse mutuamente.

Las centrales americanas incluidas en el programa SEP presentaron sus conclusiones del programa a la NRC en los primeros años de la década de los 80 y fueron apreciados favorablemente por la autoridad norteamericana.

El Systematic Evaluation Programs, que no influyó de manera apreciable sobre la disponibilidad de las centrales afectadas, vino a demostrar la bondad del diseño de las primeras generaciones de centrales nucleares y la existencia de unos márgenes adecuados de seguridad que garantizan la continuidad de su operación a largo plazo.

### EL PROGRAMA DE LA CN JOSE CABRERA

La CN José Cabrera por su fecha de arranque, 1968, está situada dentro de las centrales nucleares de agua a presión de diseño Westinghouse entre San Onofre I y RE Ginna ambas incluidas en el programa SEP, siendo la primera en incorporar al mismo tiempo combustible de zircaloy, barras de control de tipo araña, e inconel en los tubos del Generador de Vapor. Juntamente con la Central de Obrigheim en Alemania, diseñada por Siemens, y que entró en funcionamiento con anterioridad, se puede considerar a la Central José Cabrera como el prototipo de las centrales nucleares PWR modernas. Por estas razones el programa SEP fue seguido con mucho interés por la CN José Cabrera desde sus comienzos.

El impacto que supuso al año siguiente, 1979, el accidente de la Central Nuclear de Three Mile Island y las cuestiones y enseñanzas que del mismo se dedujeron, hicieron que UEFSA, pese a estar convencida de la seguridad de su Central José Cabrera, se decidiese a iniciar una revisión sistemática de dicha seguridad.

De acuerdo con el planteamiento inicial esta revisión debía seguir la metodología SEP y extenderse a la lista de tópicos SEP, añadiendo los temas suscitados tras el accidente de TMI-2 más otra serie de temas derivados de la especificidad del diseño de la propia central:

Tal como fue diseñado el programa de evaluación de la CN José Cabrera preveía las tres fases siguientes:

#### FASE I. DIAGNOSIS

Esta fase constituye la evaluación propiamente dicha. Durante la misma se revisarían uno a uno todos los temas anteriormente citados, con el objeto de llegar a tener una clara idea de las áreas en que se podía mejorar la seguridad, identificando aquellas que requerían cambios materiales.

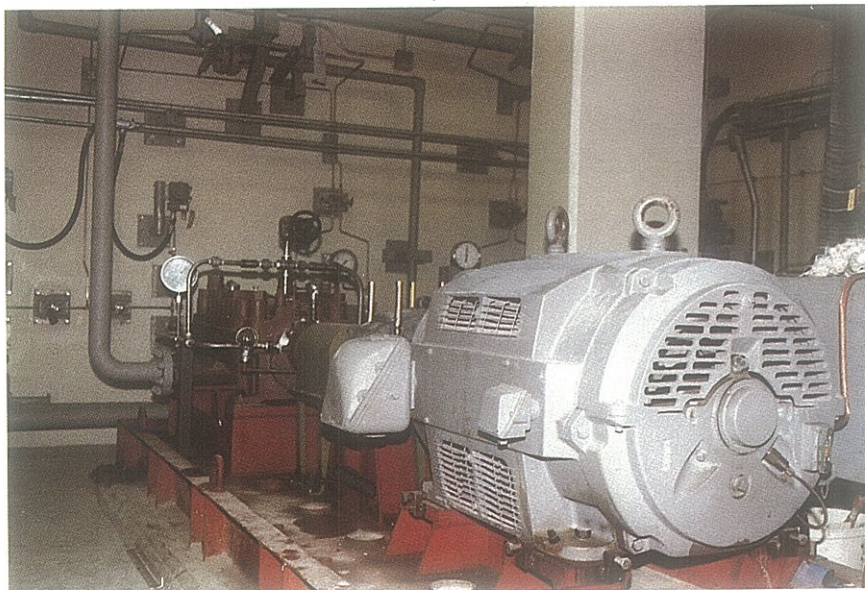
#### FASE II. DISEÑO

Dentro de esta fase se pretendía desarrollar el diseño de una solución integrada que eliminase las deficiencias encontradas en la fase anterior. El diseño debía avanzar hasta un punto que permitiera preparar un informe de licenciamiento de nivel equivalente a un PSAR y realizar una estimación precisa del coste de las modificaciones necesarias.

En paralelo con lo anterior, y fuera del programa de modificaciones se debían investigar en detalle los componentes principales (vasija, generador de vapor y tur-

Nuevo tendido de bandejas.





Motor de las bombas de agua de alimentación auxiliar.

bina) para determinar la vida remanente de las mismas.

### FASE III. EJECUCION

Una vez aceptada por las distintas partes interesadas la conveniencia de realizar la solución integrada propuesta, se pasó en esta fase al diseño de detalle y ejecución de las modificaciones aprobadas.

### DESARROLLO DEL PROGRAMA

Aunque en sus comienzos el programa se desarrolló en la forma prevista, diversas circunstancias influyeron en sus etapas finales haciendo que las fases de diseño y ejecución se superpusieran convirtiéndose de hecho en una única fase.

### EVALUACION

Desde el verano de 1979 a mayo de 1980 un equipo conjunto formado por personal de operación de la propia Central José Cabrera y personal de ingeniería de Westinghouse, trabajando principalmente en el emplazamiento, realizaron la primera fase de evaluación en la forma y calendario previstos. Como resultado además de identificar posibles áreas de deficiencia se esbozaban soluciones a las mismas en las que primaban los criterios operativos sobre los criterios de normativas que también se tenían en cuenta.

Los resultados de esta fase fueron sometidos a toda una cadena de revisiones dentro de la organización de Westinghouse y en este proceso el suministrador aglutinó las soluciones parciales de las diferentes áreas en una solución integral en la que se anteponía la normativa a los criterios operativos.

Al estar adelantando el programa de la CN José Cabrera, con respecto al programa SEP de las centrales americanas Unión Eléctrica Fenosa, S. A., contrató a la firma norteamericana NUS Corporation la revisión de la evaluación realizada, por

un lado y su opinión sobre la solución propuesta satisfaría, en su caso, los objetivos de la NRC al lanzar el SEP. En ambos casos la respuesta fue positiva.

Los principales temas susceptibles de mejora identificados en la evaluación son los siguientes:

#### Cualificación ambiental

Este tema genérico a todas las centrales nucleares, especialmente las de las primeras generaciones, presentaba en la Central José Cabrera características peculiares. Al ser una central con un sólo lazo de refrigeración, el espacio libre que quedaba dentro del Recinto de Contención fue aprovechado en el diseño original, para instalar gran parte de los equipos de salvaguardia dentro de dicho Recinto, considerando que se mejoraba la capacidad de confinamiento de los fluidos potencialmente radiactivos.

Aunque todo este equipo de salvaguardia fue especificado y construido para trabajar en condiciones ambientales post-accidente, los menores requisitos de cualificación, por un lado, y la ausencia del concepto de garantía de calidad, por otro, en el momento de su fabricación hicieron imposible documentar adecuadamente su cualificación en la forma requerida por la normativa actual.

Objetivo primordial del programa previsto fue el elevar la cualificación ambiental de todos los equipos y componentes de los sistemas de salvaguardia de forma que satisficieran razonablemente la normativa actual.

#### Agua de alimentación de emergencia

El sistema de agua de alimentación de emergencia al generador de vapor constaba de dos motobombas, las mismas del agua de alimentación normal, y una turbobomba. Con anterioridad al accidente de TMI-2 este esquema se consideraba adecuado pues este sistema no estaba entre los de salvaguardia.

Los nuevos requisitos surgidos tras TMI-2 aconsejaron mejorar el sistema para que tuviese la consideración de seguridad, incorporando dos motobombas dedicadas.

#### Fallo único

Aunque el criterio de fallo único fue definido con posterioridad, el diseño original de la central incluyó tal concepto en lo referente a componentes activos, pero presentaba deficiencias en algunas tuberías y válvulas de los sistemas de salvaguardia, decidiéndose la conveniencia de subsanar tales deficiencias.

#### Suministro eléctrico de emergencia

Este suministro a la Central José Cabrera se realizaba automáticamente desde la Central Hidráulica de Zorita por medio de una línea dedicada, en caso de pérdida de la red exterior. Adicionalmente, en este caso, los operadores de la central colectora de Bolarque, también situada en la vecindad de la Central Nuclear, tenían instrucciones de reponer el servicio a esta central con prioridad absoluta.

Aunque este esquema se consideraba de gran fiabilidad al quedar más de una docena de grupos hidráulicos al servicio de la Central Nuclear, ninguno de estos equipos estaba totalmente cualificado de acuerdo con lo que la normativa exigía a las fuentes de suministro eléctrico de emergencia.

El tema, que había sido objeto de largas discusiones con la autoridad en el pasado, se decidió zanjar mejorando las fuentes existentes e incluyendo un grupo Diesel capaz de suministrar las cargas de emergencia.

#### Separación física y eléctrica

La central fue diseñada antes que apareciera este criterio, por lo que existían deficiencias en este área que se pusieron de manifiesto durante la evaluación, decidiéndose acometer su solución.

#### Otros temas

Dentro de otros temas que se decidieron abordar se puede mencionar las mejoras introducidas en las siguientes áreas:

- Habitabilidad de Sala de Control.
- Protección contra-incendios, pasiva y activa.
- Ventilación.
- Etc.

La solución que se preveía a todos estos temas pasaba por la construcción de dos nuevos edificios: uno, adosado al recinto de contención, que contendría los equipos mecánicos y eléctricos cualificados asociados a los sistemas de salvaguardia y el segundo para albergar el nuevo Generador Diesel que como fuente de suministro eléctrico de emergencia se debía instalar en el interior del recinto de la



Sistema de agua de servicios esenciales.

Central. Estas modificaciones se realizarían mientras la central continuaba su funcionamiento normal, necesitándose al final una parada prolongada, cuya duración se estimaba en 6-9 meses, para acoplar los nuevos equipos a los sistemas existentes.

Esta solución, complementada por una serie de acciones a corto plazo de menor entidad, mereció el apoyo sin restricciones de todas las entidades que hasta entonces habían participado en el programa.

## DISEÑO. EJECUCION

Una vez terminada la evaluación y las correspondientes revisiones, se hizo una presentación de las conclusiones y de las líneas maestras de la solución prevista a la Junta de Energía Nuclear. Tras una serie de reuniones en las que la JEN no adoptó ninguna postura definida, quizá para no interferir con la actuación futura del recién creado Consejo de Seguridad Nuclear, UEFSA decidió, en abril de 1981, iniciar la fase de diseño cuyo objetivo, recordemos, era avanzar la ingeniería hasta producir un documento coherente de Licenciamiento y las especificaciones de compra de los distintos equipos. Esto, juntamente con las evaluaciones de vida remanente de los equipos principales que se llevarían a cabo en paralelo con esta segunda fase, permitiría a las distintas partes implicadas tomar decisiones sobre bases firmes.

Esta fase de diseño se encargó a Westinghouse que actuaría como Ingeniería principal y a Empresarios Agrupados que colaboraría con la anterior en el desarrollo de la solución integrada responsabilizándose de las áreas de Obra Civil, Ventilación y Protección Contra Incendios, áreas en que la experiencia de Westinghouse es limitada.

A partir de este momento la nueva autoridad reguladora, el Consejo de Seguridad Nuclear, empezó a intervenir activa-

mente en el programa con una actuación que iba a tener repercusiones importantes sobre las soluciones y calendarios previstos.

En el condicionado anexo a la Resolución de la Dirección General de la Energía de 6 de agosto de 1981, se reconoce la existencia del programa de modificaciones descrito y se fija un plazo de cuatro meses para presentación formal de un Documento Conceptual en que la solución prevista se presentase con detalle suficiente para poder ser evaluada e informada. Dicho condicionado también requería actuaciones en áreas organizativas, de revisión de documentos oficiales, análisis y estudios adicionales, etc., que, no estando inicialmente previstos, se irían incorporando al programa general de modificaciones.

Tras la presentación del Documento Conceptual y a la vista de los plazos que requería la ejecución de la solución propuesta, el CSN solicitó a Unión Eléctrica Fenosa el estudio de una nueva solución que permitiera ir resolviendo los distintos temas de una manera gradual. En mayo de 1982 UEFSA presentó una nueva solución que utilizando mejor los edificios existentes permitía prescindir del edificio de salvaguardias y que podría realizarse a lo largo de tres paradas de recarga extendidas.

En las conversaciones subsiguientes el plazo de ejecución fue reducido a dos paradas de recarga y en Resolución de la Dirección General de la Energía de 9 de septiembre de 1982, se aprobaba la nueva solución.

Esta Resolución requería que los trabajos en las distintas áreas fueran todos iniciados de inmediato, debiendo la Central permanecer parada desde el momento en que entrase en recarga, hasta que se solucionaran una serie de temas que el CSN consideró de mayor relevancia. Una vez solucionados estos temas la autoridad podría autorizar la operación de un ciclo intermedio de operación, tras el cual debe-

rían finalizarse las modificaciones requeridas.

La Central paró el 18 de octubre de 1982 para realizar la primera fase de modificaciones, recibiendo la autorización para operar el ciclo intermedio el 21 de diciembre de 1983. El ciclo intermedio finalizó el 28 de enero de 1985 permaneciendo la Central parada hasta el 24 de octubre de 1985 en que completadas las modificaciones de la segunda fase, se autorizó la vuelta a un régimen de funcionamiento normal.

## ORGANIZACION

El poco tiempo disponible entre la Resolución de septiembre de 1982 y la fecha prevista para la parada de recarga de la Central (después de un prolongado «coast down») y la necesidad de trabajar a Central Parada obligaron a plantear un esquema organizativo que se alejara de los patrones clásicos utilizados en este libro de instalaciones, de forma que se agilizaran al máximo las distintas fases del proyecto.

La responsabilidad global del proyecto se contrató con Westinghouse bajo un concepto próximo al «lave en mano» que se denominó Overall Project Management, que debía contar con Empresarios Agrupados para el desarrollo de la ingeniería de detalle y de la ingeniería básica y de detalle en aquellas áreas normalmente fuera del alcance Westinghouse (Obra Civil, Ventilación, Protección Contra Incendios). UEFSA se reservaba las labores de supervisión y aprobación de las distintas fases del diseño y de incorporar al mismo la experiencia operativa de la Central.

Para realizar este trabajo, Westinghouse se apartó de sus esquemas habituales de funcionamiento y creó en Madrid un equipo importante de ingeniería con expertos de sus oficinas de Bruselas y Madrid. De esta manera se minimizaron los problemas de interfase internos y con organizaciones externas y el diseño pudo proceder a un ritmo importante.

Empresarios Agrupados respondió de manera similar variando sus métodos de trabajo de forma que los tiempos muertos en el diseño fueran reducidos a un mínimo.

Cabe resaltar también la aportación del propio Consejo de Seguridad Nuclear que siguiendo muy de cerca el proyecto y trabajando con documentos de diseño mientras se ultimaban los documentos de Licenciamiento, permitió agilizar la aprobación de los trabajos realizados y reducir los tiempos de parada de la Central.

La supervisión de la construcción fue realizada, asimismo, por el equipo Westinghouse / Empresarios Agrupados que respondían ante la organización de la propia Central.

Las pruebas funcionales las realizó el personal de Operación de la Central con la colaboración de Westinghouse y Empresarios Agrupados.