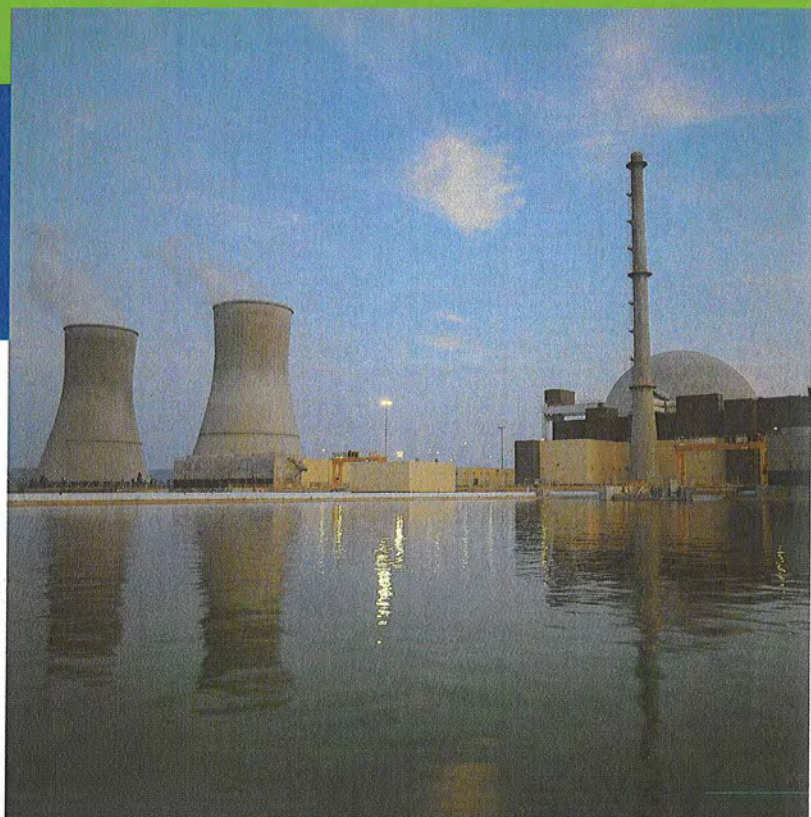


Las Centrales Nucleares Españolas

CSN



Colección
Informes Técnicos
3.1999

Las centrales nucleares españolas

2ª Edición

Colección
Informes Técnicos
3. 1999



Colección Informes Técnicos
Referencia INT-01.02

© Copyright 1999, Consejo de Seguridad Nuclear

Edita y distribuye:
Consejo de Seguridad Nuclear
C/ Justo Dorado, 11. 28040 Madrid. España
<http://www.csn.es>
peticiones@csn.es

Maquetación: Ediciones Doce Calles
Impresión: Closas-Orcoyen, S.L.

ISBN: 84-87275-99-0
DL: 22.722-1999

El presente informe sobre las centrales nucleares españolas refleja las características técnicas, de seguridad nuclear y de protección radiológica de dichas instalaciones, junto a datos relevantes de su historia y situación actual. Es una versión actualizada y corregida del informe de julio de 1993.

La estructuración del documento se ha hecho por unidades nucleares, correspondiendo a cada una de ellas un capítulo. No obstante, las dos unidades de Almaraz y las dos unidades de Ascó, por tratarse en ambos casos de centrales gemelas, se presentan en un solo capítulo.

Este modo de estructurar el informe permite la lectura independiente y completa de cada central, sin necesidad de tener que recurrir a capítulos o anexos comunes para su comprensión. Sin embargo, queremos advertir al lector de que, al existir aspectos comunes o centrales similares (las PWR de Westinghouse de la 2ª generación son un ejemplo), en la lectura de algunas partes podrá encontrar textos o aspectos ya expresados.

En cada capítulo el tratamiento dado a cada central responde a un mismo índice. Se inicia con una *Presentación*, en la que se hace una breve descripción de la central, su situación geográfica y datos sobre el titular y las empresas participantes.

El subcapítulo *Emplazamiento* sintetiza los datos e informaciones relativas a la ubicación de la central (geología, sismología, geotecnia, meteorología y climatología, etc.). La información sobre demografía y actividades humanas ha sido facilitada por la Agrupación de Municipios afectados por Centrales Nucleares (AMAC).

El subcapítulo *Descripción general* resume las características de la central. Está dividido en siete apartados que ofrecen descripciones técnicas, destacando el apartado relativo a seguridad nuclear, en el que se reflejan los sistemas de seguridad, en qué consisten básicamente y cuál es su finalidad; y el apartado de protección radiológica se resumen los sistemas y medios existentes en la planta y entorno para garantizar la protección radiológica de personas y medio ambiente.

En el subcapítulo *Historia de la central* se reseñan los hitos más importantes de la historia y situación de la

central, su construcción y explotación, y su impacto radiológico, sin extenderse en lo que se podría calificar como incidencias, que se desarrollan en el subcapítulo *Incidencias*.

Para las centrales nucleares de la primera generación se incluye el subcapítulo *Puesta al día en seguridad nuclear*, en el que se describe el programa de reevaluación de seguridad llevado a cabo en estas centrales, las principales actualizaciones en materia de seguridad nuclear y la situación actual y puesta al día.

Adicionalmente, en cada capítulo se adjuntan las tablas y gráficos que se consideran de mayor interés,

que dan idea de la evolución del funcionamiento de la central.

Finalmente, al margen de la división por centrales, se incluye un capítulo general, titulado *Resumen y consideraciones generales*, en el que se ofrece una panorámica de los aspectos más relevantes de la actual realidad nuclear española. Por su carácter de síntesis, se ha considerado conveniente situar el capítulo a continuación de esta presentación.

Es de destacar que la toma de datos del actual informe se cierra a fecha 31 de diciembre de 1997.

Sumario

Introducción	7
Resumen y consideraciones generales	11
José Cabrera	21
Santa María de Garoña	45
Vandellós I	69
Almaraz I y II	89
Ascó I y II	119
Cofrentes	145
Vandellós II	167
Trillo	185
Índice de siglas	207
Índice de contenidos	211

RESUMEN Y CONSIDERACIONES GENERALES

1

El conjunto de centrales nucleares que en la actualidad se encuentran en fase de explotación, desmantelamiento o parada definitiva corresponden a tres generaciones diferenciadas dentro del programa nuclear:

- Primera generación. Centrales proyectadas en la década de los años 60, cuya construcción concluyó a finales de esa década o comienzos de los años 70. Corresponden a esta generación las centrales nucleares José Cabrera, que inició su explotación en 1968; Santa María de Garoña, que la inició en 1971, y Vandellós I, que lo hizo en 1972 (esta última en proceso de desmantelamiento).
- Segunda generación. Centrales proyectadas a comienzo de la década de los años 70, cuya construcción se inició en la misma época, con el objetivo de entrar en explotación a finales de la década. Los retrasos en el proceso de construcción hicieron que la primera de ellas (Almaraz I) no fuera puesta en explotación comercial hasta 1981, y la última (Cofrentes) hasta 1984. Corresponden a esta generación las centrales nucleares de Almaraz I y II, Ascó I y II, Cofrentes y Lemóniz I y II (en parada definitiva).
- Tercera generación. Centrales nucleares cuya construcción fue autorizada con posterioridad a la aprobación del Plan Energético Nacional en julio de 1979. Proyectadas a finales de la década de los años 70, se inició su construcción a partir de 1979. Su puesta en explotación comenzó a finales de 1987 (Vandellós II) y a mediados de 1988 (Trillo I). Corresponden a esta generación las centrales nucleares de Vandellós II, Trillo I y Valdecaballeros I y II (en parada definitiva).

Centrales de primera generación

Las centrales nucleares de la primera generación se proyectaron y construyeron con los criterios impuestos por la normativa vigente en los años de su diseño.

Por otra parte, el desarrollo de la tecnología ha hecho posible la introducción de sucesivas modificaciones y mejoras. Estas circunstancias han hecho que las tres centrales, análogamente a lo efectuado en centrales

similares de la misma época de otros países, hayan experimentado un proceso de puesta al día y mejora de las condiciones de seguridad nuclear mediante un proceso de evaluación y revisión permanentes que continúa en la actualidad. Como ejemplo de lo realizado podemos señalar el Systematic Evaluation Program (Programa de Evaluación Sistemática), diseñado por la Nuclear Regulatory Commission (NRC) de Estados Unidos para aplicar a las centrales nucleares de ese país que, por su antigüedad, no reunían los requisitos exigidos actualmente por la normativa, con objeto de ponerlas al día, y que se ha aplicado a las centrales españolas José Cabrera y Santa M^a de Garoña.

José Cabrera

La central nuclear José Cabrera, con 30 años de explotación comercial, fue la primera en entrar en explotación en nuestro país y fue, también, la primera a la que se le aplicó el Programa de Evaluación Sistemática (SEP). La primera fase de incorporación de mejoras se ejecutó durante la parada que se inició el 18 de octubre de 1982 y duró hasta el 22 de diciembre de 1983; la segunda fase se efectuó durante la parada que se inició el 28 de enero de 1985 y duró hasta el 25 de octubre de 1985.

La historia más reciente de esta central viene marcada por los defectos detectados en la tapa de la vasija del reactor, que hicieron que la central estuviese parada desde enero de 1994, fecha en la que fueron detectados, hasta marzo de 1995, fecha en la que finalizan las reparaciones y pruebas correspondientes. Finalmente, en marzo de 1997 se procedió a la sustitución de la tapa de la vasija del reactor.

Como continuidad del proceso de puesta al día, en 1995 la central estableció un plan estratégico a cinco años. El plan establece diferentes líneas de actuación, siendo destacable en el apartado correspondiente a modificaciones de diseño la instalación de la nueva tapa de la vasija anteriormente mencionada.

Asimismo, es digna de mención la puesta en marcha, en julio de 1996, de torres de refrigeración, pasando a ser la refrigeración de la central de tipo mixto: río

Tajo – torres de refrigeración. Con esta puesta en marcha finalizaron con las limitaciones de potencia impuestas desde abril de 1993 por el bajo caudal del río Tajo.

Desde su puesta en marcha la explotación de esta central se ha desarrollado con muy pocas incidencias dignas de mención, a excepción del capítulo correspondiente a la tapa de la vasija del reactor:

Santa María de Garoña

A la central nuclear Santa María de Garoña, con 27 años de explotación comercial, también le fue aplicado el Programa de Evaluación Sistemática (SEP). La primera fase se realizó en los cuatro últimos meses del año 1983 hasta el 26 de enero de 1984. Una segunda fase de modificaciones se inició el 20 de junio del año 1983 y finalizó en enero del año 1986, concluyendo el grueso de las modificaciones en la parada que tuvo lugar desde el 25 de abril hasta el 3 de agosto de 1987.

Entre las incidencias que esta central ha presentado durante su explotación, cabe destacar:

- Sustitución de los anillos de material anticorrosivo, que proporcionan la transición entre aceros ferríticos y austeníticos *safeends*, por otros anillos de un material más adecuado, alternado la configuración del conjunto para evitar la coincidencia de la soldadura de las *camisas térmicas* con las del propio *safeend*. El nuevo material no se sensibiliza a la corrosión intergranular. El fenómeno se presentó en todas las centrales nucleares de la época y los anillos fueron igualmente sustituidos.
- Sustitución del tipo de combustible utilizado por presentar defectos que daban lugar a la liberación de radiactividad. Esta sustitución, unida a la modificación y mejora del sistema de tratamiento de residuos gaseosos y líquidos, dio lugar a una reducción muy acusada de los efluentes radiactivos de dicha central.
- Sustitución en 1985 de las tuberías de recirculación, que presentaban grietas de corrosión intergranular.

- Instalación de un sello mecánico para evitar las fugas que presentaron los accionadores de barras de control.
- Indicaciones de grietas en dos soldaduras del barrilete de la vasija (recarga de 1993). El Consejo de Seguridad Nuclear concluyó que la resistencia estructural estaba asegurada durante el siguiente ciclo, si bien requirió el incremento de los requisitos de vigilancia y la realización de inspecciones en la siguiente parada. En la siguiente parada (recarga de 1996) se encontraron defectos en tres soldaduras circunferenciales del barrilete. Aunque la resistencia estructural del barrilete estuvo en todo momento garantizada, el Consejo de Seguridad Nuclear requirió la vigilancia de determinados parámetros operativos y la reparación del barrilete en un año; reparación que se llevó a cabo en la recarga de 1997, siendo válida para todos los defectos existentes o que pudieran existir en cualquiera de las soldaduras circunferenciales.
- Durante la inspección de las bombas de chorro (recarga de 1993) se encontró una grieta en una pletina de una de las dos abrazaderas de sujeción de la tubería que alimentaba a las bombas de chorro 7 y 8. Durante la parada de 1996 se procedió a la inspección de todos los soportes superiores, encontrándose defectos en cuatro de ellos. A requerimiento del Consejo de Seguridad Nuclear se instalaron grapas de sujeción en todos los soportes con fallo o con probabilidad de fallo. En la recarga de 1977 se inspeccionaron los seis soportes superiores en los que no se había instalado grapa de sujeción sin encontrar defectos.

Vandellós I

La central nuclear Vandellós I inició su explotación comercial en agosto de 1972. Obtuvo el permiso de explotación definitivo el 29 de abril de 1982, y su suspensión, también con carácter definitivo, el 31 de julio de 1990.

A finales de 1994 terminó la descarga del combustible del núcleo, siendo enviado a las instalaciones de Marcoule (Francia) para su reprocesado. Durante el

segundo semestre de 1997 finalizaron las operaciones de extracción, segregación y preacondicionamiento de los residuos de operación. Con fecha 28 de enero de 1998 el Ministerio de Industria y Energía autorizó a Enresa a asumir la titularidad de la central para proceder a su desmantelamiento.

Las incidencias más notables producidas en la central fueron:

- Fugas en el cambiador de calor principal, lo que obligó a limitar la potencia al 85% de la nominal.
- Fisuras en las columnas de grafito.
- Sustitución de las tuberías de recirculación, que presentaban grietas de corrosión intergranular.
- Incendio en el grupo turboalternador nº 2 el 19 de octubre de 1989. Como consecuencia del mismo el MIE decidió cerrar definitivamente la central, después de valorar las modificaciones necesarias para cumplir los requisitos de seguridad contenidas en el informe del Consejo de Seguridad Nuclear, dado que éstos exigían unas inversiones que teniendo en cuenta el criterio de minimización de coste para el sistema eléctrico español, hacía justificable su paralización desde el punto de vista económico.

Actualmente la central se encuentra al comienzo de las obras de desmantelamiento a nivel 2: desmantelamiento de la práctica totalidad de las estructuras y componentes externos al cajón del reactor, cuya duración no se prevé superior a cinco años.

Centrales de segunda generación

Las centrales nucleares de la segunda generación han sido proyectadas y construidas de acuerdo con la reglamentación ya promulgada en nuestro país, con las guías y normas propuestas por los organismos internacionales a los que España pertenece, así como, en defecto de las anteriores, con la normativa del país de origen de las centrales (Estados Unidos para todas las correspondientes a esta generación).

Por consiguiente, durante su período de construcción, han seguido las vicisitudes de las centrales de referen-

cia en Estados Unidos y se han incorporado aquellos nuevos dispositivos o modificaciones del proyecto, consecuencia de los estudios realizados. En este sentido, son de destacar las recomendaciones derivadas del análisis del accidente de la central de Three Mile Island, incorporadas a las centrales españolas en la misma medida que se fueron incorporando en las centrales nucleares de los Estados Unidos.

Almaraz I y II

La central nuclear de Almaraz cuenta con dos unidades: la unidad I se acopló a la red el 1 de mayo de 1981, pero, durante el período de pruebas nucleares, con unas 1.500 horas de funcionamiento, la central nuclear de Ringhals (Suecia) detectó importantes defectos derivados de ciertas vibraciones en los generadores de vapor. Este hecho obligó a la parada de la central, y posteriormente al funcionamiento de dicha unidad a potencia reducida (50%) durante periodos alternativos para, tras la realización de modificaciones en los generadores de vapor que solucionaban el problema, volver a la operación al 100% de potencia el 2 de agosto de 1983.

Las vibraciones en los generadores, inducidas por la entrada del agua de alimentación, provocaban un desgaste anormal de los tubos. Este fenómeno fue objeto de un informe específico del Consejo de Seguridad Nuclear (informe público de 1 de octubre de 1982 sobre la central nuclear Almaraz I).

La unidad II se acopló a la red el 8 de octubre de 1983, habiendo introducido ya en su fase de diseño las modificaciones relativas a los defectos derivados de las vibraciones en los generadores de vapor.

Otras incidencias destacables han sido:

- Asentamientos diferenciales en los edificios de combustible de ambas unidades, originados por problemas geotécnicos del relleno subyacente. Como consecuencia de estos asentamientos diferenciales se produjeron inclinaciones de los citados edificios.

En relación con este fenómeno, el Consejo de Seguridad Nuclear autorizó la ejecución de un

tratamiento bajo los edificios de combustible en el segundo semestre de 1983. Dicho tratamiento incluyó la inyección de mezclas de bentonita-cemento bajo la losa de cimentación para detener los asentamientos y la liberación del nivel freático para ver si su subida aumentaba los asentamientos. Del seguimiento realizado posteriormente puede afirmarse que los asentamientos y movimientos diferenciales quedaron detenidos.

- Corrosión intergranular de los generadores de vapor. Al igual que otras plantas de diseño Westinghouse de esa misma generación, la central ha presentado desde el inicio de su operación una serie de problemas de degradación de los tubos de los generadores de vapor, fundamentalmente por corrosión bajo tensiones. Finalmente, siguiendo la tendencia internacional, se ha procedido a la sustitución de estos equipos, realizándose en 1996 en la unidad I y en 1997 en la unidad II. La petición de ofertas de los nuevos generadores, adjudicada finalmente al consorcio Siemens Framatome, se realizó conjuntamente con la central nuclear de Ascó.

En el apartado de grandes modificaciones de diseño son de destacar los cambios de las turbinas de ambas unidades que, junto con el cambio de generadores anteriormente indicado, han permitido aumentar la potencia eléctrica de la unidad I hasta 973 MW, y la de la unidad II hasta 982 MW. Asimismo, aprovechando el cambio de los generadores de vapor, se ha procedido en ambas unidades a la sustitución de la tapa de la vasija del reactor, en prevención de futuros problemas de corrosión (las inspecciones realizadas hasta el momento no detectaban fenómenos de agrietamiento).

Ascó I y II

La central nuclear de Ascó cuenta con dos unidades. La unidad I se acoplo a la red el 29 de agosto de 1983, después de un notable retraso en las obras, y la unidad II lo hizo en octubre de 1985.

En ambas unidades las modificaciones para subsanar defectos debidos a vibraciones en los generadores de vapor, idénticos a los de Almaraz, se realizaron antes de su acoplamiento a la red.

Entre las incidencias a destacar están:

- Entre marzo de 1978 y junio de 1979, es decir, antes de la puesta en marcha de la unidad I, se produjeron tres incendios en instalaciones de dicha central: en el almacén de la obra, en la torre de refrigeración de emergencia y en el edificio de los generadores diesel. Se evaluaron las consecuencias de dichos incendios y se efectuaron las reparaciones correspondientes. Como consecuencia se llevó a cabo una mejora global del sistema de protección contra incendios.
- Los movimientos de terreno que afectan a la unidad II causados por las características del terreno, que posee arcillas expansivas, y la gran excavación realizada que alcanzó profundidades de hasta 75 metros. Como consecuencia de los estudios realizados al efecto el Consejo de Seguridad Nuclear elaboró un documento titulado *Sumario de la evaluación de seguridad de la unidad II de la central nuclear de Ascó* en el que se recopilaron todos los documentos y las previsiones referentes a este fenómeno. Al objeto de paliar las causas del levantamiento se han acometido una serie de acciones y reformas estructurales; asimismo, se ha establecido un riguroso programa de vigilancia y valores límite para diferentes parámetros, de manera que la seguridad de la instalación esté siempre salvaguardada.
- Los generadores de vapor han venido sufriendo, desde su puesta en servicio, el mismo proceso de degradación de sus tubos que en la central nuclear de Almaraz, cuyos generadores son idénticos. En consecuencia, y tras la realización de diversos estudios previos, se tomó la decisión de sustituirlos por otros suministrados por el consorcio Siemens Framatome, realizándose la petición de ofertas conjuntamente con Almaraz. La sustitución se realizó en 1995 en la unidad I y en 1996 en la unidad II.

En el capítulo de grandes modificaciones de diseño son de destacar:

- El cambio de las turbinas que, conjuntamente con el cambio de generadores de vapor, ha permitido aumentar la potencia eléctrica de la unidad I hasta 973 MW, y de la unidad II hasta 966 MW.

- La instalación de una torre de refrigeración de tiro natural a fin de garantizar el cumplimiento con el salto térmico máximo en las condiciones de bajo caudal del río más desfavorables.

Cofrentes

La central nuclear de Cofrentes cuenta con una unidad que fue acoplada a la red el 14 de octubre de 1984.

La construcción, que se inició en septiembre de 1975, sufrió numerosos retrasos por diversas razones, entre las que cabe destacar las inundaciones que se produjeron en el área en octubre de 1982. Durante la inundación, el agua llegó a penetrar por las aberturas provisionales de construcción, afectando a determinados componentes que fue preciso revisar y acondicionar nuevamente a su situación primitiva. La altura general de las aguas del río Júcar, que llegó a aumentar 11 metros sobre su nivel normal, quedó sin embargo 35 metros por debajo de la base de los edificios que contenían sistemas de seguridad.

También son de destacar aspectos relacionados con la microsismicidad del emplazamiento, que obligaron a la realización de campañas microsísmicas en el emplazamiento y su entorno, con resultados satisfactorios.

En el capítulo de incidencias son de destacar:

- Fallos iniciales del combustible, en octubre de 1987, que condujeron a incrementos de actividad en el refrigerante y en los efluentes. Tras la correspondiente evaluación se estableció un plan de actuación consistente en inspecciones y sustitución de los elementos afectados.
- Derrames de líquido radiactivo en septiembre de 1988 y mayo de 1993. Derrames que no supusieron vertidos al exterior de la central.
- En 1990 la caída de un elemento de combustible en contención sin consecuencias radiológicas.

En lo referente a grandes modificaciones de diseño es de destacar el interruptor de generación, que posibilita aislar el generador del resto del sistema, permitiendo que en caso de parada del grupo los

servicios eléctricos de la central queden alimentados desde el parque de 400 kV a través del transformador principal.

Otro hecho destacable es el aumento de potencia térmica en 1997, previo dictamen favorable del Consejo de Seguridad Nuclear y autorización del Ministerio de Industria y Energía, hasta el valor de 3.015 MW.

Centrales de tercera generación

Las centrales nucleares de la tercera generación son las que obtuvieron la autorización de construcción con posterioridad a la aprobación del Plan Energético Nacional de junio de 1979.

Vandellós II

La central nuclear Vandellós II comenzó su explotación comercial en diciembre de 1987. Hasta el momento esta central se ha caracterizado por un buen comportamiento, sin incidencias especialmente destacables (ver apartado de incidencias). Una prueba de ello lo da el valor de 88,0% como factor de carga medio (excluyendo el mes en que inició su funcionamiento).

Es de destacar que está previsto el cambio de rotores de turbina y el aumento de potencia térmica, desde su valor actual de 2.775 MW hasta los 2.900 MW, a partir de la recarga de 1999.

Trillo

La central nuclear de Trillo, única central española de tecnología alemana, estaba proyectada con dos unidades. La unidad I entró en explotación comercial en agosto de 1988, mientras que la unidad II fue paralizada por el Plan Energético Nacional de 1983, sin que se hubiese iniciado su construcción.

Las principales incidencias producidas en la central tienen su origen en deficiencias de diseño que no fueron puestas en evidencia durante la puesta en marcha de la central, ni en posteriores pruebas periódicas, siendo de destacar las siguientes:

- El descubrimiento, en enero de 1992, de un cruce de cables entre los sensores de alto nivel de agua en el anillo de contención y las actuaciones que esa señal provoca de parada de bombas de refrigeración. Tras la confirmación de la anomalía se procedió a su modificación en un plazo de aproximadamente 24 horas.
- La detección, en febrero de 1993, de una deficiencia del sistema de agua de refrigeración esencial que, en determinadas situaciones operativas, no podría suministrar un caudal de agua suficiente para la refrigeración de los cambiadores de calor. A requerimientos del Consejo de Seguridad Nuclear se adoptó una solución provisional, realizándose en la siguiente parada las modificaciones oportunas.
- La detección, en octubre de 1994, de errores de diseño en el sistema de distribución de +24V de corriente continua, que hacían que no fuese posible garantizar la adecuada alimentación eléctrica durante el primer minuto tras un suceso de pérdida de alimentación eléctrica exterior. La central adoptó una solución provisional, realizándose en la siguiente parada las modificaciones oportunas.
- Durante una inspección de los sumideros de la contención, en octubre de 1994, se encontraron agujeros pasamuros sin taponar que comprometían la operabilidad del sistema de evacuación de calor residual en caso de emergencia en modo de circulación tras un accidente de pérdida de refrigerante. Durante la parada de recarga se taponaron los pasamuros.

A consecuencia de las deficiencias encontradas, Trillo presentó al Consejo de Seguridad Nuclear, durante el segundo semestre de 1994, un programa para la realización de una revisión de la experiencia operativa y de los sistemas de seguridad de la central, para verificar que su situación se correspondía con las previsiones de diseño. Durante el mes de enero de 1995 se presentó la definición completa y planificación de este programa (AEOS). El programa, que se iba a desarrollar a lo largo de los años 1995 y 1996, ha durado hasta finales de 1997; estando previsto en el primer semestre de 1998 la elaboración y envío al CSN del informe de cierre.

Es de destacar la saturación a corto plazo de la piscina de combustible irradiado. A fin de aumentar la capacidad de almacenamiento de combustible irradiado en el emplazamiento se ha proyectado la construcción de un almacén temporal, en el que se ubicarían contenedores metálicos especiales conteniendo los elementos de combustible irradiados.

Consideraciones generales

Centrales en moratoria

La Ley 40/94 del Sistema Eléctrico Nacional declaró la paralización definitiva de la construcción de las centrales de Valdecaballeros I y II, Lemóniz I y II y Trillo II con la extinción de las autorizaciones previamente concedidas.

Almacenamiento del combustible irradiado

Con las ampliaciones de la capacidad de almacenamiento de las piscinas de combustible irradiado de las centrales nucleares de Santa María de Garoña y José Cabrera, previstas para 1998, se dará por finalizado el proceso de incremento de la capacidad de almacenamiento en el que todas las centrales nucleares españolas han estado inmersas en los últimos años. No obstante, la primera central en agotar su capacidad será la central de Trillo, en el año 2001, estando actualmente en curso un proyecto de almacén para el almacenamiento del combustible irradiado en contenedores especiales.

Análisis Probabilistas de Seguridad

El 25 de junio de 1986 el Pleno del Consejo de Seguridad Nuclear aprobó la edición 1 del *Programa Integrado de Realización y Utilización de los Análisis Probabilistas de Seguridad (APS) en España*, que ha sido el documento conductor de las actividades que se han venido llevando a cabo en España desde entonces con relación a los APS.

Desde ese momento, el Consejo de Seguridad Nuclear ha venido requiriendo a las centrales nucleares

españolas de forma escalonada y con un alcance progresivamente creciente la realización de APS para cada una de ellas, hasta el momento actual en el que todas las centrales nucleares españolas cuentan con un APS específico, aunque con un alcance no totalmente homogéneo, pero sí suficiente para acometer diversas aplicaciones a partir de dichos modelos.

Escala Internacional de Sucesos Nucleares

El 1 de octubre de 1990 se puso en marcha en España la Escala Internacional de Sucesos Nucleares (INES), que permite catalogar los incidentes y accidentes que ocurren en las instalaciones nucleares de una manera homogénea.

Los sucesos se clasifican en esta escala en siete niveles. Los niveles más bajos (1-3) son denominados incidentes y los más altos (4-7) accidentes. Los sucesos que no tienen transcendencia para la seguridad son clasificados como nivel 0/por debajo de escala, y son denominados desviaciones. Los sucesos que no tiene relación alguna con la seguridad son denominados fuera de escala.

Desde que se catalogan los sucesos de las centrales españolas de acuerdo con esta escala, todos los sucesos ocurridos han sido de nivel 1 anomalía, con excepción del ocurrido en la central nuclear de Trillo I, el 31 de diciembre de 1992, que se clasificó como nivel 2 incidente, tal y como se describe en el capítulo de incidencias correspondiente a esa central.

Cuando ocurrió el accidente de la central nuclear Vandellós I, en 1989, todavía no estaba en vigor esta escala. No obstante, posteriormente ha sido catalogado como nivel 3 incidente importante, dado que, aunque no hubo liberación externa de radiactividad, ni se produjo daño en el núcleo, ni contaminación en el emplazamiento, los daños en los sistemas de seguridad degradaron significativamente la defensa en profundidad de la seguridad de la central.

Coordinación con otros organismos del Estado

Con carácter general, referidos al conjunto de las centrales nucleares españolas, se considera que existen

aspectos para los que se requiere la colaboración de otros organismos del Estado, que tienen repercusión en la seguridad nuclear y en protección radiológica. Como más interesantes cabe citar:

- Planes de emergencia de centrales nucleares. Se mantiene una amplia colaboración con la Dirección General de Protección Civil para la ejecución de los planes de emergencia.
- El Consejo de Seguridad Nuclear comparte con el Ministerio de Medio Ambiente competencias en la emisión de las declaraciones de impacto medioambiental y en la vigilancia radiológica ambiental. El CSN exige a las centrales nucleares estudios sobre el impacto radiológico de las mismas.
- El Consejo de Seguridad Nuclear mantiene relaciones de colaboración y asesoramiento con las Asambleas Legislativas y Parlamentos de las Comunidades Autónomas, mediante la remisión de los informes que le son requeridos y las comparecencias ante los mismos del personal técnico y directivo que se solicita.

Planificación estratégica de las actividades del CSN en relación con las centrales nucleares

En septiembre de 1995 el Pleno del Consejo de Seguridad Nuclear aprobó el documento Plan de Orientación Estratégica del CSN 1995-2000, en el que se hace una descripción del marco de referencia en el que se desarrollan las actividades del organismo, en particular las referidas a la inspección y control de las centrales nucleares, y se definen los objetivos y estrategias fundamentales para los cinco años próximos.

Desde la aprobación del mencionado Plan se han producido algunos cambios importantes en el marco de referencia, entre los cuales destaca el establecimiento, con la publicación de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre (denominada Ley del Sector Eléctrico), de un nuevo esquema de regulación de las actividades de generación de energía eléctrica, que pasan a desarrollarse respondiendo al principio de libre competencia

Con objeto de recoger este cambio en el marco de referencia, y otros de menor significación, y actualizar

los objetivos planteados, el Pleno del Consejo de Seguridad Nuclear aprobó el 5 de febrero de 1998 la primera revisión del Plan de Orientación Estratégica. En este documento los objetivos están agregados en los siguientes grupos:

1. Reglamentación y normativa.
2. Sistema de inspección.
3. Centrales nucleares
4. Ciclo de combustible y residuos.
5. Instalaciones radiactivas.
6. Vigilancia de la radiación.
7. Emergencias.
8. Investigación y desarrollo.
9. Relaciones institucionales e internacionales.
10. Información y comunicación.
11. Gestión interna
12. Gestión de personal.
13. Gestión de recursos.

En el grupo 2 se establece como objetivo optimizar el sistema de inspección del CSN e incorporar las inspecciones al sistema de evaluación del funcionamiento de las instalaciones. En cumplimiento de este objetivo, el CSN ha desarrollado y está aplicando un sistema de evaluación del funcionamiento de las instalaciones denominado programa ESFUC.

En el grupo 3 destacan los siguientes objetivos:

- Establecimiento de una sistemática de revisiones periódicas de la seguridad de las centrales y de una política de renovación de los Permisos de Explotación por diez años. La revisión periódica ha sido solicitada a todas las centrales, a excepción de la central nuclear de Trillo, a la que se le solicitará en 1999, con ocasión de la última renovación de sus permisos. Las fechas de presentación al CSN del informe correspondiente a dicha revisión por cada central son:

Santa M ^a de Garoña	Julio, 1998
José Cabrera	Octubre, 1998
Almaraz	Junio, 1999
Vandellós II	Julio, 1999
Cofrentes	Marzo, 2000
Ascó	Octubre, 2000
Trillo	Noviembre, 2003

Las revisiones periódicas de la seguridad, cuya evaluación por el CSN es un elemento fundamental para la decisión sobre las condiciones de la renovación de los permisos de explotación, incluyen un análisis sobre la experiencia operativa de la central en el periodo precedente, el comportamiento de sus equipos y componentes (con especial referencia a los planes de gestión de vida útil y a los programas de mantenimiento), los cambios en la normativa nacional e internacional y los requisitos exigibles en el país de origen del proyecto.

Por otra parte, incluyen una descripción de los programas de mejora de la seguridad que el titular se compromete a aplicar en el siguiente periodo.

- Potenciación del Programa Integrado de Análisis Probabilistas de Seguridad y utilización de los resultados en la mejora de la seguridad de las centrales, ya descrito anteriormente.
- Implantación y desarrollo de una política de defensa frente a accidentes severos, con objeto de establecer las modificaciones en el diseño o en las prácticas operativas de las centrales de forma que se pueda hacer frente a situaciones de muy baja probabilidad, en las que pudieran producirse daños en el reactor. Las centrales españolas están desarrollando las acciones necesarias para dar por cerrado este tema en diciembre del año 2000.
- Seguimiento del envejecimiento de las centrales y gestión de la vida útil. Todas las centrales están aplicando un Plan de Gestión de Vida Útil con el objetivo de detectar y controlar los fenómenos de envejecimiento de estructuras, equipos y componentes para permitir alcanzar la vida de diseño de la instalación y proporcionar la base necesaria para las decisiones que en el futuro puedan requerirse en relación con la prolongación de la vida útil, si las condiciones en que se encuentran permiten garantizar que se mantiene el nivel de seguridad.

Fotografía aérea de la central nuclear José Cabrera y su entorno



1. Presentación

La central nuclear José Cabrera consta de un sistema nuclear de producción de vapor formado por un reactor de agua ligera a presión (PWR) de potencia térmica autorizada de 510 MW y potencia eléctrica de 160 MW.

Se halla situada en el término municipal de Almonacid de Zorita (Guadalajara) junto al río Tajo, entre las presas de Bolarque y Zorita.

Esta instalación es, cronológicamente, la primera central nuclear española. Su construcción se inició en la década de los 60, obteniendo la autorización de puesta en marcha el 11 de octubre de 1968 tiene pues una amplia experiencia de explotación. Su potencia térmica es muy inferior a las de más reciente construcción.

La unidad es propiedad de Unión Eléctrica-Fenosa, S.A. Westinghouse es el suministrador del sistema nuclear de suministro de vapor. La dirección del proyecto corrió a cargo de Tecnatom; la ingeniería, de Gibbs and Hill y Eptisa; la obra civil, de Entrecanales y Tavora. El montaje mecánico lo llevó a cabo Nervión-Spie y el eléctrico Abengoa.

El permiso vigente de la central es de fecha 16 de octubre de 1995.

Autorizaciones concedidas:

- Autorización previa: 27 de marzo de 1963.
- Autorización construcción: 24 de junio de 1964.
- Autorización de puesta en marcha: (PEP) 11 de octubre de 1968.
- Permiso de explotación provisional: 11 de julio de 1972.
- Autorización vigente: 16 de octubre de 1995.

2. Emplazamiento

El emplazamiento de la central nuclear José Cabrera, cuyas coordenadas son 40° 21' N y 02° 53' 06" W respecto al Meridiano de Greenwich, está ubicado en el término municipal de Almonacid de Zorita (Guadalajara). Está situado en la región de

La Alcarria, a unos 200 metros de la margen izquierda del río Tajo y a un kilómetro aproximadamente, aguas arriba, de la presa de Zorita de los Canes a 66 kilómetros al este de Madrid y a 40 kilómetros al sudoeste de Guadalajara. La cota del emplazamiento es 604 metros.

La extensión de terreno adquirido por el explotador responsable es de más de $65 \times 10^4 \text{ m}^2$ (65 Ha).

Los parámetros del emplazamiento se resumen a continuación.

2.1. Geología

El emplazamiento está integrado en una región constituida por una meseta, de unos 800 metros de altitud media, de la que emerge una alineación montañosa de dirección N-S, la Sierra de Altomira, compuesta por varias sierras de segundo orden que forman una estrecha cordillera constituida por pliegues mesozoicos. La Sierra de Altomira no tiene grandes elevaciones, sus máximas cotas no alcanzan los 1.200 m.

El ámbito geológico de la zona de ubicación de planta corresponde al Terciario y al Cuaternario.

La central se asienta en una terraza cuaternaria sobre un depósito terciario. La terraza cuaternaria está constituida por una capa de arcillas de muy bajo espesor (1 m), que se apoya sobre un paquete de gravas y conglomerados de unos 7 a 8 metros de potencia.

El depósito terciario es conjunto interestratificado de unos 625 m de potencia de margas, areniscas y yesos que está coronado por un estrato de escasa potencia.

2.2. Sismología

El emplazamiento de Zorita, según el mapa sismotécnico de la península, tiene un grado de intensidad sísmica de V en la escala Mercalli (I - XII), lo que daría lugar a una aceleración horizontal máxima de 12,9 cm/s². Los sismos de más intensidad acaecieron en 1921 y 1922 según los registros históricos ambos con epicentro en Pastrana (a unos 8 kilómetros de la

central) con grado V (Mercalli). La aceleración horizontal correspondiente al sismo de parada segura (SSE) seleccionado es de 0,07 g y de 0,023 g (1/3 SSE) para el sismo base de operación (OBE).

2.3. Geotecnia

Tabla 1. Columna estratigráfica de sondeo tipo

Profundidad (metros)	Descripción del suelo	Categoría
0 - 8	Arcillas, arenas, gravas y gravillas	Blando
8 - 18	Arenilla con capas de margas y yesos	Suelo firme
18 - 26	Margas con yesos	Firme
26 - 28	Araenisca con yesos	Roca
48 - 42	Margas con yesos	Firme
42 - 60	Araenisca con margas y yesos	Roca

2.4. Meteorología y climatología

El clima de la región es continental, con un periodo lluvioso invernal de octubre a abril y escasez de lluvias y temperaturas elevadas en verano. La precipitación media anual es de 486,9 mm y la temperatura media anual es de 14,4°C. En Zorita, la mínima media en febrero es de 0°C y la máxima media en agosto es de 34°C.

El emplazamiento se encuentra donde el valle del Tajo comienza a ensancharse, sin alturas superiores a 800 metros en las proximidades del emplazamiento, los accidentes topográficos no influyen por tanto sobre el régimen predominante de los vientos (NE y ENE), medidos en una torre meteorológica a la cota de 675 metros, cercana a la chimenea de la central. Las inversiones térmicas son porcentualmente mayores durante la noche y menores durante el día concluyendo que habrá una buena difusión para alturas superiores a 75 metros. La dispersión atmosférica de los efluentes se considera buena.

2.5. Hidrología

Hasta julio de 1996 la refrigeración de la central se realizaba en circuito abierto por medio del río Tajo, con los caudales de toma y descarga situados en la

cola del embalse de Zorita. A partir de esa fecha se pusieron en funcionamiento torres de refrigeración, pasando a tener la central una refrigeración mixta. El caudal medio del Tajo en el embalse de Zorita resultó aceptable para la refrigeración de la central hasta abril de 1993, año en que el escaso caudal del río, debido a la sequía, obligó a operar la central a potencia inferior a la nominal a fin de mantener la temperatura del agua de circulación por debajo de los 30°C.

2.6. Ecología

Es una zona con escasa vegetación. Hay abundancia de matorral y hierbas aromáticas, con algunos bosques de encinas y robles.

La fauna predominante es la perdiz, codorniz, paloma torcaz, conejo y liebre, así como truchas, barbos, cachos, bogas, cangrejos, carpas, lucios y tencas.

2.7. Demografía

La población se concentra en general en pequeños núcleos. En un radio de 10 kilómetros se encuentran 13 pueblos, todos ellos con poblaciones menores a 2.000 habitantes. En total, el número de habitantes de la zona es de 6.905 personas (año 1996).

Las localidades más próximas al emplazamiento de la central nuclear son Zorita de los Canes (88 habitantes), situada a 1,8 kilómetros y separada por un monte de la central, y Almonacid de Zorita a 3,5 kilómetros y 977 habitantes.

El centro de población mayor de 25.000 habitantes más cercano a la central es Guadalajara, que se encuentra a 40 kilómetros de distancia.

2.8. Usos del agua y suelo

La vegetación es escasa, la agricultura es casi exclusivamente de secano (cereales, vid y olivos) con algunas huertas en las vegas de algunos ríos.

La ganadería es poco abundante en la zona. Predomina el ganado ovino, seguido del caprino,

asnal, mular y porcino. Existen numerosas colmenas con gran producción de miel.

Es importante la caza tanto en verano como en invierno, así como la pesca.

2.9. Otras actividades humanas

La industria es reducida, si se exceptúan algunos aprovechamientos hidroeléctricos (cuatro embalses en el río Tajo y uno en el río Guadiela). Existe también alguna explotación de canteras de calizas, cretáceas, pontienses y yesos. También se aprovechan algunos niveles de arcilla para producir ladrillos y tejas.

El sector dominante en la zona de José Cabrera es el de los servicios (35,7%), seguido de la agricultura (23,1%).

No hay en las proximidades del emplazamiento base militar, aeropuerto ni otras instalaciones que puedan influir en la seguridad de la central.

3. Descripción general de la central

La central es del tipo de agua ligera a presión PWR.

Unión Eléctrica-Fenosa S.A. es la compañía propietaria y titular de la central. Westinghouse es el suministrador del sistema nuclear de suministro de vapor. La potencia térmica autorizada es de 510 MW y la potencia eléctrica de 160 MW.

El sistema de refrigeración del reactor es un circuito cerrado que comprende la vasija del reactor, una bomba que hace circular el refrigerante del reactor y un generador de vapor. Conectado al circuito hay un presionador con calentadores eléctricos.

La bomba del refrigerante del reactor es de eje vertical, centrífuga, de un solo paso, la obturación del eje es del tipo de fugas controladas.

El reactor está alimentado con UO_2 de bajo enriquecimiento (3-4%), envainado en tubos soldados de zircaloy, moderado y refrigerado con agua ligera a

Tabla 2. Características principales de la central nuclear José Cabrera

Localización.....	Almonacid de Zorita (Guadalajara)
Titular.....	Unión Eléctrica, FENOSA, S.A.
Participaciones	100%
Tipo de reactor.....	PWR (Westinghouse)
Potencia.....	Térmica: 510 MW Eléctrica: 160 MW
Refrigeración.....	Mixta abierto (río Tajo) torres de refrigeración
Autorizaciones	
Previa	27-03-63
Construcción	24-07-64
Puesta en marcha (PEP).....	11-10-68
Permiso de explotación	
Provisional: Concesión	11-07-72
Prorroga: Concesión	16-10-95
Definitivo: Solicitud	15-10-86
Otras características	
1ª Criticidad.....	30-06-68
1ª Aclopiamiento.....	14-12-68
Explotación comercial.....	13-08-69
Total energía generada	Bruta 26.906 GWh (hasta 31-12-97)
Factor de carga 1997	85,52%

NOTA: Factor de carga es la relación entre la energía neta producida en el período considerado y la que hubiera podido ser producida funcionando todo el tiempo a la potencia autorizada.

presión y regulado con una combinación de barras de control que se introducen por su propio peso.

La refrigeración es mixta río Tajo- torres de refrigeración, con un caudal máximo de descarga al río Tajo de 7 m³/seg.

La reposición del combustible del reactor se realiza bajo agua. Hay un canal de transferencia por el que se pueden desplazar los conjuntos de combustible y las barras de control hasta un foso de almacenamiento, sin sacarlos del agua, lo cual sirve a la vez como blindaje y para la evacuación del calor. La capacidad de almacenamiento de los bastidores a 31 de diciembre de 1997 era de 310 posiciones, habiéndose ampliado en el primer semestre de 1998 a 548 posiciones.

3.1. Sistema del reactor

El núcleo del reactor está constituido por una red de conjuntos de combustible mecánicamente compatibles, pero con enriquecimientos diferentes. En el núcleo inicial se emplearon tres niveles de enriquecimiento.

El núcleo está refrigerado y moderado por agua ligera, a una presión absoluta de 1.381.800 Pa (140,0 kg/cm²) en el sistema de refrigeración del reactor. El refrigerante-moderador contiene boro como veneno neutrónico. La concentración de boro en el refrigerante varía según sea necesario para controlar variaciones relativamente lentas de reactividad, incluyendo los efectos del grado de quemado del combustible.

El conjunto combustible está formado por 17 tubos huecos y 179 barras de combustible, unidos mecánica-

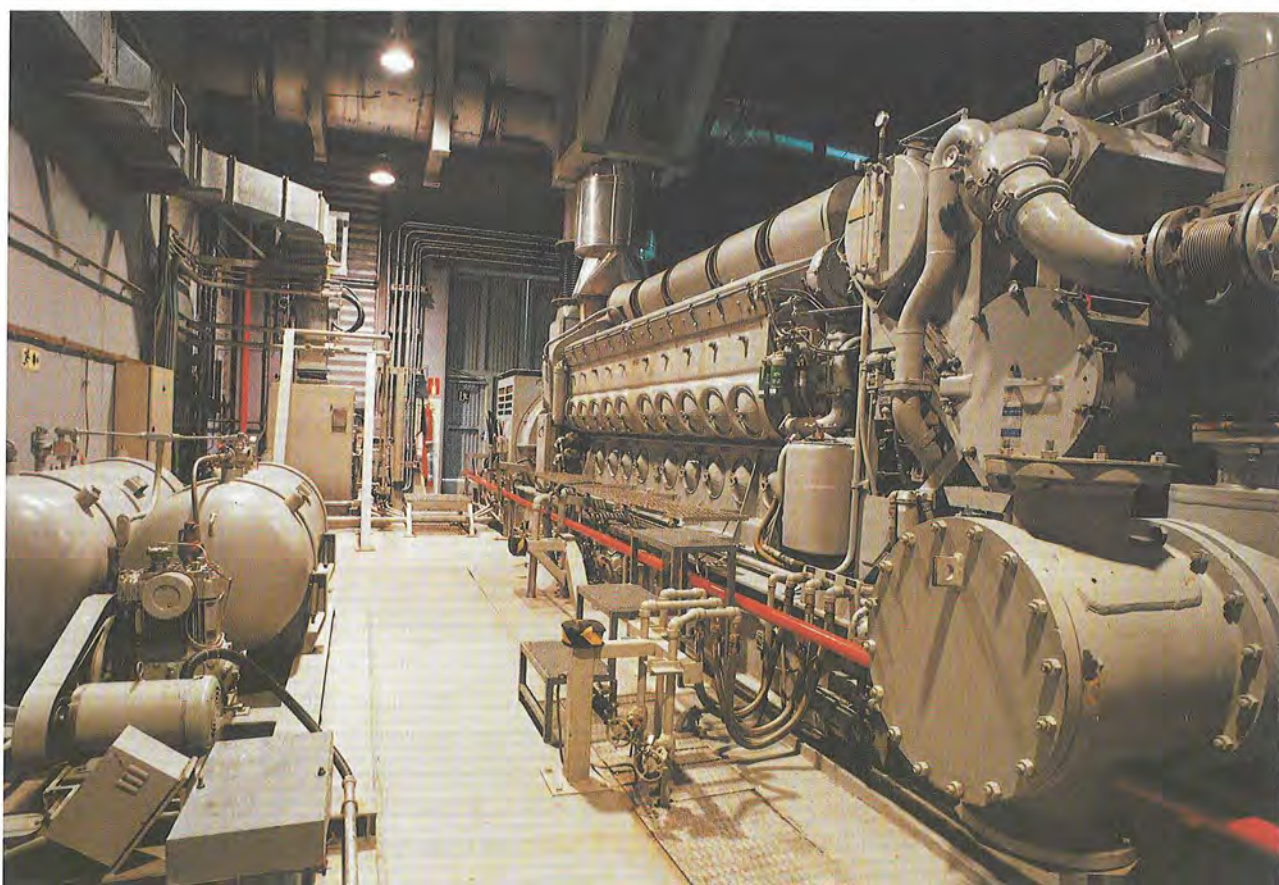
mente en una red cuadrada de 14x14.

Actualmente coexisten dos tipos de conjuntos de combustibles licenciados: un diseño histórico llamado 14x14 HIPAR y otro más reciente que irá sustituyendo al HIPAR en sucesivas recargas, denominado 14x14 LOLOPAR. Las barras de combustible están constituidas por pastillas cerámicas de dióxido de uranio ligeramente enriquecido (hasta un máximo de 3,8% en peso de U-235 combustible LOLOPAR), contenidas en tubos de zircaloy-4 trabajados en frío, que se taponan y sueldan a estanqueidad por ambos extremos para encapsular el combustible.

En total hay 69 elementos o conjuntos de barras de combustible, con 17 haces de barras de control.

Los 17 haces de barras de control están introducidos en los manguitos de guía de los conjuntos combustibles. Las secciones absorbentes de las barras de control son

Generador diesel de emergencia de la central nuclear José Cabrera



de aleación de plata-indio-cadmio. Están cerradas herméticamente en tubos de acero inoxidable. Cada uno de los conjuntos de control de los haces de barras consta de 16 barras absorbentes individuales que se ajustan por la parte superior a un conjunto de soporte, de forma de araña.

Los mecanismos de accionamiento de las barras de control para los conjuntos de control de haces de barras son del tipo de trinquete magnético. Los trinquetes están controlados por tres bobinas magnéticas. Los mecanismos para estas barras están proyectados de tal modo que al interrumpirse la alimentación de energía eléctrica a las bobinas, el conjunto de control de los haces de barras queda libre y cae por gravedad para producir la parada del reactor.

Los componentes internos del reactor se dividen en tres partes, constituidas por la estructura de soporte inferior del núcleo (que comprende todo el barrilete del núcleo y el conjunto de las placas de blindaje neutrónico); la estructura de soporte superior del núcleo y la estructura de soporte de la instrumentación en el núcleo. Los componentes internos del reactor soportan el núcleo, mantienen la alineación del combustible, limitan el movimiento de los conjuntos de combustible, mantienen la alineación entre conjuntos de combustible y mecanismos de accionamiento de las barras de control, dirigen el caudal del refrigerante que circula por elementos de combustible y por el pleno superior de la vasija de presión, sirven de blindaje contra radiaciones gamma y neutrones, y proporcionan guías para la instrumentación del núcleo.

Se dispone de instrumentación, dentro y fuera del núcleo, para vigilar el comportamiento nuclear termohidráulico y mecánico del reactor y para suministrar datos de entrada a las funciones automáticas de control.

El sistema de instrumentación externo detecta el flujo de neutrones desde el nivel de arranque hasta el 200% de la potencia nominal. El sistema proporciona, en la sala de control, una indicación del flujo de neutrones y de la velocidad de puesta en marcha del reactor en los intervalos de fuente e intermedio, así como del flujo en el intervalo de potencia. El sistema se divide, en definitiva, en tres intervalos que se solapan: fuente, intermedio y potencia.

El intervalo fuente tiene sensibilidad suficiente para permitir la puesta en marcha de la central con seguridad. El intermedio se solapa con el fuente y el de potencia y cubre hasta el 200% de la potencia nominal, por lo que es usado para indicación post-accidente. El flujo neutrónico con el reactor a plena potencia térmica (510 MW) corresponde a $6 \times 10^9 \text{ m/cm}^2 \cdot \text{s}$. Este valor es abarcado holgadamente por el rango de medición de este sistema.

La vasija del reactor es de acero al carbono recubierto de inoxidable con un diámetro interior de 2,89 m.

3.2. Sistema de contención

El edificio del reactor o recinto de contención alberga el sistema nuclear de producción de vapor o sistema primario. Tiene como función principal el retener en su interior los productos radiactivos que se descargarían en el caso de un accidente o suceso anormal de funcionamiento.

A fin de cumplir con esta función general se establecieron los siguientes criterios de proyecto específicos:

- Limitar el porcentaje de fugas a través de la contención aislada, incluyendo las esclusas y penetraciones, a unos valores aceptables.
- Resistir las cargas que sean consecuencia de los sucesos normales y accidentes postulados, de forma que quede garantizada su integridad en el caso de accidente o accidentes base de proyecto. Estos accidentes corresponden a la rotura súbita en guillotina de la tubería del circuito primario (LOCA) o la rotura de la línea de vapor principal.

La estructura del recinto de contención consiste en una losa de cimentación circular plana, un muro cilíndrico de hormigón armado y una cúpula semiesférica de acero. Una membrana continua de acero reforzado se extiende sobre la losa y por la superficie interior de la pared cilíndrica. Está soldada a la cúpula de acero para formar una envolvente estanca.

Las dimensiones básicas de la contención de hormigón son las siguientes:

- Diámetro interior del cilindro: 30,48 m.
- Altura del cilindro (desde la parte superior de la losa hasta el arranque de la cúpula): 33,67 m.
- Espesor del muro de hormigón armado: 91,50 cm.
- Espesor de la losa de cimentación: 2,60 m.
- Espesor del forro de acero en el cilindro y en la losa 6,35 mm.

Las pruebas de fugas del recinto de contención deben verificar lo siguiente:

- Se encuentran limitadas al 0,35% en peso del volumen contenido en el recinto medido en 24 horas consecutivas, a la presión de proyecto 220.500 Pa (2,25 kg/cm²).
- La fuga combinada para todas las penetraciones y válvulas del recinto sometidas a pruebas tipo B y C es inferior al 0,21% en peso del aire del recinto a la presión de accidente.
- La fuga a través de penetraciones eléctricas que no se puedan probar con aire o nitrógeno debe ser inferior a 100 cm³/día por penetración en una prueba con halógenos.

Para mantener estos límites se realizan las siguientes pruebas:

- Medida de fugas del recinto por el método de variación de la masa.
- Detección cualitativa de fugas a través de los pasos por el método de detección de halógenos.

También se realizan, entre otras, pruebas de fugas por cada esclusa a la presión de diseño 2,25 kg/cm².

3.3. Sistema generador y eléctrico

El generador de vapor es un recipiente cilíndrico, de eje vertical, con tubos en forma de «U» de Inconel

(aleación de níquel, cromo y hierro), por cuyo interior circula en circuito cerrado el refrigerante primario a alta presión y temperatura. Por el exterior de los tubos circula el agua de alimentación, convirtiéndose en vapor. Después de ser secado en los separadores de humedad, alimenta la turbina. El agua recogida de estos separadores se mezcla de nuevo con el agua de alimentación.

Tabla 3. Condiciones normales de operación

	Primario	Secundario
Presión	140 kg/cm ²	45,0 kg/cm ²
Temperatura	293,6°C	259°C
Calidad del vapor	—	≤0,25%

El ciclo de la turbina consta de turboalternador, condensador, condensador con extracción de gases no condensables, bombas, calentadores y además equipos auxiliares. El sumidero de calor son las torres de refrigeración y el agua del río Tajo, al ser la refrigeración mixta. El caudal al río Tajo es de 7 m³/s; su incremento de temperatura está entre 10° y 12°C.

La turbina es del tipo de condensación de dos cuerpos, a 3.000 rev/min, con doble flujo, separación de humedad y recalentamiento de vapor externos, entre los cuerpos de alta y baja presión. Tiene cuatro puntos de extracción para el calentamiento del agua de alimentación. La potencia máxima se obtiene con entrada del vapor a 4.443.320 Pa (45,34 kg/cm²) y 0,25% de humedad y escape a 38,1 mm de mercurio. La turbina está acoplada directamente al alternador.

El alternador, refrigerado por hidrógeno, tiene una potencia máxima de 200.000 kVA, con tres fases. La excitatriz de 975 kW está refrigerada por aire.

La central dispone de los sistemas eléctricos siguientes:

- Sistema a 220 kV mediante el cual se efectúa el transporte de la energía producida. Sirve también para la alimentación de los sistemas auxiliares durante el arranque y con el generador desconectado de la red.

- Sistema a 46 kV para alimentación de sistemas auxiliares y alimentación de emergencia.
- Sistemas de 3 kV, 380 V, 220/127 V y 120 V en corriente alterna y 125 V y 130 V en corriente continua.
- Como consecuencia de la modificación derivada del SEP se añadió un generador diesel de emergencia que suministra corriente alterna a 3kV a los sistemas de salvaguardias.

La alimentación del sistema a 46 kV se efectúa desde dos fuentes independientes, las centrales hidráulicas de Bolarque y Zorita. Una línea de emergencia independiente procede de la central hidráulica de Zorita.

3.4. Sistema de control y regulación

El reactor se regula mediante una combinación coordinada de veneno neutrónico y barras de control mecánico. El control está a cargo de los sistemas reguladores y de protección.

Los sistemas de regulación proporcionan un control de la instalación del reactor. Se mantiene de forma permanente un programa de temperatura media en función de la carga. El sistema de control permite a la central adaptarse a cambios bruscos de potencia del 5% y a variaciones graduales de potencia del 3%/minuto, dentro del intervalo de potencia comprendido entre 15% y el 100% de la potencia nominal en condiciones de funcionamiento normales. También está proyectado para mantener el funcionamiento después de una disminución brusca de potencia.

El sistema de control también compensa inicialmente los cambios de reactividad por grado de quemado de combustible y por variaciones de la concentración de xenón. La compensación final de estos efectos se lleva a cabo periódicamente por reajuste en la concentración de boro. El sistema automático de control reajusta entonces la posición de las barras de control en respuesta a las variaciones de la temperatura media y como consecuencia de los cambios en la concentración de boro.

La supervisión y el control se efectúa desde la sala de control.

3.5. Manejo y almacenamiento del combustible

El combustible nuevo llega a la central por carretera dentro de contenedores herméticos homologados. El almacenamiento del combustible nuevo se realiza en unos bastidores de acero inoxidable situados en el recinto del reactor. Tiene capacidad para alojar en seco 1/3 del núcleo del reactor, formando una red cuadrada con 30,5 cm de separación entre superficies. Dicha distancia permite que se mantengan condiciones subcríticas, cuando los bastidores están totalmente ocupados.

El almacenamiento del combustible irradiado se realiza en bastidores diseñados para este fin, situados dentro del recinto de contención en la piscina de combustible irradiado. Dicha piscina mide 7 metros de largo, 6,5 m de ancho y 12 m de profundidad. Está construida de hormigón armado e impermeabilizada. El agua, que contiene disuelto ácido bórico, se mantiene hasta un nivel por encima de 5,8 m desde el fondo para la refrigeración del combustible y blindaje contra las radiaciones.

La capacidad de almacenamiento inicial de 310 posiciones, equivalente a unos 4,5 núcleos aproximadamente, ha sido ampliada durante 1998 a 548 posiciones.

3.6. Sistemas de seguridad

Para impedir accidentes y atenuar sus consecuencias se dispone de las barreras formadas por el combustible, el circuito del refrigerante del reactor y el recinto de contención. Los sistemas de protección y los sistemas de refrigeración de emergencia tienen como función mantener la integridad de las tres barreras. Además se dispone de sistemas que reducen la presión y disminuyen el nivel de contaminación del recinto de contención y de sistemas de suministro eléctrico y servicios fundamentales.

Se ha dotado a los sistemas de independencia y redundancia.

En el proyecto de la central se han incorporado varios sistemas que complementan las características de seguridad propias de los reactores de agua a presión con combustible de óxido de uranio.

En la contención se dispone de un sistema de aspersión exterior de la cúpula, sistema de enfriamiento, purificación y limpieza del aire del recinto de contención y sistema de aislamiento de la contención.

El sistema de refrigeración de emergencia del núcleo consta del sistema de inyección de agua borada en la vasija y del sistema de recirculación.

La iniciación de la actuación de cada sistema depende de los valores que tengan en cada momento las diferentes variables físicas del proceso vigiladas, destacando entre todas la presión del refrigerante primario y la presión en el recinto de contención.

Los sistemas de protección están preparados para impedir procesos transitorios inducidos anormalmente o situaciones de funcionamiento anormales, así como para proteger la instalación nuclear contra sus consecuencias.

El sistema de protección del reactor inicia automáticamente la acción cuando sea necesaria con objeto de impedir una situación insegura. Durante el funcionamiento del reactor, tanto durante la puesta en marcha como en la operación a potencia, hay señales redundantes de límites de seguridad, que abrirán automáticamente los interruptores de disparo del reactor. Estos están en serie con las bobinas del mecanismo de accionamiento de las barras de control. Esta acción interrumpirá el suministro de corriente e iniciará la parada del reactor.

3.7. Protección radiológica

La protección radiológica de la instalación se desarrolla de acuerdo con las normas fijadas en el manual de protección radiológica de la instalación. Este documento incluye las normas, límites y criterios de protección para minimizar los riesgos derivados de las radiaciones ionizantes durante la operación de la instalación.

El servicio de protección radiológica vigila el cumplimiento de la normativa y controla las condiciones y niveles de exposición.

3.7.1. Controles y dosimetría personal

Desde 1982 hasta 1986 la evaluación de la dosimetría personal se documentaba considerando la medida global de la misma.

Durante el año 1986 se modificó el criterio de documentación de la dosimetría del personal, y en lugar de registrar una medida global se desglosa, a partir de dicha fecha, el número de portadores según los intervalos de dosis, obteniéndose así una evaluación más precisa de la dosimetría.

Las distintas partes de la central están clasificadas en zonas, según la dosis probable que podría recibirse en cada una de ellas. Dichas dosis se fijan en base a la frecuencia y a la duración de la estancia del personal, de forma que ninguna persona reciba una dosis total y homogénea en la totalidad del organismo superior a 0,05 Sv/año (5 rem por año) (trabajadores profesionalmente expuestos). Las zonas quedan clasificadas en:

- Zona controlada.

Zona sometida a reglamentación por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso esté reglamentado. Esta zona se delimita cuando existe la posibilidad de superar los 3/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajadores profesionalmente expuestos.

Dentro de la zona controlada se establecen las *zonas de permanencia limitada* (si existe el riesgo de superar los límites anuales de dosis) y *zona de acceso prohibido* (en las que existe el riesgo de superar, en una exposición única, los límites anuales de dosis).

- Zona vigilada.

Zona sometida a reglamentación por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso está reglamentado. Esta zona se delimita en función de la posibilidad de superar el 1/10, sin que sea probable llegar a los 3/10, de los límites

Tabla 4. Dosimetría personal en José Cabrera

Año	MW-a	Dosis ocupacionales recibidas (mSv-persona)			mSv-persona por MW-a
		Total	Contrata	Plantilla	
1969	94,8	380	0	380	4,75
1970	105,4	510	40	470	5,98
1971	114,9	1.230	259	971	10,7
1972	102,3	1.630	635	995	12,22
1973	104,7	1.310	354	956	12,42
1974	122,5	1.020	255	765	9,31
1975	129,5	1.970	590	1.380	15,06
1976	126,6	2.350	870	1.480	18,33
1977	136,1	1.540	585	955	11,17
1978	120,4	3.910	2.190	1.720	32,23
1979	113,8	3.300	1.960	1.340	29,26
1980	109,6	3.430	1.450	1.980	31,30
1981	132,5	4.850	2.600	2.250	36,30
1982	104,0	5.560	3.360	2.200	58,27
1983	1,7	10.547	8.462	2.085	(*)
1984	132,9	1.399	357	1.042	10,5
1985	33,4	12.241	10.517	1.720	(**)
1986	125,8	3.619	2.195	1.424	28,77
1987	131,6	3.936	2.897	1.039	29,11
1988	135,3	3.158	2.166	992	23,20
1989	135,6	2.632	1.655	977	19,42
1990	114,7	3.083	2.287	796	26,87
1991	125,6	2.291	1.877	414	18,24
1992	134,5	2.038	1.461	577	15,16
1993	111,0	757	438	319	6,82
1994	2,6	3.546	2.972	574	(***)
1995	43,4	1.562	1.164	398	36,0
1996	119,7	823	552	271	6,88
1997	99,0	2.490	2.011	479	22,12

(*) Este año la central estuvo parada para la introducción de la 1ª fase de modificaciones hasta el 22 de diciembre de 1983.

(**) Este año la central estuvo parada para la introducción de la 2ª fase de modificaciones desde el 28 de enero de 1985 hasta el 25 de octubre de 1985.

(***) Este año la central estuvo parada debido a los defectos encontrados en la tapa de la vasija.

anuales de dosis fijados para los trabajadores profesionalmente expuestos.

- Zona de libre acceso.

Zona donde es improbable la superación de 1/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajadores y que, por tanto, no está sometida a reglamentación por razones de protección radiológica y cuyo acceso está permitido para los miembros del público.

Estas zonas están señalizadas.

Esta central posee centro dosimétrico para la lectura de dosímetros del personal profesionalmente expuesto

y servicio médico especializado autorizado para el reconocimiento inicial y anual de dicho personal.

3.7.2. Vigilancia radiológica ambiental

La vigilancia ambiental se lleva a cabo mediante las correspondientes medidas de tasas de exposición y dosis integradas y la toma y análisis de muestras. El Programa de Vigilancia Radiológica Ambiental incluye:

- Radiación directa:

Ventiséis puntos con dosímetros de termoluminiscencia.

- Aire:
 - Ocho muestreadores para recoger partículas de polvo y radioyodos.
 - Ocho muestreadores para recoger vapor de agua.
- Deposición:
 - Cinco muestreadores para recoger agua de lluvia.
 - Diez puntos de toma de muestras de suelos y vegetación asociada.
- Alimentos:
 - Cinco puntos de toma de muestras de leche de vaca y oveja.
 - Cinco puntos de toma de muestras de cultivos: fruta, vegetales y cereales.
 - Cinco puntos de toma de muestras de carne y huevos.
 - Tres puntos de toma de muestras de peces.
 - Dos puntos de toma de muestras de miel.
- Agua:
 - Tres puntos de toma de muestras de aguas superficiales.
 - Tres puntos de toma de muestras de sedimentos.
 - Tres puntos de toma de muestras de peces.
 - Un punto de toma de muestra de sedimentos de orilla y playa.
 - Seis puntos de toma de muestras de agua potable y subterráneas.

8.7.3. Vertidos líquidos y gaseosos

Inicialmente los desechos radiactivos líquidos se recogen en los depósitos de retención de desechos; además de la desintegración que ocurre en dichos tanques se puede producir en ellos un proceso de neutralización previa a su envío al evaporador; a continuación los desechos son sometidos a un proceso de destilación-concentración por medio de un evaporador. El destilado se envía a los tanques monitores desde donde se descarga controladamente al exterior.

En cuanto al tratamiento de los residuos gaseosos, inicialmente se recogen en el depósito intermedio. Actúa como un depósito regulador de presiones y almacena los gases, con la consiguiente desintegración.

A continuación los gases se someten a un proceso de filtración de partículas y radioyodos, y por último se recogen en los depósitos de decaimiento, donde se retienen durante el tiempo suficiente para que decaiga la actividad a valores que permitan su descarga al exterior sin que se superen los límites establecidos.

Los aspectos relativos a la vigilancia y control de los efluentes radiactivos al medio ambiente se establecen en las especificaciones técnicas de funcionamiento (ETF), documentos oficiales de explotación que se aprueban al concederse las autorizaciones administrativas de las centrales nucleares españolas.

Las ETF referentes a la limitación, vigilancia y control de los efluentes radiactivos han sido sometidas a sucesivos y profundos procesos de revisión por el CSN. En una primera fase se procedió a su homogeneización entre las diferentes centrales, las cuales, debido fundamentalmente al amplio intervalo de tiempo transcurrido entre la entrada en operación de las mismas (con diferente normativa aplicable en cada momento), presentaban una gran variedad de formulaciones. En una segunda fase se procedió a su actualización para incorporar referencias a la obligatoriedad de cumplir la normativa española (hasta el momento se referenciaba la normativa USA), y las últimas recomendaciones de la Comisión Internacional de Protección Radiológica; siendo de destacar el valor de 1mSv/a como límite de dosis equivalente efectiva y el de 0,1 mSv/a como restricción operacional de la dosis equivalente efectiva debida al total de los efluentes.

Como resultado de dicho proceso las nuevas especificaciones técnicas contienen, en el capítulo 6 (*Procedimientos y Programas*), las líneas básicas, del Programa de Control de Efluentes, comunes a todas las centrales. Este programa se establece para controlar los efluentes radiactivos y para mantener las dosis al público, debidas a los mismos, tan bajas como sea razonablemente posible (criterio ALARA) y siempre inferiores a los siguientes valores:

- Un límite anual de dosis equivalente efectiva, referida a cualquier periodo de 12 meses consecutivos, de 1 mSv.

- Un límite anual de dosis equivalente para la piel y para cualquier otro órgano considerado individualmente, de 50 mSv, en cualquier periodo de 12 meses consecutivos.

El Programa de Control de Efluentes, que debe ser desarrollado en detalle en un documento específico de cada central denominado Manual de Cálculo de Dosis al Exterior (MCDE), debe contener:

- Requisitos de operabilidad, de la instrumentación de vigilancia de efluentes radiactivos, incluyendo pruebas de vigilancia y puntos de tarado.
- Límites instantáneos de concentración de efluentes líquidos.
- Límites instantáneos de tasa de dosis en efluentes gaseosos.
- Requisitos de vigilancia, muestreo y análisis.
- Restricción operacional de dosis para efluentes radiactivos a 100 μ Sv/a, debiéndose distribuir esta dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, según lo establecido en el MCDE.
- Estimación de las dosis
- Requisitos de operabilidad de los sistemas de tratamiento de efluentes radiactivos

El MCDE de cada central pasa a ser el documento oficial de explotación que desarrolla en detalle el contenido de las ETF relativas al Programa de Control de Efluentes y que regula su aplicación práctica.

En lo que respecta a la distribución de la restricción operacional de dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, en el MCDE de José Cabrera se asigna un valor de 0,08 mSv a los líquidos y 0,02 mSv a los gases.

3.7.4. Residuos sólidos

Como consecuencia del tratamiento de los efluentes líquidos y de otras actividades de la central se producen distintos tipos de residuos sólidos de baja y media actividad que en síntesis son los siguientes:

- Concentrados del evaporador.

Tabla 5. Residuos sólidos de media y baja actividad en José Cabrera

Año	Actividad total Tlq/año	Bidones producidos	Bidones acumulados
1972			
1973		31	31
1974	2,00	489	520
1975	18,03	671	1.191
1976	1,37	589	1.780
1977	0,69	409	2.189
1978	1,25	608	2.797
1979	2,55	590	3.387
1980	5,37	833	4.220
1981	5,94	1.118	5.338
1982	3,84	1.183	6.521
1983		831	7.669
1984	1,43	453	8.131
1985	0,78	481	8.550
1986	2,09	396	8.946
1987	1,77	387	9.704
1988	1,76	284	9.617
1989	1,15	387	9.704
1990	1,39	400	9.704
1991	8,08	848	10.532
1992	1,70	253	10.785
1993	2,16	273	10.075
1994	32,3	376	9.620
1995	0,55	275	9.933
1996	7,12	301	9.432
1997	9,07	525	8.085

NOTA: La capacidad de los 2 almacenes temporales (evaluado en 1990) es de 12.669 bidones.

A partir del primer semestre de 1989 se realizan transportes de bidones a Sierra Albarrana por lo que el número de bidones acumulados no es «completamente aditivo».

- Cartuchos de filtro.
- Resinas cambiadoras de iones.
- Desechos tecnológicos (trapos, papel, ropas).

El tratamiento que reciben es la solidificación en cemento para concentrados del evaporador, hormigón para cartuchos de filtro y resinas cambiadoras de iones, y compactación para desechos tecnológicos. Posteriormente, todos son encerrados en bidones metálicos de 210 litros. Las instalaciones de acondicionamiento fueron actualizadas en el primer semestre de 1993, con la puesta en marcha de una nueva instalación de solidificación.

La autorización inicial de puesta en marcha de la central establecía que debía contar con unas instalaciones de almacenamiento de residuos radiactivos, con una capacidad para cinco años de explotación de la misma. Dicho almacenamiento se realizó inicialmente en zanjas al aire libre.

Sin embargo, al no haberse resuelto en los plazos previstos el problema de un almacén central para los residuos radiactivos procedentes de las centrales nucleares españolas, el procedimiento utilizado se manifestó insuficiente dando lugar, además, a unas dosis de radiación que sin rebasar los límites permitidos, se consideraron excesivas. Como consecuencia, por la Junta de Energía Nuclear en aquel momento, y posteriormente por el Consejo de Seguridad Nuclear, se impuso la condición de la construcción de nuevos almacenes de residuos radiactivos.

En la actualidad hay dos almacenes para residuos de media y baja actividad. El almacén número 1 consiste en un edificio cerrado de planta rectangular de más de 1.000 m² de superficie. El almacén número 2 es el resultado de la reforma del antiguo almacén y se utiliza para los bidones de dosis más bajas. Consta básicamente de tres fosas paralelas de cuatro metros de profundidad cubiertas por módulos metálicos y rodeadas por taludes de tierra. La capacidad total de almacenamiento de la central es para 12.669 bultos.

Por lo que respecta al combustible irradiado, los primeros 214 elementos descargados del reactor desde el inicio de las operaciones de la central fueron enviados para su reprocesamiento al Reino Unido.

Posteriormente, en 1983 fueron suspendidos dichos envíos, almacenándose el combustible irradiado en unos bastidores, situados dentro del recinto de contención en la piscina de combustible irradiado (residuos de alta actividad).

4. Historia de la central

4.1. Historia de licenciamiento

La sociedad Unión Eléctrica Madrileña (UEM) recibió el 27 de marzo de 1963 autorización para la instalación de una central nuclear para generar energía

eléctrica, con una potencia eléctrica de 60 MW condicionada esta autorización a la presentación del proyecto completo de la instalación.

Posteriormente, Unión Eléctrica Madrileña presentó el proyecto pedido, pero con un aumento de potencia a 160 MW. En la autorización de construcción del 24 de junio de 1964 se aceptó el incremento en la potencia de la central y se estableció que el reactor sería del tipo agua a presión, con uranio ligeramente enriquecido.

El 24 de mayo de 1968, la Delegación de Industria de Guadalajara concedió autorización para cargar el combustible y realizar las pruebas nucleares programadas

Tabla 6. Energía producida en José Cabrera

Año	EEB en el año GWh	Energía acumulada GWh	Factor de carga en el año
1968	57	57	24
1969	830	887	59,30
1970	923	1.810	65,90
1971	1.007	2.817	71,80
1972	896	3.714	63,90
1973	917	4.631	65,40
1974	1.073	5.704	76,60
1975	1.134	6.839	80,90
1976	1.109	7.949	79,10
1977	1.192	9.141	85,10
1978	1.055	10.196	75,30
1979	997	11.193	71,10
1980	962	12.156	68,50
1981	1.161	13.317	82,80
1982	911	14.228	65,95
1983	15	14.244	1,13
1984	1.164	15.407	82,80
1985	293	15.700	20,73
1986	1.102	16.802	79,56
1987	1.153	17.954	84,77
1988	1.197	19.152	85,26
1989	1.188	20.341	84,47
1990	1.005	21.345	70,78
1991	1.101	22.446	79,56
1992	1.178	23.625	84,10
1993	972	24.587	69,37
1994	23	24.610	1,61
1995	380	24.990	27,14
1996	1.049	26.039	74,63
1997	867	26.906	61,87

* Desde el 14 de octubre de 1984 al 31 de diciembre de 1984.

hasta el 20% de potencia nominal, sometida esta autorización a los límites y condiciones establecidos por la JEN, en su informe preceptivo.

El 30 de junio de 1968 alcanzó la criticidad, siendo la primera central nuclear que lo hacía en España. El 11 de octubre de 1968 la Dirección General de Energía y Combustible (DGE) autorizó la ejecución de las restantes pruebas del programa de pruebas nucleares a potencia cero y la elevación progresiva de la misma hasta alcanzar la potencia nominal. El 10 de diciembre de 1968 la DGE impuso límites y condiciones adicionales al permiso anterior; la central inicia su explotación comercial en febrero de 1969, y el 1 de marzo de 1969 se prorrogaron las anteriores autorizaciones, instrumentando límites y condiciones de seguridad nuclear y protección radiológica adaptados al desarrollo del programa de pruebas de la instalación y a sus resultados. Esta misma filosofía de prórrogas a corto plazo permitió simultáneamente seguir de cerca el desarrollo de la explotación de la central, desde el punto de vista de la seguridad nuclear y la protección radiológica, y al titular completar su programa de pruebas, medidas y verificaciones.

El 2 de septiembre de 1969 fue concedida por la DGE, siempre previo dictamen técnico de la JEN, una nueva prórroga de seis meses, y el 8 de septiembre de 1970, la última prórroga referente al periodo de pruebas nucleares y verificación experimental de la instalación.

Como resultado de este periodo de verificación experimental se introdujeron en el proyecto varias modificaciones, tales como disminuir la presión del refrigerante primario a 140 kg/cm², incorporar un sistema de detección y registro continuo de neutrones y radiación gamma en el refrigerante del reactor e incorporar asimismo un sistema para toma de muestras de aire en los alrededores de la central.

El 14 de junio de 1971 se concede nueva autorización de explotación después de la primera recarga del núcleo y en esta autorización se establece, como hito inicial importante para el resto de las instalaciones nucleares posteriores construidas en el país, que la explotación de la central se atenderá al conte-

nido de los límites y condiciones que se contienen en los denominados documentos oficiales de explotación:

- Informe final de seguridad.
- Reglamento de funcionamiento.
- Manual de protección radiológica.
- Especificaciones de funcionamiento.
- Plan de emergencia.

Este criterio de definir unos documentos oficiales de explotación se recogió posteriormente de un modo general y legal, ampliado a todas las instalaciones nucleares, en el Reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiactivas publicado en octubre de 1972.

La Dirección General de la Energía y Combustible emite resoluciones en las que se establecen, entre otros límites y condiciones, los límites de evacuación de los desechos líquidos y gaseosos y los límites de actividad específica máxima en el refrigerante primario.

La adaptación al desarrollo mundial de los criterios de seguridad nuclear y protección radiológica, especialmente en el país de origen del proyecto, Estados Unidos, ha sido tenida en cuenta en José Cabrera en las autorizaciones sucesivas concedidas para permitir la iniciación de cada ciclo de explotación, después de cada recarga.

Así, el 14 de julio de 1972 se incorporan como condiciones adicionales la remisión de diferentes informes periódicos sobre temas específicos, como los estudios sobre la radiactividad asociada a la flora y a la fauna en los alrededores de la central o los informes mensuales de explotación, prácticas que también posteriormente se han hecho extensibles a otras instalaciones.

En febrero de 1975 se solicitó la mejora en el almacenamiento de residuos sólidos que implicó la construcción de un nuevo almacén de bidones (actual almacén número 1), y el acondicionamiento y traslado de éstos desde las antiguas zanjas en las que primitivamente se almacenaban. En noviembre de 1976 se limitó, por razones de seguridad y sin que afectara a la potencia nominal de la instalación, un parámetro en relación con la potencia del combustible.

El 14 de julio de 1978, con ocasión del inicio del octavo ciclo de operación, se establecen criterios definidos sobre la información necesaria sobre las recargas de combustible y el 29 de agosto de 1980 se autoriza a Unión Eléctrica la utilización de nuevos bastidores compactos de elementos de combustibles irradiados que permiten un mejor aprovechamiento de la piscina de almacenamiento.

Se implementó entre los años 1982, 1983 y 1985 el programa de evaluación sistemática de seguridad según se describe en el apartado *Puesta al día en seguridad nuclear*.

José Cabrera fue la primera central española a la que se le requirió la elaboración de un Análisis Probabilista de Seguridad (APS) de nivel 2 (riesgo de liberaciones al exterior). Dicho requerimiento se realizó en 1989. Una vez finalizado el proceso de evaluación por el CSN se ha procedido a su completa actualización.

El 18 de enero de 1994, durante la 20ª parada para recarga, se detectó una grieta pasante de 23 mm de longitud en una de las penetraciones de la tapa de la vasija. Inspecciones posteriores más detalladas detectaron la existencia de agrietamientos con diferente grado tanto en penetraciones de reserva como en activas, si bien en estas últimas con un grado de afectación mucho menor. El 27 de septiembre de 1994 el CSN apreció favorablemente la propuesta de reparación presentada por el titular, notificándose por escrito de la DGE el 7 de octubre de 1994. La reparación consistió en aislar del circuito primario las penetraciones inactivas mediante la soldadura de un tapón por la parte interior de la tapa de la vasija y la eliminación por excavación de los defectos de las penetraciones activas, siendo finalizada el 9 de febrero de 1995. Tras la repetición de la prueba hidrostática del primario, por requerimiento del CSN, y la consiguiente reparación de una fuga en la línea de venteo, la central fue acoplada a la red el 12 de junio de 1995.

La tapa de la vasija fue sustituida durante la 21ª parada para recarga. El 7 de marzo de 1997 se obtuvo el dictamen favorable, obteniéndose la correspondiente resolución por parte del Ministerio de Industria y Energía el 21 de marzo de 1997.

Con fecha 24 de mayo de 1996 la central obtuvo la autorización por parte del CSN para la puesta en marcha de las nuevas torres de refrigeración, obteniéndose la autorización por parte del Ministerio de Medio Ambiente el 5 de julio de 1996. Desde el mes de abril de 1993 la central había estado operando a potencia inferior al máximo permitido debido al escaso caudal del río Tajo.

El comportamiento de esta central, desde el punto de vista de la producción, ha sido bastante regular si se exceptúan el período en que la central estuvo parada por los defectos detectados en la tapa, las paradas de 1982/83 y 1985 para efectuar las modificaciones anteriormente descritas y el año inicial de su funcionamiento, el factor de carga anual ha superado siempre el 60%.

El número de disparos no programados durante la explotación de la central asciende de media a 4,4 al año, no habiendo ninguna repetitividad destacable en el origen o tipo de causas de éstos.

En la actualidad (31-12-1997) la central se halla en el ciclo 22 de operación (se han producido 21 recargas de combustible). Desde el inicio de su explotación hasta el 31 de diciembre de 1997 ha generado 26.849 GWh lo que significa un factor de carga del 66,2%.

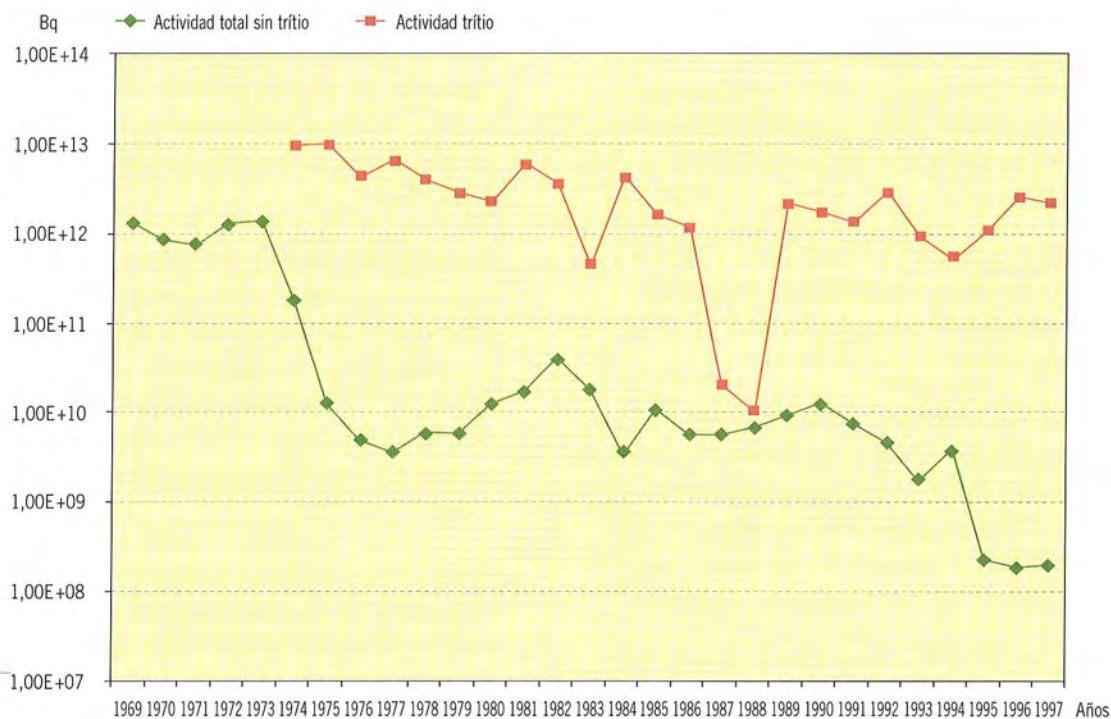
4.2 Historial radiológico

4.2.1 Vigilancia radiológica

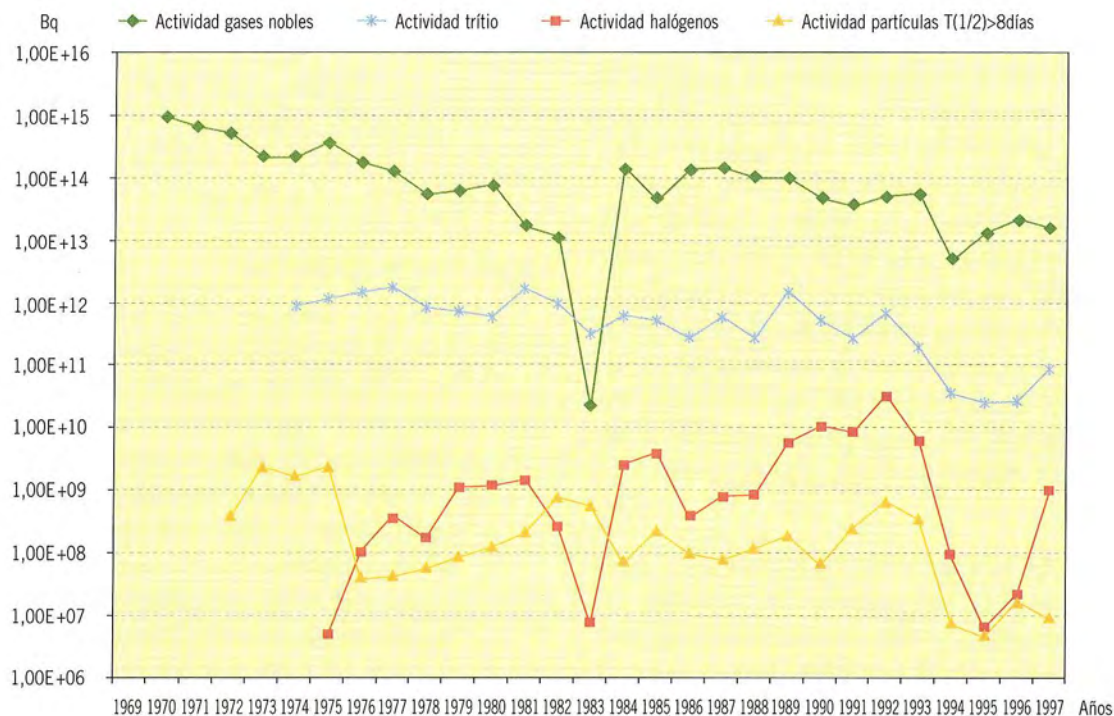
a) Dosimetría personal.

Las dosis ocupacionales recibidas por el personal desde el inicio de la explotación de esta central se han mantenido por debajo de los límites establecidos. Cabe señalar que las dosis ocupacionales por unidad de energía producida son en general altas en comparación con otras centrales, pues prácticamente siempre se han superado los 10 mSv-persona por megawatio-año. A este respecto cabe señalar que este hecho es explicable si se tiene en cuenta que las centrales de la última generación incorporan en su diseño una filosofía que tiene en cuenta el principio de optimización de la protección

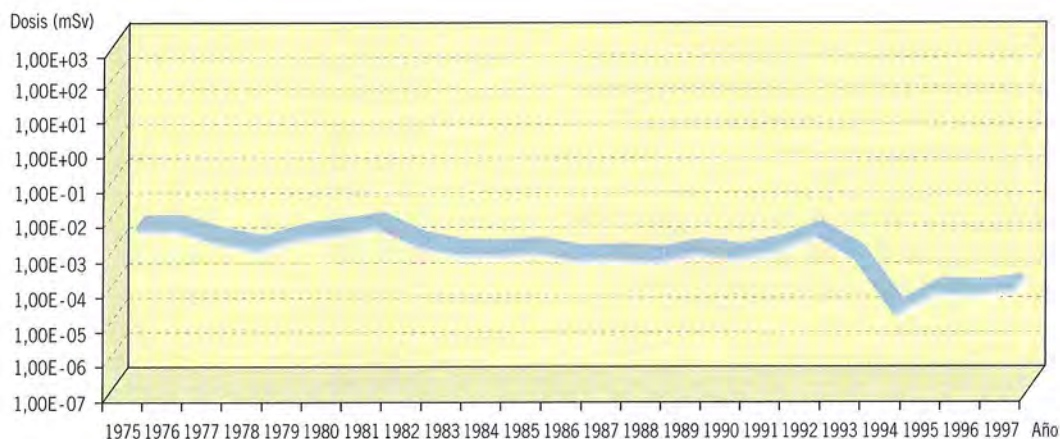
Gráfica 1. Central nuclear José Cabrera
Efluentes líquidos



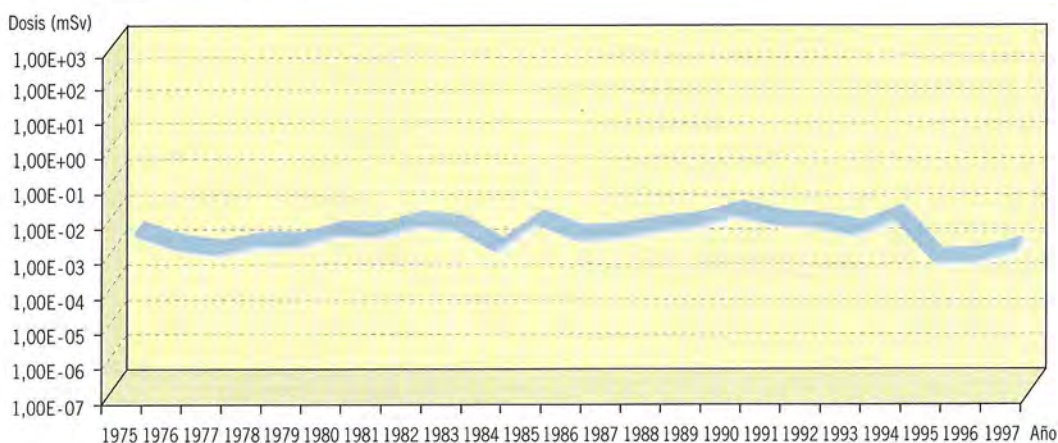
Gráfica 2. Central nuclear José Cabrera
Efluentes gaseosos



Gráfica 3. Central nuclear José Cabrera
Efluentes líquidos. Dosis efectiva máxima



Gráfica 4. Central nuclear José Cabrera
Efluentes gaseosos. Dosis efectiva máxima



radiológica y que posibilita la manipulación y el mantenimiento de equipos en unas condiciones más favorables. El diseño de central José Cabrera hace necesario el acceso a zonas de alto nivel de radiación de forma más frecuente que en centrales nucleares de diseño más reciente.

b) Vertidos líquidos y gaseosos y dosis efectivas para el público.

En las gráficas 1 y 2 se presenta la evolución de la actividad total vertida por la central José Cabrera, por vía líquida y gaseosa.

Cada central nuclear ha dispuesto en todo momento de sus límites de vertido, habiendo sufrido éstos distintas modificaciones a lo largo del tiempo hasta su normalización actual. No obstante, para efectuar una valoración de los mismos se han considerado los límites y las restricciones operacionales de dosis adoptadas en las Especificaciones Técnicas de Vertido vigentes.

En las gráficas 3 y 4 se recogen los valores calculados de las dosis efectivas para el individuo más expuesto, debidas a los efluentes líquidos y gaseosos de José Cabrera. Estos cálculos han sido realizados utilizando hipótesis muy conservadoras.

Dichas gráficas presentan los resultados del impacto teórico, estimado en dosis equivalente efectiva utilizando los factores de conversión en dosis efectiva desarrollados por el NRPB del Reino Unido para la Comunidad Europea. El objetivo de estas gráficas es presentar la evolución histórica del impacto de los vertidos.

De las gráficas se deduce que, en ningún momento los valores estimados de dosis han superado los límites ni las restricciones operacionales de dosis.

c) Niveles de radiación ambiental.

Las medidas realizadas de radiactividad ambiental en las distintas estaciones se encuentran dentro de valores aceptables, su significación radiológica.

d) Residuos sólidos.

A 31 de diciembre de 1997 la cantidad de bidones de residuos radiactivos sólidos generados desde el inicio del funcionamiento de la central es de 16.651, de los que 3.654 se han reacondicionado, 4.912 se han transportado a las instalaciones de Sierra Albarrana, y 8.085 se encuentran distribuidos entre los dos almacenes temporales de residuos existentes en el emplazamiento de la central, cuya capacidad total es de 12.669 bidones en términos de bultos de 220 l equivalentes.

e) Combustible irradiado.

La cantidad de elementos combustibles irradiados almacenados en la piscina de combustible irradiado es, a finales de diciembre de 1997, de 192, con un nivel de ocupación del 79,67%. Para 1998 está prevista la ampliación de la capacidad de la piscina a 548 posiciones.

f) Muestreos del Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental.

Con periodicidad que varía entre semanal y anual, dependiendo del tipo de muestra, se vienen realizando muestreos de acuerdo con el Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental, con el alcance que se describe en el apartado de vigilancia ambiental.

Tabla 7. Elementos irradiados almacenados en piscina en José Carrera

Fecha	Elementos
31/12/1983	20
30/06/1984	20
31/12/1984	20
30/06/1985	20
31/12/1985	40
30/06/1986	40
31/12/1986	60
30/06/1987	60
31/12/1987	76
30/06/1988	76
31/12/1988	92
30/06/1989	92
31/12/1989	108
30/06/1990	108
31/12/1990	124
30/06/1991	124
31/12/1991	140
30/06/1992	140
31/12/1992	156
30/06/1993	156
31/12/1993	156
30/06/1994	156
31/12/1994	156
30/06/1995	176
31/12/1995	176
30/06/1996	176
31/12/1996	176
30/06/1997	192
31/12/1997	192

NOTA: Hasta 1983, los elementos se enviaban a Inglaterra para su reprocesamiento.
Total de elementos enviados: 241.

En general no aparecen radionucleidos a niveles superiores al LID (Límite Inferior de Detección), con excepción de los procedentes de las explosiones nucleares a la atmósfera realizadas en el pasado. En cualquier caso, a partir de los valores de concentración de actividad de radionucleidos de origen artificial que hayan superado el LID se estiman las dosis por exposición interna, que en el caso más desfavorable recibiría un individuo tipo al mantenerse las concentraciones obtenidas. La dosis por exposición externa se obtiene a partir de la lectura de los dosímetros termoluminiscentes (DTL) instalados en la zona de vigilancia de la central. Estos valores incluyen la contribución del fondo radiológico del lugar. Dichos cálculos han

confirmado que las dosis potenciales son más bajas que las deducidas de los cálculos a partir de la emisión de efluentes.

Los resultados del PVRA son controlados por el CSN, que además realiza un programa de control independiente.

5. Incidencias

En las recargas de 1971 y 1972 se encontraron algunos elementos combustibles deteriorados, como consecuencia de una holgura en el ajuste de las placas de retención del núcleo. Ello dio lugar a una vibración que acabó produciendo fisuras en la vaina de algunas varillas. En la parada para recarga se realizaron, bajo agua y con observación por circuito cerrado de televisión, las reparaciones oportunas.

En 1978, en la parada de recarga, se realizaron ensayos no destructivos mediante los cuales se detectó el mal estado de algunos tubos de Inconel del generador de vapor. La reparación consistió en su taponamiento por soldadura. En días sucesivos, con la central al 50%, se detectaron indicios de fuga en tubos del generador de vapor, por lo que se paró de nuevo. Se procedió a inspeccionar una vez más la zona. Se detectaron fugas en cuatro tapones soldados, dos de ellos de la reciente reparación. Las zonas dañadas fueron nuevamente reparadas. Posteriores ensayos no destructivos dieron un resultado aceptable de dicha reparación, tras lo cual la central volvió a operación.

Durante la parada de recarga realizada en el segundo semestre de 1990, al inspeccionar el combustible se descubrió un elemento que presentaba signos de degradación en tres varillas.

Daños análogos, aunque sensiblemente mayores, ya se habían encontrado, como se ha indicado, en las recargas de 1971 y 1972. En aquella ocasión el problema se había solucionado mediante un remachado de las rendijas del baffle o estructura de retención del núcleo.

El 11 de junio de 1991, una vigilancia rutinaria descubrió que el tanque de agua de recarga tenía una concentración de boro ligeramente inferior a la permitida por especificaciones técnicas de funcionamiento y el

explotador tardó en corregirla más de lo permitido, por lo que el suceso fue clasificado de nivel 1 en la escala INES.

En la parada de recarga del segundo semestre de 1991 se procedió a la modificación de los internos de la vasija del reactor, para invertir el sentido de flujo entre el barrilete y las placas deflectoras del núcleo como solución definitiva, demostrada en otras centrales para eliminar la producción de flujo transversal, causante del deterioro del combustible.

El 5 de agosto de 1993 se produjo una parada automática no programada del reactor por pérdida de las líneas exteriores debido a una perturbación atmosférica. Tras la parada se apreció tensión degradada en las barras de alimentación eléctrica de 3 kV que duró varios minutos. El análisis posterior del suceso condujo a su clasificación como nivel 1 en la escala INES al considerar que la disponibilidad de las funciones de seguridad, aun siendo suficientes, no estaba al 100% de capacidad.

El 9 de enero de 1994 se llevó la central a parada fría para efectuar la 20ª parada para recarga. El 18 de enero de 1994 se detectó una grieta pasante de 23 mm de longitud, orientada axialmente y a 43 cm por encima de la tapa de la vasija, en una de las penetraciones de la tapa de la vasija. Inspecciones posteriores más detalladas detectaron que:

- Dieciséis de las diecisiete penetraciones de reserva estaban afectadas, presentando agrietamiento generalizado en la zona de la soldadura a la tapa, así como grietas axiales localizadas en el tramo libre en el exterior e interior de la tapa.
- Las penetraciones activas tenían un grado muy inferior de afectación, encontrándose grietas con profundidades medibles en tres penetraciones de barras de control y en una de termopares. En estas cuatro penetraciones se encontraron un total de once grietas, presentándose siempre de forma aislada en la zona de soldadura a la tapa.

El suceso fue clasificado de nivel 1 en la escala INES porque las grietas, aunque pequeñas, estaban bastante extendidas.



Sala de turbinas de la central José Cabrera

La tapa de la vasija, que posteriormente ha sido sustituida como se describe más adelante, era una pieza semiesférica de acero al carbono, con su cara interior plaqueada de acero inoxidable, dotada de 37 penetraciones paralelas a su eje de simetría con las siguientes aplicaciones:

- Diecisiete para alojamiento de los ejes de las barras de control.
- Dos para alojamiento de termopares del núcleo.
- Uno para entrada de agua de refrigeración de emergencia directamente a la vasija (inyección de seguridad).
- Diecisiete de reserva, sin función alguna, tapadas por su extremo superior con un tapón roscado y soldado.

Se realizaron análisis metalográficos de muestras de material de las penetraciones por el suministrador principal (Westinghouse) y, de manera independiente,

por el Ciemat. Ambos estudios permitieron concluir que el mecanismo de agrietamiento había sido el ataque intergranular y la corrosión bajo tensión, y que la causa raíz había sido el ataque químico por especies reducidas de azufre conteniendo grupos sulfónicos, liberadas en el primario por la entrada de resinas catiónicas, durante incidentes químicos producidos en agosto de 1980 y septiembre de 1981, fundamentalmente en el último de ellos, junto con la sensibilización del material de las penetraciones Inconel 600 a la corrosión intergranular, como consecuencia del proceso de fabricación, siendo elevado el nivel de tensiones residuales.

La central presentó una propuesta de reparación consistente en aislar las penetraciones inactivas mediante la soldadura de un tapón por la parte interior de la tapa de la vasija y eliminación por excavación de los defectos de las penetraciones activas.

Esta propuesta fue apreciada favorablemente. Tras la reparación, finalizada el 9 de febrero de 1995, por requerimiento del CSN, se repitió la prueba hidrostática del primario, detectándose una fuga en la línea de venteo de la vasija, con la misma causa raíz que la de las penetraciones: ataque intergranular y corrosión bajo tensión asistido por azufre. Tras su reparación y repetición de la prueba hidrostática con resultados favorables, la central fue acoplada a la red en junio de 1995.

En marzo de 1997, durante la 21ª parada para recarga, se procedió a la sustitución de la tapa de la vasija del reactor. La nueva tapa está dotada de 21 penetraciones paralelas a su eje de simetría con las siguientes aplicaciones:

- Diecisiete para alojamientos de los ejes de las barras de control.
- Dos para alojamiento de termopares del núcleo.
- Uno para entrada de agua de refrigeración de emergencia directamente a la vasija (inyección de seguridad).
- Uno para venteo de la tapa de la vasija.

Desde abril de 1993 hasta la fecha en que se pusieron en funcionamiento las nuevas torres de refrigeración, julio de 1996, la central estuvo operando a potencia inferior al máximo autorizado a causa del escaso caudal del río Tajo motivado por la sequía, a fin de mantener la temperatura de salida del agua de circulación por debajo de los 30°C.

El 23 de abril de 1996 se descubrió que el modo de medida de la temperatura de la rama intermedia del circuito primario introducía unos errores a causa de la estratificación térmica. A requerimiento del CSN la central operó a temperatura media 1°C inferior a la de diseño, hasta el 9 de diciembre de ese mismo año en que, tras la evaluación de los resultados de las pruebas realizadas, fue retirada la restricción.

6. Puesta al día en seguridad nuclear

El 8 de julio de 1982 se presentó al CSN una propuesta de mejoras y modificaciones a realizar en la central,

en relación con lo requerido en la condición 18ª del Anexo a la Resolución de la Dirección General de la Energía del 6 de agosto de 1981. En ella se consideraban las modificaciones a introducir según el Programa SEP (Systematic Evaluation Program). Este programa fue diseñado inicialmente por la NRC para aplicar a una serie de centrales nucleares de Estados Unidos que por su antigüedad no reunían los requisitos exigidos actualmente.

El CSN remitió con fecha 29 de julio de 1982 el dictamen técnico preceptivo en relación con las mejoras y modificaciones exigidas a la central. En él se requería al titular una serie completa de modificaciones, cuya ejecución debería iniciar en su totalidad y simultáneamente.

El 8 de agosto de 1981, con ocasión del ciclo 11 de explotación, se estableció un programa para la modificación de determinados sistemas que permitie-

Sustitución de la tapa de la vasija del reactor



Tabla 8. Disparos y paradas en José Cabrera

Año	Disparos no programados	Disparos programados para pruebas	Paradas programadas	Paradas no programadas
1968	12			12
1969	21			21
1970	3			3
1971	6			6
1972	8			8
1973	5			5
1974	1			1
1975	4			4
1976	7			7
1977	3			3
1978	5			5
1979	2			2
1980	3			3
1981	4		2	6
1982	3		1	4
1983	3			3
1984	5			5
1985	1		1	2
1986	2		1	3
1987	7		1	8
1988	8		2	10
1989	5		2	7
1990	3		2	5
1991	0		1	1
1992	4		1	5
1993	2		2	4
1994	0		1	1
1995	0		0	0
1996	2		2	4
1997	2		0	2

(*) Corresponde a 4 meses (Septiembre-Diciembre).

sen adaptar la situación de la central a los últimos criterios sobre seguridad nuclear y protección radiológica establecidos en otros países, en particular Estados Unidos, en centrales diseñadas en la misma época de diseño que José Cabrera. Este programa quedó definido en la resolución de la DGE del 9 de septiembre de 1982, debiendo llevarse a cabo en dos fases. La primera se ejecutó durante la parada que se inició el 18 de octubre de 1982. Se completaron los siguientes aspectos, que afectaban a la instalación, pruebas y estado operativo:

- Elaboración de un Programa de Garantía de Calidad en Explotación y de un Programa de Garantía de Calidad aplicable a las Modificaciones (1ª y 2ª fase).
- 1ª fase de cambios en el ECCS (Sistema de Refrigeración de Emergencia).
- Inspección mediante ensayos no destructivos de la vasija del reactor.
- Aplicación del programa de vigilancia de material de la vasija, con vistas a definir el margen de protección frente a roturas no dúctiles.

- 1ª fase de modificaciones en sistemas eléctricos, que afectó a:
 - Sistemas de alimentación exterior de la central.
 - Sistemas de alimentación eléctrica interiores de la central.
 - Sistemas de alimentación eléctrica de emergencia e inclusión de un grupo diesel.
 - Sistemas de corriente continua.
- Instalación de determinados componentes cualificados ambientalmente.
- Modificaciones en sistemas auxiliares, que incluyeron:
 - Adición de nuevas líneas de toma de muestras.
 - Sistema de habitabilidad de la sala de control.
 - Sistema de gas-oil del diesel.
 - Nueva línea de aporte a la piscina de combustible.
- Primera fase de modificaciones en sistemas contra incendios.
- Actualizaciones en Documentos Oficiales de Explotación, que incluyen:
 - Estudio final de seguridad.
 - Plan de emergencia interior.
 - Manual de protección radiológica.
 - Reglamento de funcionamiento.
 - Nuevas especificaciones técnicas, con contenido acorde al NUREG 452.
- Adaptación del análisis de accidentes a las modificaciones en la central:
 - Nuevo análisis del LOCA (accidente con pérdida de refrigerante).
 - Nuevo análisis presión-temperatura de la contención.
 - Nuevos procedimientos de emergencia.

La introducción de las anteriores modificaciones y la realización de las pruebas correspondientes exigió que la central se mantuviera en situación de parada fría durante más de 14 meses, hasta el 22 de diciembre de 1983, en que se inició el ciclo 12 de operación.

La segunda fase de modificaciones se efectuó durante la parada que se inició el 28 de enero de 1985 (previamente se fueron adelantando los trabajos) y se completaron las siguientes modificaciones:

- Modificaciones en sistemas de agua de alimentación de emergencia.
- Modificaciones en el sistema de refrigeración de componentes.
- Modificación en el sistema de evacuación de calor residual.
- Instalación del sistema de agua de servicios esenciales.
- Modificación en el sistema de refrigeración de la piscina de combustible.
- Segunda fase de modificaciones en los sistemas eléctricos, (separación en cada tren entre barras de seguridad y de no seguridad).
- Instalación del sistema de muestreo post-accidente.
- Instalación de un sistema de protección contra sobrepresiones.
- Modificaciones en el sistema de protección del reactor y de iniciación de salvaguardias tecnológicas.
- Segunda fase de modificaciones en protección contra incendios.
- Modificaciones en salvaguardias, asociadas a la contención.
- Segunda fase de modificaciones en ECCS (sistema de refrigeración de emergencia del núcleo).
- Cualificación ambiental de componentes.
- Nuevos sistemas de ventilación (edificio auxiliar y nuevas áreas eléctricas).
- Nuevos análisis de accidentes.
- Modificaciones en obra civil.

Si bien algunos aspectos de los temas mencionados fueron preparándose durante la operación del ciclo 12, la realización del grueso de esta segunda fase de modificaciones y sus pruebas exigió mantener en parada fría la central desde el 28 de enero de 1985 hasta el 25 de octubre del mismo año. En esta fecha se inició, tras la recarga del ciclo 13, el funcionamiento de la central.

Durante el primer semestre de 1993 se puso en marcha una nueva instalación de acondicionamiento de resinas de intercambio iónico y concentrados del evaporador, basado en su inmovilización en cemento.

En 1995 la central establece un plan estratégico a cinco años, que plantea diferentes líneas de actuación: mantenimiento, protección radiológica, residuos, simulador gráfico interactivo (SGIZ), formación, modificaciones de diseño, calidad total, sistemas de gestión, licenciamiento, gestión de vida, investigación y desarrollo, innovación tecnológica y comunicación y relaciones exteriores.

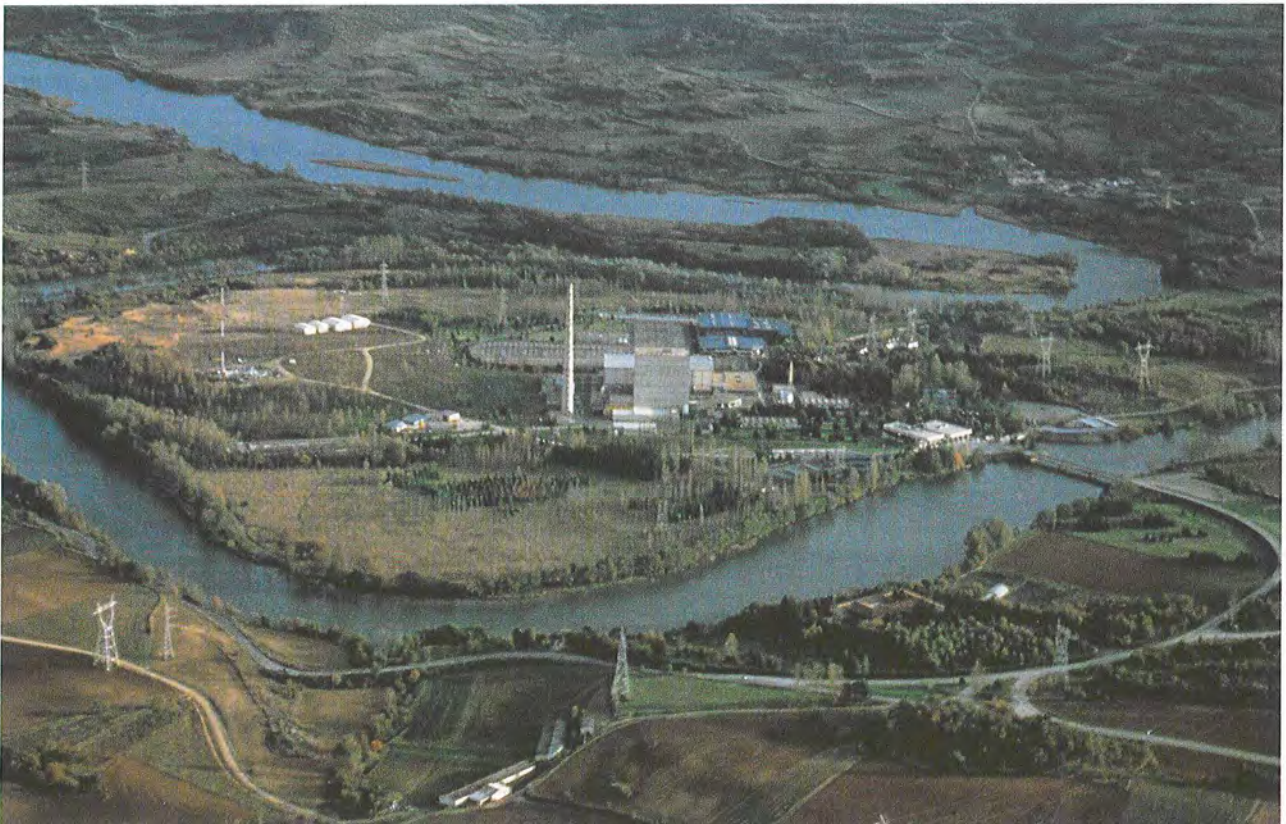
En la línea de actuación referente a modificaciones de diseño, el Plan establece la continuación de las inversiones de mejora desarrolladas tras el programa SEP (88-95), entre las que destacan la construcción e instalación de una nueva tapa de la vasija, la construcción de torres de refrigeración, la

implantación de un nuevo sistema de instrumentación nuclear (NIS) y de un sistema de visualización de parámetros de seguridad (SPDS), la mejora continua de la instrumentación para seguimiento y control del secundario, reactor y auxiliares, así como las mejoras derivadas del plan de gestión de vida de la central.

En julio de 1996 se pusieron en funcionamiento las nuevas torres de refrigeración, solucionando las limitaciones de potencia impuestas por el bajo caudal del río Tajo. La refrigeración de la central pasó a ser de tipo mixto: río Tajo – torres de refrigeración.

En marzo de 1997, durante la 21ª parada para recarga, se procedió a la sustitución de la tapa de la vasija del reactor, a la instalación de un nuevo sistema de instrumentación nuclear y a la instalación, en la sala de control, de un sistema de visualización de parámetros de seguridad.

Vista general de la central nuclear de Santa María de Garoña



1. Presentación

La central nuclear de Santa María de Garoña consta de un sistema nuclear de producción de vapor formado por un reactor de agua ligera en ebullición (BWR) de potencia térmica autorizada de 1.381 MW y potencia eléctrica 460 MW.

Se halla situada en el Valle de Tobalina (Burgos) a orillas del río Ebro, a unos 25 km, al noroeste de Miranda de Ebro.

Pertenece a la primera generación de centrales nucleares. Construida entre 1966 y 1970 entró en explotación comercial en mayo de 1971. La unidad es propiedad de Nuclenor S.A. (50% de Iberdrola S.A. y 50% de Electra de Viesgo S.A.). El suministrador del sistema nuclear de suministro de vapor es General Electric Co. La construcción se realizó bajo el sistema *llave en mano* por Getsco, contando con la ingeniería de Ebasco-Auxiesia. El contratista principal de la obra civil fue Entrecanales y Tavora S.A., el montaje mecánico lo realizaron Nervión-Spie y Mannesmann y el montaje eléctrico corrió a cargo de Sade S.A..

El permiso vigente de explotación de la central es de fecha 6 de julio de 1995.

Autorizaciones concedidas:

- Autorización previa: 8 de agosto de 1963.
- Autorización de construcción: 2 de mayo de 1966.
- Autorización de puesta en marcha (PEP): 30 de octubre de 1970.
- Autorización vigente: 6 de julio de 1995.

2. Emplazamiento

El emplazamiento de la central nuclear de Santa María de Garoña, cuyas coordenadas son 42°46'30" N y 3°12'15" W respecto al meridiano de Greenwich está en el término municipal de Garoña y Santa María de Garoña en el Valle de Tobalina (Burgos), dentro de una península natural formada por un meandro del río Ebro, cerca del pueblo de Barcina del Barco. Se halla a unos 25 km al NW de Miranda de Ebro y a

unos 65 km. al NE de Burgos. El nivel medio del suelo del edificio del reactor está en la cota 518,2 m por encima del nivel del mar.

La extensión de terreno adquirido por el explotador responsable es de $36 \times 10^4 \text{ m}^2$ (36 Ha).

Los parámetros del emplazamiento se resumen a continuación.

2.1. Geología

Geológicamente, el emplazamiento se halla en una cubeta sinclinal denominada Villarcayo-Medina de Pomar, formada por un pliegue del terreno que sustenta materiales de relleno, más arriba cubiertos por depósitos cuaternarios del río. De las cordilleras circundantes, cabe destacar los montes Obarenses.

La capacidad del subsuelo supera los $9,8 \times 10^5 \text{ Pa}$ (10 kg/cm^2) que fueron los utilizados como valor máximo de cimentación durante la construcción. Los terrenos son de alta impermeabilidad.

Las características topográficas, particularmente la localización de la central después de la remoción de los depósitos cuaternarios superficiales, hacen imposible el deslizamiento de taludes, tanto de elevaciones superiores adyacentes sobre la planta, como de las inferiores bajo las cimentaciones sobre el río Ebro.

2.2. Sismología

El emplazamiento de Santa María de Garoña está localizado en una zona de transición entre los grados VI y VII, según el mapa de riesgo sísmico de la norma sismorresistente española PDS-1 (1974).

El terremoto del día 16 de octubre de 1938, localizado en Arredondo (Soria), a 60 km del emplazamiento, de intensidad VII MSK (escala I - XII) y magnitud 4,9 Richter, es el que produce la máxima aceleración en el emplazamiento entre los registrados históricamente.

Se ha revaluado como 0,10 g la aceleración máxima del suelo rígido libre de interacciones para el terremoto de parada segura (SSE) y 0,05 g para el terremoto base de operación (OBE).

2.3. Geotecnia

En el subsuelo pueden considerarse las siguientes formaciones:

- Bancos oligocenos de molasa intercalada de molasa blanda, margas y arcillas arenosas.
- Aluviones.
- Arenas volanderas.

2.4. Meteorología y climatología

El clima de la región corresponde al del norte de la meseta que básicamente es de transición entre el clima propio de la meseta y el de montaña. Debido a la proximidad de la montaña, los inviernos resultan más fríos que en otras regiones de Castilla y los veranos menos calurosos. Es decir, como región de transición el clima es menos continental que el del resto de la meseta.

La temperatura media anual más baja dentro del ámbito provincial corresponde a la comarca de Merindades y la temperatura media anual más elevada (dentro igualmente del ámbito provincial), corresponde a Bureba-Ebro, más concretamente a Miranda de Ebro.

Esto mismo se observa en periodos estacionales, el verano más cálido a nivel provincial es el de Bureba-Ebro y el más frío el de Merindades e igualmente el invierno más cálido a nivel provincial corresponde a Bureba-Ebro (Miranda de Ebro) y el más frío a Merindades.

Los periodos libres de heladas son cortos en toda la región (aproximadamente 150 días) con heladas tardías, que pueden darse incluso al final de mayo.

De forma análoga se deja sentir la influencia de la montaña en el régimen de precipitaciones, que resulta ser creciente con la proximidad al norte y de nuevo y dentro de la zona específica de estudio, más abundante en la comarca de Merindades (medias anuales alrededor de 800 mm) que en extremo E-SE donde se encuentra Miranda de Ebro (medias anuales alrededor

de 670 mm). Esto hace precisamente el «déficit de humedad» (entendido como la diferencia entre la precipitación y la evapotranspiración) de esta comarca sea el más bajo provincial, con su aspecto favorable para los cultivos.

Para toda la región la estación más seca es el verano y el mes con mayor número de días despejados, julio.

El régimen de viento es propio de la cabecera del Valle del Ebro, con una influencia importante de los vientos con componente en la dirección del valle.

La orografía propia del terreno hace que en niveles bajos el régimen de vientos sea muy complejo, mientras que a niveles superiores y a partir de ciertas velocidades (5 m/s) el régimen se uniformiza.

Puede decirse que el 58% de las horas del año, el viento tiene la dirección dentro de los sectores WNW-NNW y sentido valle abajo, y el 19% en sus opuestos y sentido valle arriba.

La estación meteorológica inaugurada en junio de 1983, con tres niveles de medidas, mide temperaturas, velocidad y dirección de los vientos.

2.5. Hidrología

La central se halla situada en el curso del río Ebro, a unos 180 km de su nacimiento, en la cola del embalse del Sobrón. Aguas arriba se encuentra el embalse del Ebro, que con 540 Hm³ de capacidad garantiza una regulación hiperanual de las aguas.

La central toma agua de refrigeración del embalse del Sobrón. El caudal necesario es de 22,9 m³/s que se devuelven con un incremento térmico de 3°C.

En cuanto a las avenidas se han llegado a medir 1.432 m³/s en diciembre de 1980. La máxima avenida de cálculo haría ascender las aguas a la cota 515,72, cuatro metros por debajo del suelo del edificio del reactor que se halla a la cota 518. En el caso más desfavorable, que contempla la rotura de la presa aguas arriba, el agua quedaría muy próxima a la cota de explanación.

2.6. Ecología

La utilización de tierras en los alrededores es para el cultivo de cereales, productos hortícolas y frutas. En el norte hay pequeños bosques de pinos. En dicha dirección, asimismo, se desarrolla con alguna importancia la ganadería.

2.7. Demografía

La central nuclear de Santa María de Garoña se encuentra en el Valle de Tobalina (Burgos), en una zona compuesta por 14 pueblos, dos de ellos pertenecientes a la provincia de Álava. Todos ellos tienen una población inferior a 2.000 habitantes y tan solo Oña y Valle de Tobalina superan los 1.000 habitantes. En conjunto, la población de la zona asciende (año 1996) a 6.704 personas.

Los núcleos de población más importantes en un radio de 30 kilómetros son Miranda de Ebro (23 km al SE), Briviesca (27 km. al SSO) y Orduña (29 km al NE).

2.8. Usos del suelo y del agua

El círculo de radio 30 km se halla ocupado en un 39% por la comarca de la Bureba-Ebro, en un 34% por las Merindades, en un 20% por los Valles Alaveses y la Cantábrica Alavesa, y el resto por la Rioja Alta y Orduña. Una parte importante de la superficie está dedicada al cultivo. También tienen importancia los bosques y los prados y pastos. El principal cultivo es el cereal: cebada, trigo y avena.

En cuanto a la ganadería, el bovino, para carne y leche es el más extendido en la zona. Finalmente cabe señalar que la pesca tiene importancia solo a nivel deportivo, ya que no existen piscifactorías en el tramo del río Ebro dentro del círculo de radio 30 km. Las principales especies son la trucha común y *arco iris*, el barbo, la boga, la bermejuela y la carpa.

2.9. Otras actividades

A la zona se accede por la autopista E80 hasta Miranda de Ebro desde Burgos. Desde Miranda, en

dirección Puentelarrá, se accede a la carretera local de Puentelarrá a Traspaderne y se llega a la central.

3. Descripción general de la central

Esta central nuclear es del tipo de agua en ebullición (BWR) de ciclo sencillo y circulación forzada.

Nuclenor es la compañía propietaria y titular de la central. General Electric Company es el suministrador del sistema nuclear de suministro de vapor. La potencia térmica autorizada es de 1.381 MW y la potencia eléctrica es de 460 MW.

Tabla 1. Características principales de la central nuclear de Santa María de Garoña

Localización.....	Santa María de Garoña (Burgos)
Titular.....	Nuclenor
Participaciones.....	Iberdrola: 50% Electra de Viesgo: 50%
Tipo de reactor.....	1 unidad PWR (General Electric)
Potencia.....	Térmica: 1.381 MW Eléctrica: 460 MW
Refrigeración.....	Círculo abierto (río Ebro) torres de refrigeración
Autorizaciones	
Previa.....	08-08-63
Construcción.....	02-05-66
Puesta en marcha (PEP).....	30-10-70
Permiso de explotación	
Provisional.....	
Vigente: Concesión.....	06-07-97
Definitivo: Solicitud.....	21-01-81 y 23-05-88
Otras características	
1ª Criticidad.....	15-11-70
1ª Aclopmiento.....	02-03-71
Explotación comercial.....	Mayo-71
Total energía generada.....	Bruta 76.432 GWh (hasta 31-12-97)
Factor de carga 1997.....	87,05%

NOTA: Factor de carga es la relación entre la energía neta producida en el periodo considerado y la que hubiera podido ser producida funcionando todo el tiempo a la potencia autorizada.

Entre las centrales similares se hallan las de Millstone, Dresden 2, Oyster Creek, y Monticello, todas en Estados Unidos.

El refrigerante, agua ligera, entra por la parte inferior de la vasija ascendiendo y pasando a vapor. El combustible es dióxido de uranio ligeramente enriquecido.

El sistema de control es mediante barras que contienen carburo de boro, accionadas hidráulicamente. Estas penetran en el núcleo por su parte inferior.

La central consta de la contención primaria (pozo seco y cámara de supresión de presión en forma toroidal), y contención secundaria (edificio del reactor).

La refrigeración externa es abierta al río Ebro, con un caudal de 22,9 m³/s.

3.1. Sistema del reactor

El reactor es del tipo de agua en ebullición, de ciclo sencillo y circulación forzada, produciendo vapor que alimenta directamente la turbina. El núcleo del reactor incluye los elementos combustibles y las barras de control.

El núcleo está formado por módulos de cuatro elementos combustibles colocados en los intersticios de una barra de control cruciforme. La vasija a presión del reactor es de acero al carbono recubierta de acero inoxidable. Contiene el núcleo del reactor y su estructura, separadores y secadores de vapor, bombas de chorro, tubos guía de las barras de control, instrumentación interior al núcleo, rociadores del núcleo y rociadores del control de reserva por líquido. El diámetro interior de la vasija es aproximadamente 4,87 m (16 pies) y la altura interior entre los extremos es aproximadamente 18,90 m (62 pies). Las principales conexiones a la vasija del reactor incluyen las tuberías de vapor, las tuberías de recirculación de las bombas de chorro, las tuberías del agua de alimentación y los manguitos del mecanismo de accionamiento de las barras de control. Existen otras conexiones para el sistema de control de reserva por líquido y sistema de emergencia de refrigeración del núcleo.

El combustible para el núcleo del reactor está formado por pastillas de dióxido de uranio colocadas dentro de tubos cerrados de zircaloy-2. Estas varillas de combustible están agrupadas formando elementos combustibles que constan cada uno de 64 varillas (diseño 8 x 8) con un total de 400 elementos combustibles con una masa total de 70.000 kg. Cada elemento combustible está equipado con un canal de zircaloy-4. El agua sirve de moderador y de refrigerante del núcleo.

Las barras de control consisten en conjuntos de tubos de acero inoxidable de un diámetro de 4,7 mm (3/16 de pulgada), cerrados y rellenos con polvo compacto de carburo de boro y mantenidos en una disposición cruciforme por una estructura de acero inoxidable. Las barras de control entran en el núcleo por la parte inferior de éste y son movidas verticalmente mediante mecanismos de accionamiento individuales, operados hidráulicamente. El número de barras de control es de 97.

El sistema hidráulico de accionamiento de las barras de control está diseñado de forma que permita la extracción o inserción de las barras de control con una velocidad limitada, de una en una, para el control del nivel de potencia y ajuste del flujo durante el funcionamiento del reactor. La energía almacenada disponible de los acumuladores cargados de nitrógeno de la vasija a presión suministra energía hidráulica para la rápida inserción simultánea de todas las barras de control para la parada del reactor. Cada accionador tiene sus propios dispositivos separados de control y parada.

El refrigerante del reactor, agua natural desmineralizada, entra por la parte inferior del núcleo a 183°C y fluye hacia arriba a través de los elementos combustibles en donde la ebullición produce vapor (capacidad de producción 2.462 t/h a 286°C). La mezcla de vapor y agua se separa mediante separadores y secadores de vapor situados dentro de la vasija del reactor. El vapor pasa a través de las tuberías de vapor a la turbina. El agua, ya separada, se mezcla con la de alimentación que entra y es devuelta a la entrada del núcleo a través de las bombas de chorro situadas dentro de la vasija a presión. La fuerza motriz para las bombas de chorro es suministrada por el agua de los circuitos de recircu-

lación. Cada circuito tiene una bomba centrífuga de velocidad variable con sellado mecánico, válvulas operadas por motor para aislar las bombas para su mantenimiento, e instrumentación para medir el caudal de recirculación.

El diseño del reactor de Santa María de Garoña utiliza el dispositivo de bombas de chorro para la recirculación del refrigerante. Este dispositivo proporciona además un compartimiento cerrado dentro de la vasija del reactor que puede permitir inundar el núcleo con agua en caso del accidente postulado como base de diseño de pérdida del refrigerante.

3.2. Sistema de contención

Esta central tiene contención primaria y secundaria. La contención primaria incluye el pozo seco, la cámara de supresión de presión y las tuberías que los interconectan. Proporciona la primera barrera de contención que rodea la vasija a presión del reactor y el sistema de recirculación del refrigerante. La contención secundaria consta del edificio del reactor, el sistema de reserva de tratamiento de gases, del sistema de tratamiento de residuos gaseosos y la chimenea de 100 metros de altura.

La contención es tipo Mark I-supresión de presión.

3.2.1. Contención primaria

La contención primaria está diseñada para soportar las presiones y temperaturas que resultarían de, un fallo equivalente a una rotura circunferencial de una tubería principal de recirculación o de vapor dentro de la contención primaria que resultase en la pérdida del agua o vapor del reactor a la máxima potencia.

La cámara de supresión de presión consiste en una vasija de acero de forma toroidal, llena aproximadamente en su mitad con agua, y situada debajo y rodeando al pozo seco. El sistema de tuberías que viene desde el pozo seco termina por debajo del nivel del agua de la cámara de supresión de presión, de forma que en el caso de un fallo de una tubería dentro del pozo seco, el vapor liberado pasaría directamente al agua condensándose en ella.

En las tuberías que penetran en el pozo seco y en la cámara de supresión de presión hay válvulas de aislamiento que proporcionan la integridad de la contención cuando se necesita. Estas válvulas son actuadas automáticamente mediante señales recibidas de los diferentes grupos lógicos de aislamiento del reactor.

En el diseño de la contención primaria se han incluido dos dispositivos que ayudan a mantener su integridad. Para la extracción de calor de la contención existen dos subsistemas independientes: de rociado de pozo seco, y rociado o extracción de calor de la cámara de supresión que son un modo de funcionamiento del sistema de inyección de refrigerante a baja presión (LPCI). Además la contención se mantiene inertizada (atmósfera de N₂) durante el funcionamiento del reactor para evitar la posibilidad de detonación o deflagración por acumulación del hidrógeno que pudiera generarse en determinado tipo de accidentes.

Después de terminada la instalación de todas las penetraciones en el pozo seco y en la cámara de supresión de presión, y con la frecuencia establecida en las especificaciones técnicas, éstas son puestas a presión hasta la máxima presión calculada en el caso de un accidente y se toman medidas para comprobar que la tasa total de fugas no excede del requerido por diseño.

Se dispone de sellos o juntas elásticas en cierres y penetraciones, junto a fuelles de expansión en aquellos que deben soportar movimientos térmicos.

En la parada de recarga de 1992 se instaló un venteo dedicado de la contención para hacer más fiable el venteo requerido por los Procedimientos de Emergencia.

3.2.2. Contención secundaria

Las funciones de salvaguardia principales de la contención secundaria son minimizar el escape de materiales radiactivos, al aire a nivel del suelo, y proporcionar un escape controlado, filtrado y a una cierta altura de la atmósfera del edificio en la situación de accidente. El edificio del reactor proporciona una contención secundaria cuando la contención primaria está operativa, y una contención primaria en los momentos en

los que la contención primaria está abierta. Por estas razones, el edificio del reactor se ha diseñado como una estructura de fugas controladas.

El sistema de reserva de tratamiento de gases sirve para filtrar la salida de la ventilación del edificio del reactor y descargarla a la chimenea de 100 metros durante las condiciones de aislamiento de la contención.

3.3. Sistema generador y eléctrico

El vapor saturado que sale de la vasija del reactor fluye a través de cuatro tuberías de vapor de 406 mm (16 pulgadas) de diámetro a la turbina situada en el edificio de la turbina. Después de pasar a través de la turbina, el vapor de baja presión se condensa, los gases no condensables se eliminan, y el condensado es desmineralizado antes de ser devuelto al reactor a través de los calentadores del agua de alimentación.

La central está dotada de una turbina tipo *tandem-compound*, sin recalentadores, de cuatro flujos, que opera a un régimen de 1.500 rpm, y diseñada para generar una potencia de 460 MW, con presiones absolutas de vapor y de escape de 67,8 kg/cm² y 38,1 mm de Hg, respectivamente. La turbina en sí consta de un cuerpo de alta presión con flujo único, dos cuerpos de baja presión con flujo doble, existiendo separadores de humedad, entre los cuerpos de alta y baja presión, que reducen el contenido de agua a menos del 1%.

El condensador es del tipo de caudal dividido y paso único por los tubos. Se refrigera con un caudal de 22,9 m³/s procedente del río Ebro, descargando a una temperatura, cuyo promedio anual, es unos 3°C superior a la de toma.

Característica especial de este grupo turbo-alternador es la extracción y tratamiento de los gases incondensables. En efecto, los eyectores que producen el vacío en el condensador y que extrae dichos gases, al ser éstos radiactivos por provenir del vapor directamente generado en la vasija del reactor, los descarguan a través de los lechos de retención de efluentes gaseosos radiactivos de la central, sufriendo éstos el necesario tratamiento previo a la descarga por la chimenea.

La energía eléctrica producida por la central se lleva a una subestación a 400/220 kV y desde allí a la red de distribución mediante tres líneas de transmisión a 220 kV y dos a 400 kV. La energía auxiliar es suministrada desde la central, desde la subestación a 220 kV y desde una línea independiente a 138 kV alimentada por cuatro saltos hidráulicos en cadena, en el río Ebro cercanos a la central.

Además, se cuenta con un sistema eléctrico de emergencia basado en dos grupos diesel de 2.100 kW/50 Hz que permite en 10 segundos alcanzar un voltaje de 4.160 V; y con una serie de baterías de c.c. a 125 V. Estas baterías se utilizan para todos aquellos controles que son vitales para la seguridad de la central y para realizar ciertas funciones necesarias para la parada de la central tales como cierre de las válvulas de aislamiento, alumbrado, movimiento de motores y apertura de válvulas. Dos sistemas de corriente continua independientes alimentan al equipo de vigilancia de neutrones para vigilar el núcleo durante la parada del reactor.

3.4. Sistema de control y regulación

La potencia del reactor se controla mediante el movimiento de las barras de control y mediante la regulación del caudal de recirculación. Las barras de control se utilizan en todo el intervalo de potencia del reactor para modificar la distribución de potencia del núcleo. El cambio de caudal de recirculación proporciona un segundo método para controlar la potencia del reactor en un cierto intervalo.

Los ajustes en el nivel de potencia del reactor para seguir la carga se consiguen mediante el control del caudal de recirculación.

La presión del reactor se controla automáticamente por el regulador de presión inicial que varía el caudal de vapor que va a la turbina manteniendo constante la presión en el reactor. Como resultado, la potencia de salida de la turbina sigue a la potencia de salida del reactor.

Un sistema de derivación de la turbina, de una capacidad de aproximadamente el 15% del caudal de vapor a plena carga, se suministra con la turbina para



Edificio de combustible de la central nuclear de Santa María de Garoña

controlar la presión durante el calentamiento del reactor, durante el funcionamiento normal cuando la generación de vapor del reactor excede las necesidades de vapor de la turbina, y durante el enfriamiento del reactor. La válvula de derivación está controlada proporcionalmente por el sistema de regulación de presión.

3.5. Sistemas de manejo y almacenamiento del combustible

El procedimiento de recarga del combustible es del tipo *húmedo* puesto que todo el combustible irradiado se mantiene en todo momento bajo agua. El procedimiento permite un control visual de las operaciones.

El combustible irradiado que se descarga del reactor es llevado bajo agua a través del canal de la piscina de

almacenamiento de combustible irradiado hasta los bastidores de almacenaje que hay en la piscina. La piscina de almacenamiento está diseñada para que puedan realizarse dentro de ella la operación de descanalización de los elementos combustibles y las otras operaciones de mantenimiento del combustible que son necesarias. En la piscina hay también espacio de almacenamiento para los canales de los elementos combustibles irradiados, barras de control irradiadas, cortinas temporales de veneno usadas en los dos primeros ciclos de funcionamiento, recipientes para envío del combustible y pequeños componentes internos del reactor.

El combustible nuevo entra a través de la entrada de equipo del edificio del reactor y se eleva hasta el piso superior mediante la grúa del edificio del reactor. Se almacena en la cámara para combustible nuevo que está en la planta de operación del edificio del reactor.

3.6. Sistema de seguridad

Además del sistema del turbogenerador y condensador principal, existen varios sistemas auxiliares independientes para refrigerar el reactor y la contención primaria durante diversas condiciones normales y anormales.

3.6.1. Sistema de refrigeración de emergencia

Está constituido por:

- a) Un sistema de inyección de refrigerante a baja presión (LPCI) que tiene tres funciones:
 - Inyectar agua en la vasija del reactor después de un accidente postulado de falta de refrigerante con la suficiente rapidez para inundar el núcleo e impedir la fusión de las vainas de combustible.
 - Eliminar el calor del agua en la cámara de supresión de presión.
 - Rociar agua en el pozo seco como un medio más de eliminar la energía del pozo seco cuando se necesite.

Existe un sistema de refrigeración en parada independiente del LCPI para eliminar el calor residual del reactor durante la parada.

- b) Un sistema de inyección de refrigerante a alta presión (HPCI) para la eliminación del calor residual y para proporcionar control del inventario del refrigerante y disipación del calor desde el núcleo a la cámara de supresión de presión en los accidentes postulados de depresurización lenta. Si este sistema del HPCI no funcionase, se produciría una depresurización automática por descarga a través de la apertura automática de las válvulas de alivio que conducirían el vapor a la cámara de supresión de presión. Esta descarga despresurizará la vasija en tiempo suficiente para permitir que el sistema de rociado del núcleo o el sistema de inyección de refrigerante a baja presión (LPCI) enfríen adecuadamente el núcleo e impidan la fusión de las vainas.
- c) Dos sistemas de rociado del núcleo (CSS) diseñados para bombear agua en las condiciones de un accidente desde la cámara de supresión de presión directamente al núcleo del reactor mediante un rociador montado en la vasija del reactor encima del núcleo.

Los medios de refrigeración del núcleo detallados anteriormente están diseñados para impedir la fusión de las vainas del combustible en los casos de las roturas de cualquier tamaño de tuberías del sistema primario que pueda postularse que ocurran.

3.6.2. Condensador de aislamiento

Para la eliminación del calor residual del núcleo cuando el reactor esté aislado y los otros sistemas de refrigeración no están disponibles.

3.6.3. Sistema de protección del reactor

Tiene prioridad sobre los controles descritos en los sistemas de control y regulación para iniciar la inserción de las barras de control en el núcleo.

Se suministra además un sistema de control líquido de reserva como mecanismo adicional de control independiente para ser utilizado en el caso de que el sistema de las barras de control no funcione.

El sistema de protección del reactor para automáticamente el reactor en cuanto las condiciones de la cen-

tral vigiladas por el sistema se acercan a los límites preestablecidos.

El sistema automático de protección del reactor consiste en dos canales de contactos de relés que se actúan mediante sensores de los parámetros que están siendo vigilados. Los canales están activados durante el funcionamiento normal, y la desactivación de ambos canales en el circuito de parada de emergencia del reactor origina la apertura de las válvulas de parada de emergencia del sistema hidráulico de las barras de control, de lo que resulta la inserción rápida de las barras de control. Cada canal tiene por lo menos dos dispositivos de disparo independientes por cada variable medida que inicia la parada, pero sólo es necesario que funcione uno de ellos para disparar el canal al cual se halla conectado. Ambos canales deben desactivarse para que se produzca una parada de emergencia. El sistema de protección del reactor está proyectado para que se produzca la parada de emergencia en el caso de fallo de la alimentación eléctrica o de aire al sistema de protección.

3.7. Protección radiológica

La protección radiológica se desarrolla de acuerdo con las normas expresadas en el Manual de Protección Radiológica de la instalación. Este documento incluye las normas, límites y criterios de protección para minimizar los riesgos derivados de las radiaciones ionizantes, durante la operación de la instalación.

El servicio de protección radiológica vigila el cumplimiento de la normativa y controla las condiciones y niveles de exposición.

3.7.1. Controles y dosimetría personal

Desde 1982 hasta 1986, la evaluación de la dosimetría de personal, se documentaba considerando la medida global de la misma.

Durante el año 1986, se modificó el criterio de documentación de la dosimetría de personal, y en lugar de registrar una medida global se desglosa, a partir de

Tabla 2. Dosimetría personal en Santa María de Garoña

Año	MW-a	Dosis ocupacionales recibidas (mSv-persona)			mSv/persona por MW-a
		total	Contrata	Plantilla	
1972	242,7	1.070	560	510	4,41
1973	283,2	1.780	540	1.240	6,28
1974	270,9	3.370	1.380	1.990	12,44
1975	371,4	4.250	1.910	2.340	11,44
1976	344,7	5.820	3.160	2.660	16,88
1977	219,7	6.960	4.360	2.600	31,68
1978	376,6	4.060	2.090	1.970	10,78
1979	284,0	5.730	3.540	2.190	20,17
1980	94,0	15.630	13.000	2.630	166,27
1981	383,0	2.940	1.680	1.260	7,67
1982	239,4	9.390	7.620	1.770	39,22
1983	279,7	8.000	6.336	1.664	28,60
1984	345,2	2.497	1.538	914	7,23
1985	207,5	20.352	18.618	1.734	98,08
1986	408,1	1.436	745	691	3,52
1987	307,6	8.953	7.434	1.519	29,10
1988	323,3	8.254	6.608	1.646	25,53
1989	421,1	1.659	1.089	570	3,94
1990	306,5	7.013	5.999	1.014	22,88
1991	439,9	1.593	1.034	559	3,62
1992	320,3	6.546	5.519	1.027	20,43
1993	438,7	1.005	624	381	2,29
1994	373,5	4.075	3.520	555	10,91
1995	455,3	558	408	150	1,23
1996	381,5	5.006	4.559	448	13,12
1997	400,3	2.076	1.803	273	5,19

dicha fecha, el número de portadores según los intervalos de dosis, obteniéndose así una evaluación más precisa de la dosimetría.

Las distintas partes de la central están clasificadas en zonas, según la dosis probable de recibir en cada una de ellas. Dichas dosis se fijan en base a la frecuencia y a la duración de la estancia del personal, de forma que ninguna persona reciba una dosis total y homogénea en la totalidad del organismo superior a 0,05 Sv/año (5 rem por año) (trabajadores profesionalmente expuestos). Las zonas quedan clasificadas en:

- Zona controlada.

Zona sometida a reglamentación por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso esté reglamentado. Esta zona se delimita cuando existe la posibilidad de superar los 3/10

del límite anual de dosis fijado para los trabajadores profesionalmente expuestos.

Dentro de la zona controlada se establecen las *zonas de permanencia limitada* (si existe el riesgo de superar los límites anuales de dosis) y *zona de acceso prohibido* (en las que existe el riesgo de superar, en una exposición única, los límites anuales de dosis).

- Zona vigilada.

Zona sometida a reglamentación por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso está reglamentado. Esta zona se delimita en función de la posibilidad de superar el 1/10, sin que sea probable llegar a los 3/10, de los límites anuales de dosis fijados para los trabajadores profesionalmente expuestos.

- Zona de libre acceso.

Zona donde es improbable la superación de 1/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajadores y que, por tanto, no está sometida a reglamentación por razones de protección radiológica y cuyo acceso está permitido para los miembros del público.

Estas zonas están señalizadas y el acceso requiere permiso especial según la zona.

Independientemente de la vigilancia del cumplimiento de las normas de acceso a las zonas de ocupación restringida, se lleva a cabo un control individual de las dosis recibidas por el personal de la central, por medio del servicio de dosimetría, complementado con un control colectivo.

Los sistemas dosimétricos individuales consisten en dosímetros electrónicos termoluminiscentes, que se examinan con periodicidad mensual en el centro de dosimetría autorizado de la central; y dosímetros de bolsillo o estilodosímetros, cuya lectura se realiza en el momento de salir de la zona controlada.

La central posee servicio de protección radiológica y servicio médico y centro dosimétrico autorizado.

3.7.2. Vigilancia ambiental

La vigilancia ambiental se lleva a cabo mediante las correspondientes medidas de tasas de exposición y dosis integradas y la toma y análisis de muestras. El Programa de Vigilancia Radiológica Ambiental incluye:

- Radiación directa:

Dieciséis puntos de medida con dosímetros termoluminiscentes.
Dieciséis puntos de medida de tasas de exposición.

- Aire:

Seis puntos de muestreo de partículas y radioyodos.

- Agua de lluvia:

Seis puntos de toma de muestras de agua de lluvia.

- Agua subterránea:

Tres puntos de toma de muestras de agua subterránea.

- Suelos:

Seis puntos de toma de muestras de suelos.

- Alimentos:

Cuatro puntos de muestreo de leche de vaca.
Siete puntos de toma de muestras de cultivos.
Cuatro puntos de toma de muestras de carne y huevos.
Seis puntos de toma de muestras de agua potable.

- Acuáticas:

Tres puntos de toma de muestras de agua superficial.
Seis puntos de toma de muestras de sedimentos.
Tres puntos de toma de muestras de peces.
Cuatro puntos de toma de muestras de organismos indicadores.

3.7.3. Vertidos líquidos y gaseosos

En cuanto al tratamiento de desechos líquidos hay tres líneas de tratamiento en función del tipo de desechos:

1. Línea de equipos de residuos de baja conductividad y alta actividad.

Se recogen los desechos en el tanque colector de drenajes de equipos, se someten a un proceso de filtrado y desmineralización en desmineralizadores de lecho mixto y se dirigen a los tanques de muestreo para su reutilización o para su descarga controlada.

2. Línea de concentración de residuos de alta conductividad.

Se almacenan inicialmente en los tanques neutralizadores o en el tanque colector de drenajes de suelos y pasan a un tanque de reserva; a continuación pasan a concentración - destilación. El destilado se recoge en el tanque de destilado y se descarga a los tanques de muestra de equipos o se pasa por la línea de afino con tres desmineralizadores, uno catiónico, otro aniónico y otro de lecho mixto, y de ahí a los tanques para su reutilización o descarga controlada.

3. Línea de lavandería.

Se recoge en tanques colectores y si la actividad es baja va a un tanque de muestreo y finalmente al

tanque del condensado. Si la actividad es alta hay un proceso de floculación y se centrifuga; el líquido se dirige al tanque de muestreo y al canal y se descarga de forma controlada.

Se consideran como desechos radiactivos gaseosos las partículas suspendidas en el aire, los gases de ventilación de los equipos de los diversos procesos y, en algunas circunstancias, el aire de salida de la ventilación de los edificios. Las fuentes mayores de desechos radiactivos gaseosos son los efluentes del eyector de aire del condensador y efluentes del sistema de vapor de cierres de la turbina.

Los gases del eyector de aire del condensador tras un precalentamiento sufren una recombinación catalítica de H_2 y O_2 y pasan a un condensador de haz tubular y separador de agua, después se dirigen a la tubería de retención y a un enfriador-separador de agua, sufren un recalentamiento y pasan a prefiltros de partículas, lechos de carbón activo para adsorción de kriptón y xenón y postfiltros de partículas; posteriormente se descargan por la chimenea.

Los gases y vapores de cierres de turbina decaen por retención en una tubería de retardo.

La ventilación de edificios se descarga por la chimenea.

La dispersión natural de los gases en la atmósfera se consigue de una manera eficiente por medio de su descarga por la chimenea. La combinación de la altura de la chimenea, la velocidad de salida del efluente y la flotabilidad de los gases de salida, hacen que la pluma tenga un comportamiento favorable para su dispersión eficiente. La altura de la chimenea asegura que la difusión de la pluma no será influenciada por las corrientes en remolino que existen en los alrededores de las estructuras de la central. Basándose en las características de difusión de los gases y considerando las características meteorológicas de los alrededores de la central, se calcula que la descarga de los gases por la chimenea contribuye a reducir los niveles de concentración en el aire en un factor aproximado de 100, comparado con la descarga de desechos gaseosos al nivel del suelo.

Los aspectos relativos a la vigilancia y control de los efluentes radiactivos al medio ambiente se establecen en las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF), documento oficial de explotación que se

aprueba al concederse las autorizaciones administrativas de las centrales nucleares españolas.

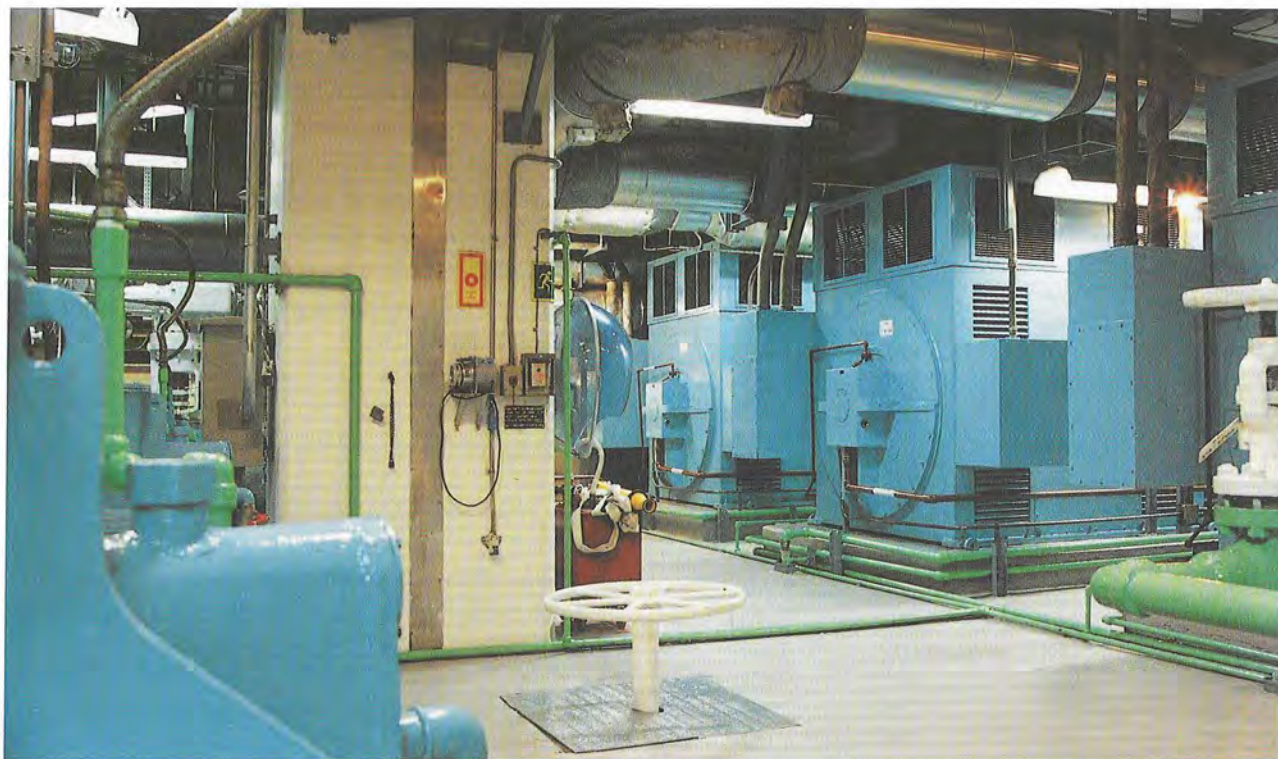
Las ETF referentes a la limitación, vigilancia y control de los efluentes radiactivos han sido sometidas a sucesivos y profundos procesos de revisión por el CSN. En una primera fase se procedió a su homogeneización entre las diferentes centrales, las cuales, debido fundamentalmente al amplio intervalo de tiempo transcurrido entre la entrada en operación de las mismas (con diferente normativa aplicable en cada momento), presentaban una gran variedad de formulaciones. Procediéndose, en una segunda fase, a su actualización para incorporar referencias a la obligatoriedad de cumplir la normativa española (hasta el momento se referenciaba la normativa USA), y las últimas recomendaciones de la Comisión Internacional de Protección Radiológica; siendo de destacar el valor de 1mSv/a como límite de dosis equivalente efectiva y el de $0,1\text{ mSv/a}$ como restricción operacional de la dosis equivalente efectiva debida al total de los efluentes.

Como resultado de dicho proceso las nuevas especificaciones técnicas contienen, en el capítulo 6 (Procedimientos y programas), las líneas básicas del Programa de Control de Efluentes, comunes a todas las centrales. Programa que se establece para controlar los efluentes radiactivos y para mantener las dosis al público, debidas a los mismos, tan bajas como sea razonablemente posible (criterio ALARA) y siempre inferiores a los siguientes valores:

- Un límite anual de dosis equivalente efectiva, referida a cualquier período de 12 meses consecutivos, de 1 mSv .
- Un límite anual de dosis equivalente para la piel y para cualquier otro órgano considerado individualmente, de 50 mSv , en cualquier período de 12 meses consecutivos.

El Programa de Control de Efluentes, que debe ser desarrollado en detalle en un documento específico de cada central denominado Manual de Cálculo de Dosis al Exterior (MCDE), debe contener:

- a) Requisitos de operabilidad de la instrumentación de vigilancia de efluentes radiactivos, incluyendo pruebas de vigilancia y puntos de tarado.



Sala de bombas de agua de alimentación

- b) Límites instantáneos de concentración de efluentes líquidos.
- c) Límites instantáneos de tasa de dosis en efluentes gaseosos.
- d) Requisitos de vigilancia, muestreo y análisis.
- e) Restricción operacional de dosis para efluentes radiactivos a $100 \mu\text{Sv/a}$, debiéndose distribuir esta dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, según lo establecido en el MCDE.
- f) Estimación de las dosis.
- g) Requisitos de operabilidad de los sistemas de tratamiento de efluentes radiactivos.

El MCDE de cada central pasa a ser el documento oficial de explotación que desarrolla en detalle el contenido de las ETF relativas al Programa de Control de Efluentes y que regula su aplicación práctica.

En lo que respecta a la distribución de la restricción operacional de dosis entre los efluentes líquidos y

gaseosos, en el MCDE de Santa María de Garoña se asigna un valor de $0,02 \text{ mSv}$ a los líquidos y $0,08 \text{ mSv}$ a los gases.

3.7.4. Residuos sólidos

Los objetivos de diseño del sistema de desechos radiactivos sólidos son tratar, empaquetar y proporcionar sitios blindados adecuados para los desechos sólidos y permitir su desintegración radiactiva.

El tratamiento, empaquetamiento y manejo antes y después del almacenamiento son realizados en lugares y por procedimientos cuyos objetivos son reducir a un mínimo la exposición del personal a la radiación e impedir reboses de desechos radiactivos, al mismo tiempo que se permita la necesaria limpieza y mantenimiento del equipo.

Los desechos de mantenimiento, tales como ropas y pequeñas herramientas contaminadas se empaquetan en bidones para su posterior eliminación definitiva.

Tabla 3. Residuos sólidos de media y baja actividad en Santa María de Garoña

Año	Actividad Total TBq/año	Bidones producidos	Bidones almacenados
1971		19	19
1972		230	249
1973		491	740
1974		456	1.196
1975	9,24	593	1.789
1976	25,01	252	2.041
1977	4,31	848	2.507
1978	3,01	249	2.671
1979	3,86	233	2.857
1980	0,98	790	3.307
1981	1,04	301	3.608
1982	1,04	535	4.018
1983	4,14	852	4.834
1984	1,20	264	4.923
1985	1,91	281	5.304
1986	4,57	1.066*	6.290
1987	1,58	1.005*	7.171
1988	0,53	631	7.802
1989	0,27	205	7.167
1990	1,45	996	7.657
1991	0,32	100	7.547
1992	2,04	610	7.854
1993	0,76	941	8.045
1994	0,26	634	7.284
1995	0,19	744	6.420
1996	0,46	1.146	6.474
1997	0,49	913	5.901

NOTA: La capacidad de almacén temporal es de 9.576 bidones.

A partir de 1977 se han compactado bidones y a partir de 1987 se han realizado transportes de bidones a Sierra Albarrana por lo que el número de bidones acumulados no es completamente aditivo.

* Incluye bidones de 290 litros.

Los desechos de los diversos procesos, tales como barros de filtros, residuos concentrados o resinas gastadas, son recogidos en tanques para su posterior embidonado, previa mezcla con cemento. En el período 1990-1997 se realizó una completa modificación y actualización del sistema de inmovilización de este tipo de residuos.

Estos se depositan en unas fosas de almacenamiento, con forma de cubículo de hormigón y cubierta metálica de 12,4 x 5,0 m en planta y 4,0 m de profundidad.

Este almacén con 18 fosas, se construyó con posterioridad al inicio de la explotación, entre los años 1975 y 1976.

En lo referente al combustible irradiado, desde que se inició la explotación, se envió para su procesamiento al Reino Unido, mediante los adecuados transportes. Ello supuso la expedición de unos 500 elementos combustibles. Desde entonces y una vez finalizado el contrato, se almacena en la piscina de combustible cuya capacidad fue ampliada con este motivo hasta 1.727 posiciones, estando prevista una nueva ampliación hasta 2.609 posiciones para elementos combustibles irradiados.

4. Historia de la central

4.1. Historial de licenciamiento

Nuclenor obtuvo la autorización previa de la instalación en fecha 8 de agosto de 1963 y la autorización de construcción en fecha 2 de mayo de 1966.

Las obras comenzaron en septiembre de 1966 y la central quedó terminada hacia finales de 1969, en que comenzaron las pruebas prenucleares y nucleares. En particular, el programa de pruebas nucleares comenzó con la carga inicial en el núcleo (entre 29 de octubre de 1970 y 5 de noviembre de 1970), de 400 elementos combustibles tipo 7 x 7, y terminó en abril de 1971. La criticidad inicial se alcanzó el 15 de noviembre de 1970. La unidad fue considerada en explotación comercial en el mes de mayo de 1971. Previamente, el MIE (Ministerio de Industria y Energía) concedió con fecha 30 de octubre de 1970 el primer Permiso de Explotación Provisional (PEP). Más tarde, dicho Ministerio ha prorrogado y modificado el PEP concedido a Nuclenor de forma casi anual incluyendo nuevos requisitos para el funcionamiento de la instalación. Tras la parada de recarga de 16 de marzo de 1997 la central entró el 20 de abril de 1997 en su ciclo 20 de operación.

Se implementó entre los años 1983 a 1987 el programa sistemático de reevaluación de seguridad según se describe en el apartado puesta al día en seguridad nuclear.

Santa María de Garoña fue la primera central española que realizó, a requerimiento del CSN, un análisis probabilista de seguridad (APS). Dado su limitado

Tabla 4. Energía producida en Santa María de Garoña

Año	EEB en el año GWh	Energía acumulada GWh	Factor de carga en el año
1971	1.827	1.827	45,34
1972	2.126	3.953	52,76
1973	2.481	6.434	61,57
1974	2.373	8.807	58,89
1975	3.253	12.060	80,72
1976	3.019	15.079	74,92
1977	1.925	17.004	47,77
1978	3.299	20.303	81,87
1979	2.488	22.791	61,74
1980	823	23.614	20,42
1981	3.355	26.969	83,26
1982	2.097	29.066	53,75
1983	2.450	31.516	59,87
1984	3.024	34.540	73,00
1985	1.818	36.358	45,13
1986	3.575	39.933	88,53
1987	2.695	42.628	66,48
1988	2.832	45.460	69,75
1989	3.698	49.149	91,24
1990	2.685	51.834	66,1
1991	3.854	55.688	95,16
1992	2.806	58.494	69,6
1993	3.843	62.337	95,38
1994	3.272	65.609	81,21
1995	3.990	69.589	99,01
1996	3.342	72.931	82,71
1997	3.508	76.439	87,05

alcance inicial, en 1994 se le requirió su actualización y ampliación del alcance al nivel de los APS más recientes: nivel 2 (riesgo de liberaciones al exterior) e incorporación del análisis de los denominados sucesos externos (incendios, inundaciones, sismo, etc.). Esta nueva revisión del APS está siendo completada por la central y está en curso su evaluación por el CSN.

Desde el inicio de su explotación hasta el 31 de diciembre de 1997 esta central ha generado 76.447 GWh brutos de energía eléctrica, lo que supone un factor de carga del 70,12%. Su producción a lo largo de los 26 años ha presentado cierta irregularidad, como refleja la dispersión de los factores de carga anuales: diez años por encima del 80%, doce en el intervalo entre el 80% y 50%, y tres por debajo del 50%; si bien es destacable la regularidad y buen comportamiento de los últimos

años. Estas variaciones, y concretamente los descensos en la producción se han debido fundamentalmente a paradas programadas, necesarias para llevar a cabo ciertas modificaciones en relación con la mejora de la seguridad nuclear y la protección radiológica, además de las recargas de combustible.

4.2 Historial radiológico

4.2.1. Vigilancia radiológica

a) Dosimetría personal.

Las dosis ocupacionales recibidas por el personal desde el inicio de la explotación de esta central, se han mantenido por debajo de los límites establecidos. Las dosis ocupacionales totales presentan una subida importante en 1982 debido a trabajos y modificaciones exigidas por el CSN en el condicionado del PEP-81 y en 1985 (debido a la sustitución de tuberías afectadas por corrosión intergranular). Las dosis por unidad de energía producida son en general algo altas en comparación con otras centrales más modernas, ya que el diseño de estas últimas incorpora criterios que optimizan la protección radiológica y posibilitan la manipulación y el mantenimiento de equipos en unas condiciones más favorables.

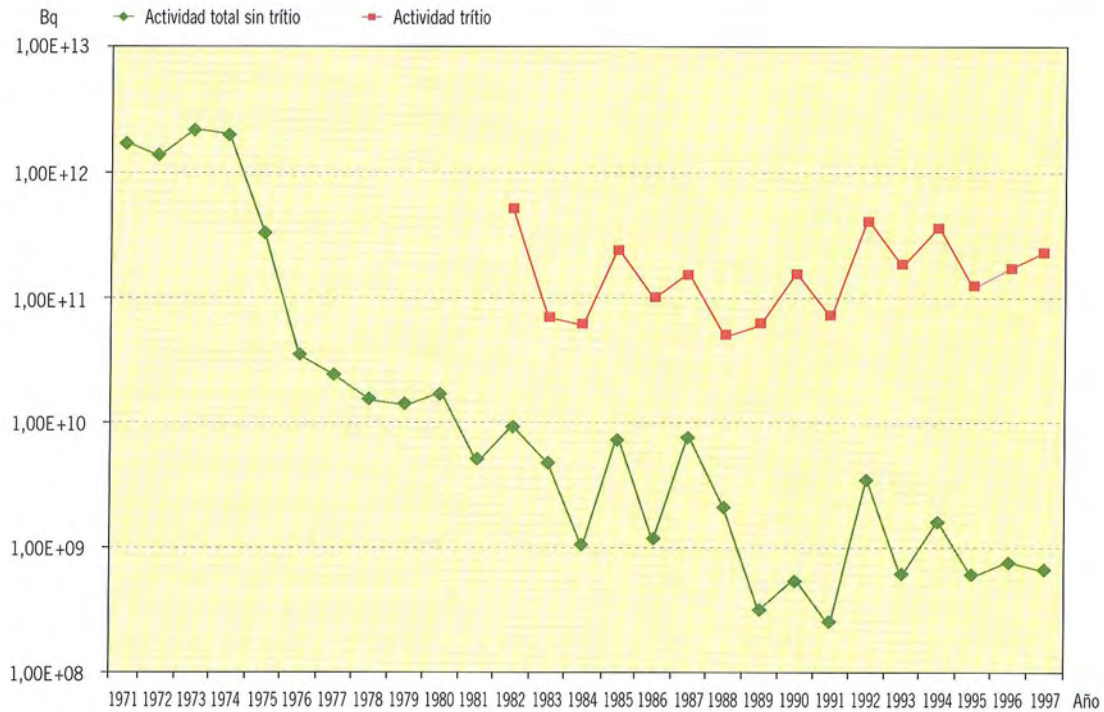
b) Efluentes emitidos.

En las gráficas 1 y 2 se presenta la evolución de la actividad total vertida por Santa María de Garoña por vía líquida y gaseosa.

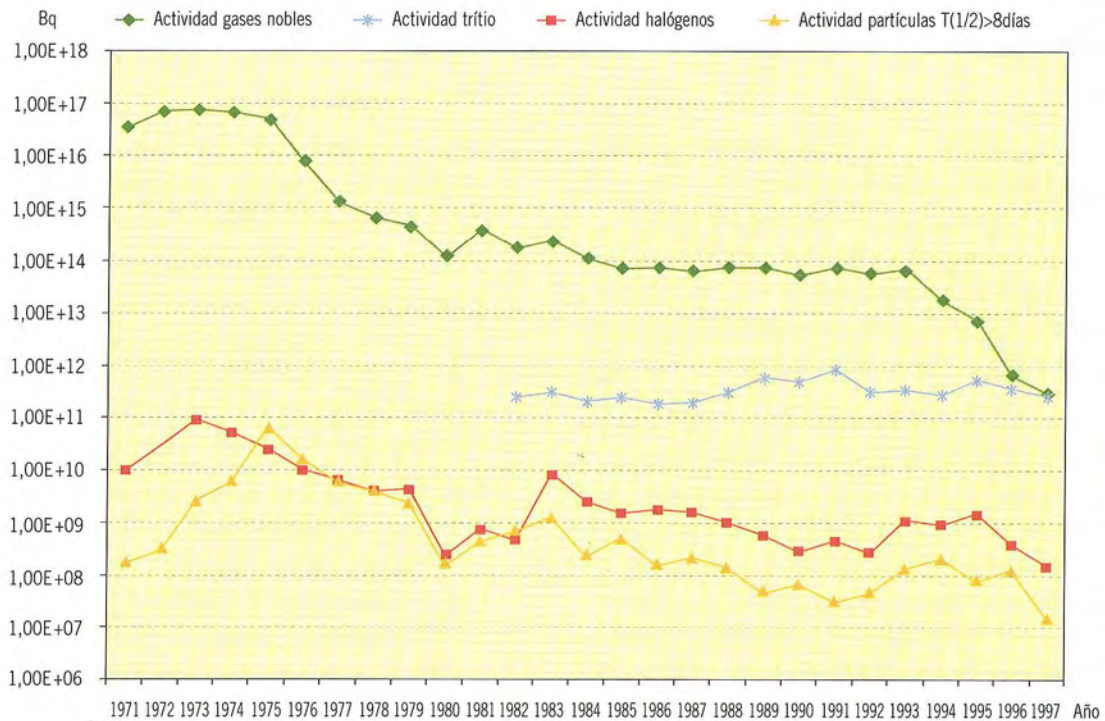
En las gráficas 3 y 4 se recogen los valores calculados de las dosis equivalentes efectivas para el individuo más expuesto, debidas a los efluentes líquidos y gaseosos de Santa María de Garoña. Estos cálculos han sido realizados utilizando hipótesis extremadamente conservadoras.

Dichas gráficas presentan los resultados del impacto teórico, estimado en dosis efectiva, utilizando los factores de conversión en dosis efectiva desarrollados por el NRPB del Reino Unido para la Comunidad Europea. El objetivo de estas gráficas es presentar la evolución histórica del impacto de los vertidos.

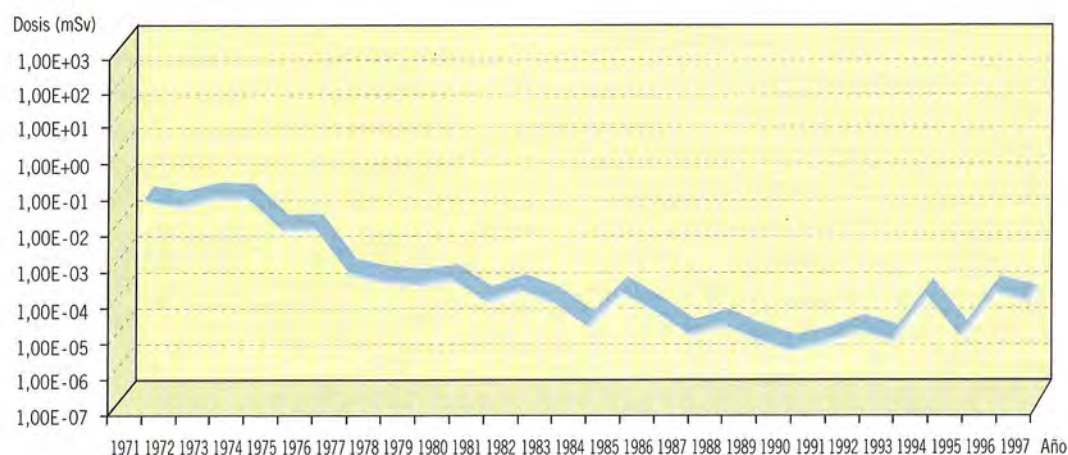
Gráfica 1. Central nuclear de Santa María de Garoña
Efluentes líquidos



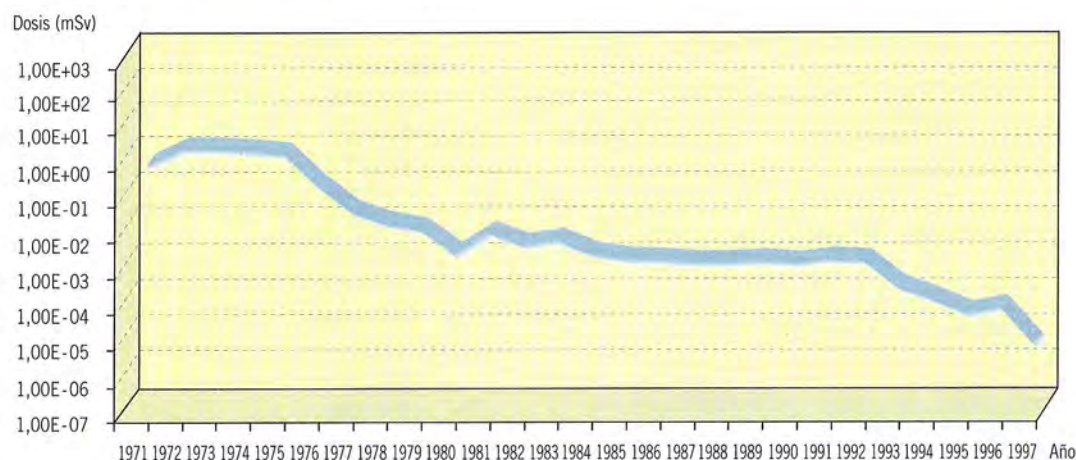
Gráfica 2. Central nuclear de Santa María de Garoña
Efluentes gaseosos



Gráfica 3. Central nuclear de Santa María de Garoña
Efluentes líquidos. Dosis efectiva máxima



Gráfica 2. Central nuclear de Santa María de Garoña
Efluentes gaseosos. Dosis efectiva máxima



En estas gráficas se observa que la contribución de los gases nobles al total de la dosis efectiva máxima es muy alta durante los años 1971 a 1975 debido, fundamentalmente, a fallos en el combustible de la carga inicial del núcleo y a la carencia de un sistema efectivo de tratamiento de los residuos gaseosos.

Con las mejoras introducidas en los sistemas de tratamiento de efluentes y la eliminación de los elementos combustibles con defectos, se observa, a partir de 1975, una drástica disminución en el

contenido radiactivo de los efluentes líquidos y gaseosos, manteniéndose las dosis efectivas máximas, desde el año 1979 en valores que son una pequeña fracción del recomendado desde 1990 por la ICRP y que figura actualmente en las Especificaciones Técnicas (1 mSv/año).

c) Niveles de radiación ambiental.

Las medidas realizadas de radiactividad ambiental en las distintas estaciones se encuentran dentro de los valores aceptables, sin significado radiológico.

d) Residuos sólidos.

A 31 de diciembre de 1997 la cantidad de bidones de residuos radiactivos sólidos generados desde el inicio del funcionamiento de la central es de 15.485: 5.810 se encuentran almacenados en el emplazamiento, 8.283 han sido evacuados a las instalaciones de Sierra Albarrana y 1.392 han sido reacondicionados. El almacén temporal de residuos existente en el emplazamiento de la central que tiene una capacidad de 9.576 bidones, encontrándose actualmente con un nivel de ocupación del 61,63%.

e) Combustible irradiado.

La cantidad de elementos combustibles almacenados en la piscina de combustible irradiado es, a finales de diciembre de 1997, de 1.284 con un nivel de ocupación sobre capacidad útil del 96,76%. Se ha realizado una modificación de diseño de la piscina de combustibles irradiados a fin de ampliar su capacidad de almacenamiento hasta 2.609 posiciones.

f) Muestreos del Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental.

Con periodicidad que varía entre semanal y anual dependiendo del tipo de muestra se vienen realizando muestreos de acuerdo con el Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental, con el alcance que se describe en el apartado de vigilancia ambiental. En 1996 el número de muestras ascendió aproximadamente a 1.350 en el año, habiéndose obtenido del orden de 6.000 datos. En general no han aparecido radionuclidos a niveles superiores al LID (Límite Inferior de Detección), con excepción de los procedentes de las explosiones nucleares a la atmósfera realizadas en el pasado. En cualquier caso, a partir de los valores de concentración de actividad de radionucleidos de origen artificial que hayan superado el LID, se estiman las dosis por exposición interna que en el caso más desfavorable recibiría un individuo tipo al mantenerse las concentraciones obteni-

das. La dosis por exposición externa se obtiene a partir de la lectura de los dosímetros termoluminiscentes (DTL) instalados en la zona de vigilancia de la central; estos valores incluyen la contribución del fondo radiológico del lugar. Dichos cálculos han confirmado que los valores de dosis son más bajos que los deducidos a partir de las emisiones de efluentes.

El CSN realiza anualmente un programa de control independiente que permite contrastar la calidad del programa de vigilancia radiológica del titular.

Tabla 5. Elementos irradiados almacenados en piscina en Santa María de Garoña*

Fecha	Elementos
31/12/1983	388
30/06/1984	388
31/12/1984	388
30/06/1985	508
31/12/1985	508
30/06/1986	508
31/12/1986	508
30/06/1987	(*)908
31/12/1987	624
30/06/1988	624
31/12/1988	728
30/06/1989	728
31/12/1989	728
30/06/1990	(*)1.128
31/12/1990	856
30/06/1991	856
31/12/1991	856
30/06/1992	988
31/12/1992	988
30/06/1993	988
31/12/1993	988
30/06/1994	1.100
31/12/1994	1.100
30/06/1995	1.100
31/12/1995	1.208
30/06/1996	1.208
31/12/1996	1.208
30/06/1997	1.284
31/12/1997	1.284

NOTA: Índice de ocupación 96,76% con fecha de 31/12/97 (Está prevista la ampliación).
 (*) Descarga de todo el núcleo que se efectuó durante la recarga correspondiente. Parte de esos elementos fueron introducidos de nuevo en el núcleo.
 *El número de elementos que se pueden almacenar, una vez completada la ampliación de la capacidad de la piscina, es de 2.609.

5. Incidencias

De entre la problemática surgida en esta central merecen destacarse por su importancia en relación con la seguridad nuclear y la protección radiológica los siguientes sucesos:

a) Corrosión intergranular.

Una incidencia que cabe señalar es la relativa al deterioro que se detectó en las soldaduras de acero inoxidable de algunas tuberías. Su origen es la corrosión intergranular, fenómeno que se produce si concurren tres factores:

- Sensibilización del acero inoxidable utilizado en la fabricación de la tuberías (con alto contenido en carbono), durante las operaciones de soldadura.
- Existencia de tensiones en la zona próxima a la soldadura, producidas también durante el mismo proceso de soldadura al no haber sido ejecutadas con procedimientos de relajación de tensiones.
- Un ambiente químico agresivo del refrigerante del reactor.

Las grietas que aparecieron obligaron a sustituir, a partir del año 1974, diversas piezas de las tuberías de acero inoxidable en las que se daban las condiciones descritas.

Como consecuencia de esta situación, junto a que también en otros reactores americanos, japoneses, suecos, alemanes y suizos se había presentado este fenómeno, se requirió a la central, en la prórroga del PEP del año 1982, una inspección por medio de ensayos no destructivos en las soldaduras del sistema de recirculación del reactor y otros sistemas con tuberías de acero inoxidable.

Las inspecciones efectuadas en los años 1983 y 1984 revelaron la existencia de nuevas grietas que fueron reparadas mediante la técnica denominada de *recarga por soldadura*. Esta situación dio lugar a que el CSN exigiera la implantación de una solución definitiva que fue propuesta por el titular durante el primer semestre de 1985 y aceptada mediante Resolución de la DGE de julio del mismo año. Consistía esencialmente en lo siguiente:

- Sustitución de las soldaduras agrietadas del sistema de recirculación por tramos de tuberías y

soldaduras nuevas de material 316 NG resistentes a la corrosión intergranular.

- Aplicación de un recubrimiento o *Cladding* resistente a la corrosión, soldado a los bordes de soldadura de tuberías de material antiguo con material nuevo.
- Modificación de la química del refrigerante primario reduciendo su capacidad oxidante mediante la inyección de hidrógeno gaseoso (H_2) en el agua de alimentación del reactor, junto con ensayos para demostrar la efectividad de la nueva química para detener el posible agrietamiento de los materiales del circuito primario.
- Inspección periódica con técnicas válidas para la detección de grietas por corrosión intergranular.

Los trabajos de sustitución de material se realizaron en la parada para recarga de 1985. El sistema de inyección de H_2 se instaló en los meses de noviembre y diciembre de 1985. Las pruebas preoperacionales se realizaron en enero y febrero de 1986. A primeros de marzo de 1986 comenzaron las pruebas operacionales de inyección de H_2 y ensayo de probetas del tipo denominado CERT, que finalizaron en agosto de 1986.

Los resultados de los ensayos con probetas tipo CERT fueron evaluados por el CSN, y permiten asegurar que la inyección de H_2 supone una protección efectiva frente a la corrosión intergranular. Los aumentos de los campos de radiación debidos a la inyección de H_2 fueron menores de los proyectados inicialmente, ya que el caudal necesario de inyección para alcanzar la necesaria protección del acero inoxidable fue menor que el previsto. En el PEP de 1987 se autorizó a la central la operación con inyección de H_2 durante el ciclo XIV, a la vista de los resultados favorables de dicho sistema.

Durante la parada de 1987 se realizó una amplia inspección mediante técnicas adecuadas para la detección de corrosión intergranular, en cumplimiento de una condición del PEP concedido en 1986. Los resultados de la inspección pusieron de manifiesto que no aparecían nuevas grietas desde la parada de 1985, ni se encontró ninguna nueva grieta en las tuberías inspeccionadas por primera

vez. En el PEP concedido en 1987 requirió al titular la presentación de un plan de inspección a largo plazo, que comprendiera los intervalos de inspección y la categorización, para todas las soldaduras de acero inoxidable susceptibles de corrosión intergranular bajo tensión.

Durante la recarga de 1994 se encontraron indicaciones de grietas en dos soldaduras del barrilete de la vasija. Tras el correspondiente análisis, el CSN concluyó que la resistencia estructural del barrilete estaba asegurada durante el siguiente ciclo, incrementándose no obstante los requisitos de vigilancia y exigiéndose la realización de inspecciones en la siguiente parada. En la recarga de 1996 se procedió a la inspección por ultrasonidos de las soldaduras circunferenciales y verticales del barrilete, encontrándose defectos en tres de ellas. Aunque la resistencia estructural del barrilete estaba garantizada, el CSN requirió la vigilancia de determinados parámetros operativos y la reparación del barrilete en el plazo de un año. En la recarga de 1997 se procedió a la reparación del barrilete, válida para los defectos existentes o que pudieran existir en cualquiera de las soldaduras circunferenciales, consistente en la instalación equidistante de cuatro estabilizadores verticales.

Durante la recarga de 1994 se inspeccionaron todas las bombas de chorro, encontrándose una grieta que se estimó pasante en una pletina de una de las dos abrazaderas de sujeción de la tubería que alimenta a las bombas de chorro 7 y 8. Tras la evaluación, el CSN concluyó que con la resistencia estructural del soporte sano de la tubería quedaba asegurada la operación durante el nuevo ciclo, requiriéndose, no obstante, el reforzamiento de la vigilancia e inspecciones en la siguiente parada. Durante la parada de 1996 se procedió a la inspección de todos los soportes superiores de las veinte bombas de chorro, encontrándose defectos en cuatro de ellos. A requerimiento del CSN se instalaron grapas de sujeción en todos estos soportes con defecto y en aquellos que, sin tener defecto, pudieran dar lugar a una parte suelta (en caso de que apareciera defecto) que tendrá una probabilidad mayor de ser aspirada por los lazos de recircula-

ción. Asimismo el CSN requirió la vigilancia del fenómeno a través de parámetro operativos e inspección en la siguiente parada de dichos soportes e instalación de grapas en todos aquellos en los que se aprecie defectos. En la recarga de 1997, se inspeccionaron los seis soportes superiores en los que no se había instalado grapa de sujeción sin encontrarse defectos.

b) Fugas en accionadores de barras de control.

Por lo que respecta al problema de las fugas de refrigerante de la vasija a través de los accionadores de las barras de control éste fue detectado por primera vez el 27 de julio de 1981 por una inspección visual durante una parada de recarga. Estaba producido por una grieta de la soldadura de unión entre el manguito rigidizador y el tubo-guía del accionador. La magnitud de la fuga, era de $3,3 \times 10^{-5}$ m³/s (2 litros por minuto), a 6.864.662 Pa (70 kg/cm²) de presión en la vasija. Hay que señalar a este respecto, que los límites de seguridad para fugas controladas se fijan en $3,15 \times 10^{-4}$ m³/s (18,9 litros por minuto). En consecuencia, la fuga detectada se evaluó en un 10,6% del límite admisible.

La reparación provisional consistió en un expansionado mecánico del tubo guía de la barra de control. El CSN exigió la instalación y puesta en marcha de un sistema mejorado de medida de fugas del refrigerante del reactor; un estudio sobre las causas de formación de las grietas, para evaluar la posibilidad de que se tratase de un problema genérico que pudiera afectar a otros accionadores, el desarrollo de un procedimiento de reparación definitiva de la fuga; y la realización de una inspección del resto de los accionadores.

La solución a largo plazo propuesta por el titular consistió en la instalación de un sello mecánico, cualificado ambientalmente para las condiciones del refrigerante más severas, que abraza al manguito rigidizador, aumentando la integridad estructural del conjunto de la penetración.

Las grietas en los manguitos de las penetraciones se producen por el fenómeno de corrosión intergranular descrito anteriormente. Por la localización de la grieta, no constituye un riesgo adicional de fallo

acelerado de la envolvente a presión del refrigerante del reactor, ni impide el cumplimiento de los requisitos de operabilidad del sistema de accionamiento de barras de control.

- c) Caída de un elemento combustible irradiado sobre la rejilla superior del núcleo.
Causó deformación en la envuelta del núcleo y en el canal del elemento. El incidente ocurrió en la parada para recarga de 1973, durante el traslado del elemento desde la vasija a la piscina y no originó consecuencias radiológicas.
- d) Sustitución del tipo de combustible utilizado, desde el 7 x 7 inicial hasta el 8 x 8 actual, por presentar defectos y ser por tanto rechazados varios elementos, durante la inspección efectuada, en las paradas de los años 1974 a 1978.
- e) Avería del transformador principal, en enero de 1979.
- f) Son de destacar por clasificarse como sucesos nivel 1 según la escala Internacional de Sucesos Nucleares:

- El aumento del tiempo de cierre de las válvulas de aislamiento de vapor principal durante el primer semestre de 1991.
- La no revisión del valor de tarado de dos de las válvulas del sistema de refrigeración del núcleo, cuando por especificaciones se debería haber hecho al haberse encontrado una válvula por debajo de lo especificado. Esta irregularidad fue descubierta por el CSN; llevada la central a parada y realizada la revisión correspondiente, no se encontraron desviaciones. El suceso ocurrió en el primer semestre de 1997.

6. Puesta al día en seguridad nuclear

Desde su puesta en marcha se han producido diversos cambios y modificaciones en esta central. Las más importantes cronológicamente son las siguientes:

En 1975, se llevó a cabo la reubicación de la zona de entrada a recinto de contención y de los locales del servicio de radioprotección. Esto fue consecuencia del incremento de personal, tanto de plantilla como de contrata, con acceso a la zona controlada.

Tabla 6. Disparos y paradas en Santa María de Garoña

Año	Disparos no programados	Disparos programados para pruebas	Paradas programadas	Paradas no programadas
1981	7	0	2	0
1982	4	0	1	0
1983	3	0	2	1
1984	6	0	2	2
1985	1	0	1	0
1986	5	0	1	1
1987	4	0	0	1
1988	3	0	2	2
1989	8	0	1	1
1990	2	0	2	1
1991	3	0	1	0
1992	5	0	1	1
1993	2	0	1	1
1994	2	0	1	1
1995	0	0	0	0
1996	0	0	2	1
1997	0	0	2	0

Entre 1977 y 1978 se llevó a cabo la adición de 3 válvulas de alivio-seguridad (Target-Rock) en la zona del pozo seco, para aumentar la capacidad de drenaje de vapor principal en caso de accidente. Igualmente se realizó el retardo de todas las válvulas del sistema de vapor principal en función del reanálisis de seguridad del accidente base de diseño.

Los sistemas de tratamiento de residuos sólidos, líquidos y gaseosos de la central experimentaron modificaciones como consecuencia de las sucesivas limitaciones en el vertido al canal de descarga y a la atmósfera. Así, se añadió un sistema de *off-gas* y nuevos tanques de retención de desechos líquidos en 1976; se amplió el área de almacenamiento de bidones en el mismo año; y se modificó el método de tratamiento y solidificación de residuos, en 1982. Los efectos de todas estas modificaciones pueden apreciarse en las tablas de actividades evacuadas por esta central.

En el año 1982 se realizaron modificaciones que afectaron al equipo mecánico de descarga de vapor al pozo húmedo en condiciones de accidente a los sistemas de descarga de scram de los accionadores de barras de control y a los bastidores de la piscina de elementos combustibles irradiados. Estos últimos se sustituyeron por otros de modelo compacto (con Boral), fabricados en aluminio. Con ello se pasó de una capacidad de almacenamiento de 600 posiciones hasta 1.727.

En 1983, se inició un programa sistemático de reevaluación de la seguridad (programa SEP) con una duración de varios años. Según este programa, la central fue sometida a una revisión global como consecuencia de la experiencia de funcionamiento, de los nuevos criterios de seguridad derivados del accidente de TMI-2 (Three Mile Island), y de los resultados de las modificaciones realizadas, o en curso, en centrales americanas construidas en la misma época y sometidas a un programa de evaluación sistemática.

De acuerdo con este programa, en el año 1983, se introdujeron numerosas modificaciones entre las que destacan:

- Señalización directa de posición de las válvulas de alivio y seguridad.

- Instalación del sistema de muestreo post-accidente.
- Ampliación del sistema de protección contra incendios.
- Instalación de un nuevo sistema de ventilación para asegurar la habitabilidad de la sala de control en caso de accidente.
- Modificaciones y puesta en servicio del sistema de inertización de la contención primaria.
- Protección contra sobrecarga térmica en motores de válvulas relacionadas con la seguridad.
- Ampliación del sistema de detección de fugas de la barrera de presión.
- Modificaciones en sistemas para conseguir la parada segura de la central.
- Instalación de protección contra inundaciones por roturas en el sistema de agua de circulación.
- Sustitución de tubos defectuosos en cambiadores de calor y modificaciones para asegurar la estanqueidad de válvulas.
- Terminación de trabajos de instalación de los nuevos bastidores de la piscina de combustible irradiado en cumplimiento con la Resolución de la DGE de 24 de marzo de 1983.

En el segundo semestre de 1985, en que la central estuvo en situación de parada fría, se realizaron los siguientes trabajos de acuerdo con el Programa de Evaluación Sistemática (SEP):

- Revisión del sistema de aislamiento de la contención primaria.
- Pruebas de fugas de la contención de acuerdo con los nuevos requisitos establecidos.
- Revisión del diseño de la sala de control para tener en cuenta los nuevos criterios sobre ingeniería de factores humanos.
- Instalación de un sistema de presentación gráfica de parámetros de seguridad en sala de control.
- Sustitución de equipos eléctricos no cualificados para soportar ambientes agresivos por otros cualificados.
- Modificaciones en el anillo perimetral (toroide) de la contención, como consecuencia de su reevaluación estructural.

En la siguiente parada, que duró desde el 25 de abril hasta el 3 de agosto de 1987, se continuó con la introducción de modificaciones en relación al programa SEP. Estas modificaciones afectaron a las barras eléctricas de corriente alterna para la alimentación de los instrumentos relacionados con la seguridad, continuándose con la sustitución de equipos eléctricos no cualificados para ambientes adversos. Asimismo se completaron las modificaciones previstas en la contención para hacer frente a descargas de vapor en la cámara de supresión de presión; y se realizaron ciertas modificaciones de acuerdo con el análisis probabilístico de seguridad, que afectaban a las alimentaciones eléctricas y a la redundancia de algunos equipos de dichos sistemas, con el fin de mejorar su fiabilidad.

Asimismo en esa parada, se procedió a la instalación de un sistema para hacer frente a transitorios sin parada de emergencia. Este nuevo sistema provoca el disparo de las bombas del sistema de recirculación, y el venteo del colector de aire de parada de emergencia, en el caso de que se haya producido un transitorio de la central y el reactor no se haya parado por fallo de los sistemas normales de disparo. Este sistema es análogo al requerido en Estados Unidos para centrales del tipo de Santa María de Garoña.

También se realizaron modificaciones en la cámara de supresión y descarga a través de las válvulas de alivio y seguridad. Con estas modificaciones se han terminado las previstas para contención para hacer frente a las descargas de vapor en la cámara de supresión de presión.

Desde el año 1990 hasta 1997 se ha procedido a la actualización completa del sistema de inmovilización de resinas.

En cumplimiento con las directrices emitidas por la NRC se realizaron diversas modificaciones en planta y

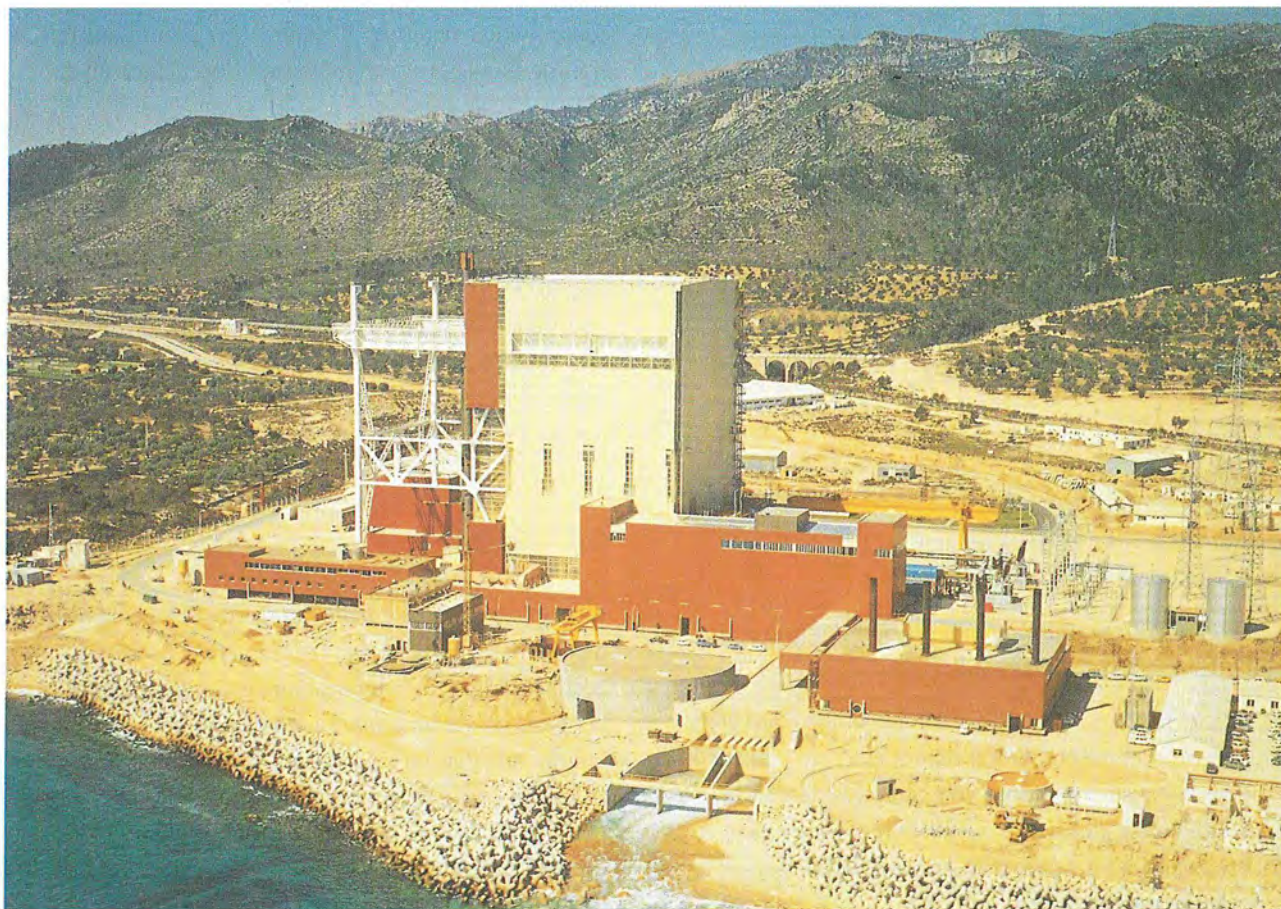
se elaboró un análisis de riesgos de fuego y un manual de lucha contra incendios. Sin embargo, la separación física de trazados eléctricos y la ubicación de equipos redundantes encontró dificultades, por lo que el CSN requirió al titular la presentación de una propuesta de cumplimiento de las directrices contenidas en el Código de Regulación Federal de Estados Unidos, emitido expresamente para centrales con licencia de explotación anterior al año 1979, a propuesta de la NRC. La propuesta fue presentada en 1991, requiriéndose en 1992 la elaboración de dos estudios relacionados con el cumplimiento de tales directrices

Del primer estudio, dedicado a los efectos de una explosión del hidrógeno empleado para la refrigeración del alternador sobre los sistemas de distribución de corriente, se dedujo la conveniencia de construir un muro de separación entre el área de turbina y las de distribución de corriente. El muro fue instalado en 1994.

El segundo estudio, que evaluaba la capacidad de mantener la parada segura del reactor sin alimentación eléctrica en caso de incendio, llevó a requerir una propuesta de modificaciones en la central para cumplir las directrices sobre separación física de trazados eléctricos.

La propuesta, presentada en 1994, consistió en separar los trenes redundantes por áreas de fuego diferentes, efectuando un nuevo trazado de los cables de alimentación y de los de instrumentación y control, e instalación de un panel de parada remota con conexiones independientes del normal. El panel de parada remota garantiza la parada segura en caso de abandono de la sala de control por causa de un incendio. Tras las observaciones realizadas por el CSN, el titular procedió a su implantación en la parada para recarga de 1996.

Vista general de la central nuclear Vandellós I



1. Presentación

La central nuclear Vandellós I consta de un sistema nuclear de producción de vapor formado por un reactor con combustible uranio natural metálico, moderador de grafito y refrigerado por gas (CO₂) (GCR) de potencia térmica autorizada de 1670 MW y potencia eléctrica de 480 MW.

Se halla situada en el término municipal de Vandellós (Tarragona), a orillas del mar Mediterráneo, junto a la N-340 de Valencia a Barcelona (en un emplazamiento contiguo se halla Vandellós II) a 45 km aproximadamente de Tarragona capital.

Esta central es la única de tecnología francesa construida en España. Obtuvo su autorización de puesta en marcha el 9 de febrero de 1972 y comenzó su explotación comercial en agosto de 1972. Es una central de primera generación del parque nuclear español.

La unidad fue propiedad de la sociedad Hifrensa (Electricité de France 25%; Fecsa 23%; Hidroeléctrica de Cataluña 23%; Enher 23% y F.H. del Segre 6%), hasta el comienzo de las obras de desmantelamiento, febrero de 1998, en que ha pasado a Enresa.

El contratista y suministrador del sistema nuclear de suministro de vapor es la empresa francesa Socia.

Autorizaciones concedidas:

- Autorización previa: 21 de abril de 1967.
- Autorización de construcción: 21 de junio de 1968.
- Autorización de puesta en marcha (PEP): 9 de febrero de 1972.
- Se concedió permiso de explotación definitivo (PED): 29 de abril de 1982.
- Tras el incendio ocurrido el 19 de octubre de 1989, la central entró en parada segura el 19 de octubre de 1989 suspendiéndose con carácter cautelar la condición 3ª del anexo del PED referente a la operación a potencia. (Orden de MIE 27 de noviembre de 1989).
- El Ministerio de Industria y Energía el 31 de julio de 1990 suspendió con carácter definitivo la condición 3ª del anexo al PED.
- El Ministerio de Industria, Comercio y Turismo aceptó el 27 de noviembre de 1992 la alternativa de clausura propuesta por Enresa.
- El Ministerio de Medio Ambiente realizó el 14 de octubre de 1997 la declaración de impacto ambiental favorable del Plan de Desmantelamiento y Clausura de la central presentado por Enresa, remitiendo al Ministerio de Industria y Energía el correspondiente expediente.
- El Ministerio de Industria y Energía, mediante Orden Ministerial de 28 de enero de 1998 autoriza a Enresa a asumir la titularidad de la central nuclear de Vandellós I para que proceda a su desmantelamiento.

Actualmente la central se encuentra al comienzo de las obras de desmantelamiento a nivel 2: desmantelamiento de la práctica totalidad de las estructuras y componentes externos al cajón del reactor. La duración de esta fase no se prevé superior a cinco años.

2. Emplazamiento

El emplazamiento de Vandellós I, cuyas coordenadas son 40°57'05" latitud N, 4°33'12" longitud E (meridiano de Madrid) a unos 40 km de Tarragona, está situado a orillas del mar Mediterráneo en una franja de terreno comprendida entre aquél y la carretera N-340, en el término municipal de Vandellós.

2.1. Geología

El emplazamiento se halla dentro de la zona geológica denominada *Catalanides*, con fosas y depresiones costeras originadas durante una etapa de distensión neógeno-cuaternaria que siguió a la orogénesis alpina. Ocupa una llanura entre el macizo montañoso interior y la línea de costa. La estructura geológica la componen calizas, limos y arcillas. La disposición de los estratos es horizontal pudiendo calificarse el suelo como de buena calidad para las cimentaciones.

2.2. Sismología

En cuanto a la sismicidad, la intensidad máxima en el emplazamiento producida por los terremotos más desfavorables constatados sería de grado VI MSK (escala de I a XII). El terremoto considerado es el de Tivissa de 1845, cuyo epicentro pudo situarse a unos 15 km del emplazamiento.

Las aceleraciones del terremoto de parada segura (SSE) y del terremoto base de operación (OBE) en roca/suelo son de 0,2 g y de 0,1 g respectivamente.

2.3. Geotecnia

En el emplazamiento se detecta una macroestructura bien definida constituida por cuatro zonas estratigráficas, en las que se aprecia a grandes rasgos una disposición sensiblemente horizontal.

2.4. Meteorología y climatología

La climatología viene determinada por la situación costera del emplazamiento en un tramo de litoral orientado aproximadamente de SW a NE y comprendido en la zona de influencia del valle del Ebro.

Esta situación da lugar a un clima básicamente mediterráneo templado, pero influido por características continentales y secas cuando las masas de aire llegan al emplazamiento desde el interior de la península. La temperatura media anual es de 17°C.

En primavera y verano el régimen de lluvias puede alcanzar carácter torrencial debido a la presencia de *gotas frías*.

Los vientos que afectan al emplazamiento son de carácter periódico y diario (brisas de mar y tierra), con predominio de los de dirección NW-NNW.

Se dispone de una torre meteorológica compartida con Vandellós II, para poder efectuar cálculos de dispersión atmosférica.

2.5. Hidrología

En las proximidades de la central no existen cauces de agua permanente que alcancen el mar, sino simplemente pequeños torrentes y barranqueras de régimen intermitente que solo encauzan agua en situaciones de tormentas. De estos barrancos merecen citarse el de Malaset y el de Lleria. El primero incide directamente en la central. Con las avenidas máximas probables, 123,5 m³/s, y 38,3 m³/s, respectivamente, los niveles alcanzados por el agua no producirían inundaciones en el emplazamiento.

Por otra parte, esta central no está afectada por la posible rotura de ninguna presa. Asimismo la refrigeración de la central no puede verse afectada por estiajes, dado que toma el agua para esa misión del mar Mediterráneo. Cabe señalar que se han considerado posibles descensos de su nivel por distintas causas para garantizar siempre que la toma de agua se halla sumergida.

En el radio de 10 km se han inventariado 121 puntos de captación de aguas subterráneas, con un caudal total medio aproximado de 36 litros/segundo. Estas aguas se utilizan en general para abastecimientos de poblaciones y urbanizaciones y rara vez para regadíos o usos industriales.

En cuanto a los movimientos de las aguas subterráneas el flujo en la zona, que es muy débil, tiene el sentido desde la montaña hacia el mar, si bien en el área concreta del emplazamiento, se produce un estancamiento y flujos paralelos. La salinización por contaminación marina es muy importante.

2.6. Ecología

Existen importantes ecosistemas marinos y terrestres. La flora y la fauna son de características mediterráneas.

2.7. Demografía

En el círculo de radio de 10 km la zona está formada por tres pueblos, uno en la costa y dos en el interior,

que en conjunto representan una población de 6.431 personas (año 1996). En los meses de verano, la densidad de población se incrementa notablemente debido a la afluencia de veraneantes en la franja litoral próxima a la central.

El municipio de la costa es Vandellós i Hospitalet de l'Infant, con una población superior a 4.000 habitantes. Los pueblos del interior, con poblaciones inferiores a 2.000 habitantes, son Pratdip y Tivissa.

2.8. Usos del suelo y del agua

Los cultivos en un entorno de 30 km son fundamentalmente de tipo mediterráneo: olivos, viña, cereales y arroz. En cuanto a la ganadería tiene importancia la avicultura y el porcino. La pesca, es, junto al turismo, la forma de vida de la mayoría de los pueblos costeros.

2.9. Otras actividades humanas

En la zona predomina la actividad en el sector de los servicios y un fuerte peso de la actividad turística. Próximo al área nuclear se encuentran dos centros importantes de desarrollo comercial (Reus) e industrial (Tarragona).

Junto al emplazamiento discurren la carretera nacional 340, que une Barcelona, Tarragona y Valencia, y la autopista del Mediterráneo A-7.

3. Descripción general de la central

La central nuclear Vandellós I, de tecnología francesa, es la primera y única del tipo grafito-gas (GCR) construida en España.

La central, hasta el comienzo de las obras de desmantelamiento, fue propiedad de la sociedad Hifrensa (Electricité de France 25%; Fecsa 23%; Hidroeléctrica de Cataluña 23%; Enher 23% y F.H. del Segre 6%) y la empresa francesa Socia es el suministrador del sistema nuclear de suministro de vapor.

Tabla 1. Características principales de la central nuclear Vandellós I

Localización.....	Vandellós (Tarragona)
Titular.....	Hifrensa (durante operación y acondicionamiento residuos) Enresa (durante fase de desmantelamiento)
Participaciones de Hifrensa.....	Electricité de France 25% Fecsa: 23% Hidroeléctrica de Cataluña: 23% Enher: 23% F. H del Segre: 6%
Tipo de reactor.....	Grafito gas (GCR)
Potencia.....	Térmica: 1.670 MW Eléctrica: 480 MW
Refrigeración.....	Circuito abierto (mar mediterráneo)
Autorizaciones.....	
Previa.....	21-04-67
Construcción.....	21-06-68
Puesta en marcha (PEP).....	09-02-72
Cambio de titularidad.....	28-01-98
Permiso de explotación.....	
Concesión.....	24-04-82
Definitivo.....	
Caducidad.....	29-04-2003
Suspensión cautelar de la condición 3ª del PED.....	27-11-89
Otras características.....	
1ª Criticidad.....	11-02-72
1º Aclopiamiento.....	06-05-72
Explotación comercial.....	Agosto-72
Total energía generada.....	Bruta 54.641 GWh (hasta 31-12-97)

La central entró en parada segura el 19 de octubre de 1989.

El Ministerio de Industria y Energía decretó el cierre definitivo de la central el 31 de julio de 1990. (BOE 3/8/90).

El Ministerio de Industria, Comercio y Turismo aceptó la alternativa de desmantelamiento el 27 de noviembre de 1992.

La potencia térmica autorizada es de 1.670 MW y la potencia eléctrica de 480 MW.

Las centrales francesas, que sirvieron además de referencia, S. Laurent 1 y 2, son similares a Vandellós I.

Esta central presenta unas características peculiares dentro del conjunto de centrales nucleares españolas. Cabe resaltar las siguientes:

- Tipo de contención 1ª: vasija de hormigón conteniendo el núcleo del reactor, el generador de vapor y a turbosoplantes de refrigeración.
- Tipo de combustible: uranio natural metálico envainado en aleación de magnesio-circonio.
- Tipo de refrigerante primario: CO₂.
- Tipo de refrigerante secundario: agua.
- Refrigeración final: circuito abierto, agua de mar. El caudal tomado es de 33 m³/s.
- Moderador: grafito.
- Alimentación de vapor y electricidad de emergencia mediante central auxiliar compuesta de cuatro calderas con sendos grupos turbo-alternadores.

Cabe recordar que el resto de las centrales nucleares españolas utilizan dióxido de uranio como combustible y agua ligera como refrigerante primario y moderador.

La distribución del emplazamiento y los tipos de edificios son, asimismo, peculiares. Destaca la ubicación de los grupos alternadores principales instalados a la intemperie a escasa distancia del parque exterior; el edificio que alberga la central auxiliar y los almacenamientos de residuos sólidos, constituidos esencialmente por las camisas de grafito de los elementos extraídos del reactor después de su irradiación en el núcleo.

3.1. Sistema del reactor

El núcleo del reactor está constituido por un apilamiento de grafito –que actúa como moderador– atravesado verticalmente por canales para el alojamiento de los elementos combustibles y las barras de control, todos ellos recorridos por una corriente de CO₂ que actúa como refrigerante. Descansa sobre una plataforma de acero y es mantenido lateralmente por un corsé de acero que actúa como pantalla térmica y radiactiva. El diámetro circunscrito del núcleo es de 13,7 m.

Los elementos combustibles son del tipo uranio natural (Sicral FI) con vaina de magnesio-circonio de forma aleteada. Tienen un diámetro de 112 mm y una longitud activa de 594 mm. Para evitar que los cartuchos descansen unos sobre otros en los canales, están soportados individualmente por una camisa de grafito, que proporciona además el agarre requerido para la manipulación del elemento. El espesor de la vaina es de 1,8 mm, pudiendo alcanzar una temperatura de 510°C.

En la parte baja de los canales hay situadas unas culatas que regulan el caudal del paso del CO₂ de refrigeración de los canales según el cálculo establecido para cada zona y sirven como colector de residuos, en el caso de que se produjeran.

El número de canales cargables con elementos combustibles es de 3.072. Cada canal puede ser cargado con 15 elementos. Estos canales están agrupados en *células* hexagonales concéntricas a las barras de control situadas en la vertical de los pozos de carga. Cada *célula* consta de 33 canales cargables.

En el núcleo hay previstos, asimismo, canales para recibir las barras de control. Concretamente 181 canales alineados con las bocas de los pozos de carga están preparados para recibir barras de control y disponen, en la parte inferior, de un amortiguador de caída. Existen 72 barras grises (12 de pilotaje, 24 de regulación espacial, 18 de compensación a largo plazo y 18 de compensación a corto plazo) y 63 barras negras (60 de compensación a corto plazo y tres de seguridad).

Las barras grises están constituidas por un tubo de acero inoxidable. Las barras negras están constituidas por dos tubos concéntricos de acero inoxidable, entre los cuales hay un anillo de carburo de boro.

El sistema de accionamiento de las barras de control es eléctrico. Estas adoptan una disposición en malla hexagonal centrada.

La instrumentación interna para la detección de neutrones se halla en unas cámaras situadas a 120° entre sí detrás de la piel de hermeticidad, en una ventana practicada en la protección térmica.

3.1.1. Refrigeración

a) Refrigeración normal.

La refrigeración del reactor está constituida por circuitos, independientes entre sí y con fluidos distintos. Un primer bucle, que comprende el núcleo, el cambiador principal o generador de vapor y las soplantes, está refrigerado por CO_2 en circuito cerrado. El segundo lazo, que comprende el cambiador principal, turbina de soplantes, turbina de alternador y condensadores de ambos, está refrigerado por el agua de alimentación principal o complementaria igualmente en circuito cerrado.

No hay bombas para la circulación del CO_2 . Esta se produce mediante turbosoplantes. Los motores han sido desestimados por ser de alta potencia y velocidad variable. El caudal de CO_2 es 9.079,6 kg/s. Entra en el núcleo a 230°C alcanzando en éste por término medio los 405°C.

La refrigeración de los condensadores de las turbinas se realiza mediante un circuito abierto al mar Mediterráneo. El caudal máximo tomado es de 33 m³/s. El incremento medio de la temperatura es de 8°C.

b) Refrigeración en parada.

El sistema de refrigeración en parada (RAiE) tiene capacidad para extraer una potencia de 16 MWt, es decir, una potencia que corresponde al calor residual del núcleo unas 6 horas después de la parada. Está constituido por dos subsistemas de cambiadores de calor situados en la parte alta del cajón y está concebido para funcionar con el reactor a presión y con las turbosoplantes paradas, estableciendo una circulación ascendente de CO_2 en termosifón entre el núcleo y los tubos del cambiador.

Cada subsistema del cambiador de parada dispone de seis semimódulos en la parte alta del interior del cajón, imbricados entre sí, formando tres módulos, distribuidos lateralmente a 120° cada uno. Funcionalmente ambos subsistemas son totalmente independientes.

El CO_2 sale caliente de la cara superior del núcleo y es aspirado por las columnas frías de los módu-

los del cambiador, descendiendo por el espacio anular entre el núcleo y el cajón, para ser aspirado de nuevo por los canales calientes del núcleo.

En operación normal el cambiador se mantiene en nitrógeno para evitar la activación del agua y la corrosión de los materiales, siendo necesario vaciar el nitrógeno y llenar de agua el circuito antes de su puesta en funcionamiento. Para ello se dispone de dos bombas de llenado (RAOR) que toman el agua del sistema de distribución de agua desmineralizada EDOD y la envían a los tanques del circuito.

El agua se hace recircular por los módulos del interior del cajón mediante las bombas de circulación. Existen dos por cada subsistema, estando una en operación y otra en reserva. A la salida del cajón el agua pasa por los tanques y por unos cambiadores de calor, refrigerados por agua de mar, que constituyen el foco frío del circuito, volviendo a ser impulsados por las bombas hacia el interior del cajón.

El sistema de ventilación en parada (RAOV) está diseñado para mantener la refrigeración del núcleo con el cajón abierto, permitiendo el acceso de personal al cajón para realizar tareas de inspección, reparación o mantenimiento. Establece una corriente de aire a través del núcleo con capacidad para refrigerar una potencia de 6,25 MWt, es decir, una potencia correspondiente al calor residual del núcleo unos tres días después del disparo del reactor.

Está constituido por ocho compresores de aire y cuatro conjuntos de acondicionamiento de aire, que realizan la desecación, filtrado y calentamiento del mismo antes de su entrada en el cajón. A la salida se dispone de un refrigerante para bajar la temperatura del aire de 150°C a 60°C, un conjunto de filtros y cuatro ventiladores que provocan el tiro forzado.

3.2. Sistema de contención

En un único habitáculo, denominado cajón, se hallan los tres elementos esenciales: núcleo (elementos y barras), cambiador de calor (g.v.) y refrigerante

(impulsión inducida). Dicho cajón comprende otros elementos auxiliares tales como pozos de carga, de control y de depósito.

Este cajón (o vasija) tiene planta exterior hexagonal e interior circular. Sus dimensiones interiores son: 19 m de diámetro y 36,2 m de altura. Construida en hormigón pretensado, dispone interiormente de una piel de acero dulce de hermeticidad (para hacerlo estanco) y de un aislamiento térmico que soportan la presión y temperatura del refrigerante. Dicha piel tiene un espesor de 25 mm. La presión de diseño es de 339.761,2 Pa (3,4 kg/cm²).

El espesor del cajón (4,25 m lateralmente y más de 5 m en base y cielo) constituye asimismo una pantalla de protección biológica.

3.3. Sistema generador y eléctrico

El cambiador de calor se halla como se ha dicho, en el interior del cajón, en su parte baja. Es monotubular a circulación forzada sin punto final de vaporización, dado que su ubicación debajo del reactor de forma integrada impide la presencia de separadores de vapor. La unidad elemental, parte más pequeña aislable, está constituida por un panel vertical, formado por 83 tubos aleteados horizontales unidos entre ellos por codos lisos.

En total existen 1.386 paneles agrupados en cuartos y torres para una mejor distribución del vapor a los alternadores y soplantes. La superficie de transmisión de calor es de 186.145 m². El agua de alimentación entra a 87,7°C saliendo el vapor a 388,8°C, con un caudal de 604,4 kg/s.

La doble función del cambiador como productor de vapor y sumidero de la potencia residual del reactor en las paradas de central obligan a un funcionamiento de éste entre el 1 y el 100% de la potencia del reactor.

El vapor pasa a los turboalternadores generando energía eléctrica que a través de dos transformadores sale al exterior mediante dos líneas a 380 kV. De ellas penden dos líneas de entrada para el funcionamiento de la central de 5,5 kV.

Se dispone de alimentación de emergencia de vapor y eléctrica. Esto es debido a que las turbosoplantes en marcha normal se alimentan por el vapor producido en el reactor, pero en los arranques, paradas y posibles transitorios, requieren ser alimentados con vapor auxiliar. Asimismo los sistemas auxiliares necesitan de un suministro permanente de potencia eléctrica con no pequeñas potencias. La seguridad en el suministro de vapor y de electricidad han impuesto la existencia de una central auxiliar, compuesta de cuatro calderas que aportan 4 x 30.000 kg/h de vapor y cuatro grupos turboalternadores que proporcionan 4 x 3,4 MW.

3.4. Sistema de control y regulación

El control del reactor se efectúa mediante las barras de control cuyo objetivo es:

- Mantener la antirreactividad suficiente para evitar la divergencia del reactor en parada.
- Mantener la potencia a régimen estable.
- Permitir el paso de una a otra potencia requerida.
- Realizar la parada de la reactividad en caso accidental.
- Compensar las variaciones locales de reactividad.
- Compensar las variaciones de reactividad debidas al quemado.

Los sistemas de regulación tienen como misión controlar y regular los parámetros de operación entre los límites establecidos. Las cadenas de regulación son las siguientes:

- La cadena de regulación de la potencia del reactor permite controlar y regular el valor de la temperatura del CO₂ a la salida del reactor, actuando sobre las 12 barras de control fino (pilotaje).
- La cadena de regulación del cambiador de calor controla y regula la temperatura del CO₂ a la salida del cambiador mediante variaciones en el caudal de CO₂.
- La cadena de regulación de potencia de los grupos permite adaptar la producción eléctrica al consumo o demanda de la red, lo que se traduce en un mayor o menor consumo de vapor que a su vez

produce una disminución o aumento de la presión respectivamente, lo que requiere variaciones en el caudal de CO_2 (T es fijo).

Los intervalos para la instrumentación nuclear para las tres cadenas son:

- Cadena de arranque: 6 kW a 12 MW (30-20 s).
- Cadena de pilotaje: de 3 MW a 1.800 MW.
- Cadena lineal de 100 a 1.800 MW.

3.5. Manejo y almacenamiento del combustible

Los dispositivos principal y auxiliar de manutención son los encargados de la renovación y manipulación de elementos combustibles en el circuito almacén-reactor-piscina. Estos dispositivos están proyectados para realizar su cometido con el reactor operando a potencia y bajo presión.

Efectúan las operaciones de preparación de los pozos para acceder a los canales, (movimiento de tapones y mecanismos de obturación), manipulación de los canales (movimiento de elementos combustibles, barras de control y demás componentes auxiliares), evacuación de elementos hacia las piscinas de almacenaje o hacia los cementerios de decaimiento de la losa, aprovisionamiento de elementos o componentes a introducir en los canales y demás operaciones complemento de las anteriores.

Operan desde la losa superior del cajón, sobre un conjunto de carriles que determinan los desplazamientos de la máquina a través de 199 pozos o bocas de acceso al núcleo, 90 de los cuales sólo se usan para disponer en el tapón barras de control. En los 109 pozos restantes, además de poder disponer en su tapón de una barra de control, sirven para la carga y descarga de los elementos combustibles, permitiendo todos ellos la unión hermética con los dispositivos de manutención, el guiado del brazo, posicionado y enclavamiento.

Todas las operaciones se efectúan automáticamente —mediante programas grabados en cinta perforada— y están dotadas de códigos de detección de errores que favorecen una operación correcta.

Un transbordador permite a la máquina integrada trasladarse desde el reactor al edificio de combustibles irradiados (BCI) donde a través de una tolva (fuelle de adaptación y válvula de cierre) se comunica en la esclusa (recinto estanco para 24 unidades) y la válvula de evacuación y alimentación.

En el BCI existe un puesto de ensayo donde se reproducen todas las operaciones que se realizan en el reactor, dotado de visores para el examen de elementos.

Los elementos usados son evacuados a través de la cadena de descenso a las piscinas de almacenaje, donde son separados de las camisas y cargados en paneles, desde donde pasan posteriormente a los castillos de transporte. Las camisas, principal componente de los residuos sólidos producidos por la central, son depositadas en los silos de grafito.

3.6. Sistemas de seguridad

Las características peculiares de esta central, con combustible uranio natural, y cajón, que incluye núcleo y cambiador de calor, se reflejan asimismo en los sistemas de seguridad.

Las cadenas de seguridad tienen como misión:

- Mantener los parámetros operativos de la central por debajo de los límites: temperatura salida reactor, temperatura salida soplantes, presión del CO_2 en el cajón.
- Evitar la contaminación de los circuitos: ruptura de vaina.
- Evitar los accidentes de reactividad: periodo y potencia.

Todas las cadenas de seguridad disponen de una lógica 2/3 y actúan sobre los dispositivos de caída de barras de control, una vez sobrepasados los umbrales límites.

Los tipos de cadena son los siguientes:

RGO. Controla el sistema de rotura de vainas de los elementos combustibles.

RFOS y RFOT. La primera realiza el control de la presión máxima de CO_2 . La segunda controla la variación de la misma.

CROG, CRO y CRO. Realizan el control de la temperatura. Poseen termopares en la parte inferior del reactor, y en la impulsión de las turbosoplantes.

CROM. Controla la reactividad a través de la potencia neutrónica y del periodo.

CROP, CROR. Controla el posicionamiento y la velocidad de las barras de control de pilotaje, regulación espacial y corto término.

CROS. Controla la parada de emergencia manual y automática del reactor.

Se dispone de un sistema de detección de rotura de vaina (DRG).

La aparición de una rotura de vaina se traduce, en particular, por la presencia en el gas de refrigeración de productos de fisión gaseosos radiactivos: xenón y kriptón. Un pequeño caudal de gas, extraído de cada canal, se lleva a un detector, después de haber pasado por un refrigerante, un desecador y un filtro de alta eficacia a fin de eliminar productos sólidos.

Un volumen de temporización antes del detector permite al gas de fisión dar iones de rubidio y cesio. Estos iones positivos se recogen electrostáticamente sobre la llanta de un tambor móvil, el cual es controlado seguidamente por un contador de centelleo.

La actividad del tambor se mide antes (B) y después (B+G) de la recogida de los iones. La diferencia de estas dos medidas da una medida de la concentración de productos de fisión en el gas, eliminándose así el ruido de fondo.

En régimen normal cada canal es examinado en promedio, cada veinticuatro minutos por dieciséis detectores llamados prospectores. Si la evolución de un canal sobrepasa un determinado umbral, el prospector correspondiente lo toma automáticamente en permanencia (seguidor).

3.7. Protección radiológica

La protección radiológica de la instalación se desarrolla de acuerdo con las normas expresadas en el manual de protección radiológica de la instalación. Este documento incluye las normas, límites y criterios de protección para minimizar los riesgos derivados de las radiaciones ionizantes, durante la operación de la instalación.

El servicio de protección radiológica vigila el cumplimiento de la normativa y controla las condiciones y niveles de exposición.

3.7.1. Controles y dosimetría personal

Desde 1982 hasta 1986, la evaluación de la dosimetría de personal se documentaba considerando la medida global de la misma.

Durante el año 1986, se modificó el criterio de documentación de la dosimetría de personal, y en lugar de registrar una medida global, se desglosa, a partir de dicha fecha, el número de portadores según los intervalos de dosis, obteniéndose así una evaluación más precisa de la dosimetría.

Las distintas partes de la central están clasificadas en zonas, según la dosis probable de recibir en cada una de ellas. Dichas dosis se fijan en base a la frecuencia y a la duración de la estancia del personal, de forma que ninguna persona reciba una dosis total y homogénea en la totalidad del organismo superior a 0,05 Sv por año (5 rem por año) (trabajadores profesionalmente expuestos). Las zonas quedan clasificadas en:

- Zona controlada.

Zona sometida a reglamentación por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso esté reglamentado. Esta zona se delimita cuando existe la posibilidad de superar los 3/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajadores profesionalmente expuestos.

Dentro de la zona controlada se establecen las *zonas de permanencia limitada* (si existe el riesgo de superar los límites anuales de dosis) y *zona de acceso prohibido* (en las que existe el riesgo de

superar, en una exposición única, los límites anuales de dosis).

- Zona vigilada.

Zona sometida a reglamentación por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso está reglamentado. Esta zona se delimita en función de la posibilidad de superar el 1/10, sin que sea probable llegar a los 3/10, de los límites anuales de dosis fijados para los trabajadores profesionalmente expuestos.

- Zona de libre acceso.

Zona donde es improbable la superación de 1/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajadores y que, por tanto, no está sometida a reglamentación por razones de protección radiológica y cuyo acceso está permitido para los miembros del público.

Estas zonas están señalizadas y el acceso requiere permiso especial según la zona.

Independientemente de la vigilancia del cumplimiento de las normas de acceso a las zonas de ocupación restringida, se lleva a cabo un control individual de las dosis recibidas por el personal de la central, por medio del servicio de dosimetría, complementado con un control colectivo.

Los sistemas dosimétricos individuales consisten en películas dosimétricas, y dosímetros termoluminiscentes, que se examinan con periodicidad mensual en la propia central; y dosímetros de bolsillo o estilodosímetros, cuya lectura se realiza en el momento de salir de la zona controlada.

Esta central posee centro dosimétrico para la lectura de dosímetros del personal profesionalmente expuesto y servicio médico especializado. Asimismo posee servicio médico autorizado para el reconocimiento anual de dicho personal.

3.7.2. Vigilancia radiológica ambiental

La vigilancia ambiental se lleva a cabo mediante las correspondientes medidas de tasas de exposición y dosis integradas, y la toma y análisis de muestras. El programa de vigilancia ambiental incluye:

- Radiación directa:

Trece puntos de vigilancia con dosímetros de termoluminiscencia.

- Aire:

Seis puntos de muestreo de partículas.
Seis puntos de vapor de agua en aire.
Seis puntos de CO₂ atmosférico

- Suelos:

Cinco puntos de toma de muestras de suelos.

- Agua de lluvia:

Cuatro puntos de toma de muestras de agua de lluvia.

- Cultivos:

Ocho puntos de toma de muestras de cultivos.

- Acuáticas:

Cinco puntos de toma de muestras de agua de mar.
Seis puntos de toma de muestras de sedimentos.
Cinco puntos de toma de muestras de arena de playa.
Dos puntos de toma de muestras de pescado.
Dos puntos de toma de muestras de marisco.
Seis puntos de toma de organismos indicadores.

3.7.3. Vertidos líquidos y gaseosos

En cuanto a vertidos líquidos algunos se descargan directamente. Entre estos están los procedentes de laboratorios, duchas, lavandería y del local de intervención del material. Los líquidos de achique de la nave del reactor y líquidos procedentes de la refrigeración del cajón van a tanques de almacenamiento o se descargan una vez controlados según que la actividad sea alta o baja.

Los restantes líquidos procedentes de purificación del CO₂ se someten a un almacenamiento previo en la nave del reactor y se descargan al mar una vez controlados, al igual que el agua de las piscinas de decaimiento de actividad de los elementos combustibles, líquidos procedentes del lavado de filtros y los procedentes del cajón si tienen alta actividad.

En cuanto a los vertidos gaseosos, cuando la central estaba en operación a través de la chimenea de alta

presión se descargaba el CO_2 procedente de los vaciados y fugas del cajón y del dispositivo principal de manutención, cuando su presión era la de operación normal o próxima a ella. Actualmente no se realiza descargas a través de esta chimenea.

A través de la chimenea de baja presión se descargan los efluentes gaseosos procedentes de las últimas fase del vaciado (cuando estaba la planta en operación), la ventilación del cajón en parada y las ventilaciones de los edificios en los que puede existir contaminación apreciable (edificio de combustible, celda caliente, etc.). La ventilación de la nave del reactor y de la nave de piscinas, que manejan aire potencialmente contaminado, descargan directamente al exterior a la altura del techo de los respectivos edificios.

Los aspectos relativos a la vigilancia y control de los efluentes radiactivos al medio ambiente se establecen en las especificaciones técnicas de funcionamiento (ETF), documentos oficiales de explotación que se aprueban al concederse las autorizaciones administrativas de las centrales nucleares españolas.

Las ETF referentes a la limitación, vigilancia y control de los efluentes radiactivos han sido sometidas a sucesivos y profundos procesos de revisión por el CSN. En una primera fase se procedió a su homogeneización entre las diferentes centrales, las cuales, debido fundamentalmente al amplio intervalo de tiempo transcurrido entre la entrada en operación de las mismas (con diferente normativa aplicable en cada momento), presentaban una gran variedad de formulaciones. En una segunda fase se procedió a su actualización para incorporar referencias a la obligatoriedad de cumplir la normativa española (hasta el momento se referenciaba la normativa USA), y las últimas recomendaciones de la Comisión Internacional de Protección Radiológica; siendo de destacar el valor de 1 mSv/a como límite de dosis equivalente efectiva y el de $0,1\text{ mSv/a}$ como restricción operacional de la dosis equivalente efectiva debida al total de los efluentes.

Como resultado de dicho proceso las nuevas especificaciones técnicas contienen, en el capítulo 6 (Procedimientos y Programas), las líneas básicas del programa de control de efluentes, comunes a todas las centrales. Este programa se establece para controlar

los efluentes radiactivos y para mantener las dosis al público, debidas a los mismos, tan bajas como sea razonablemente posible (criterio ALARA) y siempre inferiores a los siguientes valores:

- Un límite anual de dosis equivalente efectiva, referida a cualquier período de 12 meses consecutivos, de 1 mSv .
- Un límite anual de dosis equivalente para la piel y para cualquier otro órgano considerado individualmente, de 50 mSv , en cualquier periodo de 12 meses consecutivos.

El Programa de Control de Efluentes, que debe ser desarrollado en detalle en un documento específico de cada central denominado Manual de Cálculo de Dosis al Exterior (MCDE), debe contener:

- a) Requisitos de operabilidad de la instrumentación de vigilancia de efluentes radiactivos, incluyendo pruebas de vigilancia y puntos de tarado.
- b) Límites instantáneos de concentración de efluentes líquidos.
- c) Límites instantáneos de tasa de dosis en efluentes gaseosos.
- d) Requisitos de vigilancia, muestreo y análisis.
- e) Restricción operacional de dosis para efluentes radiactivos a $100\text{ }\mu\text{Sv/a}$, debiéndose distribuir esta dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, según lo establecido en el MCDE.
- f) Estimación de las dosis.
- g) Requisitos de operabilidad de los sistemas de tratamiento de efluentes radiactivos.

El MCDE de cada central pasa a ser el documento oficial de explotación que desarrolla en detalle el contenido de las ETF relativas el Programa de Control de Efluentes y que regula su aplicación práctica.

En lo que respecta a la distribución de la restricción operacional de dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, en el MCDE de Vandellós I se asigna un valor de $0,02\text{ mSv}$ a los líquidos y $0,08\text{ mSv}$ a los gases.

3.7.4. Residuos sólidos y combustible irradiado

Los residuos sólidos generados durante la operación de una central de grafito-gas, como es el caso de esta, son de naturaleza distinta a los producidos por una planta de agua ligera. Fundamentalmente consisten en equipos inservibles del núcleo del reactor (elementos de grafito, piezas metálicas, etc) o de la máquina de recarga continua, y en elementos de los intercambiadores iónicos (zeolitas, resinas, etc.) empleados para la purificación del agua de la piscina de combustible irradiado. Al margen de estos residuos pueden producirse otros de menos importancia, por su escaso nivel de actividad, como filtros de ventilación o aceites de lubricación de equipos en contacto con material radiactivo, papeles y ropas contaminadas, etc.

Vandellós I incluyó desde su proyecto original un sistema para la gestión de sus residuos radiactivos sólidos

de baja y media actividad consistente en la distribución y disposición de los mismos, sin acondicionamiento previo, en distintos almacenes subterráneos de hormigón situados en diferentes lugares dentro del emplazamiento de la central. Estos son:

- Un almacén destinado a alojar piezas y material del reactor.
- Un almacén destinado a albergar filtros.
- Tres silos de grafito para camisas de elementos combustibles, cilindros absorbentes, etc.
- Un silo de bidones, para bidones de residuos varios de baja actividad no prensables: papel, plásticos, ropas, etc.
- Dos fosas de hormigón que recogen las zeolitas gastadas procedentes del sistema de acondicionamiento de efluentes líquidos.

Tabla 2. Dosimetría personal en Vandellós I

Año	MW-a	Dosis ocupacionales recibidas (mSv-persona)			mSv-persona por MW-a
		Total	Contrata	Plantilla	
1973	359,2	250	90	160	0,69
1974	430,5	390	10	380	0,90
1975	400,2	280	10	270	0,70
1976	390,9	490	30	460	1,25
1977	388,7	370	0	370	0,95
1978	363,1	200	10	190	0,55
1979	309,9	150	0	150	0,48
1980	373,8	300	30	270	0,80
1981	349,0	180	40	140	0,51
1982	354,7	380	30	350	1,07
1983	357,8	373	55	318	1,04
1984	341,5	572	175	397	1,67
1985	346,5	487	107	380	1,40
1986	351,2	203	25	178	0,58
1987	357,8	282	6	276	0,78
1988	360,8	376	45	331	1,04
1989	289,6	156	25	131	0,54
1990	0,0	46	4	42	-
1991	0,0	40	1	39	-
1992	0,0	31	9	22	-
1993	0,0	40	17	23	-
1994	0,0	239	170	69	-
1995	0,0	62	25	37	-
1996	0,0	548	447	101	-
1997	0,0	724	619	105	-

En cuanto al combustible irradiado desde que se inició el funcionamiento de la central, tras su almacenamiento transitorio en la piscina durante unos 150 días para su enfriamiento, se envía a Francia para su reprocesamiento. Para ello se utilizan transportes controlados y sometidos a inspección. Actualmente, tras la extracción y envío a Francia en el primer semestre de 1997 de los dos elementos de combustible que se encontraban en el silo 1, no quedan elementos de combustible irradiado en el emplazamiento.

4. Historia de la central

4.1. Historial de licenciamiento

Vandellós I recibió la autorización previa el 21 de abril de 1967 y la de construcción el 21 de junio de 1968. Su primer permiso de explotación provisional data del 9 de febrero de 1972. Dos días después alcanzó la primera criticidad, produciéndose el primer acoplamiento en el mes de mayo, la explotación comercial en agosto de 1972.

A esta central, tras el preceptivo informe del CSN, le fue concedido por el Ministerio de Industria y Energía, el permiso de explotación definitivo. Ello tuvo lugar el 29 de abril de 1982, con vigencia hasta el 29 de abril del 2003.

Para la concesión del PED se realizó previamente una evaluación de la situación y del funcionamiento de esta central y otras similares.

En la concesión del PED se incluyó el condicionado correspondiente que abarcaba, entre otros, los siguientes aspectos:

- Revisión de documentos de explotación.
- El PED refrenda la validez y vigencia de las resoluciones dictadas a lo largo de los 10 años de funcionamiento.
- Redacción de nuevos documentos como es el EAR (Estudio Analítico Radiológico) y PVRA (Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental).
- Organización del archivo de garantía de calidad.

Tabla 3. Energía producida en Vandellós I

Año	EEB en el año GWh	Energía acumulada GWh	Factor de carga en el año
1972	1.185	1.185	41,2
1973	3.147	4.332	72,4
1974	3.771	8.103	86,6
1975	3.506	11.609	80,5
1976	3.424	15.033	78,3
1977	3.405	18.438	78,2
1978	3.294	21.732	75,6
1979	3.210	24.942	73,7
1980	3.399	28.341	77,9
1981	3.063	31.404	70,3
1982	3.165	34.569	72,8
1983	3.135	37.704	72,1
1984	2.992	40.696	68,5
1985	3.035	43.731	69,6
1986	3.077	46.808	70,5
1987	3.135	49.943	72,1
1988	3.161	53.104	72,7
1989	2.537	55.641	58,45
1990	0	—	—
1991	—	—	—
1992	—	—	—
1993	—	—	—
1994	—	—	—
1995	—	—	—
1996	—	—	—
1997	—	—	—

NOTA: Factor de carga es la relación entre la energía neta producida en el periodo considerado y la que hubiera podido ser producida funcionando todo el tiempo a la potencia autorizada.

- Programa de reentrenamiento del personal de explotación.
- Procedimiento para solicitar en su día la clausura de la instalación.

La propiedad limitó la potencia al 85% del valor nominal desde 1976, con el fin de alargar la vida del cambiador principal. En cuanto a las paradas cabe señalar que esta central, debido a su peculiar sistema de recarga, no precisa parar para llevar a cabo esta. Inicialmente, se programaban paradas de mantenimiento de unas tres semanas de duración cada 12 a 18 meses. Sin embargo, tras la aparición del problema de las fugas en el intercambiador, se realizaron paradas programadas específicas para subsanarlo, cuando la

próxima que correspondía de mantenimiento quedaba lejos en el tiempo. Como consecuencia de todo ello, desde 1981, la central experimentó 13 paradas programadas hasta el año 1989.

En cuanto a las paradas y disparos no programados, desde el año 1981 hasta el año 1989 se produjeron 65, lo que da una media de 7,2 al año. Las causas más comunes han sido fallos en los ordenadores que dirigen la operación, desequilibrios e inestabilidad en el soplado del anhídrido carbónico, y entrada de algas en la toma de agua salada de refrigeración.

La explotación presentó una aceptable regularidad hasta su parada definitiva el 19 de octubre de 1989. Así, prescindiendo de su primer año de funcionamiento, su factor de carga prácticamente siempre estuvo por encima del 70% y en concreto a partir de 1976, se limitó la carga y la producción osciló entre el mínimo del año 1986, 2.992 GWh, y el máximo de 1976, 3.424,5 GWh, solo un 14% superior. Hasta el 19 de octubre de 1989, la central generó un total acumulado de 55.641 GWh con un factor de carga del 73,2%.

El 19 de octubre de 1989 se produjo un incendio en el grupo turboalternador principal nº2, mientras el reactor se encontraba a potencia. El personal de turno llevó manualmente el reactor a parada. El incendio ocasionó la pérdida de equipos necesarios para la refrigeración del reactor y a su vez originó una inundación que fue la segunda causa de pérdida de equipos de refrigeración.

El CSN emitió un informe preliminar el 23 de noviembre de 1989 en el que se describe el incidente y se realiza una primera valoración de los hechos.

Mediante Orden de 27 de noviembre de 1989 el MIE suspendió la condición 3ª del permiso de explotación definitivo, en lo que afecta a la operación a potencia de la central, permaneciendo esta en parada segura desde dicha fecha.

El CSN preparó el *Informe final del accidente del 19 de octubre de 1989 en la central nuclear de Vandellós I. Evaluación de la seguridad de la central*, descrito en el apartado 5 Incidencias, que fue publicado en abril de 1990. En él se establecían los requisitos a cumplir por el titular para poder reiniciar la opera-

ción de la planta. El 30 de mayo de 1990 el MIE hizo pública su conclusión de que las modificaciones necesarias para cumplir los requisitos de seguridad contenidos en el informe del CSN exigen unas inversiones que, teniendo en cuenta el criterio de minimización de costes del sistema eléctrico español, se considera injustificable su realización desde el punto de vista económico y se decreta el cierre definitivo.

El 12 de julio de 1990 el CSN remitió al Ministerio de Industria y Energía el dictamen técnico previo a la Orden Ministerial que deja en suspenso, con carácter definitivo, la condición 3ª del permiso de explotación definitivo, referente a la operación a potencia, de la central. En este informe se establecen los límites y condiciones en que debe permanecer la planta.

El 8 de abril de 1991 se inició la descarga del núcleo del reactor, finalizando el 28 de octubre de 1994. El 23 de noviembre de 1994 se realizó el último envío de combustible irradiado del núcleo a Marcoule para su reprocesado.

El 17 de junio de 1991, Enresa presentó ante la DGE el informe sobre las alternativas para el desmantelamiento de la central nuclear Vandellós I. El 27 de noviembre de 1992 el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo previó informe del CSN, emitió una resolución por la que se acepta la alternativa propuesta por Enresa para el desmantelamiento y clausura de Vandellós I y se identifica la documentación de licenciamiento que deberá componer el Plan de Desmantelamiento y Clausura.

El 27 de mayo de 1994, Enresa presentó ante la dirección provincial del MIE de Tarragona la solicitud de aprobación del Plan de Desmantelamiento de Vandellós I.

El 5 de septiembre de 1996, Enresa presentó al Ministerio de Medio Ambiente el estudio de impacto ambiental requerido para iniciar las obras de desmantelamiento.

El 30 de abril de 1997, el CSN dio su apreciación favorable al Plan de Desmantelamiento y Clausura presentado por Enresa.

El 14 de octubre de 1997, el Ministerio de Medio Ambiente realiza la Declaración de Impacto Ambiental favorable al Plan de Desmantelamiento y Clausura de la central, remitiendo al MIE el correspondiente expediente.

El 23 de octubre de 1997, Hifrensa y Enresa presentan ante el MIE escrito por el que solicitan autorización de la transferencia a Enresa de la condición de explotador responsable de la central Vandellós I.

El 28 de enero de 1998, el MIE, mediante orden ministerial, autoriza a Enresa a asumir la titularidad de la central nuclear Vandellós I para que proceda a su desmantelamiento. Este traspaso queda refrendado con la firma ante notario del acuerdo de transferencia de la central de la antigua propietaria, Hifrensa, a Enresa el 4 de febrero de 1998.

El 28 de febrero de 1998 se obtiene la aprobación por pleno del Ayuntamiento de Vandellós-L'Hospitalet de l'Infant de la correspondiente licencia de obras.

4.2 Historia radiológica

4.2.1 Vigilancia radiológica

a) Dosimetría personal.

Las dosis ocupacionales recibidas por el personal desde el inicio de la explotación de esta central, se mantuvieron por debajo de los límites establecidos.

b) Efluentes líquidos y gaseosos.

La actividad total anual descargada en efluentes líquidos, excluido tritio, ha permanecido por debajo de los límites autorizados.

Cada central nuclear ha dispuesto en todo momento de sus propios límites de vertido, habiendo sufrido éstos distintas modificaciones a lo largo del tiempo hasta su normalización actual; no obstante, para efectuar una valoración de los mismos se han considerado los límites y las restricciones operacionales de dosis adoptados en las especificaciones técnicas de vertido vigentes.

c) Niveles de radiación ambiental.

Las medidas realizadas de radiactividad ambiental en las distintas estaciones se encuentran dentro de los valores aceptables, sin significado radiológico.

d) Residuos sólidos.

Durante el segundo semestre de 1997 continuaron las actividades de acondicionamiento de los residuos generados durante la operación de la instalación, habiendo finalizado las operaciones de extracción, segregación y preacondicionamiento de los residuos almacenados en los silos. Hasta el final del semestre se habían generado un total de 1.693 bidones.

- El inventario de residuos radiactivos no acondicionados almacenados en la instalación a finales del último semestre de 1997, distribuidos según el lugar de almacenamiento, era el siguiente:
- En el local de compactación BIC están almacenados un volumen de 27,64 m³ de residuos no acondicionados, equivalente a 123 bidones de 220 l.
- En los pozos de almacenamiento tipo C se encuentran almacenados un total de 63 bultos correspondientes a piezas irradiadas preacondicionadas, con un volumen de 1,71 m³.
- En el almacén temporal de operación de contenedores (ATOC) se encuentran almacenados un total de 339 contenedores, lo que supone una ocupación del 94,4% de su capacidad total.

Cabe señalar que en el silo de grafito nº 1 se produjo una incidencia cuando, de forma involuntaria, entre el 12 y el 20 de noviembre de 1973, fueron depositados dos elementos combustibles irradiados procedentes de las piscinas de descamisado. Del análisis de esta situación se concluyó que la búsqueda y extracción de los elementos combustibles implicaba un mayor riesgo radiológico. En base a esta hipótesis se optó por la clausura y sellado del silo, a fin de proporcionar una mayor protección ante posible riesgo radiológico que supondrían las emisiones de esos elementos combustibles. Dicha clausura y sellado tuvo lugar a partir de abril de 1977.

En el primer semestre de 1997, como parte de las operaciones de retirada y acondicionamiento de residuos, se localizaron y extrajeron los dos elementos combustibles, enviándose a Francia para su reprocesado.

e) Combustible irradiado

Por lo que respecta al combustible irradiado, se almacena temporalmente para su enfriamiento en piscinas, tras lo que se envía en transportes debidamente acondicionados y controlados a Francia para su procesamiento.

En relación con el almacenamiento temporal de los elementos combustibles en piscinas, desde el

inicio de operación se han venido produciendo roturas de algunas vainas provocando el consiguiente incremento de actividad en el agua. Una de las causas que se barajó como origen del fenómeno es el excesivo tiempo de almacenamiento en dichas piscinas de enfriamiento. Desde 1986 se adecuó la frecuencia de los transportes de elementos irradiados a Francia con el fin de que los tiempos de permanencia en piscinas no sean superiores a ocho meses. De esta forma se consiguió además reducir el número de elementos almacenados.

El 28 de octubre de 1994 finalizó la descarga del combustible del núcleo, realizándose el 23 de noviembre de ese mismo año el último envío a Marcoule de combustible para su reprocesado.

Cuadro 4. Elementos irradiados almacenados en piscina en Vandellós I

Fecha	Elementos
31/12/1983	8.650
30/06/1984	5.365
31/12/1984	4.781
30/06/1985	4.781
31/12/1985	4.781
30/06/1986	8.239
31/12/1986	8.709
30/06/1987	9.012
31/12/1987	7.806
30/06/1988	2.708
31/12/1988	2.708
30/06/1989	4.485
31/12/1989	4.101
30/06/1990	12
31/12/1990	12
30/06/1991	498
31/12/1991	1.073
30/06/1992	12
31/12/1992	1.056
30/06/1993	-
31/12/1993	-
30/06/1994	-
31/12/1994	-
30/06/1995	-
31/12/1995	-
30/06/1996	-
31/12/1996	-
30/06/1997	-
31/12/1997	-

NOTA: El 28 de octubre de 1994 finalizó la descarga del núcleo. Los elementos combustibles descargados se transportaron a Francia para su reelaboración.

f) Muestreos del Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental.

Con periodicidad que varía entre semanal y anual, dependiendo del tipo de muestra, se vienen realizando muestreos de acuerdo con el Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental, con el alcance que se describe en el apartado de vigilancia ambiental. El número de muestras ha ido descendiendo con el tiempo pasando de más de 800 al año a 340 en 1996; y el de análisis con determinación de isótopos de más de 3.000 al año a 1.400 en 1996. En general no aparecen radionucleidos a niveles superiores al LID (Límite Inferior de Detección), con excepción de los procedentes de las explosiones nucleares a la atmósfera realizadas en el pasado. En cualquier caso, a partir de los valores de concentración de actividad de radionucleidos de origen artificial que hayan superado el LID se estiman las dosis por exposición interna que en el caso más desfavorable recibiría un individuo tipo al mantenerse las concentraciones obtenidas. La dosis por exposición externa se obtiene a partir de la lectura de los dosímetros termoluminiscentes (DTL) instalados en la zona de vigilancia de la central; estos valores incluyen la contribución del fondo radiológico del lugar. Dichos cálculos han confirmado que las dosis reales han sido en todo momento extremadamente bajas, lo cual está de acuerdo con los resultados del cálculo realizado a partir de los vertidos.

El CSN realizó hasta 1985 un programa de control independiente. Cabe señalar que desde julio de 1985 y en virtud de un acuerdo firmado al respecto, es la Generalitat de Cataluña quien viene realizando estos muestreos de control de calidad del PVRA. En este emplazamiento la Generalitat recoge muestras de aire, leche, sedimentos, organismos indicadores, arena de playa, agua de lluvia, agua de mar, peces y mariscos, y vigila los niveles de radiación mediante dosímetros de termoluminiscencia y detectores continuos.

5. Incidencias

Los problemas de esta central dignos de mención por poder afectar potencialmente a la seguridad nuclear y a la protección radiológica fueron los concernientes a las fugas en el cambiador de calor principal y a las fisuras en las columnas de grafito además del accidente que originó su cierre.

a) Fugas en el cambiador de calor principal.

Este fenómeno consiste en el paso de agua desde el circuito de agua primaria al de CO_2 que se halla a menos presión. Las fugas son detectadas por el aumento del grado de humedad en el CO_2 , este parámetro no debe superar cierto valor límite por razones operativas y de seguridad.

Estas fugas empezaron a surgir en junio de 1975. Un año después esta central limitó su potencia de operaciones al 85% del nominal. Cuando se detectaba la aparición de una fuga durante la operación del reactor se procedía a aislar la zona («cuarto de torre del intercambiador») en que esto ocurría, dejándola fuera de servicio. Esta situación se mantenía hasta la próxima parada de mantenimiento, que tenía lugar con periodicidad de varios meses. En dicha parada se aislaba el panel en cuestión (elemento del cuarto de torre) de forma definitiva, pudiendo operar a la entrada en funcionamiento el resto del «cuarto de torre». A 31 de diciembre de 1987, había un total de 83 paneles aislados lo que representa algo menos de 6% del total de los paneles del cambiador.

El estudio del fenómeno se inició en diciembre de 1975 con la extracción de muestras de tubo (codos

y partes rectas) del cambiador para su análisis metalográfico. En 1976, aparecieron fugas de las mismas características en la central francesa que se utilizó de referencia para construir Vandellós I. Posteriormente los técnicos de EDF (Electricité de France) definieron el fenómeno como de *erosión-corrosión* estableciendo como causas posibles el valor del pH y la velocidad del agua.

Como medidas correctoras, en septiembre de 1976 se modificaron los valores del pH (9,3) y de caudal (5.200.000 kg/h) para favorecer la formación de magnetita y descender la zona de vaporización, con el fin de desplazar hacia una zona menos afectada. En esa misma fecha se iniciaron las gammagrafías de codos, para detectar el grado de avance de la erosión-corrosión. En mayo de 1982 se varió el tratamiento para mantener el pH convenido sustituyendo la disolución amoniacal por morfolina.

Desde 1985 se instalaron unas placas de ajuste del caudal de CO_2 en las torres con paneles aislados. Esto consistió en la obturación de unos orificios por los que circulaba el refrigerante (CO_2) con el fin de redistribuir su caudal.

El ritmo de aparición de fugas descendió, pero afectaba a la duración de la vida del cambiador. La mencionada limitación de potencia del 85% palió este problema de duración.

b) Fisuras en columnas de grafito.

Estas fisuras aparecen en el grafito de los canales, que son las estructuras huecas en cuyo interior se apilan los elementos combustibles.

La primera fisura fue detectada durante la parada programada de abril-mayo de 1981 en la primera pieza de grafito de las que constituyen uno de los canales. Este descubrimiento se produjo indirectamente durante la inspección de dicho canal en relación con problemas anteriores de temperatura, que habían llevado a descargarlo de elementos combustibles en mayo de 1975.

Como un hecho similar había tenido lugar en la central nuclear de Bugey (Francia) poco antes, se

programó una inspección en otros canales dotados de instrumentación a efectuar durante la parada de mantenimiento de mayo de 1982. Se pudo constatar que todos los canales inspeccionados menos uno sufrían fisuras.

De acuerdo con los estudios realizados por el Comisariado de Energía Atómica de Francia y EDF, se decidió impedir el acceso y manipulación a las camisas de grafito afectadas. Para ello se optó por sustituir el elemento combustible situado en posición 1 (primero del apilamiento y junto a las fisuras) por un falso elemento macizo de magnesio de idénticas dimensiones. Esta operación se realizaba en cada parada en los canales en los que, habiéndose detectado fisuras, debían ser renovados antes de la siguiente parada programada.

c) Almacenamiento de residuos sólidos.

En el silo de grafito nº 1 se produjo una incidencia cuando de forma involuntaria, entre el 12 y el 20 de noviembre de 1973, fueron depositados dos elementos combustibles irradiados procedentes de las piscinas de descamisados.

Del análisis de esta situación se concluyó que la búsqueda y extracción de los elementos combustibles implicaba un mayor riesgo.

En base a estas hipótesis se optó por la clausura y sellado del silo, a fin de proporcionar una segunda barrera a los radionucleidos contenidos en los elementos combustibles. Dicha clausura y sellado tuvo lugar a partir de abril de 1977.

Posteriormente se realizó una revaluación de la situación del silo desde el punto de vista de la protección radiológica. Se llegó a la conclusión de que puede seguir utilizándose en determinadas condiciones para arrojar en él camisas de grafito. Dichas condiciones incorporan un mayor control radiológico y la correspondiente notificación previa al CSN cada vez que utiliza.

En el primer semestre de 1997 con las operaciones de retirada y acondicionamiento de residuos de operación se extrajeron y enviaron a Francia los dos elementos de combustible.

d) Incendio del grupo turboalternador principal nº 2.

El 19 de octubre de 1989, se produjo un disparo no programado de la central, mediante la actuación manual de la caída de barras por el supervisor jefe de turno, al percibirse incendio del grupo turboalternador principal nº 2.

Dicho incendio comenzó con un problema mecánico en el cuerpo de alta presión de la turbina del grupo turboalternador principal nº 2, que provocó una fuerte vibración, causante de la rotura de las tuberías de aceite de lubricación de la propia turbina, seguido del posterior derrame e ignición del mismo y de la deflagración del hidrógeno de refrigeración del alternador.

Como consecuencia del incendio, resultaron quemados los cables eléctricos de potencia de los principales auxiliares necesarios para el funcionamiento de las turbosoplantes 3 y 4, de la alimentación a los cuartos 3 y 4 del cambiador de calor principal, y de las bombas del circuito de refrigeración en parada (RAIE), los motores de dos bombas de la función de refrigeración de componentes (EDOR), parte de los circuitos de aire comprimido de regulación, distintos cuadros eléctricos de control y mando (48 V), diferentes equipos auxiliares a los grupos turboalternadores principales 1 y 2, y las juntas flexibles del circuito de agua de circulación del condensador del grupo turboalternador principal nº 2. La rotura de estas juntas motivó que a través de las mismas penetrara en el edificio de turbinas, y pasara a la zona del reactor por las comunicaciones existentes, un volumen considerable de agua de mar, que unida al agua de extinción vertida por los bomberos y a los reboses de agua desmineralizada provocados por mal funciones de válvulas ocasionadas por el fuego, dio lugar a una inundación que afectó a los motores de las bombas del circuito RAIE, a los motores de las bombas del circuito RAOR de llenado de RAIE, a los motores de las bombas de refrigeración de las piscinas de combustible irradiado y a los compresores de la ventilación en parada.

Las bombas de extracción de los condensadores de las turbosoplantes y las bombas de alimentación complementaria continuaron funcionando pese a estar inundadas, en el primer caso por

tratarse de bombas de eje vertical que estuvieron sumergidas hasta el palier de unión entre el motor y la bomba, y en el segundo, de bombas de eje horizontal que estuvieron sumergidas hasta el nivel del eje.

El personal de operación de Vandellós I mantuvo la extracción del calor residual del núcleo, asegurando, mediante intervenciones manuales, los auxiliares necesarios para el funcionamiento de las turbosoplantes 1 y 2 y regulando manualmente hasta la mañana del día 20 de octubre de 1989 la alimentación a los cuartos 1 y 2 del cambiador de calor principal. La jornada del día 20 de octubre de 1989 se dedicó a la sustitución y recuperación, cuando ésta fue posible, de los componentes de los diferentes sistemas empleados para la refrigeración en parada de la central. El 21 de octubre de 1989, la central nuclear Vandellós I contaba con la redundancia de sistemas suficiente para garantizar la extracción del calor residual de la instalación. Durante el accidente del 19 de octubre de 1989 no se produjo liberación alguna significativa de radiactividad, ni interiormente ni exteriormente a la central, por encima de los valores normales.

e) Asimismo, son de destacar, por clasificarse como sucesos nivel 1 según la escala Internacional de Sucesos Nucleares, los siguientes incidentes:

- El 28 de febrero de 1996, durante una operación de descontaminación radiactiva de piezas, en el curso de actividades de desmantelamiento de la central, se produjo una liberación a la atmósfera de la nave de operación de partículas y aerosoles altamente radiactivos. Como consecuencia, nueve trabajadores presentes resultaron contaminados internamente, cuatro de los cuales incorporaron hasta el 40% del límite anual permitido de americio 241 para profesionalmente expuestos.
- El primer semestre de 1997, durante la operación de extracción de materiales y vaciado de la piscina de combustible se produjo la contaminación interna de un operario, alcanzándose 576 mSv de dosis interna integrada a la superficie del hueso, aunque no se superó (31 mSv) el límite de dosis interna integrada efectiva, establecido en 50 mSv. Fue necesaria la administración al trabajador de DTPA, por lo que el suceso se clasificó nivel 1 de la escala INES.

Tabla 5. Disparos y paradas en Vandellós I

Año	Disparos no programados	Disparos programados para pruebas	Paradas programadas	Paradas no programadas
1981	14	0	2	0
1982	7	2	1	0
1983	10	0	1	0
1984	5	0	3	0
1985	5	0	1	1
1986	9	0	2	0
1987	9	0	1	0
1988	2	0	1	0
1989	4	0	1	0
1990	—	—	—	—
1991	—	—	—	—
1992	—	—	—	—
1993	—	—	—	—
1994	—	—	—	—
1995	—	—	—	—
1996	—	—	—	—
1997	—	—	—	—

6. Puesta al día en seguridad nuclear

Dentro del programa de reevaluación de la seguridad de las centrales nucleares de la 1ª generación, en el primer semestre de 1986 el CSN había solicitado del titular la presentación de un programa para Vandellós I. Este quedó definido a finales del mismo año. Su ejecución estaba programada para tres años, siendo sus tres principales actividades las siguientes:

1. Balance de explotación de la central durante los 14 años de operación hasta 1986.
2. Revaluación sistemática de la seguridad, con examen en detalle de 43 áreas de revisión.
3. Estudio de fiabilidad de la función de soplado.

Asimismo en ese mismo año de 1986, el CSN solicitó del titular la realización de una serie de modificaciones con alcance análogo al de la central francesa utilizada como referencia. Dichas modificaciones afectan a la protección contra incendios, al sistema de refrigeración de emergencia, a la protección frente a incidentes de aumento de reactividad y frente a las posibles obstrucciones de los canales de refrigeración y a la introducción de fuentes de neutrones para comprobar las cadenas de arranque de la central.

El accidente de octubre de 1989 ocurrió antes de que la central hubiese procedido a la implantación total de las modificaciones solicitadas y, en particular, de las referentes a la protección contra incendios y al sistema de refrigeración de emergencia.

Fotografía aérea de la central nuclear de Almaraz y su entorno



1. Presentación

La central nuclear de Almaraz consta de dos unidades gemelas con un sistema nuclear de producción de vapor cada una, formado por un reactor de agua ligera a presión (PWR) de potencia térmica autorizada 2.696 MW y potencia eléctrica 973 MW la unidad I y 982 MW la unidad II. Estas unidades no comparten edificios que afectan a la seguridad nuclear con excepción del edificio de control.

Se halla situada en el municipio de Almaraz (Cáceres) entre la carretera N-V y el embalse del arroyo Arrocampo.

La unidad I entró en funcionamiento en mayo de 1981, significando el inicio de la explotación de la segunda generación española de centrales nucleares. La unidad II fue acoplada a la red en octubre de 1983.

La central es propiedad de Iberdrola (53%), Compañía Sevillana de Electricidad (36%), Unión Eléctrica-Fenosa (11%).

El suministrador del sistema nuclear de suministro de vapor es Westinghouse. La dirección del proyecto corrió a cargo de Empresarios Agrupados, junto con el titular. Las ingenierías fueron Westinghouse, y Empresarios Agrupados y Gibbs & Hill, Inc. La obra civil la realizó Entrecanales y Agromán. El montaje mecánico, Moncasa, y el eléctrico, Abengoa. En 1996 en la unidad I, y en 1997 en la unidad II, se sustituyeron los generadores de vapor por otros diseñados y suministrados por el consorcio Siemens Framatome.

El permiso vigente de explotación de ambas unidades es de fecha 8 de junio de 1995.

Autorizaciones concedidas:

Unidad I:

- Autorización previa: 29 de octubre de 1971.
- Autorización de construcción: 2 de julio de 1973.
- Autorización de puesta en marcha (PEP): 13 de octubre de 1980.
- Autorización vigente: 8 de junio de 1995.

Unidad II:

- Autorización previa: 23 de mayo de 1972.
- Autorización de construcción: 2 de julio de 1973.
- Autorización de puesta en marcha (PEP): 15 de junio de 1983.
- Autorización vigente: 8 de junio de 1995.

2. Emplazamiento

El emplazamiento de la central nuclear de Almaraz, cuyas coordenadas son 39° 48' 28" 50 N y 5° 41' 49" 17 W respecto al meridiano de Greenwich, para la primera unidad y 39° 48' 31" 15 N y 5° 41' 49" 25 W respecto al mismo meridiano para la unidad II, está localizado en el término de Almaraz (Cáceres) a 16,4 km al oeste-sudoeste de Navalmoral de la Mata, a 68,8 km al este-noroeste de la capital, Cáceres, y a 180 km al oeste-sudoeste de Madrid. La altitud de la central respecto al nivel del mar es de 258 metros. El río Tajo por el sur y el arroyo Arrocampo por el oeste, forman parte de los límites del término de Almaraz.

2.1. Geología

El emplazamiento está situado en el valle del Tajo y en el borde norte de la depresión de este nombre que está rellena por sedimentos continentales con marcada influencia de las rocas graníticas y metasedimentarias limítrofes. La central nuclear está situada sobre arenas y arcillas arcósicas, margas, areniscas y conglomerados, encontrándose los conglomerados consolidados de la base del Terciario, de disposición también horizontal, a 100 metros de profundidad. La edad de estos sedimentos se estima en 25 millones de años.

No se ha identificado actividad neotectónica. Se ha confirmado, así mismo, la inexistencia de fallas postterciarias.

2.2. Sismología

El emplazamiento está localizado en una zona de sismicidad poco significativa. Los terremotos se expresan en escala Mercalli (intensidad I-XII). No hay

registros de terremotos de intensidad V o mayor en un radio de 100 km, aunque existe el dato histórico del terremoto de Trujillo catalogado con esa intensidad. Los sismos posibles considerados para el diseño estructural de la central son el de 1856, de intensidad II, a 155 km al NW del emplazamiento (a 10 km según el criterio de distancia ajustada); el de 1902 en los Montes de Toledo, a 110 km, de intensidad VIII, y el de 1909 en la costa de Portugal, de intensidad X-XI, así como los de la cresta Azores-Gibraltar, de intensidad XII de 1755, 1941 y 1969. Estos equivaldrían a una intensidad VII en el emplazamiento.

La aceleración horizontal correspondiente al sismo de parada segura (SSE) es de 0,1 g. La aceleración horizontal atribuida al sismo base de operación (OBE) es de 0,05 g.

2.3. Geotecnia

Las arenas arcillas arcóscicas que integran la roca de fundación están poco consolidadas y presentan escasa plasticidad. Es de destacar el incremento del módulo de deformación de estos suelos con la profundidad, lo que obligó a que el cálculo de asientos no se pudiera realizar con un solo valor. El gradiente del módulo varía entre 0,5 y 2 y el módulo de deformación entre 375 y 2.400 kg/cm².

Estratigráficamente, desde la superficie hasta los 15 m de profundidad los terrenos son bastante arenosos. Entre los 15 y 60 m se encuentran formaciones sensiblemente más arcillosas. Entre los 60 y los 90 m aparecen de nuevo terrenos bastante arenosos. Finalmente, a partir de los 90 m se hallan los conglomerados, ya mencionados, que podrían constituir la base de la formación detrítica.

2.4. Meteorología y climatología

La meteorología local se evalúa por medio de dos estaciones meteorológicas.

El clima es de tipo continental con influencia atlántica, lo que da lugar a inviernos suaves. La temperatura media anual es de 16,1°C y la precipitación media de

480 mm/año. Las temperaturas medias oscilan entre 34,5°C en julio y 1,9°C en diciembre. En cuanto a las precipitaciones las máximas se dan en diciembre (98,5 mm) y las mínimas en agosto (7,4 mm).

Los vientos predominantes son del oeste-sudoeste. La difusión atmosférica es en general buena; aunque con vientos débiles de componente sur, lo cual ocurre muy esporádicamente, ésta es deficiente. En ocasiones y sobre todo en días de viento débil con atmósfera estable, aparece el efecto meandro.

2.5. Hidrología

El agua de aportación para la central se toma de un embalse creado al efecto mediante la construcción de una presa en el arroyo Arrocampo, afluente del embalse de Torrejón. Una gran pantalla en el centro del embalse de refrigeración separa los canales de toma y de descarga, retardando de esta forma la recirculación del agua entre ambos. Al ser las aportaciones de este arroyo inferiores a las necesidades de la central en determinadas épocas del año, ha sido necesario un bombeo, desde el citado embalse de Torrejón, de hasta 18 m³/s. El sistema de embalses del Tajo Medio, que es el que en última instancia asegura el suministro de agua a la central nuclear, está compuesto por los embalses de Valdecañas y Torrejón. Su capacidad conjunta es de 1.617 millones de m³.

No se tienen noticias de avenidas en el emplazamiento. La avenida máxima con probabilidad de ocurrencia cada 10.000 años es de un caudal de 325 m³/s, lo que daría una cota de las aguas de 256,37 m, más de un metro por debajo de la cota de explanación (257,50). Si se considera además superpuesto el efecto del oleaje, la cota alcanzada por las aguas sería de 256,84 m.

2.6. Ecología

La vegetación original es herbácea y fruticosa de matorral bajo y existen también especies de Quercus de lugares secos. La flora es, por tanto, fundamentalmente esteparia.

La fauna es mediterránea, existiendo algo de caza. El embalse de Torrejón presenta un alto índice de

eutrofización, con un periodo de recirculación durante el invierno. Las especies de peces que en él habitan son termófilas, boga, barbo y carpa principalmente.

2.7. Demografía

En un radio de 10 kilómetros en el entorno de la central existen nueve municipios, todos ellos menores de 2.000 habitantes. En conjunto, la población de la zona es de 5.251 personas (año 1996).

En el círculo de radio 30 km, los municipios mayores de 5.000 habitantes cercanos a la central son Navalmoral de la Mata, a 16,4 km de la central y Jaraiz de la Vera, a 29,6 km. El centro de población más cercano con más de 25.000 habitantes es Plasencia, situado a 43,2 km de distancia.

2.8. Usos del agua y del suelo

Con excepción del municipio de Almaraz, el conjunto de la población de la zona se dedica básicamente a la agricultura y a la ganadería. Destacan: en regadío el tabaco, en secano el trigo, el encinar y el alcornocal, y los pastos y prados. En cuanto a la ganadería destaca el ganado lanar, el caprino, y con menos importancia el vacuno y porcino.

2.9. Otras actividades humanas

En un círculo de 15 km de radio no existen aeropuertos, bases militares, conductos o tanques de combustible. La autovía de Extremadura en su trazado más próximo a la central discurre por los sectores SSE-S-SSW a una distancia de aproximadamente 1,5 km. La antigua carretera N-V de Madrid a Badajoz pasa a 600 m del emplazamiento.

3. Descripción general de la central

La central consta de dos unidades del tipo agua ligera a presión PWR.

La central es propiedad de Iberdrola (53%), Compañía Sevillana de Electricidad (36%), Unión Eléctrica

Fenosa (11%). Westinghouse es el suministrador del sistema nuclear de suministro de vapor. La potencia térmica autorizada de cada unidad es de 2.696 MW y la potencia eléctrica en origen es de 930 MW. Tras el cambio de los generadores de vapor y turbinas en los años 1996 y 1997 la potencia eléctrica ha pasado a ser de 973 MW en la unidad I y 982 MW en la unidad II.

La central de referencia es la de North Anna, unidades 1 y 2 en Estados Unidos. Otras centrales con diseños similares son Farley y Virgil Summer, también en Estados Unidos.

Tabla 1. Características principales de la central nuclear Almaraz I

Localización.....	Almaraz (Cáceres)
Titular.....	Central nuclear de Almaraz
Participaciones.....	Iberdrola 53% Cía. Sevillana: 36% Unión Fenosa: 11%
Tipo de reactor.....	PWR (Westinghouse)
Potencia.....	Térmica: 2.696 MW Eléctrica: 973 MW
Refrigeración.....	Mixta: Circuito abierto (embalse Arrocampo) Torres de refrigeración
Autorizaciones	
Previa.....	29-10-71
Construcción.....	02-07-73
Puesta en marcha (PEP).....	13-10-80
Permiso de explotación	
Provisional	
vigente.....	Concesión: 08-06-95
definitivo.....	Solicitud: 14-10-81
Otras características	
1ª Criticidad.....	05-04-81
1ª Aclopmiento.....	01-05-81
Explotación comercial.....	01-09-83
Total energía generada.....	Bruta 100.266 GWh (hasta 31-12-97)
Factor de carga 1977.....	80,5

NOTA: Factor de carga es la relación entre la energía neta producida en el período considerado y la que hubiera podido ser producida funcionando todo el tiempo a la potencia autorizada.

Cada unidad está equipada con tres circuitos de refrigeración. Su diseño mecánico, termohidráulico y nuclear es similar al de otras unidades de Westinghouse.

El combustible es dióxido de uranio enriquecido en U-235 (con enriquecimiento máximo del 3,1%).

El número de elementos es 157, cada uno de los cuales lleva 264 varillas de combustible en matriz 17 x 17.

En origen los generadores de vapor eran del modelo D-3 de Westinghouse. En 1996 en la unidad I, y en 1997 en la unidad II, se procedió a su sustitución por

otros, diseñados y suministrados por el consorcio Siemens-Framatome (mod. 61W/D3). Reciben agua a 223,9°C y generan vapor a 284,5°C.

El recinto de contención es cilíndrico, de hormigón con cúpula semiesférica y forro de acero. El espesor de hormigón es de 1,4 m en pared, 0,75 en cúpula y 3,5 m en base. Es capaz de resistir 3,5 kg/cm².

Los sistemas de seguridad nuclear consisten principalmente en el de refrigeración de emergencia del núcleo, el de aspersión del recinto de contención y el de refrigeración del recinto de contención.

La refrigeración externa es abierta al embalse de Arrocampo. El caudal máximo tomado es de 44 m³/s para las dos unidades. En 1996 y 1997 se pusieron en funcionamiento torres de refrigeración de apoyo para la refrigeración del edificio de turbinas.

Tabla 2. Características principales de la central nuclear Almaraz II

Localización.....	Almaraz (Cáceres)
Titular.....	Central nuclear de Almaraz
Participaciones.....	Iberdrola 53% Cía. Sevillana: 36% Unión Fenosa: 11%
Tipo de reactor.....	PWR (Westinghouse)
Potencia.....	Térmica: 2.696 MW Eléctrica: 982 MW
Refrigeración.....	Mixta: Circuito abierto (embalse Arrocampo) Torres de refrigeración
Autorizaciones	
Previa.....	23-05-72
Construcción.....	02-07-73
Puesta en marcha (PEP).....	15-06-83
Permiso de explotación	
Provisional	
vigente.....	Concesión: 08-06-95
Otras características	
1ª Criticidad.....	19-09-83
1º Acoplamiento.....	08-10-83
Explotación comercial.....	01-07-84
Total energía generada.....	Bruta 97.816 GWh (hasta 31-12-97)
Factor de carga 1997.....	73,89%

NOTA: Factor de carga es la relación entre la energía neta producida en el período considerado y la que hubiera podido ser producida funcionando todo el tiempo a la potencia autorizada.

3.1. Sistema del reactor

3.1.1. Núcleo del reactor

El núcleo del reactor está dividido en tres regiones. Las barras combustibles están presurizadas y el combustible, dióxido de uranio ligeramente enriquecido (con enriquecimiento máximo del 4,3%), está dentro de tubos de zircaloy trabajados en frío. Los elementos combustibles de más alto enriquecimiento están situados en la periferia del núcleo. Los elementos de enriquecimiento más bajo se encuentran dispuestos de una forma determinada en la zona central. La vasija es de acero al carbono recubierto de inoxidable con un diámetro interior de 3,99 m.

El elemento combustible tiene toberas superior e inferior y los manguitos guía de las barras de control unidos a las rejillas. Las barras combustibles están sujetas al conjunto por rejillas y muelles. Hay 157 elementos combustibles con las barras dispuestas en matrices de 17 x 17, con una masa de 82.195 kg. Su longitud activa es de 365,7 mm.

Las vainas son de Zircaloy-4, con un espesor de 0,57 mm.

Las barras de control, como las barras de veneno consumible, se insertan en los tubos guía de los elementos

combustibles. El material absorbente de las barras de control es de cadmio-indio-plata (5%-15%-80% respectivamente) encerrado en tubos de acero inoxidable. El material de absorción en las barras fijas de veneno consumible está constituido por cristales de borosilicato metidos en tubos de acero inoxidable.

Existen 1.152 barras de control dispuestas en 48 haces de 24 barras. Son de forma de araña. Se accionan por bobinas magnéticas y penetran por gravedad a través de la parte superior del reactor si falta energía de excitación.

3.1.2. Refrigerante del reactor

El sistema refrigerante del reactor consta de tres lazos similares de transferencia de calor, conectados en paralelo a la vasija del reactor. Aporta un caudal nominal de $47,1 \times 10^6$ kg/h de agua ligera a $157,2$ kg/cm² de presión y $292,1^\circ\text{C}$ de temperatura de entrada (rama fría). Las tuberías de las ramas frías tienen un diámetro de 69,8 cm. El agua borada (el boro actúa como absorbente de neutrones) y desmineralizada también actúa como moderador y reflector. Las bombas de refrigerante del reactor son Westinghouse, verticales, centrífugas, de eje sellado y una sola etapa. Tiene una capacidad de 21.506 m³/h.

Un presionador calentado eléctricamente, conectado a uno de los lazos del refrigerante del reactor, mantiene la presión del sistema refrigerante del reactor durante la operación normal, limita las variaciones de dicha presión durante la operación normal, limita las variaciones de dicha presión durante las cargas transitorias de la central, y mantiene la presión del sistema dentro de los límites de diseño en condiciones anormales.

El sistema de agua de alimentación auxiliar se ha diseñado para permitir la evacuación de calor residual; este sistema tiene dos bombas accionadas por motor y una accionada por turbina.

El sistema de instrumentación lleva detectores de neutrones exterior al núcleo. Los intervalos de instrumentación nuclear son:

- Intervalo de arranque: 2 canales (10^4 a 10^5 neutrones/cm² x seg).

- Intervalo intermedio: 2 canales (10^2 a 10^{10} neutrones/cm² x seg).
- Intervalo de potencia: 4 canales (10^7 a 10^{10} neutrones/cm² x seg).

3.2. Sistema de contención

El edificio de contención es de hormigón armado, de estructura cilíndrica vertical con forro de acero, base plana y cúpula con forma de casquete esférico. La contención está interiormente revestida de acero al carbono para evitar fugas.

Los espesores son los siguientes:

- Hormigón: 1,4 m en pared, 0,75 m en cúpula, 3,5 m en base.
- Acero: 10 mm.

El valor límite de fugas en la contención es como máximo el 0,20% del volumen (59.470 m³) por día.

Dentro de la contención, el reactor y los componentes del sistema nuclear de generación de vapor están protegidos con hormigón.

Durante la operación a potencia normal es posible el acceso a determinados sectores de la contención.

La contención, junto con los sistemas de salvaguardias tecnológicas, está diseñada para soportar la presión interna y temperatura resultantes de la liberación de energía producida por un accidente de pérdida de refrigerante (LOCA), suponiendo el reactor a una potencia térmica de 2.750 MW. Las condiciones de diseño de la contención permiten soportar una presión interna de $3,4 \times 10^5$ Pa ($3,5$ kg/cm²) y una temperatura correspondiente de 138°C .

3.3. Sistema generador y eléctrico

Los generadores de vapor son Siemens, verticales, de tubos en U de incoloy 800 mod. Los separadores integrales de humedad reducen el contenido de humedad en el vapor a un 0,10%. A cada reactor hay acoplados 3 generadores de vapor.

Cada generador tiene una superficie de transmisión de 6.103 m^2 (65.692 pies²). Recibe un caudal de $15,7 \times 10^6 \text{ kg/h}$ de agua del primario a $326,5^\circ\text{C}$ y produce $1,787 \times 10^6 \text{ kg/h}$ de vapor a $284,5^\circ\text{C}$ en el secundario.

Las tuberías del refrigerante del reactor, así como todas las superficies en contacto con dicho fluido y las superficies de transferencia de calor en contacto con el refrigerante del reactor, son de acero inoxidable o con revestimiento de acero inoxidable. Los tubos de los generadores de vapor y las vainas del combustible son de incoloy 800 y zircaloy respectivamente. Los componentes internos del núcleo, incluyendo los ejes de accionamiento de las barras de control, son de acero inoxidable.

El turbo-generador fue suministrado por Westinghouse Electric Corporation, siendo sustituida la turbina en 1996 en la unidad I, y en 1997 en la unidad II, por otra de diseño Siemens. Es una unidad tandem-compound a 1.500 rpm, de cuatro flujos, y diseñada para trabajar con vapor saturado. La turbina consta de un cuerpo de alta presión y dos de baja. Entre el cuerpo de alta presión y los dos de baja se dispone de una etapa de separación de mezcla y dos de recalentamiento. En su ciclo térmico cuenta con 6 etapas de calentamiento del agua de alimentación, en servicio mediante vapor de extracción; además suministra vapor de extracción a las turbinas motrices de las bombas de agua de alimentación.

La potencia nominal del grupo turbogenerador es de 983,4 MWe, siendo la real de 973 MWe para la unidad I y 982 MWe para la unidad II.

Los sistemas eléctricos están diseñados para suministrar energía al exterior, y al interior durante el arranque, operación normal, parada y situaciones de emergencia. Cada unidad suministra energía al parque de 380 kV por medio de un transformador de 20 kW/420 kV. Existe una interconexión entre el parque de 380 kV y el de 220 kV a través de un transformador. Al parque de 220 kV llegan dos líneas. Desde el parque de 220 kV se pueden alimentar los servicios propios de las dos unidades por medio de tres transformadores auxiliares de arranque que alimentan las barras de

arranque. Cada unidad posee un transformador de arranque asociado, siendo el tercer transformador común a ambas.

El sistema de barras de salvaguardia de 6,3 kV de cada unidad lo componen barras redundantes. Cada una de las barras de salvaguardia de 6,3 kV posee tres alimentaciones independientes procedentes de:

- a) Barras auxiliares normales.
- b) Barras de arranque.
- c) Generador diesel asociado.

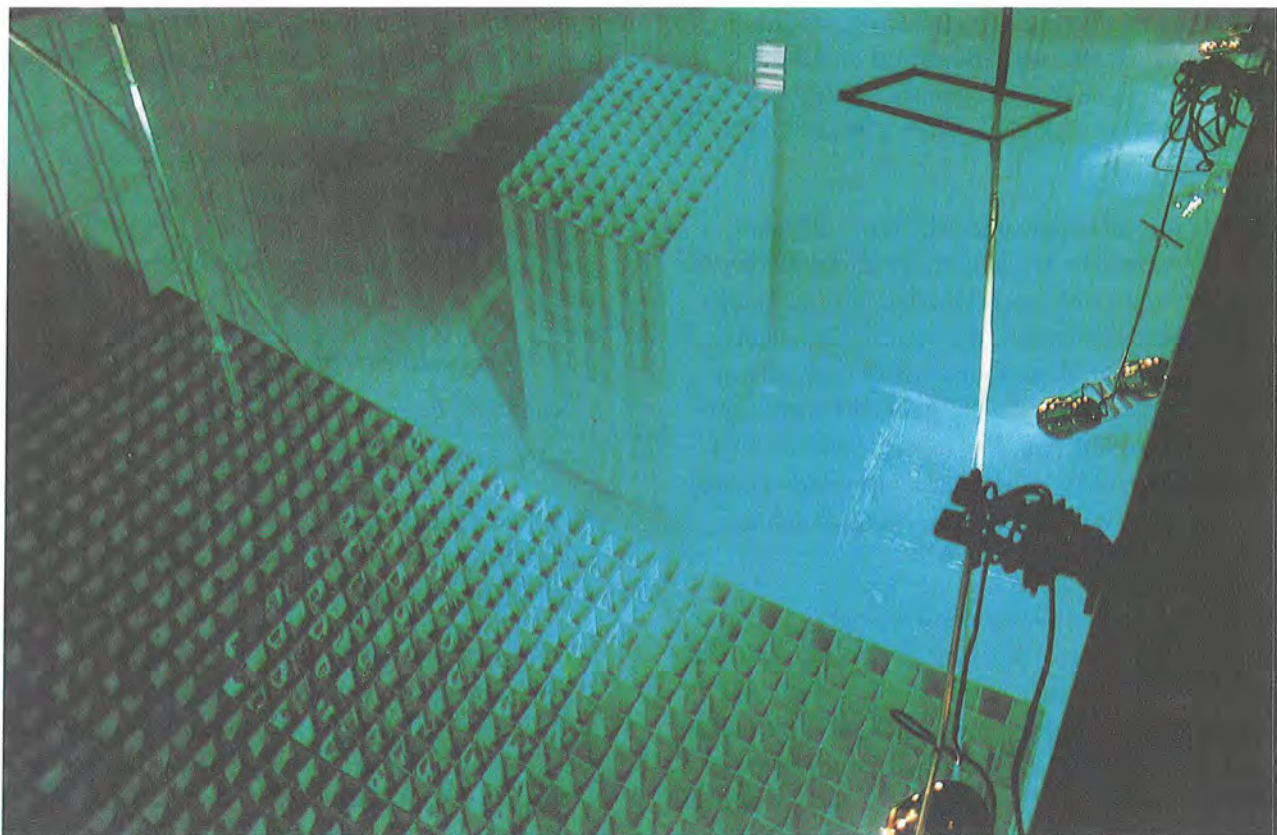
Hay cuatro generadores diesel para las dos unidades. Cada unidad tiene dos generadores diesel con disponibilidad de conexión a las barras de salvaguardia.

La refrigeración externa se realiza con agua del embalse de Arrocampo mediante un circuito en lazo abierto, que es devuelta al embalse con un salto térmico de 5°C por unidad. El caudal máximo para las dos unidades es de $159.000 \text{ m}^3/\text{h}$ ($44 \text{ m}^3/\text{s}$). Desde 1996 en la unidad I, y 1997 en la unidad II, se dispone de torres de refrigeración de apoyo para la refrigeración de auxiliares del alternador.

3.4. Sistema de control y regulación

El reactor se controla mediante el movimiento de las barras de control y regulando la concentración del ácido bórico en el refrigerante. Durante la operación en estado estacionario, el sistema de control del reactor mantiene una temperatura media programada del refrigerante del reactor, que aumenta proporcionalmente con la carga.

El sistema lógico de protección con electrónica de estado sólido inicia automáticamente las acciones oportunas siempre que los parámetros vigilados por este sistema alcancen los puntos de tarado preestablecidos. Este sistema de protección acciona el disparo del reactor, hace actuar la refrigeración de emergencia del núcleo, cierra las válvulas de aislamiento de la contención y pone en funcionamiento el sistema de salvaguardias tecnológicas.



Piscina de combustible irradiado de la central nuclear de Almaraz

3.5. Manejo y almacenamiento del combustible

El reactor se recarga usando equipos diseñados para la maniobra bajo el agua del combustible irradiado. La transferencia de combustible irradiado bajo el agua permite el uso de un blindaje radiológico de agua ópticamente transparente, que proporciona, además, refrigeración para la evacuación de calor residual. El sistema de maniobra de combustible proporciona el manejo seguro de los conjuntos de control de los haces de barras y el montaje y desmontaje de las partes internas del reactor.

El sistema se divide en dos regiones: la piscina de la cavidad de recarga, que se inunda para la recarga de combustible, y la piscina de combustible irradiado, que está fuera del recinto de contención y es siempre accesible al personal de la central. Las piscinas se conectan por el sistema de transferencia de combustible, mediante el que se transporta el combustible

desde la cavidad de recarga a la piscina de combustible irradiado.

El combustible nuevo se almacena en seco, en bastidores verticales (dos) y perchas (ocho), en el área de almacenamiento del edificio de combustible. La capacidad total de almacenamiento de combustible nuevo es de 88 elementos de combustible, suficiente para almacenar 1/3 del núcleo (53 conjuntos de combustible); el espaciado entre centros de celdas adyacentes es tal que impide la criticidad.

El interior de la piscina de combustible irradiado va recubierto de chapa de acero inoxidable. La piscina de combustible irradiado tiene una capacidad total de almacenamiento de 1.804 conjuntos combustibles en cada unidad tras el cambio de diseño efectuado.

Los elementos combustibles irradiados se almacenan en bastidores que mantienen una separación entre sí, que asegura una disposición subcrítica.

Se dispone de equipos de purificación y refrigeración redundantes para el agua de la piscina de combustible irradiado. Estos equipos se usan también para purificación del agua de recarga después de cada recarga del reactor.

3.6. Sistemas de seguridad

Los sistemas de seguridad nuclear, especialmente la contención y los sistemas de agua de refrigeración, están diseñados previendo un accidente con pérdida de refrigerante (LOCA). Estas salvaguardias realizan la función de localizar, controlar, mitigar y detener tales accidentes, de manera que los valores de las dosis recibidas por el público se mantengan por debajo de los límites permitidos por el 10 CFR 100.

Los sistemas de seguridad nuclear están constituidos principalmente por:

- Sistema de refrigeración de emergencia del núcleo (ECCS).

Se protegen las vainas del combustible mediante el suministro oportuno, continuado y adecuado, de agua borada al sistema de refrigerante del reactor, y finalmente, al núcleo del reactor. Este suministro de agua lo proporcionan los sistemas de refrigeración de emergencia del núcleo. Estos sistemas proporcionan inyección a alta presión (bombas de carga centrífugas), inyección a baja presión (bombas de evacuación del calor residual) e inyección por medio de acumuladores inmediatamente después de un accidente, así como recirculación a baja/alta presión, en el periodo de recuperación a largo plazo.

Las salvaguardias tecnológicas se distribuyen en dos grupos independientes de la misma capacidad. Cualquiera de los dos grupos puede suministrar toda la inyección de refrigerante de emergencia. Algunos sistemas de inyección de emergencia a alta y baja presión utilizan equipo que realiza funciones normales durante la operación normal de la central o durante su parada. La observación de su funcionamiento normal proporciona la vigilancia de la disponibilidad del equipo y de su condición.

En los casos en los que se usa el equipo solamente para casos de emergencia, se proyectan los sistemas de modo que se pueda efectuar su inspección y pruebas periódicas.

- Sistema de aspersión del recinto de contención.

El sistema rocía una solución de ácido bórico y agua en la fase de inyección, para asegurar que la presión máxima de dicho recinto sea inferior a la presión de proyecto del recinto de contención y para eliminar los yodos radiactivos de la atmósfera del recinto de contención después de un accidente. La retención de los yodos eliminados por la aspersión se asegura por la disolución de fosfato trisódico en la fase de recirculación.

3.7. Protección radiológica

La protección radiológica de la instalación se desarrolla de acuerdo con las normas fijadas en el Manual de Protección Radiológica de la instalación. Este documento incluye las normas, límites y criterios de protección para minimizar los riesgos derivados de las radiaciones ionizantes, durante la operación de la instalación.

El servicio de protección radiológica vigila el cumplimiento de la normativa y controla las condiciones y niveles de exposición.

3.7.1. Controles y dosimetría personal

Desde 1982 hasta 1986 la evaluación de la dosimetría de personal se documentaba considerando la medida global de la misma.

Durante el año 1986, se modificó el criterio de documentación de la dosimetría de personal, y en lugar de registrar una medida global, se desglosa, a partir de dicha fecha, el número de portadores según los intervalos de dosis, obteniéndose así una evaluación más precisa de la dosimetría.

Las distintas partes de la central están clasificadas en zonas, según la dosis probable que pueda recibirse en cada una de ellas. Dichas dosis se fijan en base a la frecuencia y a la duración de la estancia del personal,

Tabla 3. Dosimetría personal en Almaraz I y II

Año	MW-a	Dosis ocupacionales recibidas (mSv-persona)			mSv-persona por MW-a
		Total	Contrata	Plantilla	
1981	319,5	650	380	270	2,03
1982	252,9	900	550	350	3,56
(*)1983	516	1.166	928	238	2,26
1984	1.237	4.240	3.720	520	3,42
1985	1.320	9.574	8.789	785	7,25
1986	1.344	7.556	6.898	658	5,62
1987	1.615	2.561	2.190	371	1,58
1988	1.541	7.932	7.210	722	5,14
1989	1.556	6.196	5.555	641	3,98
1990	1.673	4.074	3.772	302	2,43
1991	1.688	2.822	2.590	232	1,67
1992	1.578	5.865	5.548	317	3,72
1993	1.665	2.839	2.641	198	1,71
1994	1.644	3.169	2.920	249	1,93
1995	1.586	4.796	4.466	330	3,02
1996	1.552	4.375	4.139	236	2,82
1997	1.497	4.193	4.004	189	2,80

(*) A partir de la entrada en funcionamiento de Almaraz II los datos de ambas centrales son conjuntos.

de forma que ninguna persona reciba una dosis total y homogénea en la totalidad del organismo superior a 0,05 Sv/año (5 rem por año) (trabajadores profesionalmente expuestos). Las zonas quedan clasificadas en:

- Zona controlada.

Zona sometida a reglamentación por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso esté reglamentado. Esta zona se delimita cuando existe la posibilidad de superar los 3/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajadores profesionalmente expuestos.

Dentro de la zona controlada se establecen las *zonas de permanencia limitada* (si existe el riesgo de superar los límites anuales de dosis) y *zona de acceso prohibido* (en las que existe el riesgo de superar, en una exposición única, los límites anuales de dosis).

- Zona vigilada.

Zona sometida a reglamentación por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso está reglamentado. Esta zona se delimita en función de la posibilidad de superar el 1/10, sin

que sea probable llegar a los 3/10, de los límites anuales de dosis fijados para los trabajadores profesionalmente expuestos.

- Zona de libre acceso.

Zona donde es improbable la superación de 1/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajadores y que, por tanto, no está sometida a reglamentación por razones de protección radiológica y cuyo acceso está permitido para los miembros del público.

Estas zonas están señalizadas y el acceso requiere permiso especial según la zona.

Esta central posee centro dosimétrico para la lectura de dosímetros del personal profesionalmente expuesto y servicio médico especializado autorizado para el reconocimiento inicial y anual de dicho personal.

3.7.2. Vigilancia ambiental

La vigilancia ambiental se lleva a cabo mediante las correspondientes medidas de dosis integradas y la

toma y análisis de muestras. El Programa de Vigilancia Radiológica Ambiental incluye:

- Radiación directa:
Veinte puntos con dosímetros termoluminiscentes.
- Aire:
Seis puntos para toma de muestras de partículas y radioyodos.
- Deposición:
Seis puntos con recogida de agua de lluvia.
Siete puntos de toma de muestras de suelo.
- Agua:
Tres puntos de recogida de agua potable.
Tres puntos de recogida de agua subterránea.
Diez puntos de recogida de agua superficial.
Ocho puntos de recogida de sedimentos.
Dos puntos de recogida de sedimentos de orilla.
Dos puntos de recogida de organismos indicadores.
- Alimentos:
Siete puntos de recogida de leche (vaca y cabra).
Cinco puntos de toma de muestras de cultivos.
Cinco puntos de toma de muestras de carne, aves y huevos.
Dos puntos de toma de muestras de miel.
Tres puntos de captura de peces.

3.7.3. Vertidos líquidos y gaseosos

En el tratamiento de efluentes radiactivos líquidos hay que distinguir entre los que no son de calidad del refrigerante del reactor y los que sí son de calidad del refrigerante del reactor.

Los efluentes que no son de calidad del refrigerante del reactor son:

- Drenajes químicos que se almacenan en un tanque y se pasan al sistema de solidificación.
- Drenajes de lavandería y duchas que se almacenan en dos tanques, y mediante una bomba y filtros se pasan a tanques de vigilancia, desde donde se impulsan al sistema de efluentes o bien al sistema de desechos de calidad del refrigerante.
- Drenajes de suelo y equipos, que tras su almacenamiento en tanques se impulsan hacia los tanques de

vigilancia descritos para los drenajes de lavandería y duchas, siguiendo el proceso descrito para éstos.

La impulsión a los tanques puede ser directa o, como es habitual, pasando por un clarificador, filtros y desmineralizadores (también existe la posibilidad de tratar igualmente antes de pasar por los tanques de vigilancia, los drenajes de lavandería y duchas).

En el sistema de efluentes que sí son de calidad del refrigerante del reactor se tratan: los desechos líquidos de baja actividad, procedentes del sistema de efluentes, que no son de calidad del refrigerante del reactor; los drenajes de calidad del refrigerante del reactor y sistemas de drenajes contaminados. Estos efluentes pasan a tanques de retención, desde donde son impulsados a través de filtros a un evaporador, dirigiéndose los gases al sistema de desechos gaseosos, el concentrado al sistema de desechos sólidos, y los líquidos condensados, tras su paso por un desmineralizador y filtro, al tanque de condensado o a los tanques de vigilancia de efluentes o a los tanques de retención.

También se tratan los desechos líquidos procedentes del sistema del refrigerante del reactor y sistemas auxiliares, los cuales pasan a un tanque que descarga, mezclándose con los líquidos procedentes del tanque de alivio del presionador, al sistema de reciclado de boro previo paso por un cambiador de calor o bien al tanque de retención de residuos.

Los desechos gaseosos, antes de su almacenamiento en tanques a presión, son tratados mediante un sistema que elimina la mayor parte del hidrógeno, almacenándose a continuación durante un tiempo suficientemente prolongado para disminuir su actividad hasta valores admisibles. Los gases pueden entonces ser descargados al exterior a través de filtros HEPA (de alta eficiencia de filtración) y carbón activo, junto a los provenientes de la ventilación de los edificios.

Los aspectos relativos a la vigilancia y control de los efluentes radiactivos al medio ambiente se establecen en las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF), documentos oficiales de explotación que se aprueban al concederse las autorizaciones administrativas de las centrales nucleares españolas.

Las ETF referentes a la limitación, vigilancia y control de los efluentes radiactivos han sido sometidas a sucesivos y profundos procesos de revisión por el CSN. En una primera fase se procedió a su homogeneización entre las diferentes centrales, las cuales, debido fundamentalmente al amplio intervalo de tiempo transcurrido entre la entrada en operación de las mismas (con diferente normativa aplicable en cada momento), presentaban una gran variedad de formulaciones. En una segunda fase se procedió a su actualización para incorporar referencias a la obligatoriedad de cumplir la normativa española (hasta el momento se referenciaba la normativa USA), y las últimas recomendaciones de la Comisión Internacional de Protección Radiológica; siendo de destacar el valor de 1mSv/a como límite de dosis equivalente efectiva y el de 0,1 mSv/a como restricción operacional de la dosis equivalente efectiva debida al total de los efluentes.

Como resultado de dicho proceso las nuevas Especificaciones Técnicas, en el capítulo 6 (Procedimientos y Programas), contienen las líneas básicas del Programa de Control de Efluentes, comunes a todas las centrales. Este programa se establece para controlar los efluentes radiactivos y para mantener las dosis al público, debidas a los mismos, tan bajas como sea razonablemente posible (criterio ALARA) y siempre inferiores a los siguientes valores:

- Un límite anual de dosis equivalente efectiva, referida a cualquier periodo de 12 meses consecutivos, de 1 mSv.
- Un límite anual de dosis equivalente para la piel y para cualquier otro órgano considerado individualmente, de 50 mSv, en cualquier periodo de 12 meses consecutivos.

El Programa de Control de Efluentes, que debe ser desarrollado en detalle en un documento específico de cada central denominado Manual de Cálculo de Dosis al Exterior (MCDE), debe contener:

- Requisitos de operabilidad de la instrumentación de vigilancia de efluentes radiactivos, incluyendo pruebas de vigilancia y puntos de tarado.
- Límites instantáneos de concentración de efluentes líquidos.

- Límites instantáneos de tasa de dosis en efluentes gaseosos.
- Requisitos de vigilancia, muestreo y análisis.
- Restricción operacional de dosis para efluentes radiactivos a 100 μ Sv/a, debiéndose distribuir esta dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, según lo establecido en el MCDE.
- Estimación de las dosis.
- Requisitos de operabilidad de los sistemas de tratamiento de efluentes radiactivos.

El MCDE de cada central pasa a ser el documento oficial de explotación que desarrolla en detalle el contenido de las ETF relativas al Programa de Control de Efluentes y que regula su aplicación práctica.

En lo que respecta a la distribución de la restricción operacional de dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, en el MCDE de Almaraz se asigna un valor de 0,02mSv a los líquidos y 0,08 mSv a los gases por cada unidad.

Tabla 4. Residuos sólidos de media y baja actividad en Almaraz I y II

Año	Bidones producidos	Bidones acumulados
1981	452	452
1982	716	1.168
1983	1.239	2.047
1984	1.609	4.016
1985	2.164	6.180
1986	1.886	8.066
1987	1.005	(*) 8.271
1988	1.165	8.875
1989	1.077	9.952
1990	716	10.668
1991	672	11.340
1992	805	12.142
1993	1.145	13.289
1994	760	13.223
1995	781	12.735
1996	826	11.251
1997	1.211	10.240

* Al realizarse reacondicionamientos se redujo el número de bidones. La capacidad de almacenamiento en bidones de ambas unidades es de 23.544. A fecha 31 de diciembre de 1997 el porcentaje de ocupación es de 43,49%.

** A partir de 1994 se realizan transportes de bidones a Sierra Albarrana por lo que el número de bidones acumulados no es completamente «aditivo».

3.7.4. Residuos sólidos

Como consecuencia del tratamiento de efluentes líquidos se producen residuos sólidos como son filtros colmatados, concentrados del evaporador y coadyuvantes de filtración. Asimismo, se producen otros procedentes de vestimentas, trapos, plásticos y otros productos contaminados. Estos residuos de media y baja actividad se almacenan de forma provisional en bidones en las naves Almacén I y Almacén II. Este último se construyó en 1985 para aumentar el espacio de almacenamiento. La capacidad total de almacenamiento es de 23.544 bidones.

Inicialmente la solidificación en bidones se llevaba a cabo mediante el sistema urea-formaldehído. A solicitud del CSN, desde 1984 se utiliza el sistema de cemento por estimarse más efectivo, y se procedió a un reacondicionamiento de los bidones.

Con el fin de albergar los generadores de vapor sustituidos se construyó el Almacén Temporal de los Generadores de Vapor (ATGV). Este almacén consiste en un edificio de planta rectangular dividido en dos partes simétricas por una pared, al objeto de albergar los componentes de una y otra unidad. Actualmente, en cada una de las dos zonas en que se divide el almacén se encuentran: los tres generadores de vapor viejos, la tapa de la vasija vieja, y diferentes cajas y contenedores con materiales generados por la sustitución de los generadores de vapor (principalmente calorifugado y soportes).

En cuanto al combustible irradiado, se almacena de forma provisional en dos piscinas, una para cada unidad.

4. Historia de la central

4.1. Historial de licenciamiento

Unidad I

La autorización previa de esta central data del 29 de octubre de 1971 y la de construcción del 2 de julio de 1973, iniciándose por aquellas fechas los trabajos de excavación. La construcción se retrasó en varios años sobre lo previsto debido, entre otras causas, a la

Tabla 5. Energía producida en Almaraz I

Año	EEB en el año GWh	Energía acumulada GWh	Factor de carga en el año
*1981	2.798	2.798	34,40
1982	2.215	5.013	28,50
1983	3.812	8.825	47,60
1984	4.688	13.513	59,90
1985	5.045	18.558	61,40
1986	5.672	24.230	69,73
1987	7.525	31.755	92,40
1988	6.140	37.895	75,17
1989	6.827	44.722	83,70
1990	6.715	51.437	82,50
1991	7.789	59.226	95,60
1992	6.656	65.882	81,70
1993	6.823	72.705	83,75
1994	7.759	80.464	95,23
1995	6.843	87.307	84,00
1996	6.094	93.401	73,56
1997	6.865	100.266	80,50

* La central entró en funcionamiento en mayo de 1981

lentitud en la realización de ciertos trabajos, y a dificultades en el suministro de algunos componentes.

Tras la obtención del Permiso de Explotación Provisional el 13 de octubre de 1980, el primer grupo de la central nuclear de Almaraz inició la producción de energía el 1 de mayo de 1981 (1ª criticidad el 5 de abril de 1981 y primer acoplamiento a la red el 1 de mayo de 1981). Durante los primeros meses, la central registró un comportamiento discontinuo, como consecuencia de estar realizando pruebas nucleares previas a su puesta en explotación comercial.

El 2 de noviembre de 1981 se decidió parar la central al detectarse importantes defectos derivados de ciertas vibraciones en los generadores de vapor de la central sueca de Ringhals, similar a esta de Almaraz. Tras realizar inspecciones y análisis, tal como se describe más detalladamente en el apartado de *Incidencias*, se taponaron una serie de tubos de los generadores y se permitió su puesta en marcha el día 21 de diciembre, limitando la potencia al 30%.

En sus primeros ocho meses de funcionamiento la central experimentó 35 paradas, de las que tres fueron

programadas para mantenimiento o reparación de equipos, seis correspondieron a disparos programados para pruebas nucleares y las 26 restantes, no previstas, fueron debidas a fallos de operación, fallos de equipo de instrumentación y control del reactor, de la turbina o de las salvaguardias, componentes eléctricos o perturbaciones en la red eléctrica exterior, además del problema de los generadores de vapor mencionado.

Durante todo el año 1982, la central operó con la potencia limitada al 50%, no permitiendo el CSN la subida de esta limitación ni la alimentación por ambas toberas de los generadores de vapor, tal como solicitó el titular. Se continuó con las inspecciones en parada fría de dichos generadores, no encontrándose roturas pero sí adelgazamientos en ciertos tubos. Se mantuvieron estrechos contactos con el suministrador de los generadores (Westinghouse), con otras centrales similares afectadas fuera de España, y con los organismos reguladores correspondientes, para conocer la evolución de los defectos y las posibles soluciones propuestas.

Durante 1982 la central experimentó 10 paradas, de las que ocho fueron disparos no programados. El factor de carga fue sólo del 30,74 %.

La central continuó limitada al 50% hasta el 20 de abril de 1983, en que se llevó a parada fría para introducir la modificaciones en los generadores de vapor que solucionan la problemática derivada de las vibraciones. Dichas modificaciones, propuestas de forma genérica por Westinghouse, fueron la conclusión de una serie de trabajos de seguimiento de los organismos reguladores de energía nuclear de los países con reactores del tipo afectado (ver apartado de *Puesta al día en seguridad nuclear*). El Ministerio de Industria y Energía aprobó la modificación el 12 de mayo, exigiéndose una planificación detallada de los trabajos a realizar por parte del titular, con el fin de minimizar las dosis radiológicas de los operarios, ya que la central llevaba en explotación dos años, con la carga radiológica que ello supone.

Las modificaciones terminaron el 16 de junio de 1983. La dosis total recibida por el personal ascendió a 321,41 mSv/persona, pudiéndose afirmar que no se produjeron desviaciones respecto a lo que se considera

normal en una operación programada. El 2 de agosto de 1983 la central recibió la autorización para la puesta en marcha al 100% de su potencia. En ese año, la central experimentó ocho paradas, de las que seis fueron no programadas. El factor de carga fue del 47,6%.

En la parada programada para el 27 de enero de 1984, entre otras actividades, se realizó la inspección de seguimiento de las modificaciones de los generadores de vapor. El resultado fue satisfactorio.

Desde ese año, 1984, la central ha ido paulatinamente alcanzando un funcionamiento más continuo. Paralelamente, los factores de carga han ido mejorando, desde el 60% ese año, hasta el 70% en 1986, obteniéndose el valor medio de 84,5% en el periodo 1987/97. Las paradas, especialmente los disparos no programados, han disminuido notablemente en los últimos años.

Durante el segundo semestre de 1986 se introdujeron una serie de cambios en el diseño del tercer núcleo de esta unidad I (mayor enriquecimiento del combustible fresco, dos regiones del núcleo cargadas con elementos nuevos, uso de correlaciones termohidráulicas de diseño más avanzadas etc.) que permiten un mayor espaciamiento entre recargas, iniciándose la transición a ciclos de 18 meses (en el ciclo de equilibrio).

Al igual que en otras plantas de diseño Westinghouse de esa misma generación, Almaraz ha presentado desde el inicio de su operación una serie de problemas de degradación de los tubos de los generadores de vapor (GGVV), fundamentalmente por corrosión bajo tensiones; de hecho fue necesario ampliar el requisito inicial del número máximo de tubos taponados, 10% en alguno de los GGVV hasta el 21% en uno de los tres GGVV en 1996. Finalmente, siguiendo la tendencia internacional, en la 11ª parada para recarga (junio, julio y agosto de 1996) se procedió a la sustitución de los GGVV. Durante esa misma parada se sustituyeron la tapa de la vasija, turbinas y líneas de derivación de las RTDs del primario (sistema de medida de temperatura). La Dirección General de la Energía, mediante resolución de 22 de agosto de 1996, autorizó la puesta en marcha de la unidad tras la sustitución de los generadores de vapor y tapa de la vasija.

Tabla 6. Energía producida en Almaraz II.

Año	EEB en el año GWh	Energía acumulada GWh	Factor de carga en el año
*1983	712	712	36,00
1984	6.166	6.828	76,60
1985	6.519	13.347	80,00
1986	6.099	19.446	74,90
1987	6.622	26.068	81,80
1988	7.359	33.427	90,10
1989	6.800	40.227	83,50
1990	7.938	48.165	97,40
1991	6.998	55.163	85,90
1992	7.172	62.335	88,03
1993	8.038	70.373	98,99
1994	6.642	77.015	81,61
1995	7.054	84.069	86,59
1996	7.501	91.570	91,82
1997	6.246	97.816	73,89

* La central entró en funcionamiento en octubre de 1983

En el segundo semestre de 1997 la central se halla en funcionamiento en su 13º ciclo de operación (se han producido 12 recargas de su núcleo). Desde el inicio, de su explotación hasta el 31 de diciembre de 1997 ha producido 99.993 GWh, con un factor de carga del 72,3%.

Unidad II

Esta unidad, gemela de la unidad I, obtuvo la autorización previa el día 23 mayo de 1972 y la de construcción el 2 de julio de 1973. Puede afirmarse que las obras de esta unidad han ido en general, retrasadas dos años con respecto a la unidad I. La construcción finalizó en el primer semestre de 1982, entrando el 30 de junio de ese año en fase de pruebas prenucleares.

Tras la obtención del Permiso de Explotación Provisional el 15 de junio de 1983 el segundo grupo de Almaraz inició la producción de energía en octubre de 1983 (primera criticidad el 19 de septiembre y primer acoplamiento a la red el 8 de octubre de 1983).

En origen la central poseía generadores de vapor Westinghouse-D, del mismo tipo que la unidad I, y afectados por tanto por la problemática de las vibraciones, por lo que solicitó su modificación ese mismo año, antes de entrar en operación. Dicha modifica-

ción, que se describe detalladamente en el apartado de *Incidencias*, fue autorizada por el CSN el 18 de febrero de 1983 y finalizó el 9 de marzo. Al igual que en la unidad I, los generadores de vapor fueron sustituidos en 1997.

Desde 1985, el funcionamiento de esta unidad es más continuo que el de su gemela, habiendo superado siempre los 6.000 GWh/año, y alcanzando el máximo en 1993 con 8.037 GWh y 98,99% de factor de carga. Al igual que en la unidad I, el número de paradas ha ido descendiendo, siendo el comportamiento de los últimos años muy regular: el valor medio del factor de carga en el periodo 1987/97 ha sido del 87,2%.

Durante el primer semestre de 1986 se introdujeron una serie de cambios en el diseño del tercer núcleo de esta unidad II (mayor enriquecimiento del combustible fresco, dos regiones del núcleo cargadas con elementos nuevos uso de correlaciones termohidráulicas de diseño más avanzadas, etc.) que permiten un mayor espaciado entre recargas, iniciándose la transición a ciclos de 18 meses (en el ciclo de equilibrio).

Al igual que en su unidad gemela, en la 10ª parada para recarga (marzo, abril y mayo de 1997) se procedió a la sustitución de los generadores de vapor, tapa de la vasija, turbinas y líneas de derivación de las RTDs del primario (sistema de medida de temperatura). La Dirección General de la Energía, mediante Resolución de 25 de abril de 1997, autorizó la puesta en marcha de la unidad tras la sustitución de los generadores de vapor y tapa de la vasija.

A 31 de diciembre de 1997 la central se halla funcionando en su 11º ciclo de operación (la 10ª recarga se produjo del 1 de marzo al 8 de mayo de 1997). Desde el inicio de su explotación hasta el 31 de diciembre de 1997 ha generado 97.813 GWh con un factor de carga del 81,8%.

a) Bases y criterios de evaluación.

Las bases y criterios detallados para la evaluación de la central nuclear de Almaraz, aparte de lo expuesto en la Ley 25/1964 sobre Energía Nuclear y en el Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas, al corresponder a una central con

sistema nuclear de suministro de vapor de diseño de Estados Unidos, utilizan la normativa de este país.

En base a ello los estudios de seguridad de esta central responden en su contenido a lo expuesto en el documento *Standard Format and Content of Safety Analysis Reports for Nuclear Power Plants* (RG 1.70 Rev.3).

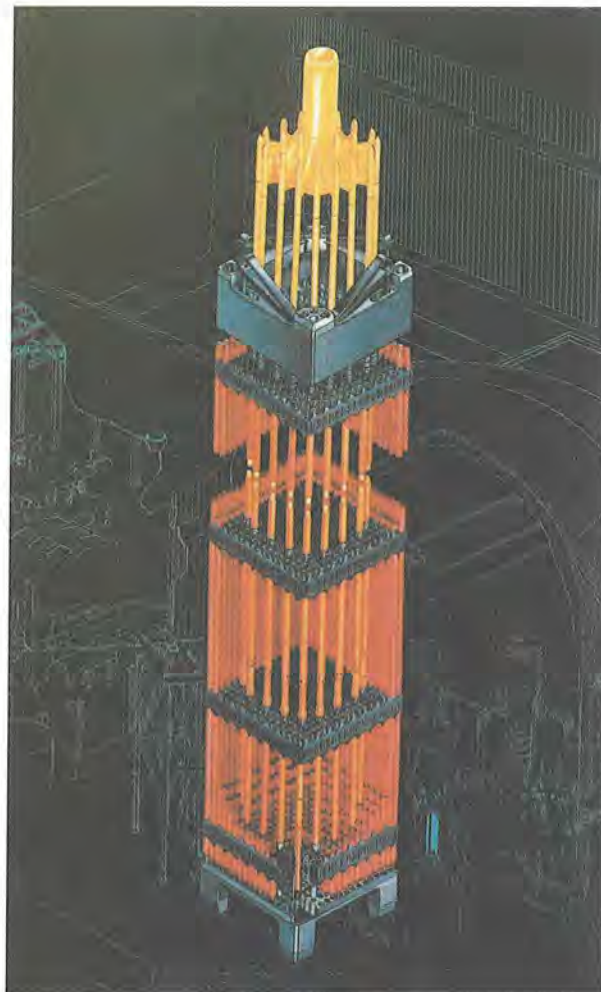
En la revisión del estudio de seguridad para la concesión del permiso de explotación provisional se ha seguido el documento *Standard Review Plan for the Review of Safety Analysis Reports for Nuclear Power Plants*, editado por la Comisión de Regulación Nuclear de Estados Unidos en septiembre de 1975, así como las revisiones posteriores al mismo que le eran aplicables a Almaraz.

Para la concesión de la autorización de construcción, al no disponerse del documento mencionado en el párrafo anterior, se tuvo en cuenta lo aplicable de la Parte 50 de CFR de Estados Unidos, así como la normativa aplicable, como es el caso de las guías reguladoras del organismo regulador de Estados Unidos, guías que no son mandatorias en su cumplimiento, pero que dan soluciones aceptables para las personas que evalúan la seguridad de una central nuclear. En muchos casos las guías reguladoras exponen como soluciones aceptables para la evaluación lo expuesto en códigos y normas, tales como las emitidas por el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).

Asimismo se ha exigido que las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento estén de acuerdo con lo expuesto en las *Standard Technical Specifications of Westinghouse Presurized Water Reactors*, emitidas por la Comisión de Regulación Nuclear de Estados Unidos.

b) Autorización de construcción.

En el dictamen técnico preliminar de seguridad sobre la solicitud de construcción de las unidades I y II de la central nuclear de Almaraz, emitido por la Junta de Energía Nuclear en abril de 1973, ya se exponía que el proyecto de Almaraz no se atiene en su totalidad al de la central de referencia, dado que en algunos temas responde al diseño de



Elemento combustible de la central nuclear de Almaraz

centrales como las de Farley y Virgil Summer, práctica común en todos los países, dado que la central de referencia no tiene por qué ser una central gemela de la que se construya.

En la autorización de construcción se exigió que los titulares de la autorización remitieran a la Administración un informe trimestral con la evolución del programa de construcción, suministro de materiales, equipos y componentes, progresos realizados en los programas de investigación y desarrollo, actividades no previstas, formación y actividades del personal de explotación e incidencias destacables, desde el punto de vista de la seguridad nuclear.

- c) Modificaciones posteriores a la autorización de construcción.

Con posterioridad a la autorización de construcción se produjeron algunas modificaciones del proyecto. Citamos como más destacadas las siguientes: cambio del combustible de matriz 15 x 15 a matriz 17 x 17 (mejora respecto a la seguridad nuclear en condiciones de accidente con pérdida de refrigerante), sistema de tratamiento de la purga de los generadores de vapor (el proyecto en su inicio no disponía de este sistema), capacidad adicional de ensayo de las salvaguardias tecnológicas, aumento de la capacidad de almacenamiento de combustible irradiado en las piscinas de combustible irradiado, mejoras en el sistema de agua de alimentación auxiliar como protección contra golpes de ariete, y supresión de las barras de longitud parcial del núcleo del reactor.

- d) Revisión de la seguridad operacional por un grupo de expertos del OIEA.

En marzo de 1987 el Consejo de Seguridad Nuclear solicitó al Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) el envío de un Grupo de Examen de la Seguridad Operacional (GESO) a la central nuclear de Almaraz. En terminología anglosajona se conoce como OSART (Operational Safety Analysis Review Team).

El GESO es un servicio de evaluación ofrecido por el OIEA a sus estados miembros, que fue creado en 1982 y empezó a llevarse a cabo en 1983.

Los grupos están generalmente formados por 10 a 15 expertos con una experiencia media de 18 años, quienes viajan a la central para realizar un examen profundo, de tres semanas de duración, de las prácticas operacionales de la misma.

Las áreas objeto de revisión son:

- Gestión, organización y administración.
- Capacitación y cualificación.
- Operaciones.
- Apoyo técnico.
- Mantenimiento.
- Protección radiológica.

- Química de la central.
- Planificación y preparación para casos de emergencia.

Las conclusiones del GESO no son juicios definitivos sobre la seguridad, sino más bien el asesoramiento objetivo de expertos internacionales respecto a prácticas determinadas que justifican una ulterior consideración por parte de las autoridades nacionales del país donde se ubica la central evaluada.

Una primera reunión preparatoria de la evaluación de Almaraz tuvo lugar el 17 de marzo de 1987 en Viena. Del 6 al 10 de julio tuvo lugar la segunda reunión preparatoria. La valoración tuvo lugar del 30 de noviembre al 18 de diciembre.

El resultado global del informe GESO sobre Almaraz es positivo puesto que se concluye que, en cuanto a seguridad operacional, el funcionamiento de la central esta claramente por encima de la media. No son precisas acciones inmediatas para incrementar la seguridad operacional. Sin embargo, se recomienda:

- Una mayor atención al factor humano en la seguridad operacional de una instalación y por tanto a los planes de formación, procedimientos, equipos de ayuda a los operadores, etc.
- Un reforzamiento de los métodos actualmente disponibles de respuesta a los accidentes que constituyen la base de diseño de la instalación, ampliándolos a otros accidentes más graves que los de diseño.
- Una mayor atención a la importancia del análisis de la experiencia operativa propia y ajena como fuente de enseñanzas que permiten disminuir la probabilidad de ocurrencia de accidentes graves, insistiendo en la necesidad de llevar los análisis hasta el nivel de detalle preciso para identificar las causas raíces del problema y la conveniencia de usar indicadores de seguridad operacional.
- Una mejor preparación para actuar en una situación de emergencia, caso de que se produjera un accidente grave.

- Una mayor dedicación por parte del CSN a los aspectos de seguridad operacional de las centrales nucleares, y una simplificación de los trámites administrativos ligados a la realización de modificaciones con efectos positivos sobre la seguridad.

Para prestar la debida atención a las recomendaciones del GESO, el CSN, aparte de las actividades que realiza de forma habitual, dispuso las siguientes acciones:

- Solicitó a Almaraz que incorporara las actividades recomendadas por el GESO en el plan de trabajo actualmente existente y que implantara aquellas que, debido a sus características, permitieran una ejecución inmediatamente beneficiosa para la seguridad.
- Remitió al resto de centrales españolas el informe del GESO para que las recomendaciones de carácter general se incorporaran en los planes de trabajo de dichas instalaciones.

e) Modificaciones de importancia realizadas en los últimos años

Son de destacar las numerosas modificaciones de importancia efectuadas en los últimos tres años:

- Sustitución de los haces tubulares del condensador principal para eliminar el cobre del circuito secundario y poder elevar el pH al objeto de mitigar el fenómeno de erosión-corrosión.
- Sustitución de los generadores de vapor a fin de solucionar el problema de degradación existente en los tubos. La sustitución fue realizada por un consorcio formado por Bechtel, Entrecanales y Gestec. Para realizar las operaciones de extracción e introducción de los GGTV se realizó un hueco en la contención.
- Sustitución de las turbinas a fin de solucionar el problema de corrosión bajo tensión de los rotores. Esta sustitución ha permitido elevar la potencia eléctrica bruta desde los 930 MWe de diseño, hasta los 973 MWe en la unidad I y 982 MWe en la unidad II.
- Sustitución de la tapa de la vasija en prevención de futuros problemas de corrosión en las penetraciones (las inspecciones realizadas no detectaron fenómenos de agrietamiento).

- Sustitución de la derivación de las RTDs a fin de solucionar los incidentes de fugas ocurridos con este sistema.
- Resoportado de la línea de descarga de las válvulas de seguridad del presionador, a fin de evitar su rotura en ciertos supuestos de accidente.

f) Análisis Probabilista de Seguridad

En 1986 el CSN requirió a la central nuclear de Almaraz la realización de un Análisis Probabilista de Seguridad (APS) nivel 1 (riesgo de daño al núcleo), incluyendo el análisis probabilista del riesgo por incendio y el análisis de la fiabilidad de los sistemas de la contención. Con posterioridad a su evaluación por el CSN, Almaraz ha llevado a cabo una actualización del APS, y ha ampliado el alcance del estudio hasta el nivel de los APS más recientes: nivel 2 (riesgo de liberaciones al exterior), inundaciones y sismo.

4.2 Historial radiológico

4.2.1. Vigilancia radiológica

a) Dosimetría personal.

Las dosis ocupacionales recibidas por el personal desde el inicio de la explotación de esta central se han mantenido por debajo de los límites establecidos. Por su complejidad y carga radiológica cabe señalar como significativos los trabajos de sustitución de los generadores de vapor, tapa vasija y sistema de *by-pass* de las RTDs, realizados en 1996 en la unidad I y en 1997 en la unidad II. Los resultados obtenidos, tanto desde el punto de vista radiológico como de ejecución, están entre los mejores resultados registrados del mundo; especialmente si se tienen en cuenta las especificidades del cambio y los niveles de radiación existentes. El buen funcionamiento de los programas ALARA puestos en marcha, y requeridos por el CSN, para llevar a cabo estas operaciones han mostrado el alto grado de desarrollo y madurez que han alcanzado en estas prácticas.

Tabla 7. Dosis colectivas recibidas en diferentes operaciones. Almaraz I y II

Operación	Dosis (Sv,p)	
	I	II
Sustitución GGV	1,57	1,20
Sustitución de la tapa de la vasija	0,29	0,22
Sustitución del by-pass de las RTDs	0,37	0,32

b) Efluentes emitidos.

La actividad de los efluentes emitidos, tanto líquidos como gaseosos, ha estado siempre por debajo de los límites estipulados en las Especificaciones Técnicas de vertidos de esta central. No obstante, el CSN, ante el incremento de las emisiones gaseosas de esta central durante los años 1985 y 1986, realizó un estudio detallado de las mismas, cuyas conclusiones más importantes fueron:

- No se superaron los valores fijados en las ETF.
- Los incrementos de emisiones se debían a prácticas operativas y problemas en algunos equipos, susceptibles de mejoras.

Como consecuencia, el CSN requirió a esa central para que mejorase sus procedimientos y realizara las operaciones de mantenimiento en los sistemas identificados. Los resultados comenzaron a notarse en 1987 con un descenso importante en las emisiones.

En las gráficas 1 y 2 se presenta la evolución de la actividad total vertida por Almaraz I y II, por vía líquida y gaseosa.

Cada central nuclear ha dispuesto en todo momento de sus propios límites de vertido, habiendo sufrido éstos distintas modificaciones a lo largo del tiempo hasta su normalización actual; no obstante, para efectuar una valoración de los mismos se han considerado los límites y las restricciones operacionales de dosis adoptados en las especificaciones técnicas de vertido vigentes.

En las gráficas 3 y 4 se recogen los valores calculados de las dosis efectivas para el individuo más expuesto debidas a los efluentes líquidos y gaseosos de Almaraz I y II. Estos cálculos han sido realizados utilizando hipótesis muy conservadoras.

Dichas gráficas presentan los resultados del impacto teórico, estimado en dosis equivalente efectiva, utilizando los factores de conversión en dosis efectiva desarrollados por el NRPB del Reino Unido para la Comunidad Europea.

El objetivo de estas gráficas es presentar la evolución histórica del impacto de los vertidos.

En las gráficas se observa que en ningún momento los valores estimados de dosis han superado los límites ni las restricciones operacionales de dosis.

c) Niveles de radiación ambiental.

Las medidas realizadas de radiactividad ambiental en las distintas estaciones se encuentran dentro de los márgenes de medida preoperacional, sin significado radiológico.

d) Residuos sólidos.

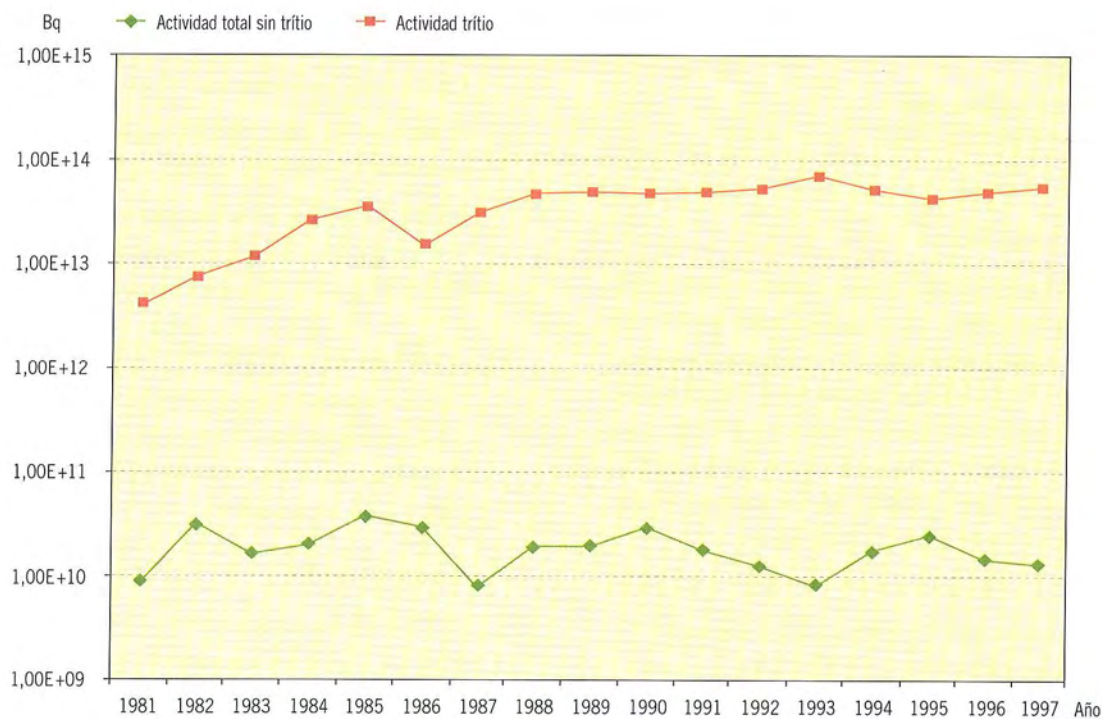
A 31 de diciembre de 1997 se habían generado un total de 18.886 bidones de residuos de baja y media actividad, de los cuales 2.019 habían sido reacondicionados, 7.039 evacuados a las instalaciones de Sierra Albarrana, encontrándose 4.395 depositados en los almacenes. Al haberse sustituido a requerimiento del CSN el sistema de solidificación mediante urea-formaldehído por cemento, que si bien ofrece mayores seguridades, requiere más espacio, las cantidades de bidones acumulados que figuran en la tabla adjunta no coincide con la suma de urea-formaldehído producidos, por haberse reacondicionado a cemento los que previamente se habían solidificado con el sistema. Asimismo, a partir de 1994 se realizan transportes de bidones a Sierra Albarrana.

El porcentaje de ocupación es, a 31 de diciembre de 1997, del 43,49%, siendo la capacidad de los almacenes de 23.544 bidones.

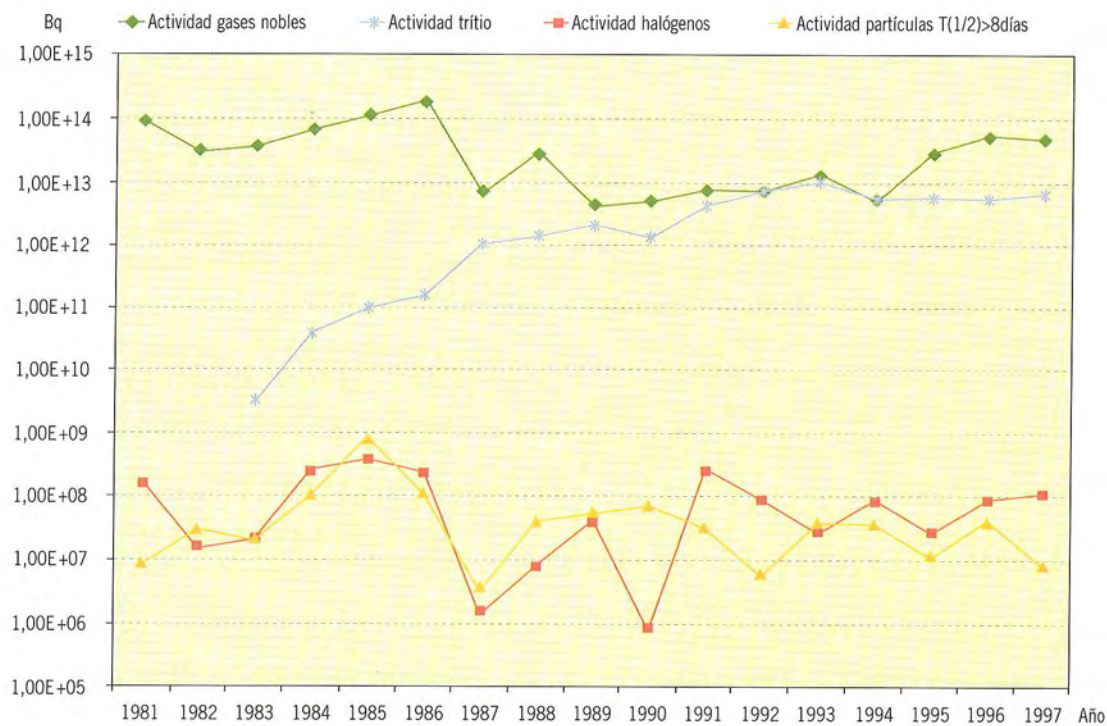
e) Combustible irradiado.

En la tabla 8 se recoge el número total de elementos combustibles irradiados almacenados de forma provisional a 31 de diciembre de 1997. En las tablas 9 y 10 se muestra la evolución del número de elementos irradiados almacenados en piscina desde 1984 hasta 1997.

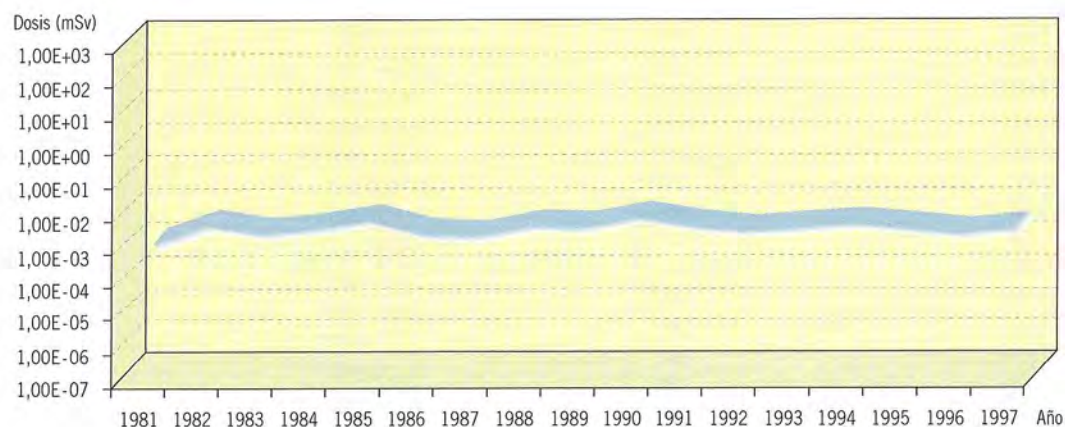
Gráfica 1. Central nuclear Almaraz I y II
Efluentes líquidos



Gráfica 2. Central nuclear Almaraz I y II
Efluentes gaseosos



Gráfica 3. Central nuclear Almaraz I y II
Efluentes líquidos. Dosis efectiva máxima



Gráfica 4. Central nuclear Almaraz I y II
Efluentes gaseosos. Dosis efectiva máxima

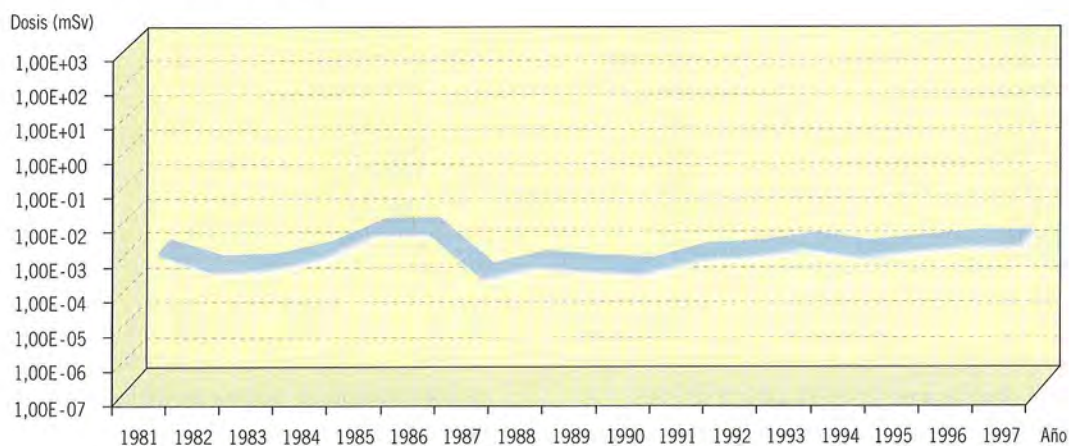


Tabla 8. Total de elementos irradiados almacenados en piscinas

	Piscina U. I	Piscina U. II
Nº de elementos	688	616
Ocupación sobre capacidad útil(%)	41,78	33,40

f) Muestreos del Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental

Con periodicidad que varía entre semanal y anual dependiendo del tipo de muestras, se vienen realizando una serie de muestreos de acuerdo con el

Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental. El número de muestras asciende a aproximadamente 1.200 al año, obteniéndose unos 11.700 datos al año. En general, no aparecen radionucleidos a niveles superiores al LID (Límite Inferior de Detección), con excepción de los procedentes de las explosiones nucleares a la atmósfera realizadas en el pasado. En cualquier caso, a partir de los valores de concentración de actividad de radionucleidos de origen artificial que hayan superado el LID se estiman las dosis, por exposición interna, que en el caso más desfavorable recibiría un individuo tipo al mantenerse las

Tabla 9. Elementos irradiados almacenados en piscina en Almaraz I

Fecha	Elementos
30/06/1984	44
31/12/1984	44
30/06/1985	88
31/12/1985	132
30/06/1986	132
31/12/1986	184
30/06/1987	184
31/12/1987	184
30/06/1988	244
31/12/1988	244
30/06/1989	308
31/12/1989	308
30/06/1990	308
31/12/1990	376
30/06/1991	376
31/12/1991	376
30/06/1992	440
31/12/1992	440
30/06/1993	440
31/12/1993	504
30/06/1994	504
31/12/1994	504
30/06/1995	560
31/12/1995	560
30/06/1996	560
31/12/1996	624
30/06/1997	624
31/12/1997	688

concentraciones obtenidas. La dosis por exposición externa se obtiene a partir de la lectura de los dosímetros termoluminiscentes (DTL) instalados en la zona de vigilancia de la central; estos valores incluyen la contribución del fondo radiológico del lugar. Dichos cálculos han resultado en valores de dosis muy bajos, confirmando las estimaciones realizadas a partir de los vertidos de la central.

El CSN realiza anualmente un programa de control independiente que permite contrastar la calidad del programa de vigilancia radiológica ambiental del titular.

5. Incidencias

Los problemas e incidencias de esta central dignos de mención por poder afectar, o haber afectado, a la seguridad nuclear y a la protección radiológica son los con-

Tabla 10. Elementos irradiados almacenados en piscina en Almaraz II

Fecha	Elementos
31/12/1984	0
30/06/1985	44
31/12/1985	44
30/06/1986	96
31/12/1986	96
30/06/1987	156
31/12/1987	156
30/06/1988	156
31/12/1988	228
30/06/1989	228
31/12/1989	292
30/06/1990	292
31/12/1990	292
30/06/1991	356
31/12/1991	356
30/06/1992	356
31/12/1992	420
30/06/1993	420
31/12/1993	420
30/06/1994	488
31/12/1994	488
30/06/1995	488
31/12/1995	556
30/06/1996	556
31/12/1996	556
30/06/1997	616
31/12/1997	616

cernientes a los asientos diferenciales en los edificios de combustible de ambas unidades, los asociados a las vibraciones en los tubos de los generadores de vapor y los derivados de la corrosión intergranular en los mismos generadores. En este apartado además se destacan otros fenómenos de menor importancia relativa.

a) Asientos del terreno.

Estos asentamientos diferenciales en los edificios del combustible de ambas unidades, con respecto a los edificios de contención, aparecieron ya en la fase de construcción. Estaban originados por problemas geotectónicos del relleno subyacente y por defectos en el diseño de los mismos. Se realizaron inyecciones de mezcla de bentonita-cemento para intentar detener el fenómeno, y se impuso como condición en los permisos de explotación provisionales la exigencia de un seguimiento muy detallado

de los posibles movimientos de estos edificios y de las consecuencias que los mismos pudieran tener para las estructuras. No obstante, cabe señalar que en base a los informes que el CSN tenía en su poder, años 1981 y 1982, esta cuestión no requería entonces acciones inmediatas, lo que permitiría elegir con prudencia la solución más adecuada.

Las ingeniarías que participaron en la construcción estudiaron el fenómeno en profundidad para evaluar los riesgos, prever su solución y máxima amplitud, así como las medidas que deberían tomarse para que no se produjera perturbación alguna en el normal funcionamiento de la central. El CSN solicitó además a la empresa propietaria que le presentara un informe de los técnicos de mayor solvencia en el país, sobre los aspectos esenciales del problema y en particular sobre las posibilidades existentes de detener, parcial o totalmente, el proceso descrito.

Como consecuencia de lo anterior, el CSN autorizó la ejecución de un tratamiento del fenómeno bajo los edificios de combustible en el segundo semestre de 1983. Dicho tratamiento incluyó una inyección bajo la losa de cimentación para detener los asentamientos y la liberación del nivel freático (nivel natural del agua bajo el terreno) para ver si su subida aumentaba los asentamientos. Del seguimiento realizado con posterioridad puede afirmarse que los asentamientos y movimientos diferenciales quedaron detenidos.

b) Defectos por vibraciones en generadores de vapor.

El 2 de noviembre de 1981, como consecuencia de los defectos encontrados en los tubos de los generadores de vapor de la central sueca de Ringhals-3, del mismo tipo que la central nuclear de Almaraz y equipada con idénticos generadores de vapor (Westinghouse D-3), se tomó la decisión de parar esta central (unidad I), con objeto de efectuar una revisión de dichos tubos. La inspección de los tubos se inició el día 8 de noviembre de 1981, una vez enfriada la central.

Esta inspección se realizó mediante corrientes inducidas. Se inspeccionaron 439 tubos de generador de vapor nº 1, 438 tubos de generador de

vapor nº 2 y 440 tubos de generador de vapor nº 3. Se detectó un adelgazamiento de la pared en 55 tubos del generador de vapor nº 1, en 23 tubos del generador de vapor nº 2, y en 46 tubos del generador de vapor nº 3, correspondientes a las filas que se encuentran más cerca de la entrada del agua de alimentación. En ningún caso se había producido una rotura de los tubos como había sucedido en la central sueca de Ringhals.

Paralelamente, se inició, a nivel internacional, el estudio de las causas que podían haber producido estos defectos en los tubos, llegándose a la conclusión de que se trataba de un defecto genérico en este modelo de generadores de vapor (Westinghouse tipo D), utilizado, además de España en centrales nucleares de Suecia, Brasil, Yugoslavia y Estados Unidos.

El problema se originaba por un fenómeno de turbulencia y vibraciones fluido-elásticas iniciadas por la incidencia del agua de alimentación de los generadores de vapor sobre la placa deflectora y su distribución a la zona del precalentador.

Desde ese momento se inició un constante intercambio de información entre CSN y las demás entidades y organismos de los distintos países involucrados o afectados por el tema: empresas titulares, suministrador principal, organismos reguladores, ingenierías, etc., con ello se conocería la evolución del fenómeno en otras centrales, así como las soluciones al problema.

Con fecha 21 de diciembre de 1981, el CSN informó favorablemente la puesta en marcha de la central, con los tubos que se ha mencionado taponados, y estableciendo como condición que solamente podría ser operada la potencia que permite la alimentación de los generadores de vapor a través de la tobera auxiliar de alimentación (del orden del 30%), sin que en ningún momento dicha alimentación se efectuara a través de la tobera principal, ya que la alimentación por esta tobera habría sido la causante de los defectos encontrados.

Realizados los estudios técnicos correspondientes, el CSN informó favorablemente la concesión, por el Ministerio de Industria y Energía, de la autorización de explotación de la central al 50% de su

potencia, con alimentación de los generadores de vapor por su tobera principal, por un periodo de 1.500 horas, debiendo realizarse al final del periodo una parada de la central y una nueva inspección de los tubos de los generadores de vapor. Dicha autorización fue concedida con fecha 7 de enero de 1982.

Dentro del seguimiento de explotación de la central, y en cumplimiento del punto 3 de la autorización del Ministerio de Industria y Energía (en la que se permitió el funcionamiento de la central por 1.500 horas), se remitió en aquellas fechas al CSN por parte de central nuclear de Almaraz dos informes de las primeras 500 y 1.000 horas de funcionamiento; los temas tratados en estos informes, eran los siguientes:

- Definición de las características y análisis de los mecanismos de desgaste de los tubos en función de la tasa de flujo vibración del tubo y amplitud de la vibración.
- Pruebas de vibraciones a distintos niveles de potencia entre 0 y 100% a través de los monitores de vibración interna y externa instalados en los generadores de vapor.
- Resumen de los resultados de los ensayos metalográficos efectuados sobre los tubos extraídos de la zona de precalentamiento de los generadores de vapor.
- Estudios sobre la correlación impulsos de presión-desgaste.
- Resultados y experiencias de otras centrales extranjeras con el mismo modelo de generador de vapor, como son las de Ringhals-3 (Suecia), Mc Guire I (USA), KRSKO (Yugoslavia) y Angra (Brasil).

Una vez finalizado el periodo de 1.500 horas de funcionamiento se exigía en la autorización del 7 de enero, que se llevara la central a parada fría y se realizara una inspección por corrientes inducidas de los tubos de los generadores de vapor, en presencia de la inspección del Consejo de Seguridad Nuclear. Esta exigencia tenía por objeto comprobar la efectividad de la limitación de potencia, comparando los resultados de la nueva inspección

por corrientes inducidas con los resultados obtenidos en noviembre de 1981. La central nuclear de Almaraz estuvo parada del 19 de marzo de 1982 al 28 de abril de 1982, llevándose a cabo la inspección mediante corrientes inducidas entre los días 17 al 22 de marzo de 1982.

En esta parada se destaponaron un tubo del generador de vapor nº 3 y un tubo del generador de vapor nº 1, que habían sido taponados en la parada anterior, con objeto de ser inspeccionados. Posteriormente fueron taponados de nuevo. Asimismo, fueron extraídos dos tubos del generador de vapor nº 3 con objeto de realizar ensayos destructivos y metalográficos que dieran un mejor conocimiento del problema.

En cualquier caso ninguno de los valores absolutos de adelgazamiento detectados alcanzó el límite de desgaste que imponen las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento como límite para el taponado.

El CSN informó favorablemente la ejecución de una pequeña modificación en las tuberías de agua de alimentación del generador de vapor. No se aceptó, sin embargo, la alimentación simultánea por las toberas principal y auxiliar solicitada por el titular de la central.

Con fecha 20 de abril de 1982, el CSN informó favorablemente la puesta en marcha de la central por un nuevo periodo de 1.500 horas al 50% de potencia, condicionado a que el caudal del sistema secundario no superara el 50% del nominal y sin permitir la entrada de agua de alimentación simultáneamente por la tobera principal y por la auxiliar. Asimismo, se prorroga mediante resolución de la Dirección General de la Energía, de fecha 21 de abril de 1982, el Permiso de Explotación Provisional hasta diciembre de 1982.

En virtud de todo ello la unidad I se acopló a la red el día 27 de abril de 1982 para alcanzar el 50% de potencia el día 28.

Antes de finalizar el primer semestre, se recibió el informe de las 500 horas (segundo ciclo) y el informe sobre los ensayos destructivos y metalográficos de los tubos extraídos. En el primero de ellos se

incluía una actualización de la información existente en relación con los problemas de vibraciones en los tubos de los generadores de vapor, así como análisis de las distintas soluciones alternativas relativas a la modificación final de los mismos, propuestas por Westinghouse.

Con fecha 8 de julio de 1982 la DGE, previo informe del CSN, amplió el periodo de funcionamiento hasta 2.000 horas. El día 23 de julio de 1982 finalizó dicho periodo, llevándose la central a parada fría para proceder a la oportuna inspección de los tubos de los generadores de vapor.

Dicha inspección fue realizada por la empresa Westinghouse, siendo efectuada una inspección independiente por Tecnatom. La inspección finalizó el día 3 de agosto, con la presencia del cuerpo técnico del CSN.

Los resultados de la inspección por corrientes inducidas fueron transmitidos al CSN con fecha 11 de agosto, deduciéndose que no ha habido progreso apreciable en el desgaste de los tubos afectados por el fenómeno de vibración en los generadores de vapor. Esta conclusión se contrastó con la inspección independiente realizada por Tecnatom.

El titular solicitó al CSN una nueva puesta en marcha y subida de potencia al 50% durante 2.000 horas y al 63% por otras 2.000 horas. Con fecha 27 de agosto de 1982, la DGE autorizó el periodo de 4.000 horas, limitando la potencia al 50% en el primer periodo de 2.000 horas y permitiendo un máximo de 75 horas al 63% con el fin de obtener resultados y considerar si era conveniente el autorizar el 63% de potencia para el segundo periodo de 2.000 horas.

La central fue acoplada el 18 de septiembre de 1982 para comenzar el periodo inicial de 2.000 horas al 50%.

El primer periodo de 2.000 horas finalizó el 26 de diciembre de 1982, continuando la central al 50% de potencia.

El explotador realizó la prueba del 63%, 50% de caudal por la tobera principal y 13% por la tobera auxiliar, el día 19 de noviembre de 1982. La prueba se efectuó ajustando las válvulas manuales de agua

de alimentación para crear la presión diferencial necesaria para forzar un caudal del 13% para la alimentación auxiliar. Con objeto de comprobar el funcionamiento adecuado de los controles automáticos al 63% con el flujo dividido, se efectuó un rechazo de carga del 10% y una recuperación, siendo la respuesta satisfactoria. La duración total de la prueba fue de 17 horas y 16 minutos, habiendo estado la unidad 6 horas y 5 minutos al 63% de caudal. Los resultados obtenidos fueron enviados a Westinghouse en Pittsburg (USA), y fueron remitidos al CSN para su evaluación el 21 de diciembre de 1982.

El titular solicitó introducir la modificación en los generadores de vapor propuesta por Westinghouse para solucionar definitivamente el problema existente, al reducir las vibraciones a niveles que no dañaran los tubos. Consistía en un conjunto de piezas fijadas por soldadura en el interior de la tobera de agua de alimentación principal. La solución constaba de tres partes bien diferenciadas. En la primera se aumentaba el número de orificios de la placa que impide la inversión del flujo en la tobera de entrada del agua de alimentación al generador de vapor. En la segunda, se dispondría un anillo distribuidor con seis sectores de 60° que fraccionaban el chorro incidente. Por último, en la tercera, los seis chorros pasaban a través de otras tantas alcachofas unidas entre sí y provistas de orificios con lo que la energía del caudal incidente se distribuiría en forma diseminada en una amplia zona entre las placas soporte 5 y 6 del generador de vapor, en el mismo lugar donde antes se encontraban las placas de choque origen de las turbulencias.

Dicha modificación propuesta por Westinghouse era la conclusión de la serie de trabajos realizados por diversas entidades y empresas afectadas en los distintos países, y que incluyeron ensayos en modelos a escala real, uno de ellos en los laboratorios de la empresa eléctrica estatal sueca. Los trabajos habían sido objeto de seguimiento por los organismos reguladores de energía nuclear de Estados Unidos, Suecia, España, Yugoslavia y Brasil. Concretamente, en el primer país de los mencionados, a instancias de la NRC (Nuclear

Regulatory Commission), se había constituido un grupo técnico, de carácter independiente, para evaluar la idoneidad de las soluciones propuestas, compuesto de unos 25 miembros técnico-profesionales, procedentes de las compañías eléctricas afectadas, con intervención como observadores de miembros de la NRC.

La central paró el 23 de abril de 1983. El CSN autorizó la modificación, que había sido introducida y experimentada en otras centrales extranjeras, exigiéndose una minuciosa programación de las actividades a realizar, para evitar dosis elevadas en los operarios. Las labores terminaron el 16 de junio de 1983, autorizándose el 2 de agosto la puesta en marcha al 100% de potencia. El 27 de enero de 1984, en la parada de recarga se llevaron a cabo las inspecciones requeridas a los tubos de los generadores de vapor y sus modificaciones, con resultado satisfactorio. Desde entonces, el problema de la vibraciones en los generadores de vapor de esta unidad I puede afirmarse que ha quedado resuelto.

Por lo que respecta a la unidad II, con el mismo tipo de generadores de vapor que la unidad I, que no había iniciado su explotación cuando surgió el problema en Ringhals, la modificación se realizó unas semanas antes que la de la unidad I, finalizando el 9 de marzo de 1983. Su resultado ha sido, asimismo, satisfactorio.

c) Defectos en los tubos de los generadores de vapor

Los generadores de vapor (GGVV) han venido sufriendo, desde su puesta en servicio, un proceso de degradación de sus tubos de Inconel 600 muy superior al previsible inicialmente, fenómeno de carácter genérico que se ha identificando en casi todas las centrales tipo PWR diseño Westinghouse. Los fenómenos de degradación de los tubos son, esquemáticamente, los siguientes:

- Grietas por el exterior originadas por la acumulación de compuestos químicos en el huelgo existente entre el tubo y la placa-soporte y el fondo del generador. Estos compuestos actúan en combinación con las tensiones a que está sometido el tubo produciendo corrosión a nivel intergranular del metal.

- Grietas por el interior originadas por las tensiones mecánicas provocadas al expansionar los tubos para fijarlos individualmente a la placa-base, produciéndose corrosión intergranular como en el caso anterior.
- Desgaste producido por rozamiento en zonas bien delimitadas: barras antivibratorias en la parte alta del haz tubular (la acción del flujo de agua hace rozar los tubos con dichas barras) y precalentador en la zona de entrada de agua al generador de vapor (descrito en el apartado anterior). Degradaciones de menor importancia que las grietas.

Estos fenómenos de degradación han obligado al taponamiento de tubos en las distintas paradas para recarga. En la tabla 11 se recoge el número total de tubos taponados hasta el momento del cambio de GGVV en ambas unidades.

Tabla 11. Número total y porcentaje de tubos taponados

	GV-1	GV-2	GV-3
Unidad I	352(7,5%)	502(10,7%)	353(7,5%)
Unidad II	814(17,4%)	553(11,8%)	354(7,5%)

Teniendo en cuenta el nivel de taponamiento y el ritmo de degradación, así como el límite máximo de tubos taponables por razones de seguridad, la vida útil de estos equipos resultaba muy inferior a los 40 años previstos por diseño. Por otra parte, como consecuencia de estos procesos de degradación los GGVV eran la causa de pérdidas de producción por eventuales paradas no previstas, inspecciones y reparaciones extraordinarias que prolongaban la duración de las paradas y, asimismo, las operaciones de mantenimiento daban lugar a un incremento de las dosis recibidas por el personal.

Todos estos motivos aconsejaron la sustitución de los GGVV por otros de nuevo diseño y materiales más idóneos, en línea con la decisión tomada por las empresas eléctricas de Estados Unidos y de diversos países europeos, cuyos GGVV habían experimentado fenómenos similares.

En consecuencia, y tras la realización de diversos estudios previos, se tomó la decisión de sustituir

los GGVV, iniciándose en el año 1989 la elaboración de la especificación técnica para petición de ofertas de los nuevos GGVV. La petición de ofertas se realizó conjuntamente con Ascó, cuyos GGVV estaban afectados por los mismos fenómenos de degradación. La oferta fue adjudicada al consorcio formado por Siemens y Framatome sobre el modelo de generador 61W/D3. En 1996 se sustituyeron los GGVV en la unidad I, y en 1997 en la unidad II.

- d) Enganche de un elemento combustible con los internos superiores de la vasija del reactor (unidad II).

Durante la maniobra rutinaria de izado de los internos superiores de la vasija, el 5 de mayo de 1987, paso previo a la descarga del núcleo del reactor, se observó que colgado de dichos internos ascendía también un elemento combustible.

Al realizar el día 7 de mayo de 1987, el transporte del elemento cogido de 2 ganchos, los muelles cedieron cuando el elemento estaba introduciéndose en el bastidor de cambio de barras, cayendo el elemento. La caída, según se comprobó, rompió el fondo del bastidor, pero el elemento no sufrió más daños que el desplazamiento de algunas varillas y no se produjo liberación de productos de fisión.

Finalmente, y tras realizar una serie de modificaciones en la herramienta de manejo, el elemento fue transportado a la piscina de combustible sin que ocurrieran más incidentes.

Dado que toda la operación se realizó con la cavidad del reactor inundada, como corresponde a cualquier manipulación en el núcleo del reactor las dosis recibidas por el personal que participó en la operación de recuperación no fueron significativas. Por otro lado, las hipotéticas liberaciones de actividad del elemento, que en realidad no llegaron a producirse, hubieran quedado confinadas dentro de la contención pues todas las maniobras se realizaron con el recinto aislado.

Sobre las causas del enganche del elemento con los internos superiores, la revisión realizada indica que se debió a pequeñas deformaciones por causas desconocidas, en las espiguillas de alineamiento de los internos en la posición correspondiente al ele-

mento. Dichas deformaciones fueron eliminadas. Una situación similar se había dado ya en el caso de la central americana de Connecticut Yankee, cayendo el elemento a la vasija al no identificarse que estaba enganchado a los internos.

- e) Escape de contenido del tanque de gases de parada «B».

El 31 de mayo de 1987 se detectó en sala de control que la presión del tanque de gases de parada «B» había bajado a cero, desde su valor original de $1,6 \times 10^5$ ($1,7 \text{ kg/cm}^2$), lo cual significaba que su contenido había escapado al exterior a través de la ventilación del edificio auxiliar. De la investigación del suceso se dedujo que la causa del escape había sido el deterioro de los discos de ruptura de los recombinadores de hidrógeno, que conectan con el tanque de parada en cuestión. Dichos discos aparecieron perforados, por lo cual el titular ha decidido proponer su sustitución periódica, más allá de las recomendaciones del fabricante que no preveían este punto. La liberación fue de una cuantía muy baja (aproximadamente $3,7 \times 10^{10} \text{ Bq}$ de gases nobles), y se produjo durante varias horas a través de la ventilación, por lo que el vertido fue muy inferior a los límites previstos en las especificaciones técnicas y por tanto sin consecuencias radiológicas.

- f) En el segundo semestre de 1986 se finalizó la obra civil del edificio que alberga el 4º grupo diesel de emergencia; este diesel da a la central de Almaraz una configuración típica de centrales modernas con un diesel asignado a cada tren eléctrico de salvaguardia de cada unidad. El nuevo diesel se conectó a la unidad II durante la 4ª recarga en el segundo semestre de 1988 y el antiguo diesel compartido se le asignó a la unidad I.

- g) Conexión de un nuevo sistema de tratamiento de condensado alineado a la unidad I en el primer semestre de 1988.

- h) Incidente de fuga primario secundario.

El 13 de julio de 1988 Almaraz detectó una fuga primario-secundario de unos 3,3 litros/minuto en la unidad I y, cumpliendo los requisitos de las

especificaciones de funcionamiento, procedió a parar la central.

De acuerdo con los datos aportados por la central, corroborados por el CSN, durante la fuga hubo únicamente emisiones radiactivas al exterior en forma gaseosa.

La actividad vertida permaneció dentro de los límites de operación normal que establecen las especificaciones de funcionamiento.

Como resultado de las inspecciones y los análisis realizados se determinó que la fuga fue debida a una grieta en un tubo de uno de los generadores de vapor originada por un fenómeno de corrosión-tensión en el lado secundario por ingreso en los generadores de NaOH como consecuencia de deficiencias en el sistema de tratamiento del condensado, a que hace referencia el apartado h) anterior.

En la inspección se observó también un aumento de la corrosión bajo tensión en el lado primario, zona de la placa tubular. En total se taponaron 501 tubos, de los cuales 371 presentaban indicaciones del mismo tipo que las del tubo que había fugado.

La unidad I de Almaraz suspendió la utilización del sistema de tratamiento de condensado, eliminando por tanto la posible fuente de contaminación cáustica de los generadores de vapor; aplicó un tratamiento con ácido bórico a los generadores de vapor durante el arranque y operó con una pequeña concentración de ácido bórico en el secundario de manera que se inhibía el ambiente cáustico productor de la corrosión bajo tensión.

El Pleno del Consejo de Seguridad Nuclear, en su reunión del día 11 de agosto de 1988, acordó autorizar la reanudación del funcionamiento de la unidad I de Almaraz.

Se establecieron en las especificaciones técnicas límites de fugas inferiores a los hasta entonces vigentes con el fin de prevenir la rotura de un tubo, así como la instalación de un sistema de detección precoz de fugas utilizando N-16.

- i) Se pone en servicio el sistema AMSAC (ATWS mitigation system actuation circuitry) para mitigar

transitorios anticipados del reactor sin inserción rápida de barras de control. Se instaló en el primer semestre de 1989 en la unidad I y en el segundo semestre en la unidad II.

- j) Durante la recarga de la unidad I en el segundo semestre de 1990, el 20 de septiembre se produjo un incidente consistente en la pérdida temporal del sistema de extracción de calor residual (RHR), que podría ser clasificado como nivel 1 según la escala internacional de sucesos nucleares (INES), de posterior aparición al mismo.
- k) El 2 de septiembre de 1991, durante trabajos de soldadura en la unidad 2, un electrodo tocó la cubierta de acero inoxidable que provee la estanqueidad de la piscina de combustible gastado, lo que produjo su perforación. En el lapso transcurrido hasta su reparación, agua radiactiva de la piscina escapó a la superficie exterior del edificio, dentro del emplazamiento. Desde el punto de vista radiológico el impacto fue muy pequeño, sin embargo ello supuso el escape de fluido radiactivo no tratado por un camino imprevisto.
- l) El 17 de enero de 1997, durante las pruebas preceptivas de medida de tiempo de caída de barras en la unidad II, se detectó que los tiempos de inserción medidos se encontraban dentro de lo contemplado en especificaciones técnicas de funcionamiento, si bien tres barras de control presentaban un incremento de los tiempos respecto a los medidos a principio de ciclo.

Adicionalmente, en estas tres barras se observó un cierto retraso en los tiempos de inserción en el tramo final de frenado de las barras, donde las especificaciones técnicas no definen un tiempo límite.

A petición del CSN se mantuvieron distintas reuniones con Almaraz en las que se analizaron distintas configuraciones de fallo en la inserción de barras, realizando Almaraz los cálculos solicitados y justificándose en todos los casos el margen de parada.

El incidente fue clasificado como nivel 1 en la escala INES.

m) Además de los puntos tratados anteriormente merecen citarse dos incidencias para la unidad I de Almaraz antes de su puesta en marcha:

- Un incendio durante el montaje de un generador de vapor, que tuvo lugar como consecuencia de la ignición de una estructura de madera levantada para realizar el propio montaje.

Una vez realizadas las oportunas investigaciones técnicas sobre sus posibles consecuencias, se comprobó que no estaba comprometida la seguridad nuclear.

- Pequeños sabotajes industriales, que obligaron a una continua revisión de la planta por parte de la central de Almaraz.

Tabla 12. Disparos y paradas en Almaraz I

Año	Disparos no programados	Disparos programados para pruebas	Paradas programadas	Paradas no programadas
1981	23	6	3	3
1982	8	0	2	0
1983	5	0	2	1
1984	7	0	2	3
1985	7	0	2	1
1986	3	0	2	2
1987	1	0	1	1
1988	3	0	2	1
1989	2	0	3	1
1990	1	0	1	0
1991	3	0	1	0
1992	1	0	2	0
1993	2	0	1	0
1994	2	0	0	1
1995	4	0	0	1
1996	3	0	1	0
1997	0	0	2	1

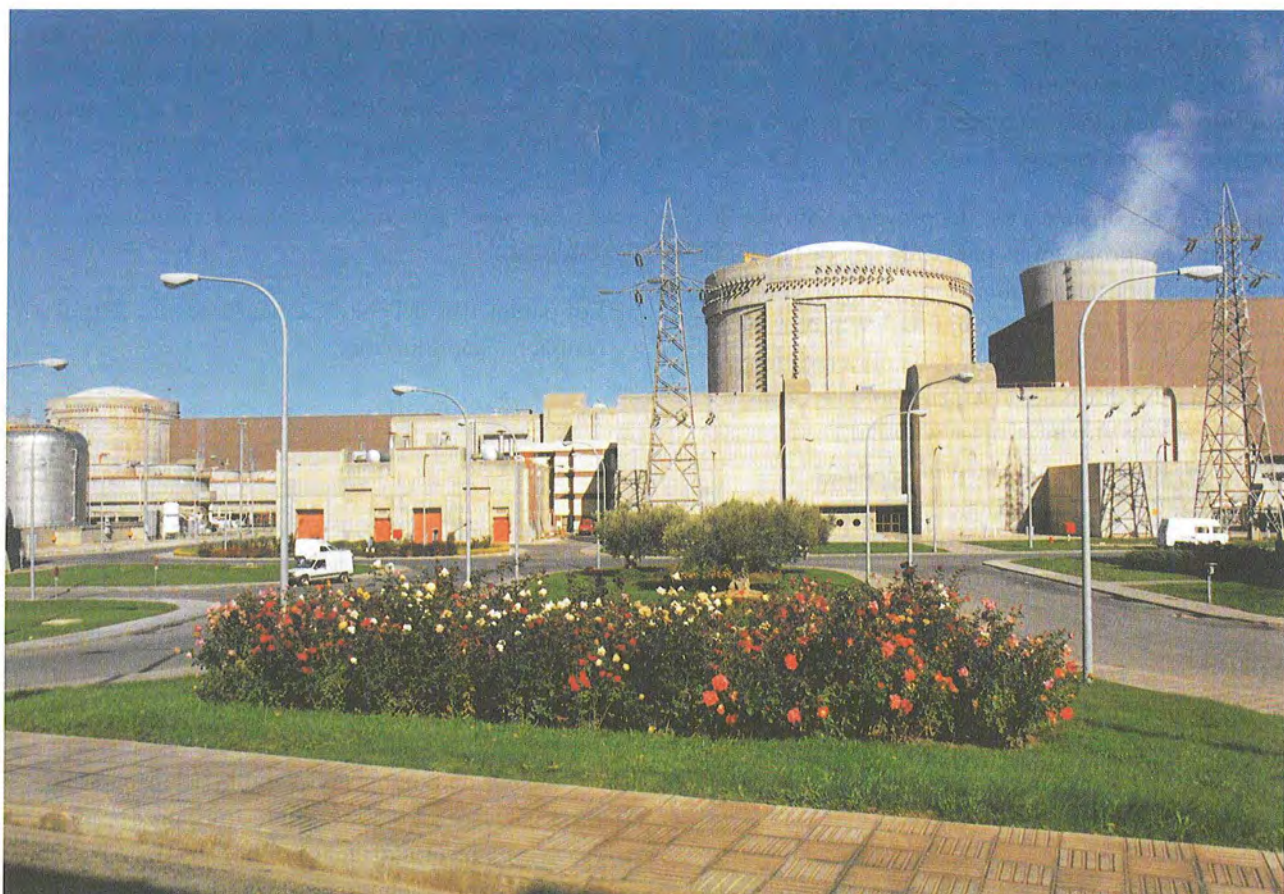
Tabla 13. Disparos y paradas en Almaraz II

Año	Disparos no programados	Disparos programados para pruebas	Paradas programadas	Paradas no programadas
1983	8	4	4	1
1984	14	2	2	2
1985	3	0	2	3
1986	9	0	1	0
1987	2	0	1	0
1988	4	0	1	0
1989	3	0	1	3
1990	1	0	1	0
1991	5	0	1	0
1992	0	0	1	0
1993	0	0	0	0
1994	1	0	1	1
1995	2	0	1	0
1996	0	0	0	3
1997	2	0	1	0

...the ... of ...
...the ... of ...
...the ... of ...
...the ... of ...
...the ... of ...

...the ... of ...
...the ... of ...
...the ... of ...
...the ... of ...
...the ... of ...

Vista general de la central nuclear de Ascó



1. Presentación

La central nuclear de Ascó consta de dos unidades gemelas con un sistema nuclear de producción de vapor, cada una, formado por un reactor de agua ligera a presión (PWR) de potencia térmica autorizada de 2.696 MW y potencia eléctrica de 973 MW la unidad I y 966 MW la unidad II. Estas unidades no comparten edificios relacionados con la seguridad nuclear, salvo la balsa de servicios esenciales.

Se halla situada en el término municipal de Ascó (Tarragona) a orillas del río Ebro.

La unidad I entró en funcionamiento en agosto de 1983 y la unidad II lo hizo en octubre de 1985.

La central forma parte de la segunda generación de centrales nucleares en España.

La unidad I es propiedad de Fecsa (60%) - Endesa (40%). La unidad II es propiedad de Fecsa (45%) - Endesa (40%) - Iberdrola (15%). El suministrador del sistema nuclear de generación de vapor es Westinghouse. En 1995 en la unidad I y en 1996 en la unidad II se sustituyeron los generadores de vapor por otros diseñados y suministrados por el consorcio Siemens Framatome.

En cuanto a la organización del proyecto, aún siendo diferentes los propietarios para cada una de las unidades, se optó por una organización unificada, corriendo la ingeniería a cargo de las empresas españolas Initec e Inypsa y la americana Bechtel. La obra civil fue llevada a cabo por Nucea (Asociación de las constructoras españolas Auxini, Copisa y Osha), los montajes eléctricos, fundamentalmente por Abengoa y los mecánicos por Copisa-montajes y Nervión. El permiso vigente de explotación de ambas unidades es de fecha 2 de octubre de 1996. Autorizaciones concedidas:

Unidad I:

- Autorización previa 21 de abril de 1972.
- Autorización de construcción 16 de mayo de 1974.
- Autorización de puesta en marcha (PEP) 22 de julio de 1982.
- Autorización vigente 2 de octubre de 1996.

Unidad II:

- Autorización previa: 21 de abril de 1972.
- Autorización de construcción: 7 de marzo de 1975.
- Autorización de puesta en marcha (PEP): 22 de abril de 1985.
- Autorización vigente: 2 de octubre de 1996.

2. Emplazamiento

El emplazamiento de la central nuclear de Ascó, cuyas coordenadas son 41° 11' 59" N y 00° 34' 06" E respecto al meridiano de Greenwich para la unidad I y 41° 12' 08" N y 00° 34' 02" E respecto al mismo meridiano, para la unidad II, está ubicado en el término municipal de Ascó (Tarragona). Situado en la margen derecha del río Ebro en el meandro que se forma entre las poblaciones de Flix y Ascó, se halla a dos km de esta última población. Dicho meandro está atravesado por el ferrocarril de Madrid a Barcelona por Caspe. El terreno original se encontraba aproximadamente a la cota 60 en Ascó I y a la 110 en Ascó II, si bien se excavó luego hasta la cota 20 en el primer caso y hasta la 28 en el segundo; ambas excavaciones se rellenaron posteriormente hasta los 48,85 m que corresponden a la cota de explanación de ambas unidades.

Los parámetros del emplazamiento de esta central se resumen a continuación.

2.1. Geología

Los materiales del subsuelo del emplazamiento incluyen depósitos aluviales de arroyos que desembocan en el río Ebro, depósitos aluviales del citado río, substratos terciarios de roca arcillosa compacta, y margas arcillosas yesíferas con capas dispersas de areniscas. La estratigrafía de los depósitos aluviales es complicada como consecuencia de las variaciones de los regímenes de sedimentación durante el desarrollo del actual valle del río. En cuanto a los estratos terciarios, poseen un suave buzamiento (inclinación) hacia el oeste y el noroeste con valores siempre menores de 10°. No se han

encontrado pliegues importantes ni señales de fallas o fracturas en la zona del emplazamiento.

Adosadas al Terciario conglomerático, existen una serie de estructuras mesozoicas situadas al SE del emplazamiento y que forman parte de dichas cadenas prelitorales catalanas. Se trata de una serie de pliegues de dirección NE-SW a casi E-W, así como de algún cabalgamiento y determinadas fracturas, una de las cuales se ha pretendido asociar a un posible terremoto de poca intensidad. Tal relación no parece confirmarse tras los estudios llevados a cabo sobre el terreno en aquel momento por la JEN.

Sobre los materiales paleozoicos y triásicos subyacentes en el emplazamiento se encuentran las calizas de Lías y la secuencia cenozoica con conglomerados calizos en sus bases, recubiertos de arcilla, margas y areniscas. La roca de cimentación de la central corresponde al tramo arcilloso y se le atribuye una edad oligocena mientras que el tramo arenoso se sitúa en el tránsito al Mioceno inferior.

2.2. Sismología

El emplazamiento está localizado en una zona de baja actividad sísmica histórica encontrándose zonas más activas al norte y al sur. Dentro de un radio de 80 km alrededor del emplazamiento han ocurrido un número moderado de movimientos sísmicos, siendo la mayoría de escasa importancia. Destacan el de 1917 de Gratallops y Bellamunt de intensidad IV o V, el de L'Ametlla de 1930 de intensidad V y, sobre todo, el de Tivisa de 1845, a 22 km del emplazamiento, de intensidad VI. Este es el máximo considerado para el diseño de las estructuras, si bien con criterio conservador se ha adoptado una intensidad VII.

Todas las intensidades están en escala Mercalli (intensidad I-XII).

Las aceleraciones horizontales correspondientes al sismo de parada segura (SSE) y al sismo base de operación (OBE) son, respectivamente, 0,13 y 0,07 g. El proyecto de la central incluye además, a fin de controlar los posibles movimientos sísmicos que pudieran afectar al emplazamiento y de acuerdo con

la práctica habitual en estos casos, un sistema de vigilancia sísmica. Este consta de un conjunto de sensores, distribuidos adecuadamente en la central y en su emplazamiento, y de un panel, situado en la sala de control.

2.3. Geotecnia

Cabe distinguir la existencia de tres capas: estrato limoso superior, gravas, y lecho rocoso formado por margas yesíferas. Los cimientos de los edificios principales se apoyan en el lecho rocoso. Se han planteado los siguientes problemas:

1. Las excavaciones dejaron al descubierto la marga, exponiéndola al ataque de la humedad propiciado por la descompresión.
2. Una vez colocado el relleno de hormigón, el agua de filtración que fluye a través de las gravas representa un peligro para su integridad debido a su elevado contenido de sulfatos.
3. El plano inferior de los cimientos en contacto con la marga expone al hormigón directamente a ataques químicos por los sulfatos.

Para solucionar esos problemas se instaló un sello de hormigón especial (losa de 15 cm de espesor) resistente al ataque de sulfatos que cubría todas las superficies rocosas expuestas, así como una membrana de polivinilo impermeable. Se pretendía además garantizar que el lecho rocoso no estuviera sometido a un entorno más húmedo que antes de realizarse la excavación. Asimismo el material de relleno en su parte superior tiene una composición que lo hace impermeable y evite en la medida de lo posible la infiltración de agua a través de las gravas.

2.4. Meteorología y climatología

El clima de la región donde se ubica la planta no es del mismo tipo a lo largo de todo el año. Es de tipo seco y extremo cuando está influenciado por el *cierzo* de Aragón y de tipo mediterráneo cuando predominan en el valle los vientos del sudeste, que son cálidos y húmedos. Las direcciones predominantes de los vientos son NW-WNW y SE.

Las condiciones atmosféricas más desfavorables de la atmósfera se presentan con una probabilidad del 0,68%. La incidencia de las torres de refrigeración de la central en la meteorología local no se estima significativa.

Las temperaturas medias en el mes de julio (mes más caluroso) son de 25,8°C y en diciembre (mes más frío) de 7,5°C. La temperatura en la zona varía con la altitud: en los puntos altos y ventilados es hasta 6°C inferior a la de los puntos bajos, en los llanos soleados.

La meteorología local se halla en evaluación permanente gracias a una torre meteorológica.

2.5. Hidrología

El río Ebro, que nace 600 km aguas arriba del emplazamiento, presenta en éste una anchura de 180 m. Su caudal medio en 24 años es de 473 m³/s, siendo su mínimo histórico inferior a 100 m³/s.

La avenida milenaria en el emplazamiento es de 17.000 m³/s, alcanzando la cota 40,20 m. El proyecto de la planta ha considerado la asociación de dicha avenida milenaria con la rotura de las tres presas situadas aguas arriba de la central nuclear de Ascó, es decir, Mequinenza, Ribarroja y Flix, asociación que daría origen a un caudal de 28.000 m³/s y a una cota de inundación en el emplazamiento de 44,9 m. Debido a ello todas las estructuras de la central relacionadas con la seguridad nuclear se han situado a la cota 50 m.

La refrigeración de la central tiene su toma en la margen derecha del cauce del río y su descarga 300 m aguas abajo de aquella y también en su margen derecha. El proyecto del sistema de refrigeración de la central era en sus inicios totalmente abierto, pero las limitaciones térmicas impuestas a los vertidos obligaron al titular a modificar sensiblemente dicho sistema.

Dado que la carga calórica a evacuar al foco frío con las dos unidades funcionando al 100% es tal que el incremento térmico en el río superaría los 3°C estipulados como máximo, cuando su caudal fuera inferior a 287 m³/s, se incluyeron unas torres de refrigeración

antes de la descarga, al objeto de disipar el calor no absorbible por el Ebro. La inclusión de estas torres se completó, además, con la construcción de un estanque de transición donde se mezclan los caudales procedentes de la refrigeración de los condensadores, y en el que están situadas las estructuras de toma de las cuatro bombas que alimentan a dichas torres. Adicionalmente se construyó un canal de recirculación dotado de compuertas que permitieran recircular, cuando los caudales del río fuesen mínimos, parte del caudal de descarga a la estructura de toma. En principio el río suministraba, de esta forma, el caudal necesario para compensar las pérdidas producidas por evaporación en las torres y el caudal vertido por el canal de descarga y no recirculado.

En 1990, la Confederación Hidrográfica del Ebro requirió que se aumentara la capacidad de refrigeración para asegurar que no se superase el incremento máximo en las aguas del río, anteriormente indicado, de 3°C. La experiencia hidrológica de los últimos años había puesto de manifiesto que de forma natural se daban caudales muy bajos de estiaje; en situaciones de bajo caudal la central nuclear de Ascó había solicitado y obtenido suspensiones temporales del límite de incremento de temperatura elevándolo, en situaciones de gran estiaje, hasta 5°C.

En cumplimiento con dicho requerimiento, Ascó proyectó la ampliación del sistema de refrigeración de la descarga del agua de circulación con los siguientes criterios básicos: que fuera compatible con el existente, posibilidades de ubicación, dotar al sistema de flexibilidad operativa y, dada su complejidad, de un sistema de información de control digital distribuido.

La ampliación del sistema consiste básicamente en una torre de refrigeración de tiro natural de 160 m de altura, con un diámetro en la base de la lámina de 117 m, construido en hormigón armado con espesores de 1,10 a 0,18 m, con una capacidad de carga térmica a disipar de $1,22 \times 10^9$ kcal/h para un caudal de 40 m³/s y temperatura de entrada de agua caliente de 44,5 °C. La construcción se inició en enero de 1993, finalizándose en junio de 1995. El sistema de control es analógico digital distribuido garantizando su alta fiabilidad y disponibilidad.

1. INTRODUCCIÓN

La zona del emplazamiento está constituida por el bosque de encinas asociada del durillo, formando la asociación Viburno-Quercetum-Ilicos. Los matorrales y las garrigas se dan en las zonas degradadas. La fauna es mediterránea y abundante. El río Ebro posee una importante población de anguilas, barbos y carpas. La reserva de aves más importante está en su delta. Existen también animales como la perdiz, el conejo, la liebre y el jabalí, de interés cinegético.

2.1. Demografía

La zona está formada por 13 municipios, que se sitúan hacia el interior de la provincia de Tarragona. La mitad de ellos tienen una población que supera los 1.000 habitantes y en conjunto el número de habitantes es de 19.954 personas (año 1996).

2.2. Usos del agua y suelo

En torno al emplazamiento predominan los cultivos de secano, si bien existen regadíos en las márgenes de los ríos que cruzan la zona. Por lo que respecta a la ganadería, en el círculo de radio 30 km, destaca el ganado porcino, seguido del ovino, caprino y bovino.

2.3. Otras actividades humanas

Las actividades agropecuarias de la zona han dado origen a ciertas industrias como almazaras, bodegas y granjas avícolas. Existen también centros de transformación de la madera y de producciones cerámicas así como fábricas de géneros de punto, todos ellos de pequeñas dimensiones. Hay a su vez industrias eléctricas y una importante factoría química, situada en Flix. La zona está comunicada con Lérida a través de la comarcal 320, con Tivissa por la 304 y con la 420 hacia Reus.

3. Descripción general de la central

La central nuclear de Ascó consta de dos unidades gemelas, cada una de las cuales incluye un reactor nuclear del tipo agua ligera a presión (PWR).

Tabla 1. Características principales de la central nuclear Ascó I

Localización.....	Ascó (Tarragona)
Titular.....	Central nuclear de Ascó
Participaciones.....	Fecsa: 60% Endesa: 40%
Tipo de reactor.....	PWR (Westinghouse)
Potencia.....	Térmica: 2.696 MW Eléctrica: 973 MW
Refrigeración.....	Circuito abierto, torres o mixta (río Ebro)
Autorizaciones.....	
Previa.....	21-04-72
Construcción.....	16-05-74
Puesta en marcha (PEP).....	22-07-82
Permiso de explotación.....	
Provisional.....	
vigente.....	Concesión: 2-10-96
Otras características.....	
1ª Criticidad.....	16-06-83
1ª Aclopmiento.....	13-08-83
Explotación comercial.....	10-12-84
Total energía generada.....	Bruta 89.580 GWh (hasta 31-12-97)
Factor de carga 1977.....	78,5%

NOTA: Factor de carga es la relación entre la energía neta producida en el período considerado y la que hubiera podido ser producida funcionando todo el tiempo a la potencia autorizada.

La potencia térmica autorizada es de 2.696 MW y la potencia eléctrica en origen es de 930 MW. Tras el cambio de los generadores de vapor y turbinas en 1995 y 1996 la potencia eléctrica ha pasado a ser de 973 MW en la unidad I y 966 MW en la unidad II.

Las centrales de referencia de las dos unidades son North Anna I para las calderas nucleares y Joseph M. Farley para los edificios de contención y las salvaguardias tecnológicas relacionadas con ellos.

Existen algunas diferencias. Según el concepto de central de referencia no tienen por qué ser idénticas. Estas diferencias han sido reconocidas para poder ser evaluada y responden a diferencias en el emplazamiento

Tabla 2. Características principales de la central nuclear Ascó II

Localización.....	Ascó (Tarragona)
Titular.....	Central Nuclear de Ascó
Participaciones	Fecsa: 45% Endesa: 40% Iberdrola: 15%
Tipo de reactor.....	PWR (Westinghouse)
Potencia.....	Térmica: 2.696 MW Eléctrica: 966 MW
Refrigeración	Circuito abierto, torres o mixta (río Ebro)
Autorizaciones	
Previa	21-04-72
Construcción	07-03-75
Puesta en marcha (PEP)	22-04-85
Permiso de explotación	
Provisional	
vigente	Concesión: 2-10-96
Otras características	
1ª Criticidad.....	11-09-85
1º Acoplamiento.....	Octubre 85
Explotación comercial.....	31-03-86
Total energía generada.....	Bruta 83.713 GWh (hasta 31-12-97)
Factor de carga 1997.....	96,44%

NOTA: Factor de carga es la relación entre la energía neta producida en el período considerado y la que hubiera podido ser producida funcionando todo el tiempo a la potencia autorizada.

y a la evolución de los criterios por el paso del tiempo. Los aspectos en los que hay diferencias son principalmente: los generadores de vapor que responden a series distintas, los sistemas de evacuación del calor residual, los sistemas de refrigeración de la contención y de emergencia del núcleo; y los sistemas eléctricos.

Cada unidad se halla equipada con tres circuitos de refrigeración. Su diseño mecánico, termohidráulico y nuclear es similar al de otras centrales de Westinghouse.

En 1995 en la unidad I, y en 1996 en la unidad II, se cambiaron los generadores de vapor originales de

Westinghouse, modelo D3, por otros de diseño Siemens, modelo 61WD3.

El combustible es dióxido de uranio enriquecido en U-235. El número de elementos es 157, cada uno de los cuales lleva 264 varillas combustibles en matriz 17 x 17.

El reactor se refrigera por un circuito primario de tres lazos que llevan el calor extraído del reactor a los generadores de vapor. Los tres lazos aportan un caudal nominal de 47,1 x 106 kg/h. Cada reactor tiene acoplados 3 generadores de vapor que reciben agua del primario a 223,9°C y generan vapor a 284,5°C, a plena potencia.

El reactor, el circuito primario y los generadores de vapor se albergan en el edificio de contención. Este edificio tiene forma cilíndrica rematado en un casquete esférico. Es de hormigón revestido de acero por su parte interior. Los espesores de hormigón son 1,15 m en pared, 1 m en la cúpula y 2,75 m en el fondo. El espesor de contención es capaz de resistir presiones de 3,6 kg/cm².

El equipo turbogenerador original suministraba en cada unidad una potencia de 930 MW, trifásica a 21kV que después es transformada a 380 kV. En 1995 en la unidad I, y en 1996 en la unidad II se procedió al sustitución de las turbinas de alta y baja, así como a una puesta al día de todo el turbo grupo, incluyendo válvulas de control, alternador, sistema de regulación, motorización y aumento en el rendimiento termodinámico del mismo.

La refrigeración de la central se realiza con agua del Ebro mediante un circuito de lazo abierto con torres de refrigeración. La utilización de las torres es función de la temperatura de evacuación del agua, cuyo salto térmico está limitada a los 3°C. En 1995 se puso en operación una torre de refrigeración de tiro natural.

3.1. Sistema del reactor

3.1.1. Núcleo del reactor

El núcleo del reactor está dividido en tres regiones. Las barras combustibles están presurizadas y el combustible, dióxido de uranio ligeramente enriquecido, está dentro de tubos de zircaloy trabajados en frío.

Los elementos combustibles de más alto enriquecimiento están situados en la periferia del núcleo. Los elementos de enriquecimiento más bajo se encuentran dispuestos de una forma determinada en la zona central. La vasija es de acero al carbono de baja aleación con un diámetro interior de 3,99 m.

El elemento combustible tiene toberas superior e inferior y los manguitos guía de las barras de control unidos a las rejillas. Las barras combustibles están sujetas al conjunto por rejillas y muelles. Hay 157 elementos combustibles con las barras dispuestas en matrices de 17 x 17 con un peso de 72.500 kg. Su longitud activa es de 366 cm.

Las vainas son de Zircaloy-4 con un espesor de 0,57 mm.

Las barras de control, como las barras de veneno consumible, se insertan en los tubos guía de los elementos combustibles. El material absorbente de las barras de control es de cadmio-indio-plata (5%-15%-80% respectivamente) encerrado en tubos de acero inoxidable. El material de absorción en las barras fijas de veneno consumible está constituido por cristales de borosilicato metidos en tubos de acero inoxidable.

Existen 1.552 barras de control dispuestas en 48 haces de 24 barras. Son de forma de araña. Se accionan por bobinas magnéticas, penetrando por gravedad a través de la parte superior del reactor si falta energía de excitación.

3.1.2. Refrigerante del reactor

El sistema refrigerante del reactor consta de tres lazos similares de transferencia de calor, conectados en paralelo a la vasija del reactor. Aporta un caudal nominal de 47,1 x 106 kg/h de agua ligera a presión y temperatura en el lado del refrigerante del reactor del GV de 157,2 kg/cm² y 327,4°C respectivamente, y presión y temperatura en el lado vapor de 70,7 kg/cm² 284,5°C respectivamente. Las tuberías del circuito tienen un diámetro de 69,8 cm. El agua borada (el boro actúa como absorbente de neutrones) y desmineralizada también actúa como moderador y reflector.

Las bombas de refrigerante del reactor son Westinghouse, verticales, centrífugas, de eje sellado y una sola etapa. Tienen una capacidad de 21.347 m³/h.

Un presionador calentado eléctricamente, conectado a uno de los lazos del refrigerante del reactor, mantiene la presión del sistema refrigerante del reactor durante la operación normal, limita las variaciones de dicha presión durante la operación normal, limita las variaciones de dicha presión durante las cargas transitorias de la central, y mantiene la presión del sistema dentro de los límites de diseño durante condiciones anormales.

El sistema de agua de alimentación auxiliar se ha diseñado para permitir la evacuación de calor residual; este sistema tiene dos bombas accionadas por motor y una accionada por turbina.

El sistema de instrumentación lleva detectores de neutrones exteriormente al núcleo. Los intervalos de instrumentación nuclear son:

- Intervalo de arranque: 2 canales (10¹ a 10³ neutrones/cm².s).
- Intervalo intermedio: 2 canales (10² a 10¹⁰ neutrones/cm².s).
- Intervalo de potencia: 4 canales (10⁷ a 10¹⁰ neutrones/cm².s).

3.2. Sistema de contención

El edificio de contención es de hormigón postensado, de estructura cilíndrica vertical con forro de acero con base plana y cúpula con forma de casquete esférico. La contención está interiormente revestida de acero al carbono para evitar fugas.

Los espesores, son los siguientes:

- Hormigón: 1,15 m en pared, 1 m en cúpula, 2,75 m en base.
- Acero: 6,5 mm.

Dentro de la contención, el reactor y los componentes del sistema nuclear de generación de vapor están protegidos con hormigón.

Durante la operación a potencia normal es posible el acceso a determinados sectores de la contención.



Sustitución de los generadores de vapor en la central nuclear de Ascó

La contención, junto con el sistema de salvaguardias tecnológicas, está diseñado para soportar la presión interna y temperatura resultantes de la liberación de energía producida por un accidente de pérdida de refrigerante, (LOCA), suponiendo el reactor a una potencia térmica de 2.740 MW. Las condiciones de diseño de la contención permiten soportar una presión interna de 3,8 kg/cm² y una temperatura correspondiente de 149°C.

3.3. Sistema generador y eléctrico

Los generadores de vapor son Siemens, verticales, de tubos en U de incoloy 800 m. Los separadores inte-

grales de humedad reducen el contenido de humedad en el vapor a un 0,10%. A cada reactor hay acoplados 3 generadores de vapor.

Cada generador tiene una superficie de transmisión de 6.103 m². Recibe un caudal de $15,69 \times 10^6$ kg/h de agua del primario a 327,4°C y produce $1,787 \times 10^6$ kg/h de vapor a 284,5°C en el secundario.

Las tuberías del refrigerante del reactor, así como todas las superficies en contacto con dicho fluido y las superficies de transferencia de calor en contacto con el refrigerante del reactor son de acero inoxidable o con revestimiento de acero inoxidable. Los tubos de los generadores de vapor y las vainas del combustible

son de incoloy 800 y zircaloy respectivamente. Los componentes internos del núcleo, incluyendo los ejes de accionamiento de las barras de control, son de acero inoxidable.

El turbo-generador original, suministrado por Westinghouse Electric Corporation, fue sustituido en 1995 en la unidad I, y en 1996 en la unidad II, por otros también diseñados por Westinghouse. Constan de un cuerpo de alta presión y dos de baja.

La turbina de alta presión está diseñada y fabricada en base a un rotor integral, con diez etapas de alabes, una más que las originales, y con coronas portapaletas estacionarias fabricadas en acero inoxidable.

Las turbinas de baja están diseñadas y fabricadas a partir de una pieza única de forja con once etapas de alabes, una más que las que las originales. La parte estacionaria comprende un cilindro interno que separa las tres últimas filas de alabes estacionarios y cuatro coronas estacionarias de acero inoxidable que soportan las ocho primeras filas de alabes. Los rotores de estas turbinas, por su diseño integral, con ausencia de partes caladas no son susceptibles de ser atacadas por corrosión bajo tensión, por lo que no tienen ningún requerimiento que exija inspecciones periódicas por ultrasonidos.

La potencia nominal del grupo turbogenerador original era de 930 MW. Tras la sustitución, tanto de las turbinas como de los generadores, la potencia ha pasado a ser de 973 MW en la unidad I y 966 MW en la unidad II.

Los sistemas eléctricos están diseñados para conseguir un suministro de energía para aquellos equipos eléctricos relacionados con el arranque, operación normal, parada segura y situaciones de emergencia.

La salida de potencia de la central se realiza a través de un transformador elevador al parque de distribución de 380 kV. El parque de distribución de 380 kV, está conectado al sistema de alta-tensión, a través de líneas de distribución de 380 kV, que llegan al emplazamiento procedentes de diferentes direcciones.

Además de llevar a cabo la evacuación de la energía eléctrica, el sistema de distribución de alta-tensión

constituye un medio para suministrar potencia a la central desde fuentes exteriores.

La potencia de arranque para las cargas normales y potencia auxiliar para las cargas de emergencia se toman del parque de 110 kV, el cual está interconectado a la red de 110 kV y mediante un transformador de 200 MVA, al parque de 380 kV. Puesto que las barras de emergencia están normalmente conectadas y alimentadas desde las fuentes exteriores, por medio del transformador auxiliar de arranque, la transferencia de las fuentes exteriores no será necesaria.

La potencia auxiliar normal para la central se toma de los bornes del generador principal por medio de los transformadores auxiliares.

La potencia para las salvaguardias tecnológicas se toma de 2 transformadores auxiliares de arranque de 62 MVA. La potencia de emergencia interior está suministrada por dos generadores Diesel de 5.625 kVA; en 1995 se puso en operación un nuevo generador diesel alternativo para hacer frente a nuevos criterios más estrictos de situación de pérdida total de corriente alterna. La potencia auxiliar para la central se utiliza a 6.900, 400, 208 y 120 voltios. Los sistemas de corriente continua se emplean también para potencia de emergencia, control de los dispositivos de salvaguardias tecnológicas, instrumentación nuclear esencial y control y relés de protección de la subestación.

La refrigeración se realiza con agua del Ebro mediante un circuito en lazo abierto con torres de refrigeración. Cada unidad necesita una toma $2.037 \text{ m}^3/\text{min}$, que es devuelta al río con un salto térmico máximo de 3°C . Posteriormente se ha instalado una torre de refrigeración de tiro natural con el fin de garantizar el cumplimiento con el salto térmico máximo en las condiciones de bajo caudal más desfavorables.

3.4 Sistema de control y regulación

El reactor se controla mediante el movimiento de las barras de control y regulando la concentración del ácido bórico en el refrigerante. Durante la operación en estado estacionario, el sistema de control del

reactor mantiene una temperatura media programada del refrigerante del reactor, que aumenta proporcionalmente con la carga.

El sistema lógico de protección, con electrónica de estado sólido, inicia automáticamente las acciones oportunas siempre que los parámetros vigilados por este sistema alcancen los puntos de tarado preestablecidos. Este sistema de protección acciona el disparo del reactor, hace actuar la refrigeración de emergencia del núcleo, cierra las válvulas de aislamiento de la contención y pone en funcionamiento el sistema de salvaguardias tecnológicas.

3.5. Manejo y almacenamiento del combustible

El reactor se recarga usando equipos diseñados para la maniobra bajo el agua del combustible irradiado. La transferencia de combustible irradiado bajo el agua, permite el uso de un blindaje radiológico de agua ópticamente transparente; que proporciona, además, refrigeración para la evacuación de calor residual. El sistema de maniobra de combustible proporciona el manejo seguro de los conjuntos de control de los haces de barras y el montaje y desmontaje de las partes internas del reactor.

El sistema se divide en dos regiones: la cavidad de recarga, que se inunda para la recarga de combustible, y la piscina de combustible irradiado, que está fuera del recinto de contención. Las piscinas se conectan por el sistema de transferencia de combustible, que transporta el combustible desde la cavidad de recarga a la piscina de almacenamiento de combustible irradiado,

3.6. Sistemas de seguridad

Los sistemas de seguridad nuclear, especialmente la contención y los sistemas de agua de refrigeración, están diseñados para prevenir los accidentes base de diseño. Estas salvaguardias realizan la función de localizar, controlar, mitigar y detener tales accidentes, de manera que los valores de las dosis recibidas por el público se mantengan por debajo de los límites permitidos por el 10 CFR 100.

Los sistemas de seguridad nuclear constan principalmente de los siguientes sistemas:

- Sistema de refrigeración de emergencia del núcleo.
 - Sistema de rociado de la contención
 - Sistema de refrigeración de emergencia de la contención.
- a) El Sistema de refrigeración de emergencia del núcleo (ECCS).

Injecta agua borada en el sistema refrigerante del reactor después de un posible accidente en que se produjeran pérdidas masivas de refrigerante (LOCA). Esto proporciona una refrigeración que limita el daño al núcleo, la liberación de productos de fisión y asegura un adecuado margen de parada independientemente de la temperatura. El sistema de refrigeración de emergencia del núcleo proporciona también refrigeración continua a largo plazo después del accidente, recirculando una disolución de ácido bórico y eventualmente hidróxido sódico disuelto en agua entre los sumideros de la contención y el núcleo del reactor.

La contención está equipada con dos subsistemas de refrigeración independientes. Cada uno de ellos capaz de satisfacer por completo las necesidades de refrigeración de la atmósfera encerrada en la contención después del accidente con pérdida de refrigerante (LOCA) postulado.

- b) Sistema de aspersión del recinto de contención.

El sistema rocía una solución de ácido bórico y agua en la fase de inyección, para asegurar que la presión máxima de dicho recinto sea inferior a la presión de proyecto del recinto de contención y para eliminar los yodos radiactivos de la atmósfera del recinto de contención después de un accidente. La retención de yodos eliminados por la aspersión se asegura por la disolución de fosfato trisódico en la fase de recirculación.

- c) Sistema de refrigeración de emergencia de la contención.

El sistema de refrigeración de emergencia de la contención se diseña para refrigerar y homogenei-

zar la atmósfera de la misma. Este sistema está calculado para proporcionar refrigeración a la contención sin el funcionamiento del sistema de rociado, cuando dos enfriadores están en servicio y alimentados por el suministro eléctrico de emergencia.

3.7. Protección radiológica

La protección radiológica de la instalación se desarrolla de acuerdo con las normas expresadas en el manual de protección radiológica. Este documento incluye las normas, límites y criterios de protección para minimizar los riesgos derivados de las radiaciones ionizantes durante la operación de la instalación, así como situaciones diversas (criterio ALARA).

El servicio de protección radiológica vigila el cumplimiento de la normativa y controla las condiciones y niveles de exposición del personal.

3.7.1. Controles y dosimetría personal

Desde 1982 hasta 1986, la evaluación de la dosimetría de personal se documentaba considerando la medida global de la misma.

Durante el año 1986, se modificó el criterio de documentación de la dosimetría de personal, y en lugar de registrar una medida global, se desglosa, a partir de dicha fecha, el número de portadores según los intervalos de dosis, obteniéndose así una evaluación más precisa de la dosimetría.

Las distintas partes de la central están clasificadas en zonas, según la dosis probable que se pueda recibir en cada una de ellas. Dichas dosis se fijan en base a la frecuencia y a la duración de la estancia del personal, de forma que ninguna persona reciba una dosis total y homogénea en la totalidad del organismo superior a 0,05 Sv/año (5 rem por año) (trabajadores profesionalmente expuestos). Las zonas quedan clasificadas en:

- Zona controlada.

Zona sometida a reglamentación por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso está controlado. Esta zona se delimita cuando existe la posibilidad de superar los 3/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajadores profesionalmente expuestos.

Dentro de la zona controlada se establecen las *zonas de permanencia limitada* (si existe el riesgo

Tabla 3. Dosimetría personal en Ascó I y II

Año	MW-a	Dosis ocupacionales recibidas (mSv-persona)			mSv-persona por MW-a
		Total	Contrata	Plantilla	
1983	41,2	39	21	18	0,95
1984	460,1	448	448	83	0,97
1985	563,3	3.492	3.392	100	6,20
1986	1.256,4	5.341	5.058	283	4,20
1987	1.469,4	7.857	7.606	251	5,30
1988	1.488,8	4.941	4.627	314	3,30
1989	1.597,1	5.203	4.928	275	3,20
1990	1.606,7	6.423	6.160	263	4,00
1991	1.610,5	4.387	4.193	194	2,72
1992	1.648,7	4.230	4.063	167	2,56
1993	1.598,9	3.972	3.790	182	2,48
1994	1.639,8	3.857	3.735	122	2,35
1995	1.465,5	7.312	7.148	164	4,99
1996	1.645,7	3.822	3.735	87	2,32
1997	1.690,0	1.543	1.446	97	0,91

NOTA: A partir de la entrada en funcionamiento de la central nuclear Ascó II los datos de ambas centrales son conjuntos.

de superar los límites anuales de dosis) y *zona de acceso prohibido* (en las que existe el riesgo de superar, en una exposición única, los límites anuales de dosis).

- Zona vigilada.

Zona sometida a reglamentación por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso está controlado. Esta zona se delimita en función de la posibilidad de superar el 1/10, sin que sea probable llegar a los 3/10, de los límites anuales de dosis fijados para los trabajadores profesionalmente expuestos.

- Zona de libre acceso.

Zona donde es improbable la superación de 1/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajadores y que, por tanto, no está sometida a reglamentación por razones de protección radiológica y cuyo acceso está permitido para los miembros del público.

Estas zonas están señalizadas y el acceso requiere permiso especial según la zona.

Esta central posee centro dosimétrico para la lectura de dosímetros del personal profesionalmente expuesto y servicio médico especializado autorizado para el reconocimiento inicial y anual de dicho personal.

3.7.2. Vigilancia ambiental

La vigilancia ambiental se lleva a cabo mediante las correspondientes medidas de tasas de exposición y dosis integradas y la toma y análisis de muestras. El Programa de Vigilancia Radiológica Ambiental incluye:

- Radiación directa:

Diecinueve puntos con dosímetros termoluminiscentes.

- Aire:

Ocho puntos de muestreo de partículas.
Cinco puntos de muestreo de radioyodos.
Cuatro puntos de muestreo de carbono-14.

- Deposición:

Cuatro puntos de recogida de agua de lluvia.
Trece puntos de toma de muestras de suelos.

- Agua:

Cuatro puntos de toma de muestras de agua potable.
Dos puntos de toma de muestras de agua subterránea.
Cuatro puntos de toma de muestras de agua superficial.

- Alimentos:

Tres puntos de toma de muestras de leche (vaca y cabra).
Doce puntos de toma de muestras de cultivo.
Cuatro puntos de toma de muestras de carne y huevos.
Dos puntos de toma de muestras de peces.

- Sedimentos:

Cuatro puntos de toma de muestras de sedimentos.

- Organismos indicadores:

Tres puntos de toma de muestras de organismos indicadores

3.7.3. Vertidos líquidos y gaseosos

En cuanto al tratamiento que reciben en la central los efluentes líquidos hay que distinguir entre los de alta y baja actividad.

Los efluentes líquidos de alta actividad pasan a un tanque de retención al cual llegan desechos procedentes del tratamiento de líquidos de baja actividad, descargas y drenajes de refrigerante del reactor y drenajes contaminados. Del tanque, impulsado por una bomba, pasan a través de filtros a un evaporador que se calienta con vapor auxiliar y se refrigera con agua de refrigeración de componentes, y del que salen desechos para el sistema de desechos gaseosos, para el tanque de concentrados, y previo paso por un desmineralizador, al sistema de desechos líquidos de baja actividad y agua de reposición del refrigerante del reactor.

Los efluentes líquidos de baja actividad son recogidos en dos tanques, el de lavandería y duchas, al que llegan desechos de la zona de lavandería y duchas y de lavados y descontaminación; al tanque de drenajes de suelos llegan desechos líquidos del sistema de líquidos

de alta actividad, de recuperación de boro, de drenajes contaminados y purga de generadores de vapor.

De estos tanques, impulsados por bombas y pasando a través de filtros, son enviados a un desmineralizador y pasan a un tanque de vigilancia donde mediante una bomba se impulsa al sistema de efluentes o al de desechos líquidos de alta actividad si su nivel radiactivo así lo aconseja.

En cuanto a los desechos gaseosos son recogidos en el tanque de equilibrio al que llegan gases del tanque de control de volumen, desgasificador de recuperación de boro y venteos varios. De este tanque de equilibrio, los gases son impulsados mediante un compresor a los tanques de desintegración, desde donde se mandan previo paso por las unidades de filtrado al sistema de ventilación del edificio auxiliar, al que llegan también desechos gaseosos procedentes del evaporador del sistema de líquidos de alta actividad, gases del edificio de penetraciones mecánicas y de la ventilación de plantas del edificio auxiliar. El sistema de ventilación del edificio auxiliar descarga por la chimenea los gases con niveles de radiación aceptables.

Los aspectos relativos a la vigilancia y control de los efluentes radiactivos al medio ambiente se establecen en las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF), documentos oficiales de explotación que se aprueban al concederse las autorizaciones administrativas de las centrales nucleares españolas.

Las ETF referentes a la limitación, vigilancia y control de los efluentes radiactivos han sido sometidas a sucesivos y profundos procesos de revisión por el CSN. En una primera fase se procedió a su homogeneización entre las diferentes centrales, las cuales, debido fundamentalmente al amplio intervalo de tiempo transcurrido entre la entrada en operación de las mismas (con diferente normativa aplicable en cada momento) presentaban una gran variedad de formulaciones. En una segunda fase se procedió a su actualización para incorporar referencias a la obligatoriedad de cumplir la normativa española (hasta el momento se referenciaba la normativa USA), y las últimas recomendaciones de la Comisión Internacional de Protección Radiológica; siendo de destacar el valor de 1mSv/a como límite de dosis equivalente efectiva y el

de 0,1 mSv/a como restricción operacional de la dosis equivalente efectiva debida al total de los efluentes.

Como resultado de dicho proceso las nuevas especificaciones técnicas, en el capítulo 6 (Procedimientos y Programas), contienen las líneas básicas del Programa de Control de Efluentes, comunes a todas las centrales. Este programa se establece para controlar los efluentes radiactivos y para mantener las dosis al público, debidas a los mismos, tan bajas como sea razonablemente posible (criterio ALARA) y siempre inferiores a los siguientes valores:

- Un límite anual de dosis equivalente efectiva, referida a cualquier periodo de 12 meses consecutivos, de 1 mSv.
- Un límite anual de dosis equivalente para la piel y para cualquier otro órgano considerado individualmente, de 50 mSv, en cualquier periodo de 12 meses consecutivos.

El Programa de Control de Efluentes, que debe ser desarrollado en detalle en un documento específico de cada central denominado Manual de Cálculo de Dosis al Exterior (MCDE), debe contener:

- a) Requisitos de operabilidad de la instrumentación de vigilancia de efluentes radiactivos, incluyendo pruebas de vigilancia y puntos de tarado.
- b) Límites instantáneos de concentración de efluentes líquidos.
- c) Límites instantáneos de tasa de dosis en efluentes gaseosos.
- d) Requisitos de vigilancia, muestreo y análisis.
- e) Restricción operacional de dosis para efluentes radiactivos a 100 μ Sv/a, debiéndose distribuir esta dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, según lo establecido en el MCDE.
- f) Estimación de las dosis.
- g) Requisitos de operabilidad de los sistemas de tratamiento de efluentes radiactivos.

El MCDE de cada central es el documento oficial de explotación que desarrolla en detalle el contenido de

las ETF relativas al Programa de Control de Efluentes y que regula su aplicación práctica.

En lo que respecta a la distribución de la restricción operacional de dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, en el MCDE de Ascó se asigna un valor de 0,02mSv a los líquidos y 0,08 mSv a los gases, por cada unidad.

3.7.4. Residuos sólidos

Como consecuencia del tratamiento de efluentes líquidos se producen residuos sólidos como son filtros colmatados, concentrados del evaporador y coadyuvantes de filtración. Asimismo, se producen otros procedentes de vestimentas, trapos, plásticos y otros productos contaminados. Estos residuos de media y baja actividad se acondicionan en bidones que se almacenan de forma temporal en la central.

Los generadores de vapor sustituidos se encuentran en un almacén temporal diseñado y construido al efecto: el Almacén Temporal de los Generadores de Vapor (ATGV).

En cuanto al combustible irradiado se almacena de forma provisional en las piscinas, una para cada unidad.

Tabla 4. Residuos sólidos de media y baja actividad en Ascó I y II

Año	Bidones producidos	Bidones acumulados
1983	12	
1984	120	131
1985	458	680
1986	1.048	1.728
1987	1.118	2.916
1988	1.551	4.467
1989	1.641	6.108
1990	2.350	7.660
1991	1.718	6.529
1992	1.204	7.429
1993	1.116	6.686
1994	735	5.193
1995	1.087	5.235
1996	765	4.805
1997	587	4.395

NOTA: La capacidad de almacenamiento es de 8.256 bidones.

Índice de ocupación a 31 de diciembre de 1997: 57,68%

Los bidones acumulados no son completamente aditivos por haberse realizado transportes de los mismos a Sierra Albarrana.

4. Historia de la central

4.1. Historial de licenciamiento

Unidad I

La autorización previa de esta unidad, que pertenece a la segunda generación de centrales nucleares españolas data del 21 de abril de 1972. Las obras se retrasaron notablemente. Durante la fase de construcción se produjeron las siguientes incidencias:

- Durante una inspección efectuada en el mes de marzo de 1979 a la unidad I se observó el incumplimiento de las especificaciones de cables eléctricos (476.000 m) frente a la propagación de la llama (norma IEEE 383-1974) lo que obligó a dotar la instalación de unas bandejas especiales para subsanar la deficiencia.
- En el transcurso de inspecciones realizadas en el año 1980 se detectó la aparición de coqueras (oquedades) en los muros exteriores de los edificios de contención por deficiencias en el hormigonado. Hubo que realizar inspecciones exhaustivas para su identificación, procediéndose a su reparación mediante relleno de hormigón y posteriores pruebas de integridad estructural en el edificio de contención de la unidad I sin que se observaran anomalías. El día 17 de diciembre de 1981 al arrancar la bomba del lazo A del sistema de refrigeración de la unidad I, se detectaron daños en el interior del sistema de refrigeración (lazo A) producidos por la existencia de piezas de acero sueltas que produjeron golpeteos y martilleos incontrolados al arrancar dicho lazo. Hubo que reparar las partes dañadas.
- Se produjeron asimismo diversos incendios. El día 23 de marzo de 1978, a las 21 horas se produjo uno en el almacén de la obra, que fue sofocado a las 4 horas del día 24. Este almacén, cuya estructura estaba constituida por muros que proporcionaban un cerramiento continuo y una cubierta metálica, contenía material diverso, entre el cual y en una zona dotada de atmósfera controlada, se encontraba almacenado material clasificado como «componentes de clase de seguridad nuclear». Posteriormente,

Tabla 5. Energía producida en Ascó I

Año	EEB en el año GWh	Energía acumulada GWh	Factor de carga en el año
*1983	361	361	36,3
1984	4.031	4.392	52,1
1985	4.624	9.016	56,8
1986	5.366	14.382	68,4
1987	6.667	21.049	81,8
1988	5.924	26.973	73,2
1989	7.009	33.982	86,0
1990	6.887	40.869	84,5
1991	7.067	47.936	86,9
1992	7.118	55.054	87,4
1993	6.772	61.826	83,12
1994	7.075	68.901	86,84
1995	5.797	74.698	70,90
1996	8.238	82.936	99,04
1997	6.644	89.580	78,50

* Referido a cuatro meses (septiembre-diciembre).

y siguiendo procedimientos establecidos, se procedió a recuperar y reponer el material afectado por el incendio.

El día 17 de marzo de 1978, se produjo un incendio en la torre de refrigeración de emergencia sur de la central nuclear Ascó I, siendo sofocado y extinguido totalmente unas tres horas más tarde. Después de la identificación y evaluación de los daños producidos, se efectuó su reparación.

- Durante las operaciones de inyección de grasa en dos tendones horizontales del sistema de postensado del edificio de contención de la unidad I, se produjo un incidente al bloquearse con un tapón móvil de la máquina inyectora. Este hecho acaeció en noviembre de 1979.

Por este motivo se produjo una subida instantánea de presión que originó la fuga de grasa de uno de los tendones en su sección de unión con la purga de una zona curvada del mismo situada sobre la cara oculta del revestimiento metálico interior del edificio que está en contacto con el hormigón del muro, originando un abombamiento de dicho revestimiento, visible desde el interior del edificio. Se realizaron inspecciones y la evaluación y reparación de los daños sustituyendo las chapas afectadas.

Asimismo cabe señalar que en origen los tres generadores de vapor de esta unidad eran del tipo D-3 de Westinghouse, idénticos a los de la central de Almaraz y afectados por tanto por los mismos problemas de diseño, que se describe detalladamente en los apartados b y c del capítulo de *Incidencias* correspondiente a aquella central. En esta unidad, las modificaciones para subsanar los defectos por vibraciones debidas a la incidencia del agua de alimentación se llevaron a cabo con anterioridad a la primera criticidad. En 1997 los generadores de vapor fueron sustituidos por otros diseñados y construidos por el consorcio Siemens Framatome.

La unidad I alcanzó su primera criticidad el 17 de junio de 1983, dos meses después de la finalización de las obras de modificación de los generadores de vapor, cuyas últimas soldaduras se realizaron el 21 de abril de ese año.

La unidad I, que hizo su primer acoplamiento a la red el 29 de agosto de 1983, presentó en sus primeros meses un funcionamiento bastante irregular, con numerosas paradas.

Concretamente en los primeros cuatro meses de funcionamiento (septiembre-diciembre 1983) experimentó 28 paradas, de las que solo una fue programada, y en el siguiente año, 22, de las que solo dos fueron programadas. En este periodo la producción fue lógicamente baja (factor de carga del 44%). Desde entonces esta unidad ha mejorado notablemente su regularidad, con un factor de carga medio para el periodo 1987-97 de 83,5%, y un valor máximo en 1996 de 99,04%.

En 1987, el CSN requirió a Ascó I la realización de un Análisis Probabilista de Seguridad (APS) nivel 1 (riesgo de daño al núcleo), incluyendo el análisis probabilista del riesgo por incendio, el análisis de la fiabilidad de los sistemas de la contención y la consideración del riesgo de inundaciones internas. Una vez completada por parte del CSN la evaluación, se ha procedido a la actualización del estudio y se ha iniciado la ampliación de su alcance al nivel de los APS más recientes incluyéndose, en particular, el riesgo de la central en otros modos de operación distintos de operación a potencia y la ampliación del APS a nivel 2 (riesgo de liberaciones al exterior).

Al igual que en otras plantas de diseño Westinghouse de esa misma generación, Ascó I ha presentado desde el inicio de su operación una serie de problemas de degradación de los tubos de los generadores de vapor fundamentalmente por corrosión bajo tensiones; de hecho fue necesario ampliar el requisito inicial del número máximo de tubos taponados, 10%, en alguno de los GGVV hasta el 18%. Finalmente, siguiendo la tendencia internacional, en la 11ª parada para recarga (de 15 de julio a 20 de octubre de 1995) se procedió a la sustitución de los GGVV. Adicionalmente en esa misma parada se realizaron las siguientes actividades: sustitución de los sistemas de control de primario y secundario por sistemas digitales, eliminación de lazos de *by-pass* de las RTDs del primario (sistema de medida de temperatura), sustitución de la turbina de alta presión (las de baja sustituirían en 1997) y conexión del nuevo diesel. La Dirección General de la Energía, mediante resolución de 10 de octubre de 1995, autorizó la puesta en marcha de la unidad tras la sustitución de los GGVV.

A fecha 31 de diciembre de 1997 esta unidad se halla en su decimotercer ciclo de operación (se han realizado doce recargas de combustible), con autorización vigente de 2 de octubre de 1996. Desde el inicio de su explotación hasta 31 de diciembre de 1997 ha generado 89.580 GWh de energía eléctrica, lo que supone un factor de carga del 75,45%.

Unidad II

La autorización previa de esta unidad data del 21 de abril de 1972, y la de construcción del 7 de marzo de 1975, diez meses más tarde que la de su unidad gemela. Durante la construcción se produjo como incidencia destacable el incendio en el edificio de los generadores diesel.

Aproximadamente a las 22 horas del día 26 de junio de 1979 se originó un incendio en el edificio de los generadores diesel en la unidad II, que fue sofocado y extinguido totalmente a las 2 horas y 30 minutos del día siguiente. En inspección visual se observaron daños en las armaduras metálicas y en las superficies de tres muros. Se efectuó la reparación de las zonas afectadas después de realizar la identificación y evaluación de los daños.

Tabla 6. Energía producida en Ascó II

Año	EEB en el año GWh	Energía acumulada GWh	Factor de carga en el año
*1985	313	311	22,9
1986	5.640	5.951	69,2
1987	6.205	12.156	76,2
1988	7.118	19.274	87,0
1989	6.982	26.256	84,1
1990	7.188	33.444	88,1
1991	7.041	40.485	86,7
1992	7.325	47.810	89,9
1993	7.234	55.044	88,80
1994	7.290	62.334	89,47
1995	7.041	69.375	86,44
1996	6.178	75.553	74,88
1997	8.160	83.713	96,44

* Referido a dos meses (noviembre-diciembre).

Hay que destacar también el importante problema que ha afectado a esta unidad consistente en los movimientos de terreno. Este fenómeno se detectó en 1976 y se describe con detalle en el apartado de *Incidencias*. También hay que señalar que en origen los tres generadores de vapor de esta unidad eran del tipo D-3 de Westinghouse idénticos a los de la central de Almaraz y afectados por tanto del mismo problema de diseño que se describe detalladamente en el capítulo correspondiente a aquella central. En 1977 los generadores de vapor fueron sustituidos, al igual que el año anterior en la unidad I, por el modelo de Siemens 61W/D3.

En esta unidad las modificaciones de los generadores de vapor para subsanar los defectos debidos a vibraciones por la incidencia del agua de alimentación, se llevaron a cabo con anterioridad a la primera criticidad entre agosto y septiembre de 1983. En el primer semestre de 1984 se realizaron la práctica totalidad de las pruebas prenucleares (anteriores a la carga del núcleo con combustible). Con fecha 22 de abril de 1985, esta unidad recibió el permiso de explotación provisional, alcanzando su primera criticidad el 11 de septiembre de 1985.

La central puede considerarse en explotación comercial desde el mes de noviembre de ese año. En los primeros catorce meses (hasta el final de 1986) la central

experimentó un total de 24 paradas, de las que 21 fueron no programadas. Cabe señalar la repetición de un fallo en las válvulas de aislamiento del vapor.

Al igual que en la unidad I, en 1987 el CSN requirió a Asco II la realización de un Análisis Probabilista de Seguridad (APS) nivel 1 (riesgo de daño al núcleo), incluyendo el análisis probabilista del riesgo por incendio, el análisis de la fiabilidad de los sistemas de la contención y la consideración del riesgo de inundaciones internas. Una vez completada por parte del CSN la evaluación, se ha procedido a la actualización del estudio y se ha iniciado la ampliación de su alcance al nivel de los APS más recientes incluyéndose, en particular, el riesgo de la central en otros modos de operación distintos de operación a potencia y la ampliación del APS a nivel 2 (riesgo de liberaciones al exterior).

En la 10ª parada para recarga (de 13 de julio a 27 de septiembre de 1996) se procedió a la sustitución de los generadores de vapor, realizándose adicionalmente las siguientes actividades: sustitución de los sistemas de control de primario y secundario por sistemas digitales, eliminación de lazos de *by-pass* de las RTDs (medida de temperatura del primario) y sustitución de las turbinas de alta y baja presión.

Otros hechos destacables en cuanto a seguridad nuclear son los siguientes:

- En el segundo semestre de 1988 se incluye la transición a combustible optimizado 17 x 17 en la unidad II.
- En el primer semestre de 1989 se instalan monitores de N-16 para la vigilancia de fugas primario a secundario.
- Se instaló en el primer semestre de 1989 la primera fase del Sistema de Apoyo Mecánico en la Operación (SAMO) y el sistema AMSAC «ATWS mitigation system actuation circuitry» para prevenir fallos en el sistema de protección del reactor.

A 31 de diciembre de 1997, esta unidad había generado un total de 83.713 GWh de energía eléctrica, lo que supone un factor de carga del 80,0%, hallándose, a esa fecha, funcionando en su undécimo ciclo de operación (se han realizado diez recargas de combustible). El actual permiso de explotación provisional data del 2 de octubre de 1996 y tiene validez para cinco años.

4.2 Historial radiológico

4.2.1. Vigilancia radiológica

a) Dosimetría personal.

Las dosis ocupacionales recibidas por el personal desde el inicio de la explotación de esta central se han mantenido por debajo de los límites establecidos. Por su complejidad y carga radiológica cabe señalar como significativos los trabajos de sustitución de los GGTV, sistema de derivación de las RTDs y modificaciones de diseño, realizados en 1995 en la unidad I y en 1996 en la unidad II. Los resultados obtenidos, tanto desde el punto de vista radiológico como de ejecución, están entre los mejores resultados registrados del mundo; especialmente si se tienen en cuenta las especificidades del cambio y los niveles de radiación existentes. El buen funcionamiento de los programas ALARA puestos en marcha, y requeridos por el CSN, para llevar a cabo estas operaciones han mostrado el alto grado de desarrollo y madurez que han alcanzado en estas prácticas. Las dosis colectivas recibidas en estas operaciones se recogen en la tabla 7.

Tabla 7. Dosis colectivas

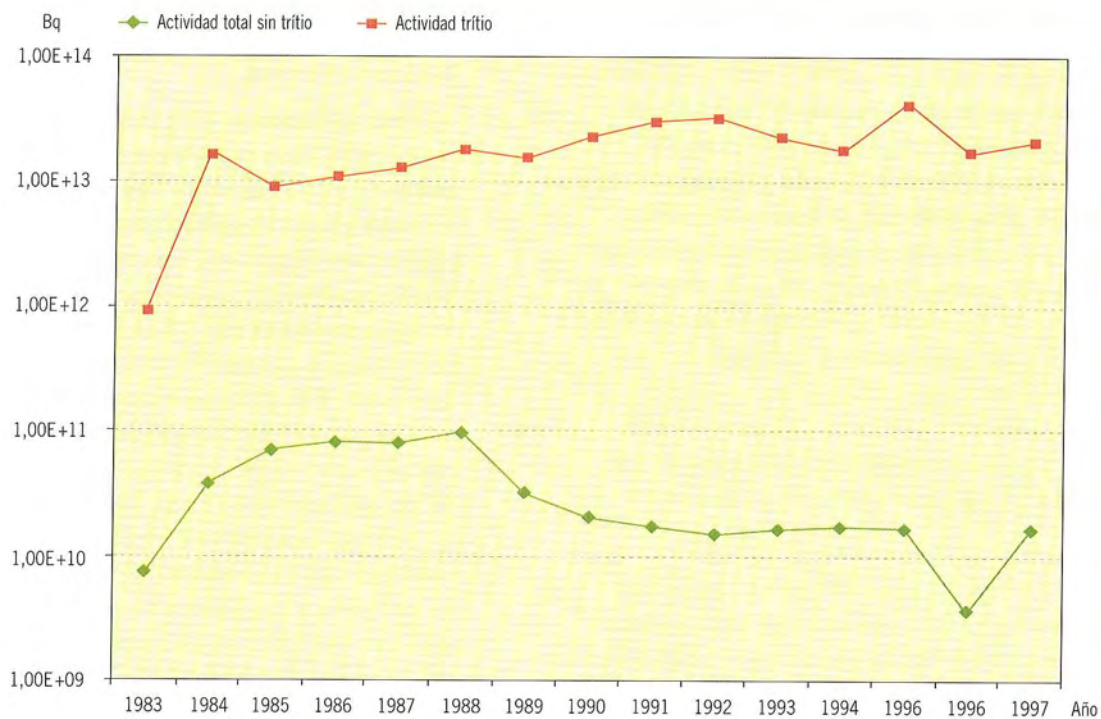
Operación	Dosis (Sv. p)	
	I	II
Sustitución GGTV	2,44	1,69
Sustitución de la tapa de la vasija	1,10	0,96
Sustitución del by-pass de las RTDs	0,41	0,31

b) Efluentes emitidos.

La actividad de los efluentes emitidos, tanto líquidos como gaseosos, ha estado siempre por debajo de los valores permitidos para esta central. Dichos valores no son fijos para cada tipo de efluente, sino que en general o bien afectan a la suma de actividades de distintos efluentes o radionucleidos, o incorporan parámetros dependientes de las condiciones ambientales y de la dispersión atmosférica. Ello es fruto de la existencia de estudios analíticos que permiten una optimización de los vertidos y su composición en base a mantener el impacto sobre personas y medio ambiente por debajo de los límites establecidos.

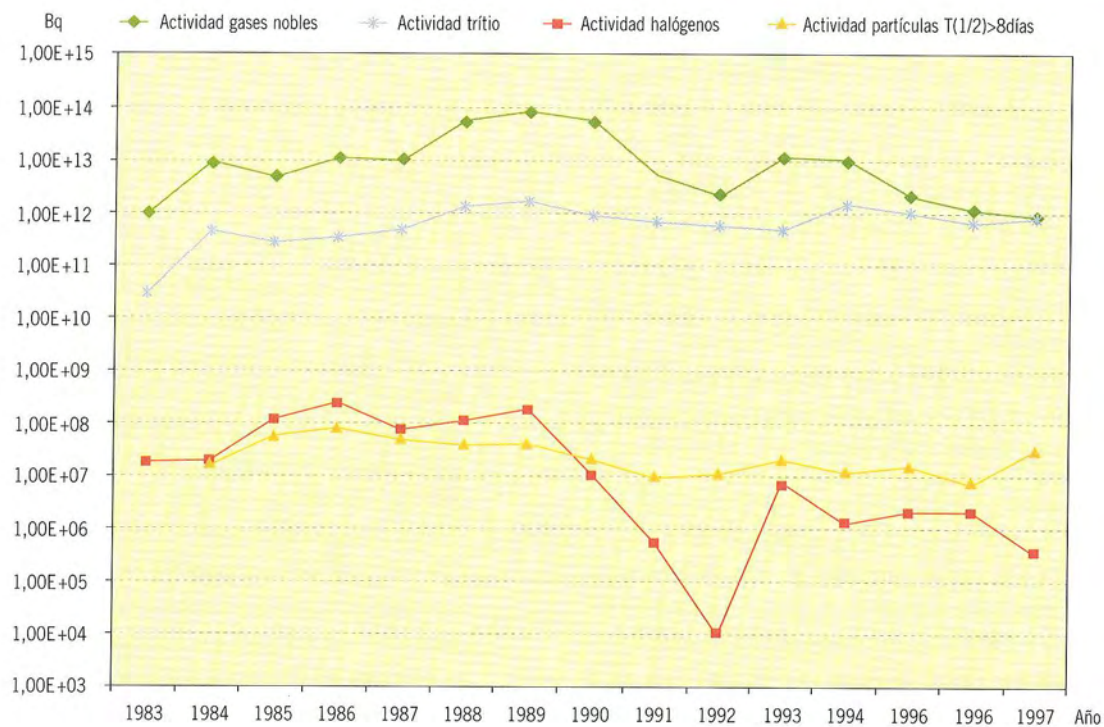
Gráfica 1. Central nuclear Ascó I

Efluentes líquidos

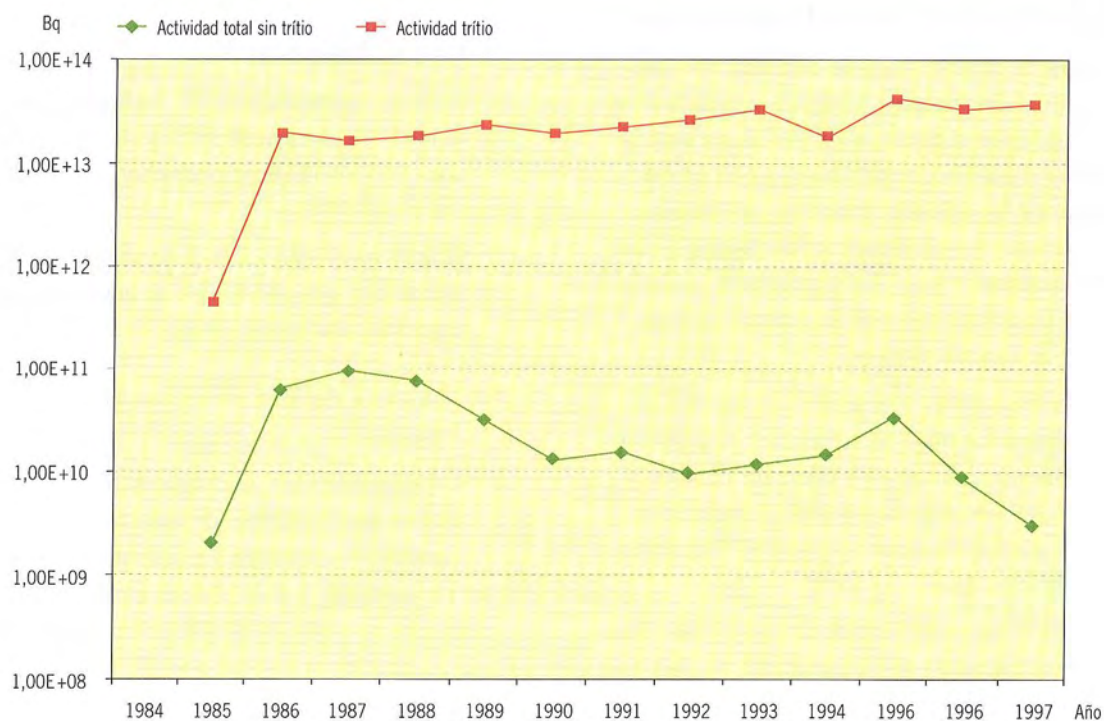


Gráfica 2. Central nuclear Ascó I

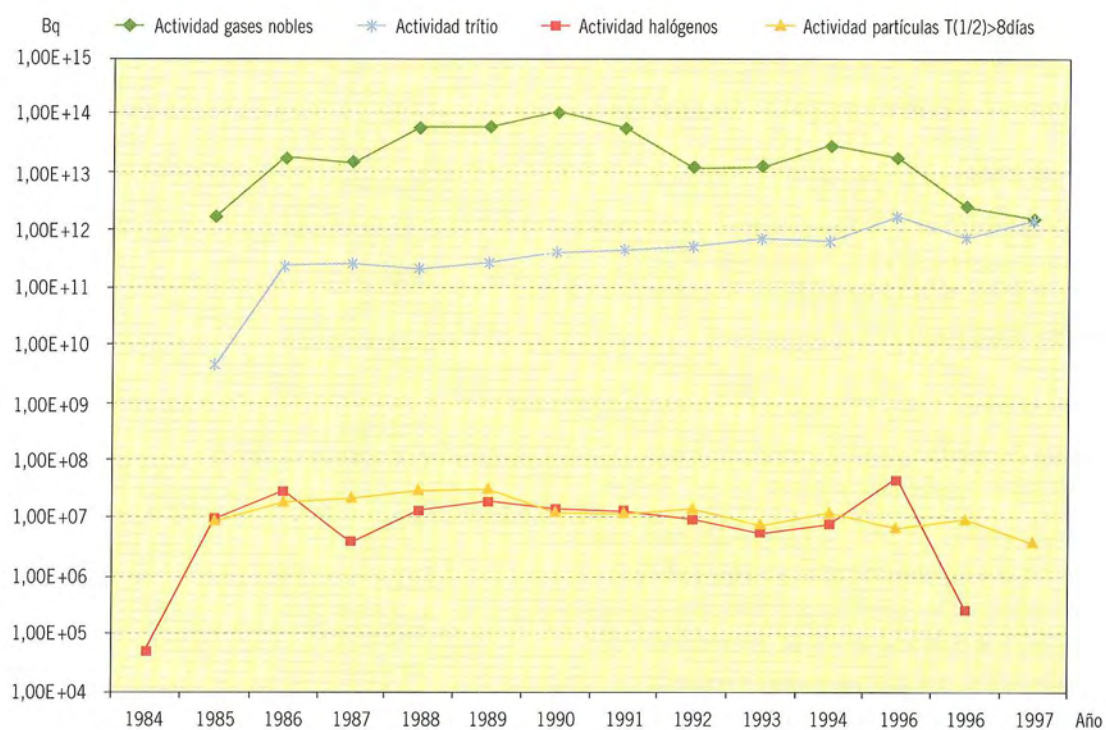
Efluentes gaseosos



Gráfica 3. Central nuclear Ascó II
Efluentes líquidos



Gráfica 4. Central nuclear Ascó II
Efluentes gaseosos



En las gráficas 1, 2, 3 y 4 se presenta la evolución de la actividad total vertida por cada una de las dos unidades de la central, por vía líquida y gaseosa.

La central nuclear de Ascó ha dispuesto, en todo momento, de sus propios límites de vertido, habiendo sufrido éstos distintas modificaciones a lo largo del tiempo hasta su normalización actual con el conjunto de las centrales españolas; no obstante, para efectuar una valoración de los mismos se han considerado los límites y las restricciones operacionales de dosis adoptados en las especificaciones técnicas de vertido vigentes.

En las gráficas 5, 6, 7 y 8 se recogen los valores calculados de las dosis efectivas para el individuo más expuesto, debidas a los efluentes líquidos y gaseosos del conjunto de las dos unidades. Estos cálculos han sido realizados utilizando hipótesis muy conservadoras.

Dichas gráficas presentan los resultados del impacto teórico, estimado en dosis equivalente efectiva, utilizando los factores de conversión en dosis efectiva desarrollados por el NRPB del Reino Unido para la Comunidad Europea. El objetivo de estas gráficas es presentar la evolución histórica del impacto de los vertidos.

De las gráficas se deduce que en ningún momento los valores estimados de dosis han superado los límites ni las restricciones operacionales de dosis.

c) Niveles de radiación ambiental.

Las medidas realizadas de radiactividad ambiental en las distintas estaciones se encuentran dentro de los márgenes de medida preoperacional, sin significado radiológico.

d) Residuos sólidos.

El sistema de solidificación de residuos utiliza cemento como agente solidificante.

A 31 de diciembre de 1997 se habían generado un total de 17.523 bidones de residuos de media y baja actividad, de los cuales 4.325 han sido reacondicionados, 8.803 evacuados a las instalaciones de Sierra Albarrana, y 4.395 permanecen en el almacén temporal existente. Dicho almacén tiene

capacidad para albergar 8.256 bidones, siendo el nivel de ocupación actual del 57,68%.

e) Combustible irradiado.

A 31 de diciembre de 1997 en la piscina de la unidad I se encuentran 580 elementos combustibles, con un porcentaje de ocupación sobre capacidad útil de 45,89%.

A la misma fecha, en la de la unidad II, hay 496 elementos, con porcentaje de ocupación sobre capacidad útil de 39,24%.

f) Muestreos del Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental

Con periodicidad que varía entre semanal y anual, dependiendo del tipo de muestra, se vienen realizando muestreos de acuerdo con el Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental, con el alcance que se describe en el apartado de vigilancia

Tabla 8. Elementos irradiados almacenados en piscina en Ascó I

Fecha	Elementos
30/06/1986	44
31/12/1986	92
30/06/1987	92
31/12/1987	136
30/06/1988	172
31/12/1988	193
30/06/1989	193
31/12/1989	220
30/06/1990	268
31/12/1990	268
30/06/1991	316
31/12/1991	316
30/06/1992	360
31/12/1992	360
30/06/1993	404
31/12/1993	404
30/06/1994	404
31/12/1994	452
30/06/1995	452
31/12/1995	516
30/06/1996	516
31/12/1996	516
30/06/1997	580
31/12/1997	580

NOTA: Índice de ocupación a 31 de diciembre de 1997: 45,89%.

ambiental. El número de muestras en 1996 ascendió a unas 1.300 al año, obteniéndose del orden de 7.200 datos en el año. En general, no aparecen radionucleidos atribuibles al funcionamiento de la central a niveles superiores al LID (Límite Inferior de Detección), con excepción de los procedentes de las explosiones nucleares a la atmósfera realizadas en el pasado. En cualquier caso, a partir de los valores de concentración de actividad de radionucleidos de origen artificial que hayan superado el LID se estiman las dosis por exposición interna que en el caso más desfavorable recibiría un individuo tipo al mantenerse las concentraciones obtenidas. La dosis por exposición externa se obtiene a partir de la lectura de los dosímetros termoluminiscentes (DTL) instalados en la zona de vigilancia de la central; estos valores incluyen la contribución del fondo radiológico del lugar. Dichos cálculos han mostrado que las dosis son muy bajas, confirmando las estimadas a partir de los vertidos de la central.

El CSN realizó hasta 1985 un programa de vigilancia independiente. A partir de ese año, y en virtud del acuerdo de encomienda de funciones, lo realiza la Generalitat de Cataluña.

5. Incidencias

Las bases y criterios seguidos para la evaluación de los proyectos de las centrales nucleares de Ascó I y II, además de la comprobación del cumplimiento de la Ley 25/1964 sobre Energía Nuclear y del Reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiactivas, han consistido en verificar el grado de cumplimiento de la normativa vigente en Estados Unidos.

También se han considerado aquellas normas que, aún no siendo específicas de la tecnología nuclear, contemplan aspectos aplicables.

Por las razones expuestas, los estudios de seguridad se han redactado siguiendo las indicaciones del *Standard Format and Contents of Safety Analysis Reports for Nuclear Power Plants*.

En la revisión del estudio de seguridad de Ascó I para la concesión del permiso de explotación provisional se han seguido las indicaciones del *Standard Review Plan for the Review of Safety Analysis Reports for Nuclear Power Plants*, editado por la Comisión de Regulación Nuclear de Estados Unidos.

Para la concesión de la autorización de construcción, se tuvieron en cuenta los aspectos aplicables del *Code of Federal Regulations* del citado país, guías reguladoras que, aunque no son de obligado cumplimiento, aportan instrucciones de gran interés para los análisis y evaluaciones.

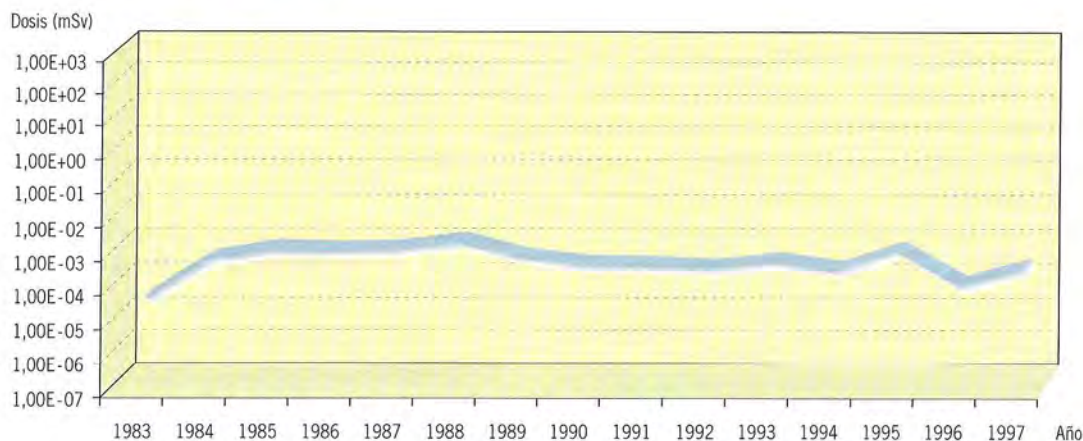
En general se ha aplicado la normativa concerniente a las diversas materias de los proyectos, tales como las secciones III y XI del código ASME o las normas emitidas por el IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers). Asimismo se ha exigido que las especificaciones técnicas de funcionamiento estén de acuerdo con lo expuesto en las *Standard Technical Specifications of Westinghouse Pressurized Water Reactors* emitidas por la Comisión de Regulación Nuclear de Estados Unidos.

Tabla 9. Elementos irradiados almacenados en piscina en Ascó II

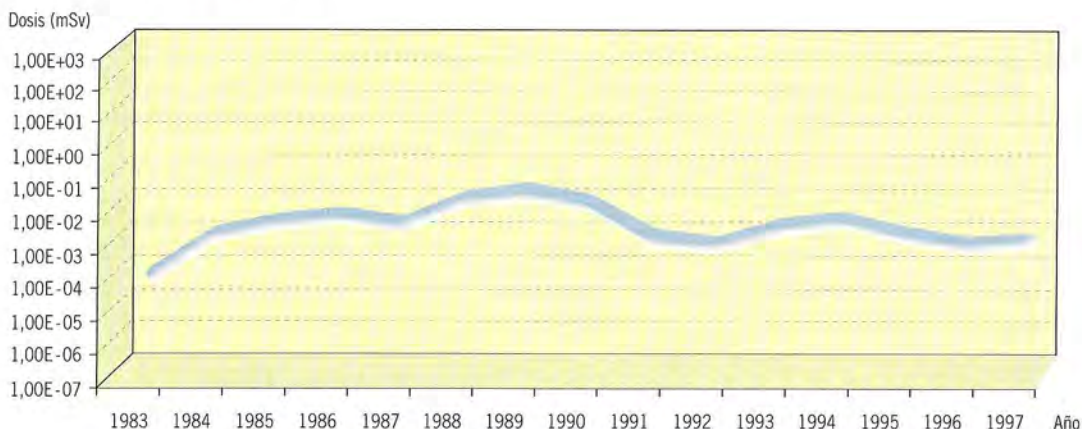
Fecha	Elementos
30/06/1987	48
31/12/1987	48
30/06/1988	88
31/12/1988	88
30/06/1989	136
31/12/1989	136
30/06/1990	188
31/12/1990	188
30/06/1991	232
31/12/1991	232
30/06/1992	276
31/12/1992	276
30/06/1993	328
31/12/1993	328
30/06/1994	376
31/12/1994	376
30/06/1995	432
31/12/1995	432
30/06/1996	432
31/12/1996	496
30/06/1997	496
31/12/1997	496

NOTA: Índice de ocupación a 31 de diciembre de 1997: 39,24%

Gráfica 5. Central nuclear Ascó I
Efluentes líquidos. Dosis efectiva máxima



Gráfica 6. Central nuclear Ascó I
Efluentes gaseosos. Dosis efectiva máxima



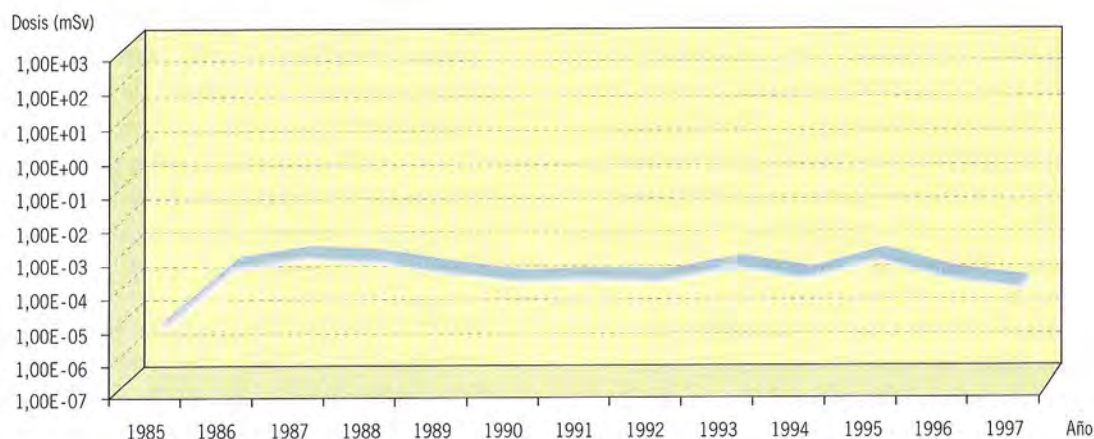
En las autorizaciones de construcción se exigió a los titulares que remitieran a la Administración un informe trimestral con la evolución del programa de construcción; suministro de materiales, equipos y componentes, progresos realizados en los programas de investigación y desarrollo; actividades no previstas; formación y actividades de personal de explotación e incidencias destacables desde el punto de vista de la seguridad nuclear. En el transcurso de las obras se efectuaron determinadas modificaciones respecto a los proyectos iniciales. Entre ellas cabe destacar:

- Cambio en la disposición del combustible de matriz 15 x 15 a matriz 17 x 17, lo que se conside-

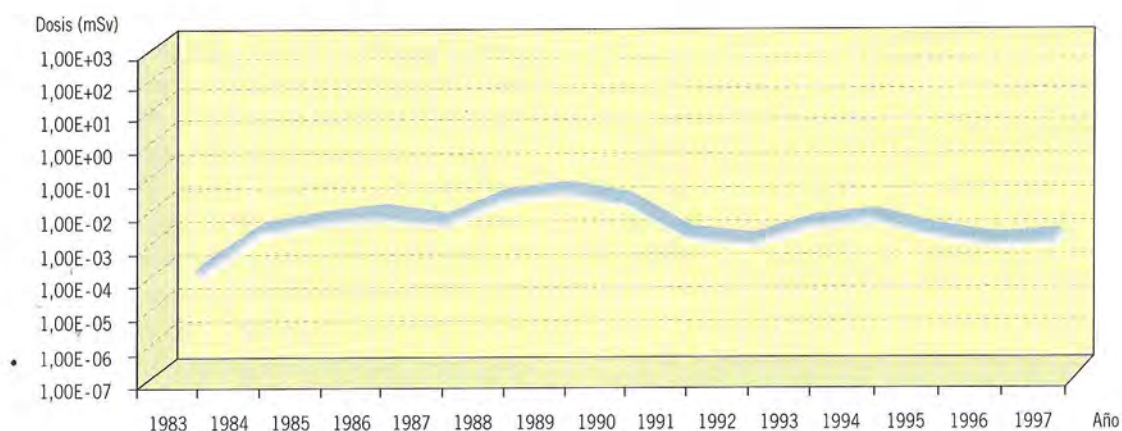
ra como una mejora en lo concerniente a la seguridad nuclear en condiciones de accidente con pérdida de refrigerante.

- Aumento de la capacidad de almacenamiento de combustible irradiado.
- Mejoras en el sistema de agua de alimentación auxiliar como protección contra golpes de ariete.
- Supresión de las barras de longitud parcial del núcleo del reactor.
- Construcción de torres de refrigeración exterior para satisfacer las exigencias de temperatura del agua.

Gráfica 7. Central nuclear Ascó II
Efluentes líquidos. Dosis efectiva máxima



Gráfica 8. Central nuclear Ascó II
Efluentes gaseosos. Dosis efectiva máxima



- Como consecuencia del análisis de los riesgos de incendio, se efectuó una mejora global del sistema de protección contra incendios.
- Aumento de peso y espesor de la losa inferior del edificio de control de Ascó II para aumentar la carga sobre el terreno sometido a levantamientos por efecto de la expansividad de las arcillas existentes entre sus materiales.
- Cambio del sistema de solidificación de residuos mediante urea-formaldehído a la utilización de cemento como agente solidificante.

Los titulares de las autorizaciones de construcción presentaron a la administración los respectivos

estudios de seguridad de las centrales en los que están incluidas las modificaciones realizadas durante la construcción. Estos estudios de seguridad son los documentos básicos estudiados para la concesión de los permisos de explotación provisional.

Los criterios de evaluación y la normativa seguidos para la concesión de dichos permisos son análogos a los utilizados para las concesiones de las autorizaciones de construcción, habiéndose considerado, además, en el dictamen técnico emitido para la concesión del permiso de explotación provisional de Ascó I las modificaciones derivadas del accidente de la central nuclear de la Isla de las Tres Millas (EE UU).

Esta central ha estado afectada por diversos problemas, que han sido subsanados, y que en la actualidad no puede decirse que afecten a seguridad nuclear o a la protección radiológica. Tal ocurre, por ejemplo, con los generadores de vapor, idénticos a los de la central nuclear de Almaraz, y en los que, tras detectarse ciertos defectos de diseño, se han tenido que introducir importantes modificaciones que parece deben subsanar el problema, y cuyo comportamiento, en cualquier caso, sigue siendo objeto de seguimiento.

Los generadores de vapor han venido sufriendo, desde su puesta en servicio, el mismo proceso de degradación de sus tubos de Inconel 600 que el descrito para Almaraz, cuyos generadores son idénticos. Este proceso de degradación ha obligado al taponamiento de tubos en las distintas paradas para recarga. En la tabla 10 se recoge el número de tubos taponados hasta el momento del cambio de GGVV en ambas unidades era el siguiente:

Tabla 10. Número total y porcentaje de tubos taponados

	GV-1	GV-2	GV-3
Unidad I	742(15,9%)	468(10%)	656(14%)
Unidad II	505(10,8%)	337(7,2%)	496(10%)

Teniendo en cuenta el nivel de taponamiento y el ritmo de degradación, así como el límite máximo de tubos taponables por razones de seguridad, la vida útil de estos equipos resultaba muy inferior a los 40 años previstos por diseño. Por otra parte, como consecuencia de estos procesos de degradación los GGVV eran la causa de pérdidas de producción por eventuales paradas no previstas, inspecciones y reparaciones extraordinarias que prolongaban la duración de las paradas y, asimismo, las operaciones de mantenimiento daban lugar a un incremento de las dosis recibidas por el personal.

Todos estos motivos aconsejaron la sustitución de los GGVV por otros de nuevo diseño y materiales más idóneos, en línea con la decisión tomada por las empresas eléctricas de Estados Unidos y de diversos países europeos, cuyos generadores habían experimentado fenómenos similares.

En consecuencia, y tras la realización de diversos estudios previos, se tomó la decisión de sustituir los GGVV, iniciándose en el año 1989 la elaboración de la especificación técnica para petición de ofertas de los nuevos GGVV. La petición de ofertas se realizó conjuntamente con Almaraz, cuyos GGVV, como ya se ha indicado, estaban afectados por los mismos fenómenos de degradación. La oferta fue adjudicada al consorcio formado por Siemens y Framatome sobre el modelo de generador 61W/D3.

En 1995 se sustituyeron los GGVV en la unidad I, y en 1996 en la Unidad II. La sustitución fue realizada por el consorcio Siemens Framatome, siendo de destacar el corte de los biomuros para poder ejecutar las maniobras de volteo, introducción y extracción de los GGVV. Los movimientos del terreno, que afectan exclusivamente a la unidad II, se describen a continuación.

Los antecedentes de este problema estriban en las características del terreno, que posee arcillas expansivas y en la gran excavación que se realizó, alcanzándose profundidades de hasta 75 m. Esto originó una descompresión de la roca de cimentación seguida de una expansión de ésta. Además, al entrar las arcillas expansivas en contacto con el agua (de obra y de lluvia) se produjo un hinchamiento de las mismas y con ello un levantamiento a sumar al anterior. El fenómeno se detectó en 1976 y podía afectar a la seguridad nuclear y a la protección radiológica al poderse variar la verticalidad de las estructuras o incluso romper éstas al producirse asientos diferenciales.

Ya desde el principio se vio que los movimientos persistirían aunque atenuándose a lo largo de toda la vida de la unidad II, y que se debían tomar las medidas posibles para controlar los sistemas de seguridad.

Con objeto de paliar las causas del levantamiento y contrarrestar en lo posible sus efectos, se han acometido una serie de acciones, tendentes a la impermeabilización de los taludes de excavación y de las áreas exteriores de la unidad y que, asimismo, han supuesto la realización de reformas estructurales en algunos edificios (por ejemplo, disposición de una losa de hormigón denso bajo el edificio de control).

Por otra parte, con objeto de realizar el seguimiento de los efectos del levantamiento sobre las estructuras,

sistemas y componentes afectados, se ha establecido un riguroso programa de vigilancia, con instrumentación adecuada para la medida de las variables que intervienen en el fenómeno. En esta línea, se han establecido unos valores límites para una serie de parámetros y elementos estructurales y de tuberías y equipos importantes para la seguridad a fin de garantizar que se dispone de margen suficiente para la toma de acciones (*límites de pre-*

caución) y que la seguridad de la instalación está siempre salvaguardada (*límites críticos*).

Los resultados obtenidos en el desarrollo de dicho programa muestran, además de la fiabilidad de la instrumentación utilizada, que continua el levantamiento del terreno, aunque cada vez de una forma más lenta, incluso por debajo de las previsiones que se desprenden de los estudios de proyección realizados.

Tabla 12. Disparos y paradas en Ascó I

Año	Disparos no programados	Disparos programados para pruebas	Paradas programadas	Paradas no programadas
1983	18	0	1	9
1984	18	0	2	2
1985	2	0	0	1
1986	2	0	1	2
1987	7	0	1	1
1988	7	0	2	2
1989	5	0	1	0
1990	2	0	2	0
1991	3	0	1	0
1992	3	0	2	0
1993	2	0	2	2
1994	2	0	1	0
1995	3	0	1	0
1996	1	0	0	0
1997	4	0	1	1

Tabla 13. Disparos y paradas en Ascó II

Año	Disparos no programados	Disparos programados para pruebas	Paradas programadas	Paradas no programadas
1985	3	1	0	1
1986	14	0	2	2
1987	6	0	1	0
1988	2	0	1	0
1989	2	0	1	0
1990	2	0	1	0
1991	2	0	1	0
1992	2	0	1	1
1993	2	0	0	1
1994	3	0	2	0
1995	0	0	1	1
1996	0	0	2	1
1997	1	0	0	1



Rotor de la turbina de la central nuclear de Ascó

Otros incidentes destacables por su clasificación como nivel 1 en la escala INES son:

- El 12 de diciembre de 1990, tras una parada automática del reactor de la unidad I cuyo transitorio fue normal, la turbobomba de agua de alimentación auxiliar arrancó automáticamente como estaba previsto, disparando poco después debido a un mal ajuste de su control automático de velocidad.
- La inspección inadecuada de los generadores de vapor tras la parada por superación del límite de fugas primario-secundario en la unidad I, en febrero de 1993.
- El error introducido en una modificación de diseño en la lógica de arranque del sistema de agua de servicios para salvaguardias tanto en la unidad I como en la unidad II, error que fue inmediatamente corregido.
- Adicionalmente es de destacar el incidente ocurrido en la 11ª parada tras la carga de combustible el día 26 de septiembre de 1995. Durante la colocación de la tapa de la vasija del reactor se originaron desperfectos en tres barras de control, en sus mecanismos de accionamiento y en las estructuras de los elementos de combustible correspondientes, al dejar descansar sobre ellos el peso de la tapa. Se sustituyeron los elementos afectados, los ejes de las barras de control y sus mecanismos de accionamiento.



Vista general de la central nuclear de Cofrentes



1. Presentación

La central nuclear de Cofrentes consta de un sistema nuclear de producción de vapor formado por un reactor de agua ligera en ebullición (BWR) de potencia térmica autorizada de 2.952 MW y potencia eléctrica 990 MW. La Dirección General de la Energía, mediante resolución de 24 de octubre de 1997, previo dictamen favorable del CSN, ha autorizado un aumento de la potencia térmica de 3.015 MW, que corresponde al 104,2% de la potencia térmica nominal de origen.

Se halla situada en el término municipal de Cofrentes (Valencia), en la margen derecha del río Júcar, cerca de la cola del embalse de Embarcaderos.

Esta central forma parte de la 2ª generación del parque nuclear español; entró en explotación comercial en noviembre de 1984. La unidad es propiedad de Iberdrola. El suministrador del sistema nuclear de suministro de vapor es General Electric Co. La ingeniería corrió a cargo de Empresarios Agrupados S.A. La obra civil y el montaje electromecánico fueron llevados a cabo por empresas españolas en su totalidad. La vasija del reactor fue fabricada por Rotterdam Nuclear, en Holanda. El resto de equipos son en gran parte de fabricación nacional.

El permiso de explotación vigente de la central es de fecha 20 de marzo de 1996.

Autorizaciones concedidas:

- Autorización previa: 13 de noviembre de 1972.
- Autorización de construcción: 9 de septiembre de 1975.
- Permiso de Explotación Provisional (PEP): 23 de julio de 1984.
- Prórroga del Permiso de Explotación Provisional Vigente: 20 de marzo de 1996.

2. Emplazamiento

El emplazamiento de la central nuclear de Cofrentes, cuyas coordenadas son 39° 12' 44" N y 01° 03' W respecto al meridiano de Greenwich, está ubicado en el

término municipal de Cofrentes (Valencia); situado en la cola del embalse de Embarcaderos, en la margen derecha del río Júcar y muy cerca de su confluencia con el Cabriol, se asienta sobre una esplanada a unos 40 m, por encima del nivel medio de las aguas del Júcar, en la cota 372 y ocupa una superficie de unas 300 Ha.

Los parámetros de emplazamiento se resumen a continuación.

2.1. Geología

El emplazamiento en cuestión está situado en el Valle del Júcar, que se ubica en la mitad meridional de las serranías valencianas y éstas en la parte sur de la cordillera ibérica. Se asienta sobre arcillas, arenas y conglomerados miocenos, formación que descansa sobre rocas cretácicas bordeadas por afloramientos lineales del Triásico.

Las rocas cretácicas presentan fracturas tardicretácicas mientras la tectónica triásica es paleógena. Es de destacar la proximidad del emplazamiento a afloramientos volcánicos y a aguas termales, si bien la edad de aquellos supera sobradamente el conservadurismo que viene exigiéndose en estos casos.

2.2. Sismología

El emplazamiento de Cofrentes no se asienta en una zona de actividad macrosísmica significativa. No hay constancia de sismos de intensidad superior a IV en la escala MSK (intensidad I-XII) en un radio de 35 km. La aceleración horizontal correspondiente al terremoto de parada segura (SSE) allí seleccionado es de 0,17 g, valor que se exigió al titular al concedérsele la autorización de construcción y que superaba el propuesto por aquél al solicitar dicha autorización; la aceleración horizontal atribuida al terremoto base de operación (OBE) es la mitad de la anterior.

La propiedad realizó a petición del organismo regulador, con el fin de detectar la posible actividad microsísmica de la zona de ubicación de la planta, dos campañas microsísmicas sobre el emplazamiento y un

determinado entorno del mismo. Los resultados obtenidos en dichas dos campañas, llevadas a cabo bajo el control de la JEN inicialmente y del CSN más tarde, asesorados por el Instituto Geográfico Nacional, resultaron satisfactorios.

2.3. Geotecnia

La roca de fundación de la planta forma parte de una serie alternante de arcillas duras, arenas y conglomerados (más del 50%) que cubren depósitos consolidados del cretácico, clasificándose a la misma como un material arcilloso de poca plasticidad.

2.4. Meteorología y climatología

El clima de la región donde se ubica la planta es intermedio entre el cálido húmedo de la llanura valenciana y el continental extremado de Albacete. De la meteorología local cabe destacar que los vientos dominantes en la zona son los N y NE, que las calmas no resultan significativas y que la precipitación media es de 438,9 mm/a, presentándose esporádicamente fenómenos torrenciales.

La dispersión atmosférica se considera buena.

2.5. Hidrología

La central se encuentra junto al embalse de Embarcaderos, al que fluyen los ríos Júcar y Cabriel. El caudal medio de ambos ríos en este punto es de 44 m³/segundo, caudal suficiente, teniendo en cuenta que la refrigeración de la central que se lleva a cabo mediante dos torres, siendo el caudal máximo de agua tomado de 1,1 m³/s. La toma de este agua se halla a la salida del embalse, y la descarga en dos balsas de control que vacían en la cabecera del mismo.

La cota de explanación de la central es la 372 y la cota resultante del cálculo de la avenida máxima probable es la 351,34 m. A este respecto cabe señalar que en las inundaciones del 19 al 21 de octubre de 1982, en las que el caudal ascendió a 4.600 m³/segundo, con una

crecida del río Júcar de 11 m, las aguas quedaron 35 m por debajo del parque eléctrico. Esa avenida es la máxima histórica, siendo la anterior en importancia la acaecida en 1923 con 1.594 m³/segundo.

El nivel freático experimenta variaciones estacionales con oscilaciones de entre 1 y 2 metros. Su cota media es la 359,2.

2.6. Ecología

El emplazamiento se asienta en una zona esteparia, con vegas estrechas a lo largo de los ríos.

La fauna es mediterránea. Existe algo de caza y pesca.

2.7. Demografía

La población se concentra, en el radio más cercano a la central, en cinco pueblos. Entre ellos hay que diferenciar a Requena, que es el único que no se encuentra dentro del valle de Ayora y que, además, tiene una población de 19.000 habitantes frente a los 1.000 habitantes de media en el resto de municipios.

Las localidades más próximas al emplazamiento son Cofrentes al norte, a 2,5 km, con unos 1.000 habitantes, y Jarafuel al sur, a 8 km, también con unos 1.000 habitantes. El centro de población mayor de 25.000 habitantes más cercano a la central es el complejo Alcira-Carcagente, a unos 53 km.

2.8. Usos del agua y suelo

El emplazamiento se halla en una comarca de economía agropecuaria. La agricultura florece especialmente en las zonas bajas y en particular en el valle del Júcar en torno a Jalance donde existen pequeñas huertas y regadíos dedicados al cultivo de hortalizas y frutales. En las zonas de altitud media predominan los viñedos y el almendro. En las zonas montañosas hay pinares y monte bajo con plantas esenciales (tomillo, romero y aulaga).

En ganadería, el ganado más numeroso es el ovino. En cuanto a la caza, en el entorno existen perdices, tórto-

las, conejos, liebres, jabalíes y cabra hispánica, y por lo que respecta a la pesca, hay carpa, rogal, barbo, lucio y black-bass.

2.9. Otras actividades humanas

De las vías de comunicación cabe destacar la carretera N-330, que pasa a un km del edificio del reactor. Conecta la radial III Madrid-Valencia en Requena, con la N-430 Madrid-Alicante en Almansa. En el entorno de la central hay aprovechamientos hidroeléctricos, molinos de aceite, conserveras y salinas.

3. Descripción general de la central

La central es del tipo de agua ligera en ebullición (BWR). Iberdrola es la compañía propietaria y titular de la central. General Electric Company es el suministrador del sistema nuclear de suministro de vapor. La potencia térmica autorizada es de 2.952 MW y la potencia eléctrica es de 990 MW. La Dirección General de la Energía, mediante resolución de 24 de octubre de 1997, previo dictamen favorable del CSN, ha autorizado un aumento de la potencia térmica de hasta 3.015 MW.

La central de referencia es la de Grand Gulf en Estados Unidos.

El núcleo del reactor, junto con los elementos de regulación, refrigeración y control, se alberga en una vasija de 5,44 m de diámetro interior y 20,9 m de altura interior, fabricada con acero. Se refrigera por agua desmineralizada, que entra en la parte inferior del núcleo y hierve a medida que fluye hacia arriba, alrededor de las barras de combustible. El vapor que sale del núcleo se seca mediante secadores y separadores de vapor situados en la parte superior de la vasija, dirigiéndose luego a la turbina por las tuberías de vapor principal.

El sistema de recirculación bombea el refrigerante del reactor a través del núcleo. Esto se realiza mediante dos circuitos de recirculación que se hallan dentro del recinto de contención con una bomba de impulsión cada uno. La parte interior de la vasija del circuito

está constituida por 20 bombas de chorro que no tienen partes móviles y que están situados en la región anular entre la envuelta del núcleo y la pared interior de la vasija. Cualquier rotura en la tubería de recirculación seguiría permitiendo la inmersión del núcleo hasta aproximadamente dos tercios de la altura del mismo, que corresponde al nivel de entrada de las bombas de chorro.

En la central de Cofrentes, por ser BWR, hay una doble contención:

- Contención primaria con pozo seco, piscina de supresión y piscina superior. Es un recinto de

Tabla 1. Características principales de la central nuclear de Cofrentes

Localización.....	Cofrentes (Valencia)
Titular.....	Iberdrola
Participaciones.....	100%
Tipo de reactor.....	1 unidad PWR (General Electric)
Potencia.....	Térmica: ⁽¹⁾ 2.952 MW Eléctrica: 990 MW
Refrigeración.....	Torres de refrigeración embalse de Embarcaderos del río Júcar
Autorizaciones	
Previa.....	13-11-72
Construcción.....	09-09-75
Puesta en marcha (PEP).....	23-07-84
Permiso de explotación	
Provisional vigente.....	Concesión: 20-03-96
Otras características	
1ª Criticidad.....	23-08-84
1ª Aclopiamiento.....	14-10-84
Explotación comercial.....	11-03-85
Total energía generada.....	Bruta 95.714 GWh (hasta 31-12-97)
Factor de carga ⁽²⁾ 1977.....	82,6%

NOTA: ⁽¹⁾ Desde el 24 de octubre de 1997 la central autoriza a operar hasta 3.015 MW.

⁽²⁾ Factor de carga es la relación entre la energía neta producida en el período considerado y la que hubiera podido ser producida funcionando todo el tiempo a la potencia autorizada.

acero autoportante recubierto de hormigón en su parte inferior, desde la losa de cimentación hasta la superficie de la piscina de supresión de presión. Los espesores son 3,8 cm de acero y 2,27 m de hormigón.

- Contención secundaria de hormigón armado, solidaria con la contención primaria por su parte inferior. Tiene un espesor de 0,75 m.

El grupo turboalternador, tipo tandem-compound, tiene una potencia de 1.082,5 MVA con un factor de potencia de 0,9. Genera energía trifásica a 50 Hz y 20 kV.

La refrigeración externa de la central se realiza con agua del río Júcar a través de un circuito que incluye dos torres húmedas de tiro natural de funcionamiento continuo. El caudal evaporado no debe sobrepasar los 0,65 m³/s.

3.1. Sistema del reactor

El combustible para el núcleo del reactor está constituido por 624 elementos combustibles cada uno integrado por 62 varillas de combustible y 2 de agua dispuestas en matrices de 8 x 8 con pastillas de dióxido de uranio ligeramente enriquecido, dispuestas en tubos cerrados en zircaloy-2 de 0,81 mm de espesor. Estos tubos (o barras de combustible) están ensamblados en conjuntos de combustible individuales. El control global del núcleo se consigue mediante barras de control móviles de entrada por el fondo de la vasija. Las barras de control son de forma cruciforme y están distribuidas por toda la red de los conjuntos de combustible. Las barras de control se sitúan en posición mediante accionamientos individuales de las mismas.

El diámetro circunscrito del núcleo es de 429,5 cm.

Hay un dispositivo de detección de neutrones dentro del núcleo para medida del flujo neutrónico.

3.1.1. Vasija del reactor y componentes internos

La vasija del reactor contiene: el núcleo y las estructuras de soporte; los separadores y secadores de vapor; las bombas de chorro; los tubos-guía de las barras de

control; las tuberías de distribución del agua de alimentación interior al núcleo y otros componentes internos. Las conexiones principales a la vasija incluyen las tuberías de vapor, las tuberías de recirculación del refrigerante, las tuberías de agua de alimentación, los alojamientos de los accionadores de las barras de control y de la instrumentación nuclear dentro del núcleo, la tubería de presión diferencial del núcleo, las tuberías de los sensores de la presión de las bombas de chorro y la de instrumentación del nivel de agua.

La vasija del reactor está proyectada y construida de acuerdo con los códigos aplicables para una presión manométrica de 87,8 kg/cm². La presión nominal de funcionamiento en el espacio de vapor por encima de los separadores es de 72,8 kg/cm². La vasija está fabricada con acero de baja aleación y está revestida interiormente con acero inoxidable (excepto la tapa superior, las toberas y las zonas de soldadura de las toberas que no están revestidas). Tiene un diámetro interior de 5,44 m y una altura de 20,9 m.

3.1.2. Refrigerante del reactor

El núcleo del reactor se refrigera por agua desmineralizada que entra en la parte inferior del núcleo y hierve a medida que fluye hacia arriba, alrededor de las barras de combustible. El vapor que sale del núcleo se seca mediante separadores y secadores del vapor situados en la parte superior de la vasija del reactor. El vapor se dirige luego a la turbina por las tuberías de vapor principal. Cada tubería de vapor está provista de dos válvulas de aislamiento en serie, una a cada lado de la barrera de contención. Existe además en las tuberías de vapor una tercera válvula de cierre.

El agua desmineralizada de refrigeración del reactor actúa también como moderador de la reacción de fisión.

El sistema de recirculación consta de dos circuitos con bombas de recirculación exteriores a la vasija del reactor. Estos circuitos forman el camino para el caudal de agua que va hacia las 20 bombas de chorro interiores a la vasija. Cada circuito exterior contiene una bomba de recirculación de elevada capacidad accionada por motor, válvulas accionadas con motor y una válvula de control de caudal accionada hidráulicamente.

La capacidad de las bombas es de 7.475 m³/h. El diámetro de las tuberías del circuito es de 20 pulgadas.

3.2. Sistema de contención

Al diseño del sistema de contención de esta central se le ha dado el nombre de Mark III. Este diseño une las características de pozo seco (supresión de presión de otros diseños anteriores de contención para reactores de agua en ebullición), a una estructura del tipo de contención seca. Para cumplir su función de proyecto como barrera a los productos de fisión en caso de accidente, el sistema de contención Mark III es una estructura de baja fuga incluso para los aumentos de presión que podrían producirse como consecuencia de la rotura de una tubería de vapor principal o de una tubería de recirculación.

3.2.1. Contención primaria

Entre las características principales del diseño del sistema de contención primaria figuran:

- Un pozo seco que rodea la vasija de presión del reactor y una gran parte de la envolvente del sistema a presión del refrigerante del reactor. Diseñado para una presión de 2,1 kg/cm².
- Una piscina de supresión que sirve de sumidero de calor durante el funcionamiento normal y en condiciones de accidente.
- Una piscina superior del sistema de contención para blindaje y operaciones de recarga.
- El recinto de contención, estructura de acero autoportante. Tiene un espesor de 3,8 cm de acero y 2,27 m de hormigón en su parte inferior, diseñado para una presión de 1,05 kg/cm². En la parada de recarga de 1993 se instaló un venteo dedicado de la contención para hacer más fiable el venteo requerido por los procedimientos de emergencia.

3.2.2. Contención secundaria

Las partes que componen la contención secundaria son:

- Las salas de bombas del sistema de refrigeración de emergencia del núcleo en el edificio auxiliar.

- Edificio del combustible.
- El espacio anular entre la contención y el edificio de blindaje.

El edificio de blindaje contiene al recinto de contención y es de hormigón armado y en su parte inferior es solidario con él. Su espesor es de 0,75 m.

3.3. Sistema generador y eléctrico

El sistema del vapor principal canaliza el vapor producido en la caldera nuclear, a través de cuatro tuberías de vapor con un diámetro exterior de 0,6 m, al turbogenerador, al recalentador de la segunda etapa, a los eyectores de aire y al pozo caliente del condensador principal en el arranque y a baja carga a través del sistema de puenteo de la misma. Este sistema disipa el calor producido por el sistema nuclear de suministro de vapor en caso de que la turbina emplee menos vapor del producido.

El turbogenerador consta de la turbina, el generador, la excitatriz, los controles y los subsistemas requeridos.

El turbogenerador es del tipo tandem-compound de General Electric a 1.500 rpm. Tiene cuatro flujos, álabes de 1,04 m en la última etapa, con unidad de recalentamiento y control electrohidráulico para operación normal. La potencia nominal aproximada del turbogenerador es 975.000 kW.

El generador es de accionamiento directo, de tres fases a 50 Hz, 20.000 V y 1.500 rpm, el rotor está refrigerado con hidrógeno y el estátor con agua desmineralizada. El generador es síncrono, con las siguientes características: 1.082.500 kVA con un factor de potencia de 0,9, presión de hidrógeno de 5,25 kg/cm² y una relación mínima de cortocircuito de 0,5. El sistema excitatriz del generador es del tipo Alterrex.

La central tiene un alternador que alimenta a un banco de transformación trifásico, compuesto por tres transformadores monofásicos a través de un conducto de barras de fase aislada. Este banco de transformación elevará la tensión generada de 20 kV a 400 kV y a su vez alimentará al parque de intemperie desde el

cual se distribuye la energía generada por el alternador mediante cinco líneas de transporte eléctrico previstas a tal efecto.

La central dispone de interruptor de generación que posibilita aislar el generador del resto del sistema, permitiendo que en caso de parada del grupo los servicios eléctricos de la central queden alimentados desde el parque de 400 kV a través del transformador principal y transformadores auxiliares. Además de este circuito de alimentación a la central, se ha previsto un segundo circuito exterior compuesto por dos líneas de 138 kV que alimentan a los transformadores de arranque de la central. Desde estos dos grupos de transformadores auxiliares de unidad y de arranque, pueden alimentarse las barras auxiliares normales y barras auxiliares de salvaguardia, de 6,34 kV en los distintos modos operativos de la central. Las barras de 6,3 kV correspondientes a los sistemas auxiliares alimentan a motores, centros de fuerza y centros de control de motores. Igualmente se realiza la distribución a los sistemas auxiliares de salvaguardia.

La alimentación de reserva se realiza a través de tres generadores diesel, los cuales alimentan las barras de salvaguardia de 6,3 kV, de manera que en caso de pérdida de energía exterior los generadores diesel alimenten las cargas de salvaguardia.

3.4. Sistema de control y regulación

Las barras de control efectúan la doble función de conformar la distribución de potencia y de controlar la reactividad. La distribución de potencia en el núcleo se controla, durante el funcionamiento del reactor, maniobrando grupos seleccionados de barras. Las barras, que entran por el fondo del núcleo del reactor, están situadas de forma tal que equilibran el efecto producido por las burbujas de vapor en la parte superior del núcleo y efectúan un aplanamiento importante de la distribución de potencia.

Hay 145 grupos de barras de disposición cruciforme con 19 tubos en cada ala conteniendo carburo de boro.

Las barras de control usadas para el aplanamiento de la distribución de potencia experimentan un ciclo de

servicio y una irradiación neutrónica algo más altas que las demás barras del sistema de control.

La función de control de la reactividad requiere que todas las barras estén disponibles, bien para la parada rápida del reactor o para la regulación de la reactividad. Por esto los elementos de control están proyectados mecánicamente para resistir las fuerzas dinámicas originadas por la parada rápida. Están conectados a mecanismos de accionamiento, montados en el fondo de la vasija, y accionados hidráulicamente, lo que permite situarlas axialmente para la regulación de la reactividad o su inserción veloz en caso de parada rápida. El diseño de la conexión entre la barra y el accionamiento permite que cada barra se una o separe del accionador sin alterar el resto del sistema de control. El montar los accionamientos en el fondo permite dejar todo el sistema de control intacto y operable para pruebas con la vasija del reactor abierta.

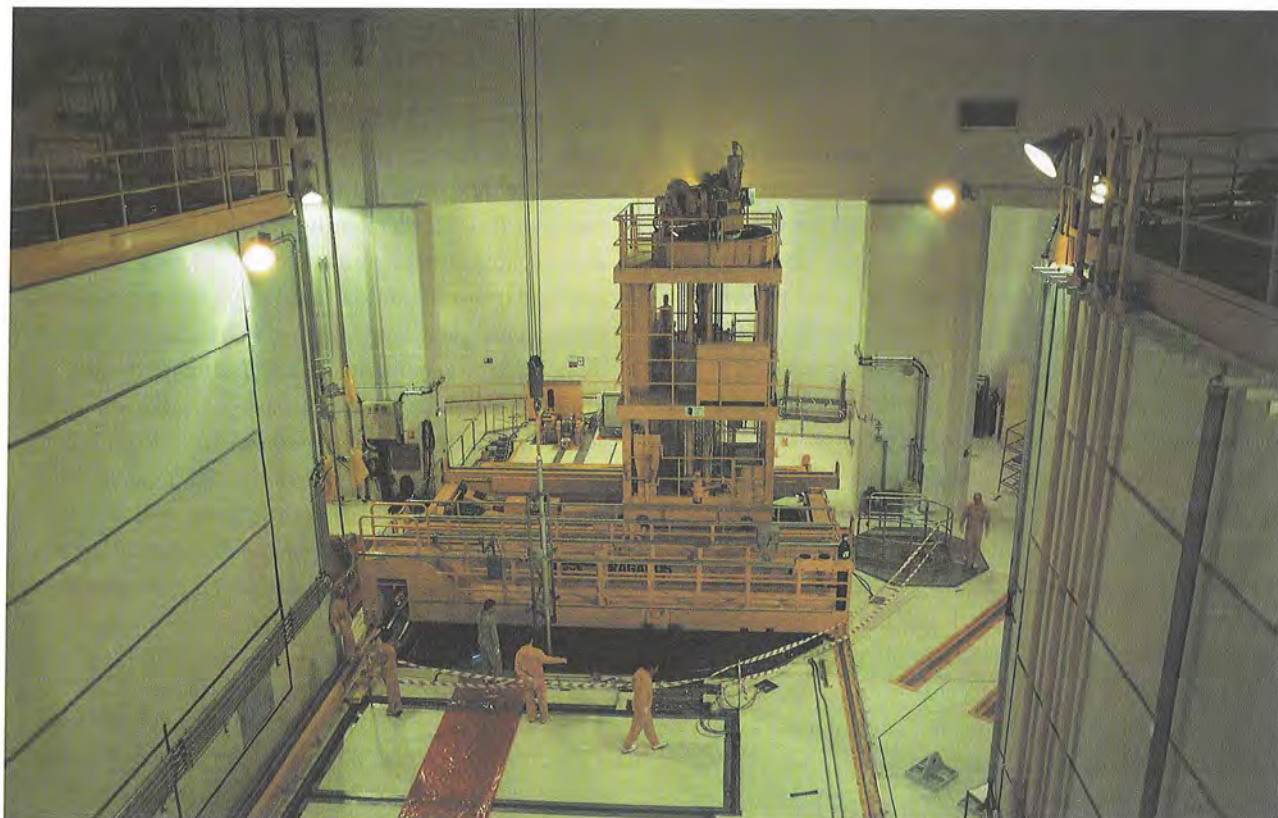
La potencia del reactor puede también controlarse mediante las válvulas de control del caudal de recirculación, en un rango que va desde un 100% de la potencia correspondiente a una determinada posición de barras de control, hasta un 50% de potencia.

3.5. Manejo y almacenamiento del combustible

- Almacenamiento de combustible nuevo.

Se dispone de cuatro bastidores de almacenamiento de combustible nuevo, cada uno de ellos con capacidad de albergar un total de hasta 110 elementos combustible, con canales o sin ellos, y dos huecos libres.

Los canales de los bastidores tienen las dimensiones adecuadas para permitir la introducción y extracción de los elementos combustibles mientras están envueltos en la funda protectora de plástico. Se han previsto puntos suficientes de guía para evitar daños al combustible. Las rejillas y la placa superior de sujeción del elemento combustible descansan contra el canal de almacenamiento para proporcionar apoyo lateral. La placa inferior de sujeción situada en el extremo inferior del canal soporta el peso del elemento combustible que se



Plataforma de recarga de la central nuclear de Cofrentes

aloja en un agujero achaflanado centrado en dicha placa.

El fondo del compartimiento de almacenamiento de combustible nuevo tiene las pendientes dirigidas a un drenaje simple con rejilla de protección situado en el centro a través del cual se elimina el agua que pueda haberse introducido accidentalmente en el compartimiento. El drenaje está conectado al sistema general de drenajes de equipos.

Hay un equipo de monitores de radiación para el área de almacenamiento de combustible nuevo.

- Almacenamiento de combustible irradiado.

El combustible irradiado procedente de la vasija del reactor se almacena temporalmente durante el periodo de recarga en los bastidores de la piscina del edificio del reactor, siendo transferidos a los bastidores de las piscinas del edificio de combustible antes de la puesta en operación del reactor.

Estos bastidores están proyectados para mantener el combustible irradiado en una disposición espacial tal que excluye la posibilidad de criticidad bajo condiciones normales o anormales. Las rejillas y la placa superior de sujeción del elemento combustible descansan contra el canal de almacenamiento para proporcionar apoyo lateral.

La disposición de los bastidores se ha proyectado de forma que es imposible la introducción accidental de un elemento combustible entre dos bastidores adyacentes. La estructura de los bastidores se ha diseñado de forma que la placa superior de sujeción del elemento combustible no queda por debajo de la parte superior del bastidor, lo que elimina la posibilidad de atascos al extraer o introducir el elemento combustible del bastidor. El espaciamiento entre los pernos de sujeción de los bastidores es tal que mantiene una distancia mínima entre los bastidores adyacentes por razones de control geométrico de la reactividad.

3.6. *Sistemas de seguridad*

a) Sistema de alivio de la presión del sistema nuclear.

Se dispone de un sistema de alivio de la presión constituido por 16 válvulas de seguridad/alivio montadas en las tuberías de vapor principal para evitar una presión excesiva en el interior del sistema nuclear como consecuencia de procesos transitorios operativos o de accidentes.

b) Sistemas de refrigeración del núcleo aislado.

El sistema de refrigeración del núcleo aislado proporciona agua de aportación a la vasija del reactor cuando la vasija está aislada. Este sistema utiliza una unidad de bomba-turbina accionada por vapor y funciona automáticamente en el tiempo oportuno y con caudal suficiente de refrigerante para mantener un nivel adecuado de agua en la vasija del reactor, en los sucesos que impliquen el cierre de las válvulas de aislamiento del vapor principal.

c) Sistema de refrigeración de emergencia del núcleo.

Se dispone de cuatro sistemas de refrigeración de emergencia del núcleo para mantener la temperatura de las vainas del combustible por debajo de los límites requeridos en la normativa (10CFR50.46) en el caso de una rotura en la envoltura a presión del refrigerante del reactor que origine una pérdida de refrigerante. Los sistemas son:

1. Sistema de aspersión del núcleo a alta presión.

Este sistema proporciona y mantiene un inventario adecuado de refrigerante en el interior de la vasija del reactor para limitar las temperaturas de las vainas del combustible en el caso de roturas en la envoltura a presión del refrigerante del reactor. El sistema se pone en marcha por presión alta en el pozo seco o por bajo nivel de agua en la vasija. Funciona independientemente de todos los demás sistemas en todo el intervalo de diferencias de presión, desde una presión de funcionamiento superior a la normal hasta el valor cero. La refrigeración

aportada por este sistema disminuye la presión de la vasija hasta permitir el funcionamiento de los sistemas de refrigeración de baja presión.

El motor de la bomba de este sistema está alimentado por un generador diesel si no se dispone de energía auxiliar y el sistema puede utilizarse como apoyo del sistema de refrigeración del núcleo aislado.

2. Sistema de descompresión automática.

El sistema de descompresión automática reduce rápidamente la presión en la vasija del reactor, en el caso de un accidente con pérdida de refrigerante, cuando el sistema de aspersión del núcleo a alta presión no consigue mantener el nivel de agua en la vasija del reactor. La descompresión proporcionada por el sistema permite que los sistemas de refrigeración de emergencia del núcleo a baja presión suministren agua de refrigeración a la vasija del reactor. Este sistema utiliza 7 de las 16 válvulas de alivio/seguridad que forman parte del sistema de alivio de presión del sistema nuclear. Las válvulas automáticas de alivio se disponen para su apertura cuando se produzca una rotura en la envoltura a presión del refrigerante del reactor y cuando, además, el sistema de aspersión del núcleo a alta presión no proporciona suficiente agua de refrigeración a la vasija del reactor para mantener el nivel de agua por encima de un valor preseleccionado. El sistema automático de descompresión no se activará a menos que la bomba de aspersión del núcleo a baja presión o bien las de inyección de refrigerante a baja presión estén en funcionamiento. Este hecho sirve para asegurar que se dispondrá de suficiente refrigerante para mantener el nivel del agua en el reactor después de la descompresión.

3. Sistema de aspersión del núcleo a baja presión.

Este sistema está constituido por una bomba independiente y las válvulas y tuberías para suministrar agua de refrigeración a un dispositivo de aspersión situado encima del núcleo. El sistema actúa cuando existe una rotura en la envoltura a presión del refrigerante del reactor, pero se aporta agua al núcleo solamente después de haberse reducido la presión en la

vasija del reactor. Este sistema permite refrigerar el combustible rociando agua en cada canal de combustible. Este sistema, funcionando conjuntamente con el sistema de descompresión automática o con el de aspersión del núcleo a alta presión, puede proporcionar una refrigeración suficiente después de un accidente con pérdida de refrigerante.

4. Inyección de refrigerante a baja presión.

La inyección de refrigerante a baja presión es un modo de funcionamiento del sistema de evacuación del calor residual, que utiliza los circuitos de las tres bombas de dicho sistema para inyectar agua de refrigeración directamente en la vasija de presión. La inyección de refrigerante a baja presión actúa cuando existe una rotura en el sistema a presión del refrigerante del reactor. Pero se aporta agua al núcleo solamente después de haberse reducido la presión en la vasija del reactor. El funcionamiento del sistema de inyección de refrigerante a presión baja permite la reinundación del núcleo después de un accidente de pérdida de refrigerante, y con tiempo suficiente para mantener las vainas del combustible por debajo del límite máximo de temperatura establecido.

d) Aspersión del recinto de contención.

La aspersión del recinto de contención es un modo de funcionamiento del sistema de evacuación de calor residual, que funcionará, con iniciación automática, para condensar vapor, con objeto de evitar una sobrepresión del recinto de contención. El sistema está constituido por dos subsistemas redundantes del 100% de capacidad, provisto cada uno de ellos de su colector o colectores de plena capacidad. Cada subsistema está alimentado desde un subsistema separado y redundante, del sistema de evacuación del calor residual.

e) Sistema de control de gases combustibles del recinto de contención.

Con objeto de asegurar que no se pone en peligro la integridad del recinto de contención,

debido a la generación de gases combustibles a continuación de un accidente de pérdida de refrigerante, se disponen cuatro subsistemas para controlar la concentración de hidrógeno que pueda liberarse al pozo seco y al recinto de contención, después de un accidente postulado de pérdida de refrigerante. Estos subsistemas son: un subsistema de mezclado del recinto de contención-pozo seco, un subsistema de recombinadores de hidrógeno, un subsistema de vigilancia de la atmósfera del recinto de contención y un subsistema de purga de reserva del pozo seco. Para sucesos de generación de hidrógeno con degradación del núcleo, se dispone del sistema de ignitores de hidrógeno en contención.

3.7. Protección radiológica

La protección radiológica en la central se desarrolla de acuerdo con el manual de protección radiológica. Este documento incluye las normas, límites y criterios de protección para minimizar los riesgos derivados de las radiaciones ionizantes, durante la operación de la instalación. El servicio de protección radiológica vigila el cumplimiento de la normativa, las condiciones y niveles de exposición del personal, y el impacto radiológico de la instalación en el exterior.

3.7.1. Controles y dosimetría personal

Desde 1982 hasta 1986 la evaluación de la dosimetría de personal se documentaba considerando la medida global de la misma.

Durante el año 1986 se modificó el criterio de documentación de la dosimetría de personal, y en lugar de registrar una medida global, se desglosa, a partir de dicha fecha, el número de personas según los intervalos de dosis, obteniéndose así una evaluación más precisa de la dosimetría.

Las distintas partes de la central están clasificadas en zonas, según la dosis probable de recibir en cada una de ellas. Dichas dosis se fijan en base a la frecuencia y a la duración de la estancia del personal.

Tabla 2. Dosimetría personal en Calientes

Año	MW-a	Dosis ocupacionales recibidas (mSv-persona)			mSv-persona por MW-a
		Total	Contrata	Plantilla	
(*)1984	39,5	589	485	104	14.91
1985	730,5	986	726	260	1.35
1986	761,2	1.490	1.179	293	1.95
1987	788,0	1.866	1.493	373	2.36
1988	846,8	3.423	2.965	458	4.04
1989	835,4	2.529	2.089	440	3.02
1990	823,6	3.185	2.641	544	3.87
1991	830,1	5.249	4.399	850	6.32
1992	916,4	1.514	966	548	1.65
1993	829,2	4.683	4.028	655	5.65
1994	828,8	3.804	3.370	434	4.59
1995	968,5	473	289	184	0.49
1996	909,9	1.812	1.520	292	1.99
1997	817,7	2.729	2.352	377	3.34

(*) Referido a 4 meses (septiembre-diciembre).

- Zona controlada.

Zona sometida a reglamentación por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso esté reglamentado. Esta zona se delimita cuando existe la posibilidad de superar los 3/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajadores profesionalmente expuestos.

Dentro de la zona controlada se establecen las *zonas de permanencia limitada* (si existe el riesgo de superar los límites permitidos anuales de dosis) y *zona de acceso prohibido* (en las que existe el riesgo de superar, en una exposición única, los límites anuales de dosis).

- Zona vigilada.

Zona sometida a reglamentación por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso está reglamentado. Esta zona se delimita en función de la posibilidad de superar el 1/10, sin que sea probable llegar a los 3/10, de los límites anuales de dosis fijados para los trabajadores profesionalmente expuestos.

- Zona de libre acceso.

Zona donde es improbable la superación de 1/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajado-

res y que, por tanto, no está sometida a reglamentación por razones de protección radiológica y cuyo acceso está permitido para los miembros del público.

Estas zonas están señalizadas y el acceso requiere permiso especial según la zona

La central posee centro dosimétrico autorizado, servicio de protección radiológica y servicio médico autorizado.

3.7.2. Vigilancia radiológica ambiental

La vigilancia radiológica ambiental se lleva a cabo mediante las correspondientes medidas de tasas de exposición y dosis integradas y la toma de análisis de muestras. El Programa de Vigilancia Radiológica Ambiental incluye:

- Radiación directa:
Diecinueve puntos de medida con dosímetros TLD.
- Aire:
Siete puntos de muestreo de partículas.
Siete puntos de muestreo de radioyodos.
- Suelos:
Siete puntos de muestreo de suelos.

- Agua:
 - Seis puntos de muestreo de agua de lluvia.
 - Seis puntos de muestreo de agua potable.
 - Seis puntos de muestreo de agua subterránea.
 - Cinco puntos de muestreo de agua superficial.
- Alimentos:
 - Seis puntos de muestreo de leche (vaca y cabra).
 - Siete puntos de muestreo de cultivos.
 - Seis puntos de muestreo de carne y huevos.
- Acuáticas:
 - Seis puntos de muestreo de sedimentos.
 - Dos puntos de muestreo de peces.
 - Tres puntos de muestreo de organismos indicadores.

En este emplazamiento, al igual que en otros de centrales de la 2ª y 3ª generación, se realizaron medidas de dosis y muestreos preoperacionales, es decir, anteriores al inicio del funcionamiento de la central, que se utilizan como referencia para determinar el impacto radiológico ambiental de la instalación.

3.7.3. Vertidos líquidos y gaseosos

El sistema de vertidos radiactivos líquidos está compuesto de tres subsistemas proyectados para recoger, tratar y reciclar las diferentes categorías del agua residual.

- Sistema de baja conductividad.

Este subsistema recoge y procesa desechos radiactivos líquidos limpios, es decir, agua de conductividad relativamente baja. Estos desechos se recogen, se filtran en un lecho móvil con filtro tipo precapa, para evacuar las materias insolubles, y se desmineralizan con resinas mixtas, en desmineralizadores de lecho profundo en serie, para eliminar las materias solubles y luego se envían al depósito de almacenamiento de condensado a menos que debido a su alta conductividad requieran ser reciclados y tratados de nuevo. Se utiliza, además, un segundo filtro de lecho móvil independiente para la retención de los lodos de las resinas del sistema. El filtrado de esta segunda unidad se dirige hacia el depósito colector para un procesamiento adicional.
- Sistema de alta conductividad.

Este subsistema recoge y procesa desechos radiactivos sucios, es decir, agua de conductividad y

contenido en sólidos relativamente altos. Estos desechos se recogen, se neutralizan químicamente a un pH básico según se requiera, y se concentran en un evaporador de circulación forzada con elementos sumergidos y calentados por vapor para reducir el volumen de agua que contienen los contaminantes y descontaminar el destilado. El destilado obtenido se desmineraliza para extraer contaminantes residuales y luego se envía al subsistema colector de desechos radiactivos, a no ser que debido a su alta conductividad necesite reciclarse. La instrumentación de radiación y conductividad a la salida del desmineralizador determina su envío al depósito de almacenamiento de condensado o al depósito neutralizador de drenajes de suelos para ser reciclado.

Si se desea, no es necesario enviar el destilado al subsistema colector de desechos limpios. El camino alternativo del proceso pasa, a través de los depósitos de exceso de agua, al depósito de condensado.

- Subsistema de detergentes.

Este sistema recoge y trata dos corrientes separadas:

1. Líquidos con detergentes procedentes de duchas del personal, lavandería y operaciones de descontaminación.
2. Agua en exceso del inventario normal de la central, que se produce generalmente a causa de algún suceso infrecuente en la central.

Normalmente los desechos de detergentes se recogen en uno o dos depósitos de drenaje de detergentes y se tratan en un evaporador.

En cuanto a desechos gaseosos, se dispone de un sistema cuya finalidad es el tratamiento de los incondensables del condensador principal y del condensador de vapor de sellado para su descarga al exterior.

Los gases incondensables procedentes del condensador principal se descargan a través de eyectores a precalentadores y recombinadores catalíticos. Pasan a un condensador, un separador de agua y sufren un retardo de 10 minutos antes de pasar a un proceso enfriador, separador de humedad y filtrado; después se secan se vuelven a enfriar, pasan por los adsorbedo-

res de carbón y unos filtros antes de ir al sistema de evacuación de gases radiactivos.

Otra vía alternativa para los gases procedentes del condensador principal, en caso de tener menor contenido radiactivo, es pasar por separadores de agua y para, finalmente, ser enviados al sistema de evacuación de gases radiactivos junto con los gases procedentes del condensador de vapor de sellado.

Los aspectos relativos a la vigilancia y control de los efluentes radiactivos al medio ambiente se establecen en las especificaciones técnicas de funcionamiento (ETF), documento oficial de explotación que se aprueba al concederse la autorización de puesta en marcha.

Las ETF referentes a la limitación, vigilancia y control de los efluentes radiactivos han sido sometidas a sucesivos y profundos procesos de revisión por el CSN. En una primera fase se procedió a su homogeneización entre las diferentes centrales, las cuales, debido al amplio intervalo de tiempo transcurrido entre la entrada en operación de las mismas (con diferente normativa aplicable en cada momento) presentaban una gran variedad de formulaciones. En una segunda fase se procedió a su actualización para incorporar referencias a la obligatoriedad de cumplir la normativa española (hasta el momento se referenciaba la normativa USA), y las últimas recomendaciones de la Comisión Internacional de Protección Radiológica; siendo de destacar el valor de 1mSv/a como límite de dosis equivalente efectiva y el de 0,1 mSv/a como restricción operacional de la dosis equivalente efectiva debida al total de los efluentes.

Como resultado de dicho proceso, las especificaciones técnicas de vertido, en el capítulo 6 (Procedimientos y Programas), contienen las líneas básicas del Programa de Control de Efluentes, comunes a todas las centrales. Este programa se establece para controlar los efluentes radiactivos y para mantener las dosis al público debidas a los mismos tan bajas como sea razonablemente posible (criterio ALARA) y siempre inferiores a los siguientes valores:

- Un límite anual de dosis equivalente efectiva, referida a cualquier período de 12 meses consecutivos, de 1 mSv.

- Un límite anual de dosis equivalente para la piel y para cualquier otro órgano considerado individualmente, de 50 mSv en cualquier periodo de 12 meses consecutivos.

El Programa de Control de Efluentes, que debe ser desarrollado en detalle en un documento específico de cada central denominado Manual de Cálculo de Dosis al Exterior (MCDE), debe contener:

- a) Requisitos de operabilidad de la instrumentación de vigilancia de efluentes radiactivos, incluyendo pruebas de vigilancia y puntos de tarado.
- b) Límites instantáneos de concentración de efluentes líquidos.
- c) Límites instantáneos de tasa de dosis en efluentes gaseosos.
- d) Requisitos de vigilancia, muestreo y análisis.
- e) Restricción operacional de dosis para efluentes radiactivos a 100 μ Sv/a, debiéndose distribuir esta dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, según lo establecido en el MCDE.
- f) Estimación de las dosis.
- g) Requisitos de operabilidad de los sistemas de tratamiento de efluentes radiactivos.

El MCDE es el documento oficial de explotación que desarrolla en detalle el contenido de las ETF relativas al Programa de Control de Efluentes y que regula su aplicación práctica.

En lo que respecta a la distribución de la restricción operacional de dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, en el MCDE de Cofrentes se asigna un valor de 0,02mSv a los líquidos y 0,08 mSv a los gases.

3.7.4. Residuos sólidos

Como consecuencia de la operación de la central se producen desechos radiactivos sólidos de media y baja actividad procedentes del sistema de purificación del agua del reactor, del sistema de purificación y refrigeración del agua de la piscina de combustible, del sistema de tratamiento de desechos radiactivos líquidos, y

de los desechos en particular procedentes del sistema de tratamiento del condensado. Los desechos de los sistemas anteriores consistirán en resinas gastadas, concentrados de evaporador, tierra de diatomeas y otros medios filtrantes. Estos desechos se almacenan primero en dos tolvas y se embidonan posteriormente en recipientes metálicos en una matriz de cemento, transportándose al almacén temporal de residuos situado en la central. Otros desechos como trapos, vestimentas, etc. se compactan en bidones que se almacenan en el mismo lugar. Este almacén tiene una capacidad para 20.100 bidones aproximadamente. El combustible irradiado se almacena de forma temporal en la piscina, convenientemente refrigerada, de combustible gastado.

4. Historia de la central

4.1. Historial de licenciamiento

De acuerdo con lo establecido en la condición 5ª de la autorización previa, la central se proyectó siguiendo la normativa del país de origen del proyecto (EE UU), siempre que esta normativa no se opusiese a la española o internacional aplicable.

En consecuencia, los criterios de evaluación que se siguieron para la concesión de la autorización de construcción, aparte del Reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiactivas, fueron los contenidos en la normativa que sobre seguridad nuclear ha sido desarrollada por la NRC (hasta 1975 AEC). En concreto se utilizó el apartado 10 del *Code of Federal Regulations* (10 CFR) y el resto de normativa que se cita en el documento *Standard Review Plan*. Por supuesto la normativa seguida era la generada hasta 1975, año en que se concedió la autorización de construcción, y para la evaluación que precedió a la concesión del primer permiso de explotación provisional se utilizó toda la normativa generada desde aquel año hasta 1984.

El dictamen preceptivo emitido en su día por la JEN para la concesión de la autorización previa presentaba expresas reservas sobre el emplazamiento previsto, que inicialmente estaba situado en un lugar denominado El Plano. En julio de 1973, H.E. anuncia el cambio de emplazamiento, lo que elevaba en 31,5 m la cota de explanación de la central, medida que se consideró aconsejable, a reserva del resultado de los estudios detallados sobre los terrenos de sustentación de la central.

La solicitud del permiso de construcción se remitió a la JEN el 8 marzo de 1974.

Tabla 3. Residuos sólidos de media y baja actividad en Colreutes

Año	Bidones producidos	Bidones acumulados
1984	1.123	1.123
1985	3.804	4.935
1986	1.692	6.627
1987	1.273	7.900
1988	1.551	9.451
1989	2.202	11.654
1990	1.517	13.112
1991	1.628	14.740
1992	1.137	15.877
1993	1.030	16.817
1994	887	16.053
1995	735	14.558
1996	795	13.234
1997	631	11.635

NOTA: La capacidad de almacenamiento es de 20.100 bidones aproximadamente. El porcentaje de cupación a 31 de diciembre de 1997 es de 57,89%. Desde el primer semestre de 1994 se envían bidones a Sierra Albarrana.

Tabla 4. Energía producida en Colreutes

Año	EEB en el año GWh	Energía acumulada GWh	Factor de carga en el año
*1984	346	346	43,89
1985	6.399	6.745	74,90
1986	6.668	13.413	81,19
1987	6.903	20.316	84,00
1988	7.418	27.734	85,80
1989	7.318	35.052	84,30
1990	7.215	42.267	84,10
1991	7.276	49.543	84,60
1992	8.027	57.570	92,20
1993	7.265	64.835	83,77
1994	7.261	72.096	83,72
1995	8.484	80.580	97,83
1996	7.971	88.551	91,66
1997	7.163	95.714	82,60

* Desde el 14 de octubre de 1984 al 31 de diciembre de 1984.

Los problemas más importantes que se encontraron durante su evaluación y que, o bien fueron solucionados durante dichos proceso, o bien se incluyeron en el condicionado de la autorización de construcción, fueron los siguientes:

- La incertidumbre sobre las cargas generadas en las paredes de la piscina de relajación, a causa de la descarga de vapor después de un LOCA a través de las válvulas de alivio-seguridad.
- La elevación de la aceleración horizontal del terreno correspondiente al sismo de parada sin riesgo (SSE) a 0,17 g siendo la del proyecto inicial 0,15 g.
- La falta de experiencia con el nuevo tipo de elementos combustibles 8 x 8.
- La falta de datos meteorológicos del emplazamiento.
- La falta de justificación de la capacidad a largo plazo de la piscina de agua de refrigeración de emergencia de los servicios esenciales.
- El que no se reflejara, en cuanto a la fijación de las pruebas a que hay que someter a la central, el hecho de ser en muchos aspectos una central prototipo.
- La posible sismicidad de la falla Cofrentes-Ayora que aconsejaba la instalación de microsismógrafos.

El proyecto de la central nuclear de Cofrentes sufrió una serie de modificaciones en relación con el descrito en el estudio preliminar de seguridad, que sirvió de base para la concesión de la autorización de construcción. Estas modificaciones pueden agruparse en tres apartados:

- a) Las que fueron exigidas por el condicionado de la autorización de construcción.
- b) Las que supusieron una mejora adicional para la seguridad nuclear de la instalación como pueden ser:
 - La reducción de la corrosión intergranular del circuito primario (manguito térmico de los aspersores de agua de alimentación; eliminación de las tuberías de *by-pass* de los lazos de recirculación, etc.).

- Aumentar la velocidad de la parada de emergencia del reactor.
- Mitigar las consecuencias de un transitorio de disparo de turbina o rechazo de carga al generador disparando las bombas de recirculación por cierre de válvulas de control o parada de la turbina.
- Limitar fugas al exterior en caso de accidente, instalando un sistema de sellado por derivación de la contención.
- Limitar el impacto radiológico ambiental, descargando los gases radiactivos a través de una chimenea elevada.

c) Por necesidades de operación o construcción.

- Aumentar la capacidad de almacenamiento de combustible irradiado en la instalación (bastidores compactos de almacenamiento).
- Reducir el soporte de tubería necesario a consecuencia de las vibraciones inducidas por descargas de vapor en la piscina de supresión (relleno de hormigón armado entre la contención y edificio de blindaje).

La autorización previa de esta central fue concedida el 13 de noviembre de 1972 y la de construcción el 9 de septiembre de 1975. Las obras se retrasaron por diversas razones, entre las que cabe considerar las inundaciones que se produjeron en el área entre los días 19 y 21 de octubre de 1982. Las lluvias alcanzaron en 48 horas los 580 l/m². El agua de lluvia llegó a penetrar por las aberturas provisionales de construcción y techos descubiertos de los edificios, inundándose los cubículos de cota más baja.

Los principales componentes afectados fueron: la bomba de rociado del sistema de aspersión del núcleo a alta presión (HPCS) y las bombas del sistema de evacuación del calor residual (RHR), así como diversas bombas y motores de drenaje. Otros componentes no fueron inundados, pero si sometidos a un ambiente de alta humedad, tal como ocurrió con los instalados en el edificio diesel. La recuperación de estos equipos finalizó en el segundo semestre de 1983.

El permiso de explotación provisional se concedió el 23 de julio de 1984, alcanzándose la primera criticidad

el 22 de agosto y realizándose el primer acoplamiento a la red el 14 de octubre del mismo año.

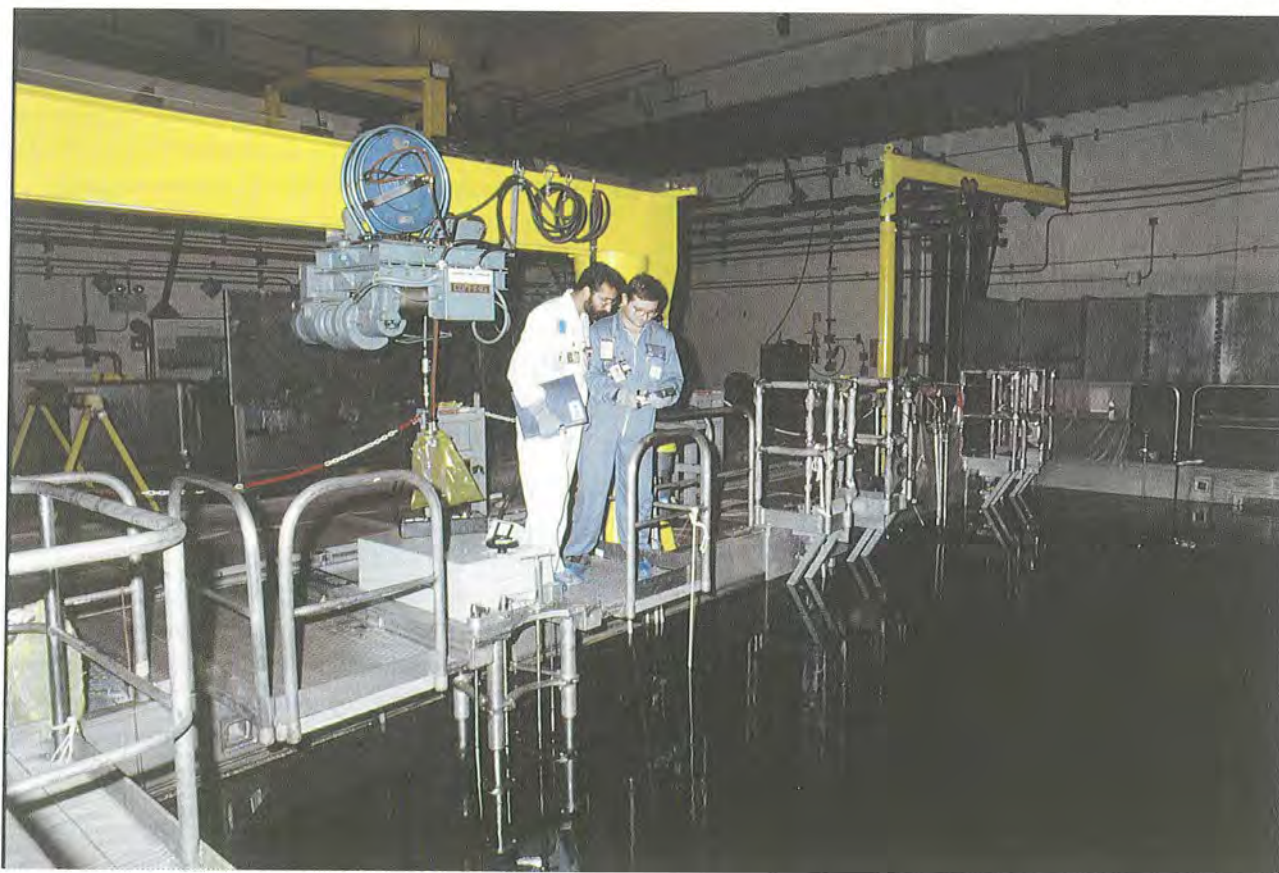
El funcionamiento de esta central ha sido bastante regular en el espacio de tiempo que lleva en explotación. Ya en 1985, algo más de dos meses después de iniciar su operación, el factor de carga alcanzó el 75%; a partir de ese año el factor de carga anual ha sido siempre superior al 80%. Las paradas y disparos no programados fueron 39 en los primeros 14 meses, y 10 en los siguientes 18 meses que van desde entonces, 1 de enero de 1986, hasta el 30 de junio de 1987. No obstante, el CSN exigió un informe que clarificara la razón de los disparos, ya que en el primer semestre de 1985, y tras dar por finalizados las pruebas nucleares, se produjeron 9 disparos no programados. El fallo de equipos fue la causa predominante. En el segundo ciclo de operación (año 86) el número de disparos se fue de 4 y el tercer ciclo de 7.

El 3 de diciembre de 1986, después de autorizarlo el Ministerio de Industria y Energía (el 10 de noviembre) comenzó el alargamiento del segundo ciclo de la operación mediante la técnica de reducción final de la temperatura de agua de alimentación (FFWTR), técnica que a partir de esa fecha ha sido utilizada para el alargamiento de otros ciclos de operación.

El 3 de abril de 1987 la Dirección Provincial del MIE en Valencia envió al CSN la solicitud de HE en relación con el Programa de mejora de la capacidad del reactor en la que se identificaban los estudios y evaluaciones que deberían emprenderse para aumentar la potencia un 2% de la nominal. Evaluados los estudios presentados, dicho aumento de potencia se concedió con la prórroga del PEP de 23 de marzo de 1988.

En 1988 el CSN requirió a Cofrentes la realización de un Análisis Probabilístico de Seguridad (APS), nivel 1

Inspectores en la central nuclear de Cofrentes



(riesgo de daño al núcleo), incluyendo el análisis probabilista del riesgo por incendios, el análisis de la fiabilidad de los sistemas de contención y el riesgo de inundaciones internas y externas. A la finalización del proceso de evaluación, Cofrentes procedió a actualizar el estudio y a ampliar su alcance al nivel de los APS más reciente: nivel 2 (riesgo de liberaciones al exterior) y sismo.

El 7 de agosto de 1997 la Dirección General de la Energía, previo dictamen favorable del CSN, aprobó la puesta en marcha de los nuevos bastidores de almacenamiento de combustible en la piscina oeste de la central.

El 24 de octubre de 1997 la Dirección General de la Energía, previo dictamen favorable del CSN autorizó a Cofrentes para operar hasta una potencia térmica de 3.015 MW, condicionada a la realización de las pruebas de verificación y validación de resultados aceptables.

A fecha 31 de diciembre de 1997, Cofrentes se encuentra operando en su undécimo ciclo (se han llevado a cabo diez recargas de combustible del núcleo). La última prórroga del PEP data del 20 de marzo de 1996. Hasta el 31 de diciembre de 1997 ha producido 95.712 GWh de energía eléctrica con un factor de carga del 82,5%.

4.2 Historia radiológica

4.2.1 Vigilancia radiológica

a) Dosimetría personal.

Las dosis ocupacionales recibidas por el personal desde el inicio de la explotación de esta central se han mantenido por debajo de los límites establecidos.

b) Efluentes emitidos.

La actividad de los efluentes emitidos, tanto líquidos como gaseosos, ha estado siempre por debajo de los valores permitidos para esta central. Dichos valores no son fijos para cada tipo de efluente, sino que en general, o bien afectan a la suma de actividades de distintos radionucleidos, o incorporan parámetros dependientes de las condiciones ambientales y de la dispersión atmosférica.

En las gráficas 1 y 2 se presenta la evolución de la actividad total vertida por Cofrentes, por vía líquida y gaseosa.

Cada central nuclear ha dispuesto, en todo momento, de sus propios límites de vertido. No obstante, para efectuar una valoración de los mismos se han considerado los límites y las restricciones operacionales de dosis adoptados en las especificaciones técnicas de vertido vigentes.

En las gráficas 3 y 4 se recogen los valores calculados de las dosis efectivas para el individuo más expuesto, debidas a los efluentes líquidos y gaseosos de Cofrentes. Estos cálculos han sido realizados utilizando hipótesis muy conservadoras. Dichas gráficas presentan los resultados del impacto teórico, estimado en dosis equivalente efectiva, utilizando los factores de conversión en dosis efectiva desarrollados por el NRPB del Reino Unido para la Comunidad Europea. El objetivo de estas gráficas es presentar la evolución histórica del impacto de los vertidos.

De las gráficas se deduce que en ningún momento los valores estimados de dosis han superado los límites ni las restricciones operacionales de dosis.

c) Niveles de radiación ambiental.

Las medidas realizadas de radiactividad ambiental en las distintas estaciones se encuentran dentro de los márgenes de medida preoperacional, sin significado radiológico.

d) Residuos sólidos.

A 31 de diciembre de 1997 se habían generado un total de 20.084 bidones de residuos radiactivos de media y baja actividad, 15 han sido reacondicionados, 8.434 evacuados a las instalaciones de Sierra Albarrana, y 11.635 permanecen en el almacén temporal existente en esta central. Dicho almacén tiene capacidad para albergar 20.100 bidones, siendo el grado de ocupación actual del 57,89% de su capacidad.

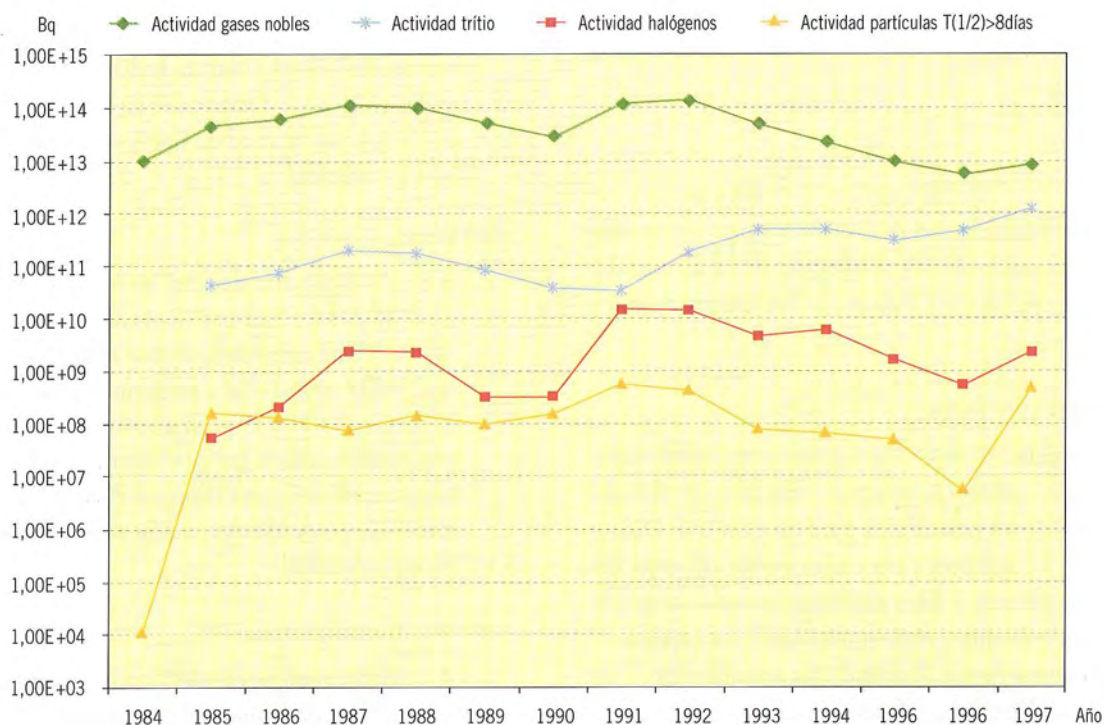
e) Combustible irradiado.

A 31 de diciembre de 1997 en la piscina de almacenamiento de combustible irradiado se encuen-

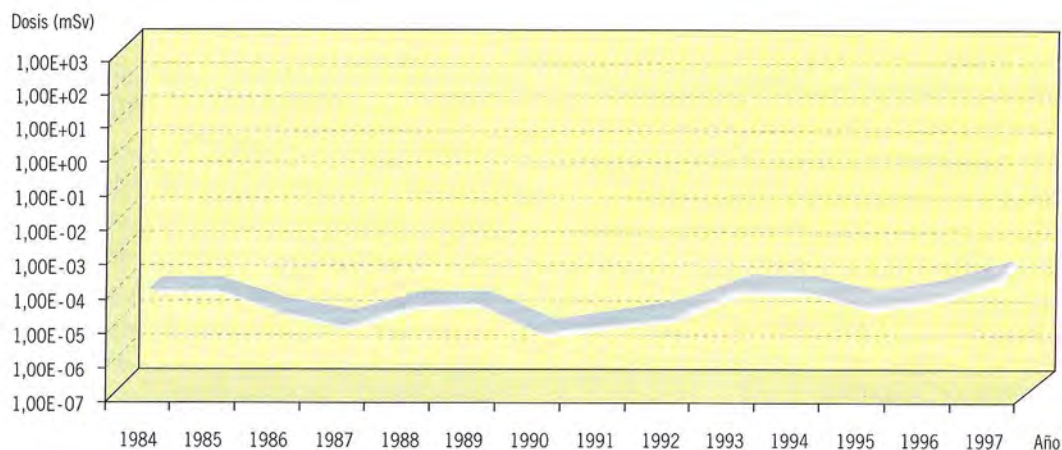
Gráfica 1. Central nuclear de Cofrentes
Efluentes líquidos



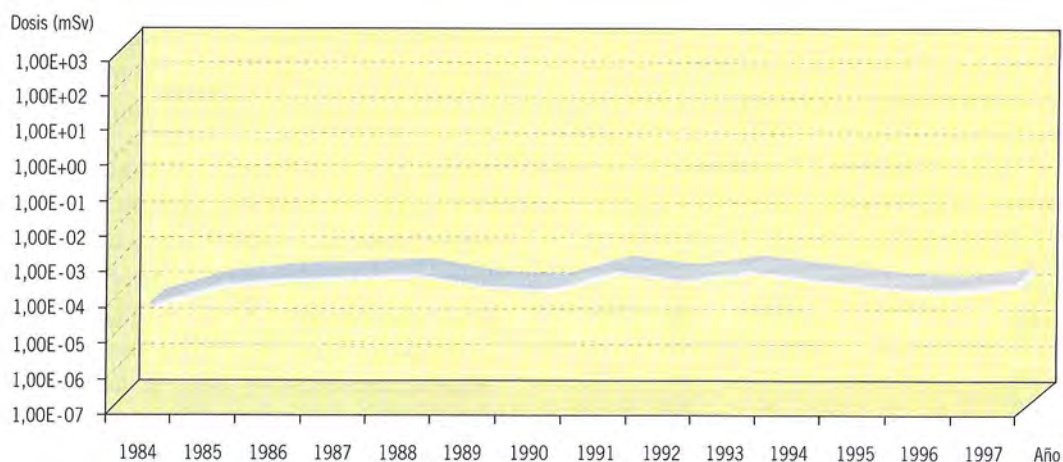
Gráfica 2. Central nuclear de Cofrentes
Efluentes gaseosos



Gráfica 3. Central nuclear de Cofrentes
Efluentes líquidos. Dosis efectiva máxima



Gráfica 4. Central nuclear de Cofrentes
Efluentes gaseosos. Dosis efectiva máxima



tran 1.956 elementos combustibles, lo que supone un 87,95% de ocupación sobre su capacidad útil, estando aprobada la modificación de diseño correspondiente para aumentar su capacidad.

f) Muestreos del Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental.

Con periodicidad que varía entre semanal y anual, dependiendo del tipo de muestras, se vienen realizando una serie de muestreos de acuerdo con el Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental, con el

alcance que se describe en el apartado de vigilancia ambiental. En 1996 el número de muestras ascendió aproximadamente a unas 1.800, habiéndose obtenido del orden de 16.300 datos. En general no aparecen radionucleidos a niveles superiores al LID (Límite Inferior de Detección) con excepción de los procedentes de las explosiones nucleares a la atmósfera realizadas en el pasado. En cualquier caso, a partir de los valores de concentración de actividad de radionucleidos de origen artificial que hayan superado el LID se estiman las dosis por

exposición interna que en el caso más desfavorable recibiría un individuo tipo al mantenerse las concentraciones obtenidas. La dosis por exposición externa se obtiene a partir de la lectura de los dosímetros termoluminiscentes (DTL) instalados en la zona de vigilancia de la central; estos valores incluyen la contribución del fondo radiológico del lugar. Dichos cálculos han dado valores de dosis que confirman las estimaciones realizadas a partir de los vertidos de la central.

El CSN, realizó hasta 1986 un programa de vigilancia independiente que a partir de ese año fue encomendado a la Generalitat de Valencia.

5. Incidencias

Un tema digno de mención en este apartado es el relativo a unos fallos del combustible que surgieron en

octubre de 1987, que produjeron un incremento de la actividad en el refrigerante y en los gases nobles de los efluentes.

La evaluación de este tema fue realizada por el titular, así como por ENUSA y General Electric, que es el suministrador del reactor. En ella, tras el análisis de los distintos mecanismos de fallo de combustible, se estimó, como más probable, el producido por corrosión local inducida por depósito de cobre (CILC). Esto suele ocurrir cuando los elementos combustibles no han sido especialmente tratados. Se consideró que únicamente eran susceptibles de este tipo de fallo los combustibles correspondientes al ciclo inicial y/o la primera recarga.

El titular estableció un plan de actuación para someter los elementos combustibles a diversas operaciones de inspección, sustituyendo los elementos afectados por otros sin fallos o por elementos de reserva. Se eliminaron los elementos combustibles afectados al proceder a la tercera recarga y se mitigó el problema en los siguientes ciclos de operación.

El día 2 de septiembre de 1988, durante las operaciones de trasvase de líquido radiactivo procedente de un tanque de fibra de vidrio inadecuadamente situado en la terraza del edificio de tratamiento de residuos, se desmontó indebidamente la válvula del mismo con el consiguiente derrame del líquido sobre la terraza, deslizándose éste hacia las arquetas de la red de pluviales. Inmediatamente se procedió a aspirar el contenido de las arquetas pluviales con posterior limpieza de la contaminación de la red y de la terraza.

Durante los años 1988, 1989 y 1990 se declararon en diversas ocasiones fallos en el sistema de comunicaciones de la central con el exterior, lo que dio lugar a situaciones de emergencia a nivel de suceso anormal notificable.

El día 1 de junio de 1990, estando la central en recarga, se produjo la caída de un elemento combustible que estaba siendo desplazado desde el núcleo hacia la piscina de almacenamiento de combustible situada en contención. No hubo consecuencias radiológicas y se tomaron las acciones necesarias para evitar que este tipo de incidentes se repita.

Tabla 5. Elementos irradiados almacenados en piscina en Cofrentes

Fecha	Elementos
30/06/1986	64
31/12/1986	180
30/06/1987	380
31/12/1987	380
30/06/1988	564
31/12/1988	564
30/06/1989	760
31/12/1989	760
30/06/1990	960
31/12/1990	960
30/06/1991	960
31/12/1991	1.188
30/06/1992	1.188
31/12/1992	1.188
30/06/1993	1.384
31/12/1993	1.384
30/06/1994	1.384
31/12/1994	1.576
30/06/1995	1.576
31/12/1995	1.576
30/06/1996	1.764
31/12/1996	1.764
30/06/1997	1.764
31/12/1997	1.956

NOTA: Grado de ocupación al 31 de diciembre de 1997; 87,95%. Se ha instalado y autorizado una ampliación de la capacidad de almacenamiento hasta 4.186 elementos (capacidad efectiva 3.526, al descontar la reserva de un núcleo).

El 20 de junio de 1990 durante la recarga se produjo una fuga en el sistema de limpieza del refrigerante del reactor por fallo del tapón de hielo que se había establecido para la sustitución de una válvula de 7,62 cm, lo que produjo contaminación externa en 9 personas. Dicha contaminación fue eliminada con métodos convencionales.

El día 30 de noviembre de 1990 se produjo indicación de un posible fallo de combustible. El día 25 de marzo de 1991 se volvió a producir otra indicación de posible fallo y a partir de entonces se observó una subida de la actividad de los gases procedentes del refrigerante del reactor, lo que confirmaba la existencia de fallos de combustible. Los parámetros del núcleo se mantuvieron siempre dentro de los límites permitidos en las especificaciones técnicas de funcionamiento. La tasa de actividad total (gamma) debida a gases nobles en el efluente del recombinador del sistema de tratamiento de gases del condensador, antes de su tratamiento, ascendió pero sin que se superaran los límites establecidos en las citadas ETF.

Los fallos de combustible indicados anteriormente produjeron un aumento de la actividad del refrigerante primario, la cual se acumuló en mayor cantidad en los filtros desmineralizadores del sistema de limpieza del agua del reactor (RWCU). Durante el lavado de

los citados filtros se liberan gases por lo que, debido a la acumulación de una actividad mayor de lo habitual, se produjo señal de alta radiación en la extracción de los conductos de ventilación del cubículo donde se encuentran los filtros desmineralizadores. Como consecuencia de la señal de alta radiación se produjo aislamiento de los sistemas de ventilación de la contención y arranque del sistema de reserva de tratamiento de gases (SGTS).

A partir del 21 de mayo se instaló un filtro de carbón activo en el venteo del tanque de contralavado para filtrar los gases antes de su llegada a los conductos de ventilación, adicionalmente se aisló el cubículo que contiene el tanque de lavado de filtros y se canalizaron los gases a la unidad auxiliar de filtración de la chimenea principal.

El 1 de mayo de 1993 se produjo derrame de agua contaminada a través del sumidero de la caseta del monitor de radiación de los tanques de exceso. La causa fue un retorno de agua producido al obstruirse el sistema de drenajes de suelos del edificio de residuos. Este incidente no ha supuesto ningún vertido al exterior de la central y ha sido clasificado como nivel 1 en la escala INES en aplicación del principio de defensa en profundidad.

Tabla 8. Disparos y paradas en Coferentes

Año	Disparos no programados	Disparos programados para pruebas	Paradas programadas	Paradas no programadas
(*)1984	19	3	4	0
1985	20	2	2	0
1986	4	0	1	0
1987	7	0	1	5
1988	2	0	1	5
1989	7	0	1	4
1990	6	0	1	4
1991	3	0	0	2
1992	2	0	1	2
1993	1	0	2	1
1994	0	0	3	0
1995	2	0	0	1
1996	2	0	2	1
1997	4	0	1	1

(*) Corresponde a 4 meses (septiembre-diciembre).

El 9 de noviembre de 1993 se paró la central para identificar y sustituir un elemento combustible dañado. La inspección efectuada por la técnica de succión detectó un solo elemento con fallo, que fue sustituido, estando de nuevo la central operativa el 28 de ese mismo mes.

El 12 de septiembre de 1996 se produjo una parada automática no programada a consecuencia de un cortocircuito en las barras de fase agrupadas, debido a la presencia de humedad por la entrada de agua de lluvia en un registro con deficiente sellado. El cortocircuito dio lugar a un incendio de duración superior a diez minutos, por lo que se declaró situación de prealerta de emergencia, actuando de forma correcta los sistemas de seguridad de la planta.

El 28 de mayo de 1997 se realizó una parada manual del reactor, al observar el personal de operación oscilaciones en la instrumentación nuclear.

Posteriormente se comprobó que las oscilaciones eran debidas a un fallo del circuito de regulación de la posición de la válvula de control del lazo B de recirculación. En el análisis del suceso se detectó que algunas barras de control habían tenido tiempos de inserción ligeramente superiores a lo requerido en las especificaciones técnicas. La causa era una partida de válvulas solenoides piloto de *scram*, suministradas por Ascó, susceptibles a determinados problemas que alargan su tiempo de actuación. El arranque de la central se realizó una vez corregido el fallo del lazo de circulación, sustituidas las válvulas solenoides y establecido un

plan de sustitución de todas las válvulas solenoides susceptibles de deterioro.

En la inspección visual de los elementos de combustibles nuevos, previa a la 10ª recarga (septiembre, octubre de 1997), se detectó un defecto en una varilla de uno de los elementos. Este elemento fue reenviado a la fábrica de Juzbado (ENUSA) para una inspección más profunda, confirmando que dicho defecto era pasante. Como consecuencia de este resultado se reenviaron a la fábrica 24 elementos adicionales. Al detectarse en estos elementos otra varilla con un defecto similar al primero, se decidió reinspeccionar en Juzbado todos los elementos nuevos destinados a la 10ª recarga, encontrándose en total ocho elementos con defecto. Las investigaciones realizadas determinaron que los defectos habían sido producidos por una herramienta punzante. Una vez finalizada la inspección y sustituidas las varillas defectuosas se reenviaron los elementos a la central.

Durante la 10ª recarga (septiembre, octubre de 1997) se inspeccionaron todos los elementos del 10º ciclo que iban a permanecer en el núcleo el siguiente ciclo, encontrándose un elemento defectuosos introducido en el ciclo 8º, asociándose la causa a un defecto en la soldadura del tapón inferior. El fallo de un elemento de combustible se había puesto de manifiesto desde el mes de junio con un ligero aumento de la actividad del refrigerante del reactor.

Fotografía aérea de la central nuclear Vandellós II y su entorno



1 Presentación

La central nuclear Vandellós II consta de un sistema nuclear de producción de vapor formado por un reactor de agua ligera a presión (PWR) de potencia térmica autorizada de 2.775 MW y potencia eléctrica 1009 MW.

Se halla situada en el término municipal de Vandellós (Tarragona) a orillas del mar Mediterráneo junto a la carretera N-340 de Valencia a Barcelona (en un emplazamiento contiguo se halla Vandellós I), a 40 km aproximadamente de Tarragona capital.

Pertenece a la tercera generación de centrales nucleares españolas. Consiguió su autorización de puesta en marcha el 17 de agosto de 1987 y comenzó su explotación comercial en marzo de 1988.

La unidad es propiedad de Endesa (72%) e Iberdrola (28%). El suministrador del sistema nuclear de suministro de vapor es Westinghouse. La dirección de proyecto la llevaron a cabo las empresas propietarias y la ingeniería Initec-Bechtel. La obra civil y los montajes fueron ejecutados por Vanea, Moncasa, Acom y Abengoa principalmente.

El permiso vigente de la central es de fecha 26 de julio de 1995, con un plazo de validez de 5 años.

Autorizaciones concedidas:

- Autorización previa: 12 de marzo de 1976.
- Autorización construcción: 29 de diciembre de 1980.
- Autorización de puesta en marcha (PEP): 17 de agosto de 1987.
- Autorización vigente: 26 de julio de 1995.

2. Emplazamiento

El emplazamiento de Vandellós II, cuyas coordenadas son 40°57'01" latitud N, 4°33'12" longitud E (meridiano de Madrid) a unos 45 km de Tarragona, está situado a orillas del mar Mediterráneo en una franja de terreno comprendida entre aquél y la carretera N-340 en el término municipal de Vandellós.

2.1. Geología

El emplazamiento se halla dentro de la zona geológica denominada *Catalanides*, con fosas y depresiones costeras originadas durante una etapa de distensión neógeno-cuaternaria que siguió a la orogénesis alpina. Ocupa una llanura entre el macizo montañoso interior y la línea de costa. La estructura geológica la componen calizas, limos y arcillas. La disposición de los estratos es horizontal pudiendo, calificarse el suelo como de buena calidad para las cimentaciones.

2.2. Sismología

En cuanto a la sismicidad, la intensidad máxima en el emplazamiento producida por los terremotos más desfavorables constatados sería de grado VI MSK (escala de I a XII). El terremoto considerado es el de Tivissa de 1845, cuyo epicentro pudo situarse a unos 15 km del emplazamiento.

Las aceleraciones del terremoto de parada segura (SSE) y del terremoto base de operación (OBE) en roca/suelo son de 0,2 g y de 0,1 g respectivamente.

2.3. Geotecnia

En el emplazamiento se detecta una macroestructura bien definida constituida por cuatro zonas estratigráficas, en las que se aprecia a grandes rasgos una disposición sensiblemente horizontal.

2.4. Meteorología y climatología

La climatología viene determinada por la situación costera del emplazamiento en un tramo de litoral orientado aproximadamente de SW a NE y comprendido en la zona de influencia del valle del Ebro.

Esta situación da lugar a un clima básicamente mediterráneo templado, pero influido por características continentales y secas cuando las masas de aire llegan al emplazamiento desde el interior de la península. La temperatura media anual es de 17°C.

En primavera y verano el régimen de lluvias puede alcanzar carácter torrencial debido a la presencia de *gotas frías*.

Los vientos que afectan al emplazamiento son de carácter periódico y diario (brisas de mar y tierra), con predominio de los de dirección NW-NNW.

Las características de dispersión atmosférica son complejas debido a la presencia de una capa límite costera por lo cual se dispone de dos estaciones meteorológicas estratégicamente situadas para detectar dicha capa límite.

2.5. Hidrología

En las proximidades de la central no existen cauces de agua permanente que alcancen el mar, sino simplemente pequeños torrentes y barranqueras de régimen intermitente que solo encauzan agua en situaciones de tormentas. De estos barrancos merecen citarse el de Malaset y el de Lleria. El primero incide directamente en la central. Con las avenidas máximas probables, 123,5 m³/s, y 38,3 m³/s, respectivamente, los niveles alcanzados por el agua no producirían inundaciones en el emplazamiento.

Por otra parte, esta central no está afectada por la posible rotura de ninguna presa. Asimismo la refrigeración de la central no puede verse afectada por estiajes, dado que toma el agua para esa misión del mar Mediterráneo. Cabe señalar que se han considerado posibles descensos de su nivel por distintas causas para garantizar siempre que la toma de agua se halla sumergida.

En el radio de 10 km se han inventariado 121 puntos de captación de aguas subterráneas, con un caudal total medio aproximado de 36 litros/segundo. Estas aguas se utilizan en general para abastecimientos de poblaciones y urbanizaciones y rara vez para regadíos o usos industriales.

En cuanto a los movimientos de las aguas subterráneas el flujo en la zona, que es muy débil, tiene el sentido desde la montaña hacia el mar, si bien en el área concreta del emplazamiento parece presentar estancamiento. La salinización por ingreso de agua del mar es importante.

2.6. Ecología

Existen importantes ecosistemas marinos y terrestres. La flora y la fauna son de características mediterráneas.

2.7. Demografía

En el círculo de radio de 10 km la zona está formada por tres pueblos, uno en la costa y dos en el interior, que en conjunto representan una población de 6.431 personas (año 1996). En los meses de verano, la densidad de población se incrementa notablemente debido a la afluencia de veraneantes en la franja litoral próxima a la central.

El municipio de la costa es Vandellós i Hospitalet de l'Infant, con una población superior a 4.000 habitantes. Los pueblos del interior, con poblaciones inferiores a 2.000 habitantes, son Pratdip y Tivissa.

2.8. Usos del agua y suelo

Los cultivos en un entorno de 30 km son fundamentalmente de tipo mediterráneo: olivos, viña, cereales y arroz. En cuanto a la ganadería tiene importancia la avicultura y el porcino. La pesca, es, junto al turismo, la forma de vida de la mayoría de los pueblos costeros.

2.9. Otras actividades humanas

En la zona predomina la actividad en el sector de los servicios y un fuerte peso de la actividad turística. Próximo al área nuclear se encuentran dos centros importantes de desarrollo comercial (Reus) e industrial (Tarragona).

Junto al emplazamiento discurren la carretera nacional 340, que une Barcelona, Tarragona y Valencia, y la autopista del Mediterráneo A-7.

3. Descripción general de la central

La central nuclear Vandellós II es del tipo de agua ligera a presión (PWR).

Las compañías propietarias y titulares de la central son: Endesa (72%) e Iberdrola (28%); el suministrador principal del sistema nuclear de suministro de vapor es Westinghouse. La potencia térmica autorizada es de 2.775 MW y la eléctrica bruta de 1.009 MW.

La central de referencia es Ascó II.

La refrigeración del núcleo se realiza a través del circuito primario en caudal de 49,5 millones de kg/h. Este circuito tiene tres lazos que terminan en los generadores de vapor. Estos generadores son verticales, de tubos en U.

Su diseño mecánico, termohidráulico y nuclear es similar al de otras centrales de Westinghouse. Cabe

señalar que el generador de vapor es tipo F, lo que la distingue, entre otros aspectos, de las centrales nucleares de Almaraz y Ascó, cuyos generadores tipo D fueron origen de una problemática que se describe en los capítulos de esas centrales.

El combustible es dióxido de uranio enriquecido en U-235. El número de elementos es 157, cada uno de los cuales lleva 264 barras combustibles en matriz 17 x 17 con una masa total de 81.428 kg de óxido de uranio y una longitud activa de 3,65 m.

El control de potencia del reactor se lleva a cabo mediante el movimiento de las barras de control y regulando la concentración de ácido bórico en el refrigerante. Cada unidad tiene 1.152 barras, en 48 haces de 24 barras, dispuestas en forma de araña. Se accionan por bobinas magnéticas, penetrando por gravedad a través de la parte superior del reactor.

El reactor, generadores de vapor y circuito primario están albergados en el edificio de contención. Este edificio es cilíndrico, rematado en un casquete esférico de hormigón, revestido en su interior por una envoltura de acero de 6,5 mm de espesor.

El grupo turbogenerador tiene una potencia de 1.090 MVA. Genera corriente trifásica a 21 kV y 50 Hz.

La refrigeración del circuito secundario se realiza con agua del Mediterráneo. El caudal previsto es de 48,45 m³/s. El incremento de temperatura del agua devuelta al mar es de 9°C.

Tabla 1: Características principales de la central nuclear Vandellòs II

Localización.....	Vandellòs (Tarragona)
Titular.....	Vandellòs II
Participaciones.....	Endesa: (72%) Iberdrola: (28%)
Tipo de reactor.....	1 unidad PWR (Westinghouse)
Potencia.....	Térmica: 2.775 MW Eléctrica: 1.004 MW
Refrigeración.....	Circuito abierto (mar mediterráneo)
Autorizaciones.....	
Previa.....	27-02-76
Construcción.....	29-12-80
Puesta en marcha (PEP).....	17-08-87
Permiso de explotación.....	
Provisional.....	
vigente.....	Concesión: 26-07-95
Otras características.....	
1ª Criticidad.....	14-11-87
1º Aclopmiento.....	12-12-87
Explotación comercial.....	08-03-88
Total energía generada.....	Bruta 71.822 GWh (hasta 31-12-97)
Factor de carga 1977.....	85,52%

NOTA: Factor de carga es la relación entre la energía neta producida en el periodo considerado y la que hubiera podido ser producida funcionando todo el tiempo a la potencia autorizada.

3.1. Sistema del reactor

El sistema de generación de vapor está compuesto por un reactor de agua a presión, un sistema de refrigeración del reactor (RCS), y los sistemas auxiliares correspondientes. El RCS está configurado por tres lazos cerrados de refrigeración conectados en paralelo a la vasija del reactor, conteniendo cada uno una bomba y un generador de vapor. Un presionador calentado eléctricamente está conectado a la rama caliente de uno de los lazos de refrigeración.

El núcleo es del tipo de regiones múltiples. Todos los conjuntos de elementos combustibles son mecánica-

mente idénticos, a pesar de que el enriquecimiento no es el mismo en todos los conjuntos. El combustible es dióxido de uranio.

Existen 157 elementos combustibles con las varillas dispuestas en matrices de 17 x 17. Su longitud activa es de 3,65 m. Las vainas de las varillas son de zircaloy-4 de 0,57 mm de espesor.

Los haces de barras de control se emplean por el control del reactor y consisten en 48 grupos de varillas absorbentes cilíndricas constituidas por carburo de boro y una aleación de Ag-In-Cd (80%, 15% y 5% respectivamente). Dichas varillas se mueven entre tubos guía en ciertos elementos combustibles. Por encima del núcleo, cada grupo de varillas absorbentes está ligado a un conector de araña y a un vástago, el cual es elevado y descendido por un mecanismo rígido montado en la cabeza de la vasija del reactor.

El circuito primario de refrigeración del reactor tiene como datos de diseño un caudal de 49,5 millones de kg/h a una temperatura y presión en el GV lado refrigerante/lado vapor de 343,3°C / 315,6°C y 173,9 kg/cm²/83,3 kg/cm² respectivamente.

Las bombas refrigerantes del reactor son verticales, modelo Westinghouse, de una sola etapa, centrífugas, con eje sellado.

Las tuberías de los lazos de refrigeración del reactor y todos los componentes a presión que están en contacto con el agua son de acero inoxidable o en su defecto están recubiertos de acero inoxidable, excepto los tubos de los generadores del vapor y vainas del combustible que son de inonel y zircaloy respectivamente. Las partes internas del núcleo del reactor, incluidos los vástagos de las barras de control, son de acero inoxidable.

Un presionador conectado a un lazo refrigerante del reactor mantiene la presión del RCS durante la operación normal, limita las variaciones de la presión durante los transitorios de carga de la planta y mantiene la presión del sistema entre los límites de diseño en condiciones normales.

Todo el RCS está compuesto de cierres estancos o bien componentes de derrames controlados a fin de asegurar que los fluidos son confinados en el sistema o en sistemas auxiliares adjuntos.

Existen componentes de sistemas auxiliares para alimentar el sistema de refrigeración del reactor, añadir agua de reposición, purificar el agua refrigerante del reactor, proveer productos químicos para la inhibición de la corrosión y el control de reactividad, eliminar el calor residual cuando el reactor está parado y previsiones para la refrigeración de emergencia del núcleo.

3.2. Sistema de contención

La estructura de la contención consta de un edificio cilíndrico con base plana, rematado por un casquete esférico, construido con hormigón pretensado y recubierto interiormente de acero. Dentro de ella queda encerrado el sistema de refrigerante del reactor, incluyendo generadores de vapor, lazos de refrigerante del reactor y parte de los sistemas auxiliares. La contención también contiene los acumuladores del sistema de inyección de seguridad y el sistema de control de gases combustibles. Las consideraciones de diseño han previsto que la estructura de la contención se encuentre protegida contra posibles daños causados por proyectiles, resultantes de roturas producidas en los equipos situados en su interior. Igualmente la estructura de la contención se ha calculado teniendo en cuenta posibles proyectiles procedentes de fuentes exteriores. El diseño de la contención prevé los medios para realizar las pruebas de estanqueidad integral de su estructura, incluyendo las necesidades para realizar pruebas de estanqueidad local de las penetraciones, de tuberías eléctricas y de acceso a la contención.

Las dimensiones de la contención son las siguientes:

- Diámetro interior: 40 m
- Altura interior: 62,8 m
- Espesor de acero: 6,5 mm
- Espesor del cilindro de hormigón: 1,15 m
- Espesor en cúpula: 1,01 m
- Espesor en fondo: 5,33 m

3.3. Sistema generador y eléctrico

El calor extraído del núcleo se lleva a tres generadores de vapor. Son verticales, con tubos en U de inonel, modelo Westinghouse.

Un separador de humedad reduce el contenido de agua en el vapor a menos de un 0,25%. La superficie global de transferencia de calor de cada generador es de 5.088 m². Recibe el agua a 223,89°C de temperatura y produce un caudal de vapor de 1,84 millones de kg/h a 282,3°C de temperatura.

El turbogenerador de Westinghouse, que presenta seis salidas en tandem-compound, está diseñado para trabajar a 1.500 rpm con vapor saturado. La sección de la turbina consiste en un cuerpo de alta presión y tres cuerpos de baja. La potencia del generador es 1.090 MVA a 21.000 voltios y 50 Hertz.

El vapor entra en el cuerpo de alta presión a través de las válvulas de parada principales y las válvulas reguladores de control. Después de salir de la turbina de alta, el vapor pasa, a través de recalentadores separadores de humedad, a las turbinas de baja.

Las líneas de vapor principal disponen de válvulas que derivan el caudal de vapor directamente al condensador sin pasar por la turbina, y válvulas de seguridad y de alivio que lo descargan a la atmósfera.

El vapor para el accionamiento de las turbinas de las bombas de agua de alimentación a los generadores de vapor se toma de los separadores-recalentadores de vapor, una vez que ha sido recalentado. El vapor para accionamiento de la turbina de la bomba de alimentación auxiliar es vapor principal y la tubería de toma se conecta antes de las válvulas de aislamiento. Los separadores-recalentadores de humedad tienen dos etapas de recalentamiento: una emplea vapor tomado de la extracción de la turbina principal y la otra vapor principal.

Se dispone de un sistema de *by-pass* de turbina con capacidad del 40% de plena carga que envía el vapor principal directamente al condensador principal. Este sistema se emplea para mantener la presión del vapor principal por debajo de la presión de tarado más baja de las válvulas de seguridad durante condiciones transitorias. El sistema de *by-pass* de turbina puede emplearse también durante el periodo de enfriamiento normal de la planta (mejor que expulsando vapor a la atmósfera) si el condensador principal se encuentra disponible.

El condensador principal transfiere el calor del vapor de la exhaustación de las turbinas de baja presión, al agua que circula a través de los tubos del mismo. El

agua de circulación se toma y se descarga al mar Mediterráneo y por medio de las bombas de agua de circulación se hace pasar dicha agua a través de los tubos del condensador principal. El caudal tomado es de 48,45 m³/s. El incremento de temperatura que sufre este agua a su paso por el condensador es de 9°C.

Se dispone de tres líneas de calentadores de baja presión y dos líneas de alta presión que toman vapor de las extracciones de turbina y calientan el condensador y agua de alimentación, que es bombeado desde el pozo del condensador hasta los generadores de vapor.

El alternador principal es una unidad síncrona, trifásica, de 50 Hz y 1.500 rpm. El generador se conecta directamente al eje de la turbina y va provisto de un sistema de excitación acoplado directamente a su eje.

La energía del alternador se transforma de 21 kV a 380 kV por medio del banco principal de transformadores de la central y se transporta por línea aérea a la subestación exterior.

Los equipos eléctricos auxiliares reciben energía eléctrica a través de dos circuitos independientes. Cada circuito suministra energía por medio de un transformador propio. Los transformadores alimentan las barras de servicios auxiliares de media tensión.

La red de distribución incluye sistemas de clase 1E y clase no 1E de corriente alterna y corriente continua. El sistema de clase 1E alimenta los equipos y sistemas empleados para parar el reactor y limitan la emisión del material radiactivo después de producirse un accidente base de diseño.

El sistema de c.a. clase 1E está formado por dos trenes de carga independientes y redundantes, provistos de generadores diesel con dispositivos de salvaguardias tecnológicas y cuatro canales vitales de alimentación independientes de c.a. a 120 V. Los grupos de carga incluyen interruptores de media tensión, centros de potencia de baja tensión y centros de control de motores de baja tensión. Cada generador diesel tiene capacidad suficiente para operar todos los equipos que, en caso de producirse un accidente base de diseño, son necesarios para evitar riesgos a la salud y seguridad del público. Los cuatro canales vitales de c.a. independientes incluyen inversores estáticos y paneles de distribución a 120 V de corriente alterna.

El sistema de corriente alterna clase 1E, incluye interruptores de media tensión, centros de potencia de baja tensión, centros de control de motores de baja tensión, sistema de alumbrado a 220 V y sistema no vital a 120 V c.a. para instrumentación y control.

El sistema de corriente continua de clase 1E se alimenta mediante cuatro baterías independientes y grupos rectificadores de 125 V, clase 1E que alimentan los sistemas de corriente continua, clase 1E. Una batería de 250 V y otra de 125 V de clase 1E, con sus grupos rectificadores, alimentan a los sistemas de c.c. de 250 V y 125 V, de clase 1E, respectivamente.

3.4. Sistema de control y regulación

El control del reactor está mantenido primordialmente por medio del movimiento de los haces de barras de control, y por medio de un absorbente neutrónico soluble, en forma de ácido bórico contenido en el refrigerante del reactor.

Las barras de control están construidas por carburo de boro y una aleación de Ag-In-Cd. Forman 48 haces de disposición en araña.

El sistema de control permite a la planta aceptar cambios de carga tipo salto, de un 10% y cambios de carga, tipo rampa, de un 5% por minuto dentro de un margen del 15 al 100% de la potencia nominal.

3.5. Manejo y almacenamiento del combustible

El reactor se recarga usando equipos diseñados para la maniobra bajo el agua del combustible irradiado, desde el momento en que sale de la vasija del reactor hasta que se introduce en un cofre para el envío fuera del emplazamiento de la central.

La transferencia de combustible irradiado bajo el agua permite el uso de un blindaje radiológico de agua ópticamente transparente; que proporciona, además, refrigeración para la evacuación de calor residual. El sistema de maniobra de combustible proporciona el manejo seguro de los conjuntos de control de los haces de barras y el montaje y desmontaje de las partes internas del reactor.

El sistema se divide en dos regiones: la piscina de la cavidad de recarga, que se inunda para la recarga de combustible y la piscina de combustible irradiado, que está fuera del recinto de contención y es siempre accesible al personal de la central. Las piscinas se conectan por el sistema de transferencia de combustible, que transporta el combustible desde la cavidad de recarga al canal de transferencia.

3.6. Sistemas de seguridad

- Sistema de refrigeración de emergencia del núcleo.

El sistema de refrigeración de emergencia del núcleo introduce agua borada en el núcleo del reactor con objeto de refrigerarlo en la fase siguiente a un accidente con pérdida de refrigerante (LOCA) e introduce reactividad negativa después de una tubería de refrigerante primario.

El núcleo del reactor es refrigerado por inyección de seguridad dentro de los lazos del sistema de refrigerante del reactor, por medio de un bombeo automático del tanque de reserva de agua.

Después de la inyección de refrigeración de emergencia del núcleo, se mantiene una refrigeración del núcleo durante largo tiempo, gracias a una recirculación del agua del sumidero de la contención por medio de las bombas de carga y del RHR. El calor residual se elimina por medio de los cambiadores de calor del RHR, los cuales forman parte del lazo de recirculación.

- Sistema de rociado de la contención.

El sistema de rociado de la contención se diseña para reducir la presión y temperatura de la contención después de un accidente con pérdida de refrigerante y para mantenerlas por debajo de niveles aceptables. El sistema de rociado de la contención tiene dos lazos independientes, cada uno de los cuales incluye una bomba y un colector de rociado. Las bombas aspiran del tanque de almacenamiento de agua de recarga durante la inyección, y del sumidero de la contención durante la recirculación. El subsistema de adición al rociado de la contención suministra una solución hidróxido sódico a la aspiración de las bombas de rociado. El sistema de

rociado derrama agua borada con hidróxido sódico en la contención a fin de reducir la presencia de productos de fisión en el aire de la contención después de un accidente con pérdida de refrigerante.

- Sistema de ventilación de la contención.

El sistema de ventilación de la contención se diseña para reducir la presión y temperatura de la contención después de un accidente con pérdida de refrigerante y para mantenerlas por debajo de niveles aceptables. Este sistema incluye dos trenes independientes, cada uno de los cuales incluye dos ventiladores. Estas unidades se refrigeran a través del sistema de agua de refrigeración de componentes.

- Sistema de aislamiento de la contención.

El sistema de aislamiento de la contención aísla las líneas de tuberías que penetran en el edificio de contención a fin de que, en el caso de que se produzca una importante liberación de radiactividad dentro de la contención, no pueda ser descargada al exterior a través de estas líneas.

3.7. Protección radiológica

La protección radiológica de la instalación se desarrolla de acuerdo con las normas expresadas en el manual de protección radiológica de la instalación. Este documento incluye las normas, límites y criterios de protección para minimizar los riesgos derivados de

las radiaciones ionizantes, durante la operación de la instalación. El servicio de protección radiológica vigila el cumplimiento de la normativa y controla las condiciones y niveles de exposición.

3.7.1. Controles y dosimetría personal

Las distintas partes de la central están clasificadas en zonas, según la dosis probable que se pueda recibir en cada una de ellas. Dichas dosis se fijan en base a la frecuencia y a la duración de la estancia del personal, de forma que ninguna persona reciba una dosis total y homogénea en la totalidad del organismo superior a 0,05 Sv/año (5 rem por año) (trabajadores profesionalmente expuestos). Las zonas quedan clasificadas en:

- Zona controlada.

Zona sometida a reglamentación por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso está reglamentado. Esta zona se delimita cuando existe la posibilidad de superar los 3/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajadores profesionalmente expuestos.

Dentro de la zona controlada se establecen las *zonas de permanencia limitada* (si existe el riesgo de superar los límites anuales de dosis) y *zona de acceso prohibido* (en las que existe el riesgo de superar, en una exposición única, los límites anuales de dosis).

Tabla 2. Dosimetría personal en Vandellós II

Año	MW-a	Dosis ocupacionales recibidas (mSv-persona)			mSv-persona por MW-a
		Total	Controla	Plantilla	
1987	6,2	29	1	28	467
1988	619,9	37	16	21	0,06
1989	669,9	839	784	55	1,25
1990	875,2	909	880	29	1,04
1991	857,3	1.545	1.451	54	1,80
1992	881,3	1.775	1.700	75	2,21
1993	824,4	1.469	1.416	53	1,78
1994	858,8	1.885	1.818	67	2,19
1995	899,1	962	913	49	1,07
1996	893,6	1.023	984	39	1,14
1997	862,9	913	868	45	1,06



Sala de control de la central nuclear Vandellós II

- Zona vigilada.

Zona sometida a reglamentación por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso está reglamentado. Esta zona se delimita en función de la posibilidad de superar el 1/10, sin que sea probable llegar a los 3/10, de los límites anuales de dosis fijados para los trabajadores profesionalmente expuestos.

- Zona de libre acceso.

Zona donde es improbable la superación de 1/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajadores y que, por tanto, no está sometida a reglamentación por razones de protección radiológica y cuyo acceso está permitido para los miembros del público.

Estas zonas están convenientemente señalizadas.

Esta central posee centro dosimétrico para la lectura de dosímetros del personal profesionalmente expuesto

y servicio médico especializado autorizado para el reconocimiento inicial y anual de dicho personal.

3.7.2. Vigilancia radiológica ambiental

La vigilancia ambiental se lleva a cabo mediante las correspondientes medidas representativas de niveles de radiación y elementos radiactivos en aquellas vías de exposición, y para aquellos radionucleidos, que podrían dar lugar a la mayor exposición potencial a la radiación de los miembros del público como resultado de la operación de la planta. El Programa de Vigilancia Radiológica Ambiental de Vandellós II ha venido desarrollándose desde su fase preoperacional desde julio de 1983. El programa incluye:

- Radiación directa:

Catorce puntos de muestreo con dosímetros termoluminiscentes.

- Aire:
 - Siete puntos de muestreo de partículas y radioyodos (I-131).
- Deposición:
 - Nueve puntos de toma de muestras de suelos.
 - Tres puntos de toma de muestras de agua de lluvia.
- Agua:
 - Dos puntos de toma de muestras de agua potable.
 - Siete puntos de toma de muestras de aguas subterráneas.
 - Cuatro puntos de muestreo de agua de mar.
 - Tres puntos de muestreo de sedimentos.
 - Tres puntos de muestreo de organismos indicadores.
 - Seis puntos de muestreo de arena de playa.
- Alimentos:
 - Dos puntos de muestreo de leche de vaca.
 - Dos puntos de muestreo de leche de cabra.
 - Diez puntos de muestreo de cultivos.
 - Ocho puntos de muestreo de carne y huevos.
 - Dos puntos de muestreo de miel.
 - Dos puntos de muestreo de peces.
 - Dos puntos de muestreo de mariscos.

3.2.3. Vertidos líquidos y gaseosos

El sistema de tratamiento de desechos gaseosos consta de dos subsistemas según traten los desechos de alta o baja actividad. El primero, situado en el edificio de desechos radiactivos, está basado en el paso a través de lechos de carbón activo que retienen, permitiendo su desintegración, los gases radiactivos. Consta de un colector, un tanque de equilibrio, un separador de humedad, dos lechos, y dos filtros de carbón activo y filtros de alta eficiencia para retención de partículas del fluido. Un monitor de radiación en el conducto de descarga actúa sobre una válvula automática que impide la salida de los gases en caso de sobrepasar los límites de radiactividad admisibles. En cuanto al subsistema de desechos gaseosos de baja actividad, consiste en tres colectores que reciben una serie de venteos. Dichos colectores son uno para cada uno de los siguientes edificios: auxiliar y acceso al auxiliar, combustible, contención y desechos radiactivos.

En cuanto a los desechos líquidos, existen dos sistemas: el de desechos radiactivos líquidos y el de desechos radiactivos de descontaminación y detergentes. El pri-

mero recibe el rebose de tanques de agua de recarga y de aportación al reactor, condensado de evaporadores, desmineralizadores, lavado de filtros, etc. En función del contenido en sólidos disueltos, los desechos son procesados a través de un evaporador o bien directamente a través de filtros y desmineralizadores. El sistema de desechos de descontaminación y detergentes recibe y trata efluentes de menor actividad: desechos de lavandería, drenajes de laboratorio, detergentes de laboratorio, detergentes de descontaminación, etc.

Los aspectos relativos a la vigilancia y control de los efluentes radiactivos al medio ambiente se establecen en las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF), documento oficial de explotación que se aprueba al concederse la autorización de puesta en marcha.

Las ETF referentes a la limitación, vigilancia y control de los efluentes radiactivos han sido sometidas a sucesivos y profundos procesos de revisión por el CSN. En una primera fase se procedió a su homogeneización entre las diferentes centrales, las cuales, debido al amplio intervalo de tiempo transcurrido entre la entrada en operación de las mismas (con diferente normativa aplicable en cada momento) presentaban una gran variedad de formulaciones. En una segunda fase se procedió a su actualización para incorporar referencias a la obligatoriedad de cumplir la normativa española (hasta el momento se referenciaba la normativa USA), y las últimas recomendaciones de la Comisión Internacional de Protección Radiológica; siendo de destacar el valor de 1 mSv/a como límite de dosis equivalente efectiva y el de 0,1 mSv/a como restricción operacional de la dosis equivalente efectiva debida al total de los efluentes.

Como resultado de dicho proceso, las especificaciones técnicas de vertido, fijadas en el capítulo 6 (*Procedimientos y programas*), contienen las líneas básicas del Programa de Control de Efluentes, comunes a todas las centrales. Este programa que se establece para controlar los efluentes radiactivos y para mantener las dosis al público, debidas a los mismos, tan bajas como sea razonablemente posible (criterio ALARA) y siempre inferiores a los siguientes valores:

- Un límite anual de dosis equivalente efectiva, referida a cualquier periodo de 12 meses consecutivos, de 1 mSv.



Plataforma de recarga y vasisa de la central nuclear Vandellós II

- Un límite anual de dosis equivalente para la piel y para cualquier otro órgano considerado individualmente, de 50 mSv, en cualquier periodo de 12 meses consecutivos.

El Programa de Control de Efluentes, que debe ser desarrollado en detalle en un documento específico de cada central denominado Manual de Cálculo de Dosis al Exterior (MCDE), debe contener:

- Requisitos de operabilidad, de la instrumentación de vigilancia de efluentes radiactivos, incluyendo pruebas de vigilancia y puntos de tarado.
- Límites instantáneos de concentración de efluentes líquidos.
- Límites instantáneos de tasa de dosis en efluentes gaseosos.

- Requisitos de vigilancia, muestreo y análisis.
- Restricción operacional de dosis para efluentes radiactivos a 100 $\mu\text{Sv/a}$, debiéndose distribuir esta dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, según lo establecido en el MCDE.
- Estimación de las dosis.
- Requisitos de operabilidad de los sistemas de tratamiento de efluentes radiactivos.

El MCDE es el documento oficial de explotación que desarrolla en detalle el contenido de las ETF relativas al Programa de Control de Efluentes y que regula su aplicación práctica.

En lo que respecta a la distribución de la restricción operacional de dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, en el MCDE de Vandellós II se asigna un valor de 0,02 mSv a los líquidos y 0,08 mSv a los gases.

3.7.4. Residuos sólidos y combustible irradiado

Como consecuencia de la operación de la central, se genera una serie de residuos sólidos de baja y media actividad que son tratados y manipulados por el sistema de tratamiento de residuos sólidos. Los principales residuos a tratar son: concentrados del evaporador del sistema de desechos líquidos, concentrados de ácido bórico del sistema de recuperación de boro, desechos del sistema de detergentes y descontaminación, carbón activo y resinas de los desmineralizadores. Mediante un proceso sistemático, estos desechos son tratados y transportados hasta unos bidones donde se mezclan y solidifican con cemento. Otros desechos secos como ropas, papeles, etc., son compactados asimismo en bidones, que junto a los anteriores se transportan al almacén de desechos, situado en el edificio de solidificación. Este almacén tiene capacidad para almacenar 12.623 bidones de 220 litros, es decir, para 10 años de funcionamiento de la central y se halla dividido en tres zonas con distintos blindajes para acoger bidones de distintas actividades.

Por lo que respecta al combustible irradiado, existe una piscina convenientemente refrigerada para su almacenamiento temporal.

Tabla 3. Residuos sólidos de media y baja actividad en Vandellós II

Año	Bidones producidos	Bidones acumulados
1988	63	66
1989	276	342
1990	285	627
1991	420	1.047
1992	408	1.455
1993	308	1.703
1994	381	1.604
1995	410	1.595
1996	323	1.328
1997	190	1.058

NOTAS: La capacidad de almacenamiento es de 16.623 bidones.

Durante el primer semestre de 1994 comienzan los envíos a las instalaciones de Sierra Albarrana.

El grado de ocupación a 31 de diciembre de 1997 es de 8,23%.

4. Historia de la central

4.1. Historial de licenciamiento

La central de referencia adoptada para el proyecto de la caldera nuclear y demás componentes, sistemas y estructuras relacionados con la seguridad nuclear y la protección radiológica, es la unidad II de la central nuclear de Ascó, propuesta por el titular a la Dirección General de la Energía con fecha 29 de marzo de 1976, en cumplimiento de la condición quinta de la autorización previa, y aceptada con fecha 7 de octubre de 1976.

Existen algunas diferencias, que, principalmente, responden a diferencias en el emplazamiento y a la evolución de algunos criterios con el paso del tiempo. Los principales aspectos en los que existen diferencias son la potencia total; los generadores de vapor y las bombas del refrigerante (distintos modelos); los sistemas de cambio de inyección a recirculación en la refrigeración del núcleo; las turbinas; las estructuras de contención y la fuente de refrigeración externa y sumidero de calor principal.

El estudio de seguridad se redactó siguiendo las indicaciones del documento norteamericano *Standard Format and Contents of Safety Analysis Report for Nuclear Power Plants*.

Asimismo, se han atendido las indicaciones de los aspectos aplicables del *Code of Federal Regulations* de EE UU y guías reguladoras del organismo licenciador del citado país, que, aunque no son de obligado cumplimiento, aportan instrucciones de gran interés para los análisis y evaluaciones. Se ha aplicado en general además otra normativa concerniente a las diversas materias contenidas en dicho estudio, tales como las correspondientes a las secciones III y XI, del código ASME y las emitidas por el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).

El Ministerio de Industria, por resolución de la Dirección General de la Energía de fecha 27 de febrero de 1976 (B.O.E. de 12 de marzo) concedió la autorización previa a las empresas propietarias para instalar la central nuclear de Vandellós II.

Desde los primeros momentos dichas empresas realizaron estudios geológicos, sismológicos y geotécnicos del emplazamiento, centrados, entre otros aspectos, en las estructuras geológicas y en las características geotécnicas de la zona. Como consecuencia de estos estudios se determinó la necesidad de efectuar una excavación adicional para eliminar una capa de limo que aparecía entre las cotas 9 y 11. Asimismo se informó de la intención de rellenar con hormigón los volúmenes excavados.

Posteriormente se emitieron los informes sobre tales actividades y sobre la necesidad de realizar inyecciones en el terreno a fin de mejorar sus características.

Tabla 4. Energía producida en Vandellós II

Año	EEB en el año GWh	Energía acumulada GWh	Factor de carga en el año
*1987	55	55	7,5
1988	5.431	5.486	62,97
1989	6.131	11.617	70,8
1990	7.667	19.284	88,17
1991	7.510	26.794	86,22
1992	7.019	33.813	86,4
1993	7.223	41.036	82,12
1994	7.523	48.559	85,54
1995	7.876	56.435	89,55
1996	7.828	64.263	88,42
1997	7.559	71.822	85,52

* Referido a diciembre de 1987.

A la vista de tales informes comenzaron en el emplazamiento las actividades de colocación de hormigón pobre de relleno sustituyendo a la capa de limos y a las inyecciones del terreno.

La Junta de Energía Nuclear, ante la información recibida sobre la colocación del hormigón de relleno, cursó, con fecha 21 de noviembre de 1977, un escrito a las empresas propietarias en el que comunicaba sus reservas respecto a tal actividad.

Como consecuencia del citado escrito se interrumpió la colocación del hormigón.

La Junta de Energía Nuclear realizó el estudio del problema, efectuando visitas al emplazamiento y analizando la información emitida sobre el asunto, celebrando reuniones de trabajo en las que se discutieron los aspectos técnicos del problema.

El Ministerio de Industria y Energía, mediante la orden de fecha 29 de diciembre de 1980, concedió la autorización de construcción de la central.

Con fecha 17 de agosto de 1987, fue concedido el permiso de explotación provisional. La carga del combustible se llevó a cabo entre los días 20 y 22 de agosto iniciándose a continuación las pruebas nucleares anteriores a la primera criticidad. En el curso de ellas se produjeron diversos incidentes operativos que fueron resueltos sin mayor problema. El CSN dio su autorización favorable a estas pruebas el 12 de noviembre, alcanzándose la primera criticidad del núcleo el día 14 de ese mes.

La central entró en explotación comercial en marzo de 1988.

En 1990 el CSN requirió a Vandellós II la realización de un Análisis Probabilístico de Seguridad (APS) de nivel 1 y nivel 2 (riesgo de liberación al exterior), al que, en comparación con el alcance solicitado a José Cabrera, primera central a la que se le requirió un APS de nivel 2, se le solicitó adicionalmente el análisis del riesgo de la planta en cualquier modo de operación y el análisis debido a movimientos sísmicos. El APS ha sido finalizado por la central, estando actualmente en evaluación por parte del CSN.

En lo referente a las principales modificaciones realizadas desde su puesta en explotación, son de destacar:

- La sustitución de los lazos de derivación de las RTDs del primario (medida de la temperatura)

durante la 6ª parada para recarga (de 10/5 a 18/6 de 1994). Fue la primera central española en hacer esta sustitución, que posteriormente también realizarían Ascó y Almaraz, como se indica en sus correspondientes capítulos.

- La ampliación de la capacidad de almacenamiento de la piscina de combustible gastado, pasando a ser la capacidad efectiva de 1.151 a 1.437 elementos. El 20 de junio de 1997 la Dirección General de la Energía, previo dictamen favorable del Pleno del CSN, autorizó la puesta en marcha de esta ampliación.
- El cambio del ordenador de proceso y del sistema de representación de parámetros (SPDS) realizada durante la 9ª parada para recarga.

Actualmente la central se encuentra en su 10º ciclo de operación, siendo éste el primer ciclo de 18 meses de duración. Está previsto el cambio de rotores de turbina, proyecto ya se ha adjudicado a MHI (Michubithsi), y el aumento de potencia térmica desde su valor actual de 2.775 MWt hasta los 2.900 MWt a partir de la recarga de 1999.

Desde el inicio de su explotación hasta el 31 de diciembre de 1997 la central ha generado 71.821 GWh brutos. El factor de carga medio es de 82,0% excluyendo el inicio de funcionamiento (diciembre de 1987), lo que da idea del buen comportamiento de esta central. El alto número de disparos en el funcionamiento inicial es comparable al habido en el arranque inicial del resto de centrales.

4.2 Historial radiológico

4.2.1 Vigilancia radiológica

a) Dosimetría personal.

Las dosis ocupacionales recibidas por el personal durante el funcionamiento de la central se han mantenido por debajo de los límites establecidos.

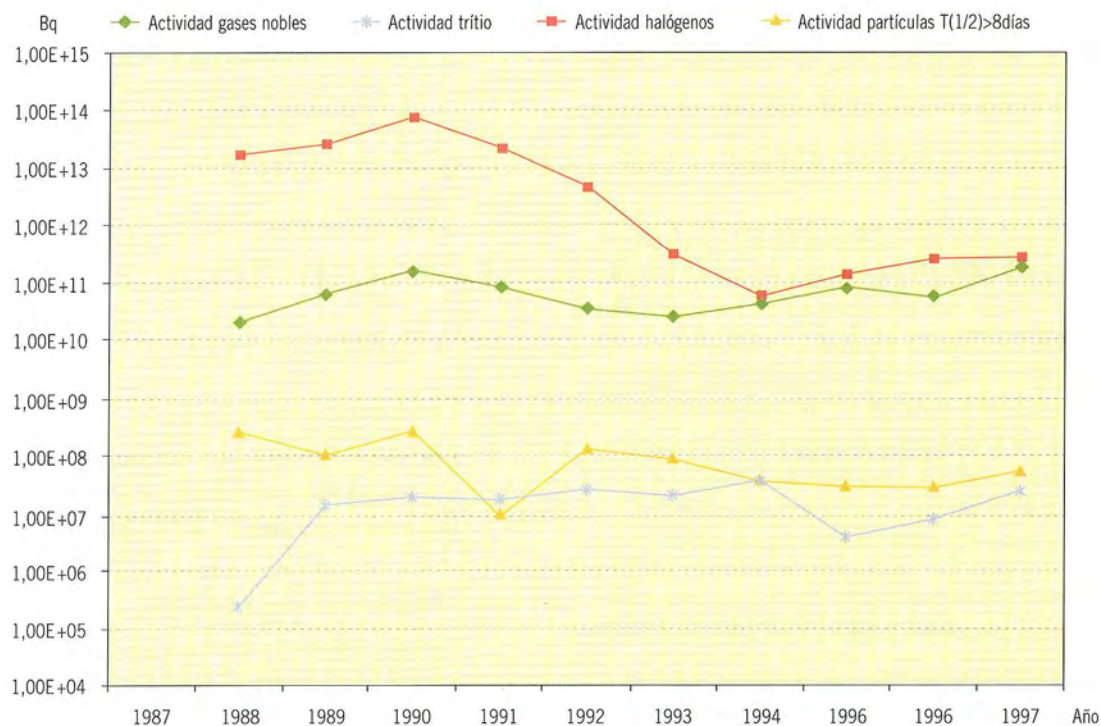
b) Efluentes líquidos y gaseosos.

En las gráficas 1 y 2 se presenta la evolución de la actividad total vertida por Vandellós II por vía líquida y gaseosa.

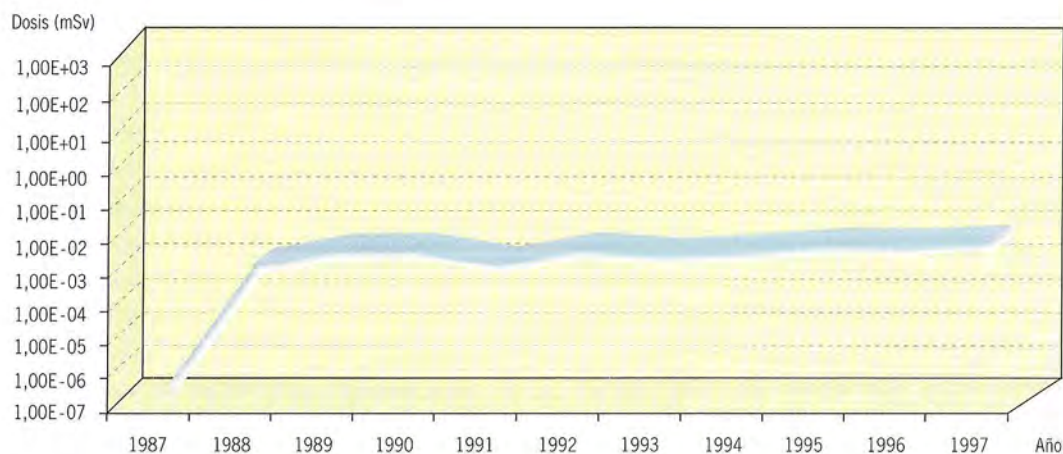
Gráfica 1. Central nuclear Vandellós II
Efluentes líquidos



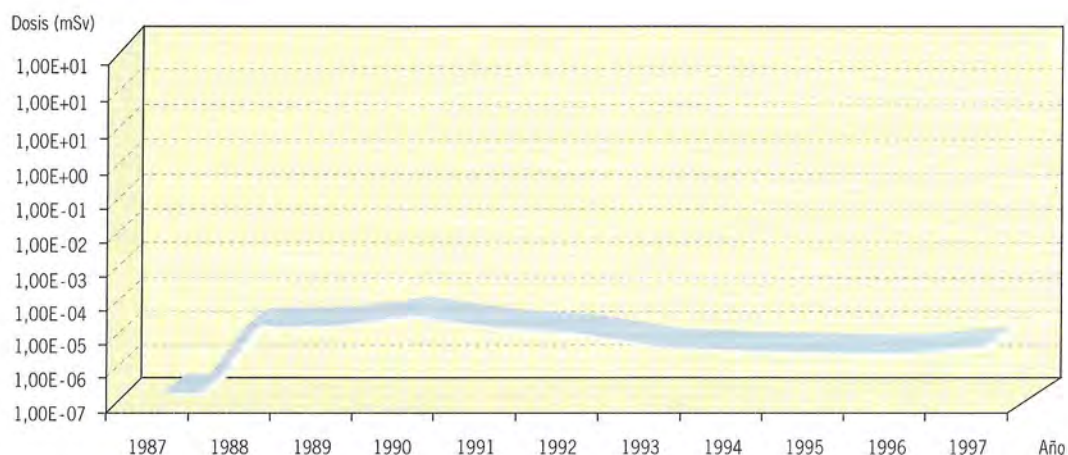
Gráfica 2. Central nuclear Vandellós II
Efluentes gaseosos



Gráfica 3. Central nuclear Vandellós II
Efluentes líquidos. Dosis efectiva máxima



Gráfica 4. Central nuclear Vandellós II
Efluentes gaseosos. Dosis efectiva máxima



Cada central nuclear ha dispuesto, en todo momento, de sus propios límites de vertido. Para efectuar una valoración de los mismos se han considerado los límites y las restricciones operacionales de dosis adoptados en las especificaciones técnicas de vertido vigentes.

En las gráficas 3 y 4 se recogen los valores calculados de las dosis efectivas para el individuo más expuesto, debidas a los efluentes líquidos y gaseosos de Vandellós II. Estos cálculos han sido realizados utilizando hipótesis muy conservadoras.

Dichas gráficas presentan los resultados del impacto teórico, estimado en dosis equivalente efectiva, utilizando los factores de conversión en dosis efectiva desarrollados por el NRPB del Reino Unido para la Comunidad Europea. El objetivo de estas gráficas es presentar la evolución histórica del impacto de los vertidos.

De las gráficas se deduce que en ningún momento los valores estimados de dosis han superado los límites ni las restricciones operacionales de dosis.

c) Niveles de radiación ambiental.

Las medidas realizadas de radiactividad ambiental en las distintas estaciones se encuentran dentro de los valores aceptables, sin significado radiológico.

d) Residuos sólidos.

A 31 de diciembre de 1997 la cantidad de residuos radiactivos sólidos generados desde el inicio de funcionamiento de la central era de 3.067 bidones, de los que 2.009 han sido evacuados a las instalaciones de Sierra Albarrana y 1.058 permanecen en los almacenes existentes en el emplazamiento. La capacidad de los almacenes es de 12.623 bidones, siendo el grado de ocupación del 8,23%.

e) Combustible irradiado.

A 31 de diciembre de 1997 se hallaban almacenados de forma provisional en la piscina de combustible 456 elementos combustibles irradiados, lo que supone un grado de ocupación de la piscina de combustible gastado del 31,73%.

f) Muestreos del Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental.

Con periodicidad que varía entre semanal y anual, dependiendo del tipo de muestras, se vienen reali-

zando una serie de muestreos de acuerdo con el Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental, con el alcance que se describe en el apartado de vigilancia ambiental. Durante el año 1996 el número de muestras anuales ascendió a un total de 1.331, habiéndose obtenido del orden de 7.400 datos mediante 1.572 análisis radiológicos.

En general no aparecen radionucleidos a niveles superiores al LID (Límite Inferior de Detección), con excepción de los procedentes de las explosiones nucleares a la atmósfera realizadas en el pasado. En cualquier caso, a partir de los valores de concentración de actividad de radionucleidos de origen artificial que hayan superado el LID se estiman las dosis por exposición interna que en el caso más desfavorable recibiría un individuo tipo al mantenerse las concentraciones obtenidas. La dosis por exposición externa se obtiene a partir de la lectura de los dosímetros termoluminiscentes (DTL) instalados en la zona de vigilancia de la central; estos valores incluyen la contribución del fondo radiológico del lugar. Dichos cálculos han confirmado que las dosis potenciales son mas bajas que las deducidas de los cálculos a partir de la emisión de efluentes.

La Generalitat de Cataluña realiza desde julio de 1985 una serie de muestreos como parte de un programa de control de calidad del PVRA en virtud de la encomienda realizada por el CSN. En este emplazamiento la Generalitat recoge muestras de aire, leche, cultivos, miel, suelo, agua de lluvia, peces, marisco, carne y vigila los niveles de radiación mediante dosímetros de termoluminiscencia y detectores de control continuo.

5. Incidencias

Del proceso constructivo cabe destacar el incidente ocurrido el día 3 de septiembre de 1982, en el que una grúa, funcionando sin carga, cayó sobre las obras de los edificios de penetraciones y de turbina.

Tabla 5. Elementos irradiados almacenados en piscina en Vandellòs II

Fecha	Elementos
31/12/1989	48
30/06/1990	92
31/12/1990	92
30/06/1991	144
31/12/1991	144
30/06/1992	192
31/12/1992	192
30/06/1993	240
31/12/1993	240
30/06/1994	288
31/12/1994	288
30/06/1995	336
31/12/1995	336
30/06/1996	388
31/12/1996	388
30/06/1997	388
31/12/1997	456

Índice de ocupación 31,73% con fecha de 31 de diciembre de 1997.

Como consecuencia de este incidente se produjeron daños sobre la ferralla de algunas zonas, por lo que se realizaron los correspondientes ensayos y evaluaciones de los daños, procediéndose a su reparación.

En explotación cabe resaltar los incendios originados en un transformador principal los días 20 de agosto y 3 de diciembre de 1988 que sin embargo no dañó a ningún equipo relacionado con la seguridad ni produjo impacto radiológico.

Asimismo, apareció una fuga de refrigerante primario el 8 de julio de 1990 sin consecuencias ni de seguridad ni de protección radiológica.

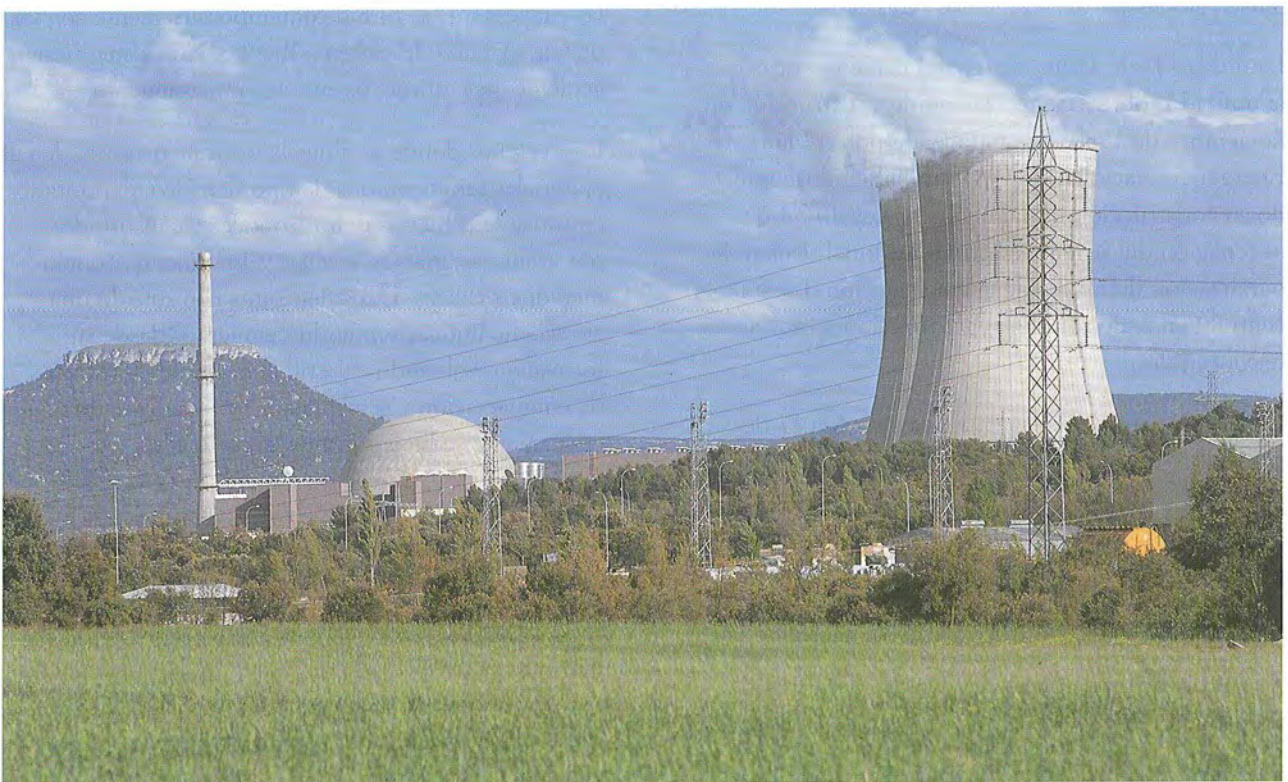
El 18 de febrero de 1992 unos análisis de ingeniería descubrieron que la parada automática del reactor por baja presión en el circuito primario estaba tarada a 131 kg/cm², cuando debería estar como mínimo a 137 kg/cm². Este suceso fue clasificado como nivel 1 en la escala INES.

Tabla 6. Disparos y paradas en Vandellós II

Año	Disparos no programados	Disparos programados para pruebas	Paradas programadas	Paradas no programadas
(*)1987	7	0	0	0
1988	25	5	1	2
1989	6	1	1	0
1990	0	1	1	1
1991	4	0	1	1
1992	1	0	3	1
1993	5	0	1	0
1994	1	0	3	1
1995	0	0	2	0
1996	3	0	1	2
1997	1	0	2	1

(*) La criticidad inicial tuvo lugar el 14 de noviembre de 1987.

Fotografía de la central nuclear de Trillo y su entorno



1. Presentación

La central nuclear Trillo I consta de un sistema nuclear de producción de vapor formado por un reactor de agua ligera a presión (PWR) de potencia térmica autorizada 3.010 MW y potencia eléctrica 1.066 MW.

Se halla situada en el término municipal de Trillo (Guadalajara) a orillas del río Tajo.

La central Trillo I pertenece a la tercera generación de centrales nucleares españolas. Inició su explotación comercial el 22 de agosto de 1988. La unidad es propiedad de Unión Fenosa (34,5%), Iberdrola (48,0%), Hidroeléctrica del Cantábrico (15,5%) y Nuclenor (2%). El suministrador del sistema nuclear de producción de vapor es Kraftwerk Union Aktiengesellschaft (KWU). La ingeniería la realizó Empresarios Agrupados. La obra de la central la llevó a cabo una asociación temporal de empresas de construcción denominada Etocea. Los montajes eléctricos y mecánicos fueron realizados por Tasmi, Moncasa, Dragados y Construcciones, Equipos Nucleares, S.A., Sulzer, Abengoa y C.A.E., entre otras.

La unidad II de Trillo, de iguales características que la unidad I, obtuvo autorización de construcción en noviembre de 1980. Fue paralizada por el Plan Energético Nacional de 1983, no habiéndose iniciado su construcción. Finalmente, la Ley 40/94 de ordenación del sistema eléctrico nacional declara la paralización definitiva de la construcción de esta central con extinción de las autorizaciones previamente concedidas.

El permiso vigente de la central es de fecha 17 de noviembre de 1997.

Autorizaciones concedidas:

- Autorización previa: 4 de septiembre de 1975.
- Autorización de construcción: 17 de agosto de 1979.
- Autorización de puesta en marcha (PEP): 4 de diciembre de 1987.
- Autorización vigente: 17 de noviembre de 1997.

2. Emplazamiento

El emplazamiento de la central nuclear de Trillo, cuyas coordenadas son 40° 42' 09" 6 N y 2° 37' 17" 22 W respecto al meridiano de Greenwich, está situado en el término municipal de Trillo (Guadalajara) y al oeste de dicha localidad en la región natural de la Alcarria. Se asienta en la margen derecha del río Tajo y a 1.300 metros de éste, junto al extremo NO del embalse de Entrepeñas y aguas arriba del mismo. La cota de emplazamiento es 842 m a 111 metros sobre el nivel del río y la de la explanación 835 m.

Los parámetros del emplazamiento se resumen a continuación.

2.1. Geología

A escala regional el emplazamiento de la central de Trillo se encuentra localizado en el extremo oeste del Sistema Ibérico, estando limitado en la parte occidental por la cuenca terciaria del Tajo. Está situado en la depresión de Valdeolivas - La Ventosa, que fue una de las cuencas que se formó contemporáneamente con los pliegues y fallas del Sistema Ibérico. No existen riesgos geológicos significativos en este emplazamiento.

Los terrenos donde se ubica la central corresponden a materiales sedimentarios de tipo detrítico, depositados en capas sensiblemente horizontales y constituidos por areniscas, margas, arcillas y, localmente, conglomerados y calizas. Estos depósitos han sufrido una apreciable litificación (endurecimiento) desde su formación, habiendo experimentado claros procesos de compactación y cementación, lo que ha dado lugar en general a sedimentos muy consolidados.

2.2. Sismología

La zona del emplazamiento es de actividad sísmica baja, intensidad VI (MSK) (escala I-XII). Esta intensidad, mayorada, es la considerada para el diseño estructural de esta central. Existe un equipo para la vigilancia microsísmica en el emplazamiento.

(La presencia de un sismo en la provincia tectónica del emplazamiento, que hubiera afectado al espectro de respuesta a considerar en el mismo, quedó descartada al comprobar el titular, a instancias del organismo regulador, que dicho terremoto se debía exclusivamente a un deslizamiento de ladera en areniscas y arcillas miocenas y no estaba asociado a estructuras tectónicas o fenómenos sísmicos. Dicha comprobación ha supuesto la exclusión del terremoto de 16 de julio de 1942, de intensidad VI y cuyo epicentro se situaba en Castillejo del Romeral).

La aceleración horizontal correspondiente al sismo de seguridad (SSE) es de 0,12 g., valor que se exigió definitivamente al titular al concedérsele la autorización de construcción; la aceleración asignada al sismo base de proyecto (DE) es de 0,06 g.

2.3. Geotecnia

El subsuelo del emplazamiento tiene unas características estratigráficas que se recogen en la tabla 1.

Tabla 1. Columna estratigráfica de sondeo tipo

Profundidad (m)	Descripción del suelo	Categoría
0-15	Arcillas y margas arenosas	Suelo blando
15-45	Margas y areniscas	Suelo firme
45-55	Conglomerados y areniscas	Roca
55-78	Areniscas y arcillas	Suelo firme
78-83	Conglomerados y areniscas	Roca
83-100	Areniscas y arcillas	Suelo firme

2.4. Meteorología y climatología

La climatología regional es de tipo continental. El emplazamiento está situado a media ladera, dentro de un amplísimo valle del Tajo. Los accidentes topográficos de más de 900 m de altura se encuentran a más de 15 km, por lo que no perturban el régimen de vientos de ciclo diurno (brisas) dominante valle arriba (suma de las direcciones SSW, SW, WSW y W) valle abajo (suma de las direcciones NNE, NE, ENE y E). Las precipitaciones no son de intensidad importante, por lo que no se presenta el riesgo de inundaciones. La precipitación media oscila entre 439 y 751,7 mm/año.

2.5. Hidrología

A 1.300 m de la central discurre el río Tajo, a una cota de 111 m por debajo del nivel del emplazamiento. El caudal medio del río por ese lugar es de 22,2 m³/segundo. En la cola del embalse de Entrepeñas, de 30 km de longitud, que se halla próxima a la central, se ha construido una pequeña presa de 12 m de altura y 60.000 m³ de capacidad para regular el agua de aportación a la central (refrigeración y abastecimiento). Cabe señalar que no existen presas aguas arriba.

La central se refrigera mediante circuito cerrado, con dos torres de refrigeración. El caudal bombeado para este circuito es de 1,5 m³/s que se toma de la presa citada. El caudal histórico mínimo de estiaje en el río es de 6 m³/s.

La avenida histórica máxima fue de 658 m³/s y se produjo el 21 de enero de 1966. La estimada en la zona del emplazamiento es de 674 m³/s. La máxima avenida esperada en 10.000 años es de 1.220 m³/s. Dada la altura del emplazamiento es materialmente imposible que una avenida alcance a la central.

Existen dos superficies piezométricas (nivel de las aguas por debajo de la superficie). La superior a una profundidad entre 5 y 25 m. La inferior, entre 20 y 40 m. Una red de control piezométrico suministra información permanentemente sobre los movimientos de estas aguas.

2.6. Ecología

La vegetación es de carácter estepario, integrada por gramíneas, vegetación frutícola de labiadas y arbustiva baja, correspondiendo al tipo submediterráneo de *Quercus Ilex* que resiste períodos secos. Cambia sustancialmente en las riberas del Tajo, donde aparecen especies arbóreas de los géneros *Populus*, *Alnus* y *Ulmus*.

El entorno del emplazamiento es eminentemente agrario. Los cultivos son, en general, de cereal, viñedo, olivar y pastizales. En ganadería dominan los ganados ovino, porcino y aves de corral. La apicultura tiene una cierta importancia. La fauna predominante

es el conejo, la perdiz, la liebre así como truchas *arco iris*; ciprinidos, bogas, tencas, barbos, lucios y black bass.

2.7. Demografía

La población del entorno se aglutina en nueve pueblos, la mayoría inferiores a 500 habitantes. Los pueblos que superan la población de 1.000 habitantes son Brihuega, Cifuentes y Trillo. La localidad más próxima al emplazamiento es Trillo, situada a 2,5 km de la central.

2.8. Usos del suelo y del agua

La zona está bañada por el río Tajo y el embalse de Entrepeñas, y coronada por la Sierra de Umbría y los Altos del Mongorrón. El abastecimiento de poblaciones y el riego en torno a la central se realiza a partir de fuentes y manantiales.

La pesca es de tipo exclusivamente deportivo y se efectúa en los ríos y pantanos de la zona, sobre todo durante los fines de semana y vacaciones.

En la zona del emplazamiento tienen importancia la agricultura, la caza de conejo, perdiz y liebre y la pesca de trucha, ciprinidos, bogas, tencas y barbos.

2.9. Otras actividades humanas

En el entorno, cercanas a los embalses de Entrepeñas y Buendía, existen importantes urbanizaciones para vacaciones y fines de semana.

Las industrias de la zona son pequeñas: serrerías, molinos de cereales y de aceite, refinadoras de espliego, fábricas de confección y pequeñas fábricas de papel. También existen varias piscifactorías.

Las carreteras más importantes en la zona del emplazamiento son la N-II, a 35 km de distancia; la N-320, a 25 km de distancia; la C-201, a 15 km de distancia, y la C-204, a 5 km de distancia.

El acceso se realiza por una carretera de nuevo trazado que une la central con la C-204 de Pastrana a Sigüenza por Cifuentes. Esta carretera enlaza con la N-II en el punto kilométrico 103 a la altura de Almadrones.

La vía férrea más cercana se encuentra a 30 km de distancia del emplazamiento. Los aeropuertos más próximos son: la Base Aérea de Torrejón, a 80 km de distancia y el aeropuerto de Madrid-Barajas, a 90 km.

3. Descripción general de la central

La central de Trillo es del tipo agua ligera a presión (PWR).

El combustible es uranio enriquecido. El reactor incluye 177 elementos combustibles, cada uno de los cuales tiene dispuestas las varillas en una matriz de 16 x 16.

El reactor está controlado por 52 haces de barras de control construidas en una aleación de plata-indio-cadmio. Su accionamiento es electromagnético. Penetran en el reactor por su parte superior. También contribuye a este control la inyección de agua borada.

La refrigeración del reactor se realiza por un circuito primario de agua a 157 kg/cm² de presión con tres lazos. Introduce en el núcleo un caudal de 15.875 kg/s de agua ligera que actúa como refrigerante y moderador. El reactor tiene acoplados tres generadores de vapor verticales con tubos dispuestos en U. Reciben agua del primario a 326°C y generan vapor a 284,5°C.

El reactor, circuito primario y generadores de vapor están albergados en una esfera de acero de 53 m de diámetro y 30 mm de espesor, capaz de resistir presiones de 5,4 kg/cm². La esfera está contenida en un edificio cilíndrico de hormigón rematado por una semiesfera.

El generador principal de cada unidad, es un alternador trifásico con una potencia de 1.157 MVA y un factor de potencia de 0,9 a 50 Hz.

La central se refrigera en circuito cerrado con agua y tiene dos torres de refrigeración independientes con

Tabla 2. Características principales de la central nuclear de Trillo

Localización	Trillo (Guadalajara)
Titular	Central Nuclear de Trillo
Participaciones	Unión Fenosa: 34,5% Iberdrola: 48% Hidroeléctrica cantábrica: 15,5% Nucenor: 2%
Tipo de reactor	PWR (KWU)
Potencia	Térmica: 3.010 MW Eléctrica: 1.166 MW
Refrigeración	Circuito cerrado con dos torres de refrigeración y aportes al río Tago
Autorizaciones	
Previa	04-09-75
Construcción	17-08-79
Puesta en marcha (PEP)	04-12-87
Permiso de explotación	
Provisional	
vigente:	Concesión: 17-11-97
Otras características	
1ª Criticidad	14-05-88
1ª Aclopiamiento	23-05-88
Explotación comercial	06-08-88
Total energía generada	Bruta 73.052 GWh (hasta 31-12-97)
Factor de carga 1977	88,7%

NOTA: Factor de carga es la relación entre la energía neta producida en el periodo considerado y la que hubiera podido ser producida funcionando todo el tiempo a la potencia autorizada.

un caudal de circulación de 31 m³/s. El caudal de reposición tomado del río es de 1,5 m³/s (caudal evaporado y purgas).

3.1. Sistema del reactor

El combustible es de dióxido de uranio enriquecido con uranio U-235 en forma de pastillas cilíndricas sin-terizadas de alta densidad. Este material es química-mente inerte con respecto a la vaina de zircaloy-4, a las temperaturas y presiones de trabajo del reactor,

siendo también altamente resistente al ataque por el refrigerante primario en el caso que se produzcan defectos en la vaina. En su diseño se han tenido en cuenta las modificaciones en las características térmi- cas durante la operación así como la acumulación de actividad en el refrigerante, resultante de la rotura de la vaina. En este caso dicha actividad está limitada por la facultad del dióxido de uranio para retener los productos de fisión sólidos y gaseosos.

Las barras de combustible, de forma cilíndrica, están presurizadas con helio, para prevenir el colapso.

El proyecto detallado de las barras de combustible, establece y considera parámetros tales como la densi- dad y tamaño de las pastillas, huelgo entre las pastillas y la vaina, presión previa de helio, redistribución radial de los fragmentos de la pastilla, cambios de densidad, liberación de gas de fisión, fluencia lenta de la vaina y otros efectos físicos.

Las barras de combustible se proyectan de forma que soporten unos incrementos de temperatura superiores a los esperados para estados transitorios, las presiones excesivas del gas interno de las barras debido a las liberaciones de gas de fisión y los elevados esfuerzos y deformaciones de las vainas.

Las barras de combustible se agrupan en haces de 16 x 16 formando elementos combustibles. En el reactor de Trillo hay 177 elementos con una longitud activa de 3.400 mm y una masa total de 82.800 kg.

El material empleado para revestimiento de la barra de combustible, Zircaloy-4, posee una excelente com- binación de economía neutrónica (baja sección eficaz de absorción), resistencia (para resistir la deformación debida a diferencias de presión e interacción mecánica entre el combustible y la vaina) y resistencia a la corrosión (por el refrigerante, combustible y produc- tos de fisión). Tiene un espesor de 0,725 mm.

El control del reactor se realiza por 52 haces de barras de control. Cada haz consta de 20 barras construidas de una aleación de Ag (80%) - In (15%) - Cd (5%).

Estas barras se introducen en el reactor por su parte superior, siendo accionadas por mecanismos electro- magnéticos. La parada rápida del reactor se consigue

al desactivar dichos mecanismos, tras lo cual caen las barras por gravedad.

El control de la reactividad se completa disolviendo ácido bórico en el refrigerante.

El reactor tiene sistemas de detección de neutrones externos e internos.

Los intervalos de la instrumentación nuclear externa son:

- Intervalo de arranque: 2 canales.
- Intervalo intermedio: 3 canales.
- Intervalo de potencia: 4 canales.

El sistema de refrigeración del reactor está constituido por tres circuitos en paralelo, que abarcan esencialmente a la vasija de presión del reactor, el generador de vapor, las bombas de refrigerante primario y las tuberías de unión.

El agua se utiliza en el reactor como refrigerante y sirve al mismo tiempo como moderador y reflector de neutrones y disolvente para el ácido bórico, que regula a largo plazo la reactividad.

El sistema de refrigeración del reactor y las partes de instalación correspondientes están proyectadas de forma tal que resistan las temperaturas y presiones que surjan durante los estados de operación transitorios. Estos comprenden tanto el calentamiento y enfriamiento del circuito primario, con una velocidad de variación de temperatura del refrigerante de hasta 50°C/h, como las pendientes de carga y sus variaciones bruscas que se producen en régimen operacional, inclusive el rechazo de carga, parada rápida de la turbina y parada rápida del reactor.

Para mantener la presión del refrigerante en el circuito y para compensar sus variaciones de volumen hay conectado un sistema presionador.

El sistema presionador sirve para mantener la presión necesaria en el funcionamiento normal del circuito de refrigeración del reactor, y para compensar o limitar sin variaciones esenciales de presión, las variaciones de temperatura de refrigerante y de su volumen, debidas a las variaciones de carga del reactor.

El circuito de refrigeración del reactor introduce en el mismo un caudal de 15.875 kg/s. de agua a 157 kg/cm² de presión y a 293°C de temperatura en condiciones normales de operación. Las tuberías de este circuito tienen un diámetro de 750 mm.

3.2. Sistema de contención

El edificio de contención alberga en su interior un recinto esférico de 53 metros de diámetro, constituido por chapa de acero de espesores variables de 31 mm a 50 mm que aísla este recinto del exterior convirtiéndolo en estanco y está rodeado de una envuelta cilíndrica de hormigón de 59,2 m de diámetro y 60 cm de espesor con cúpula semiesférica, cuya función es la atenuación de radiación en caso de accidente hasta valores aceptables. El recinto esférico está diseñado para soportar una presión de 5,4 kg/cm² y una temperatura de 145°C. En el interior de la contención, durante operación normal, existe una presión subatmosférica de 0,97 bar.

Dentro del recinto esférico se encuentra un cilindro de hormigón, diseñado para resistir grandes esfuerzos, que rodea aquellas partes del sistema de refrigeración del reactor sometidas a presión. Entre los componentes situados en el interior del cilindro se encuentra la vasija de presión, que contiene el reactor nuclear, y el blindaje biológico destinado a proteger el resto del edificio de las radiaciones procedentes del reactor.

Con objeto de asegurar la estanqueidad del recinto de contención se mantiene éste con una presión ambiental inferior a la atmosférica, de modo que, de existir alguna fuga en operación normal, la fuga sea siempre hacia dentro.

La parte exterior del edificio de hormigón se apoya en una losa también de hormigón, de cimentación de 2 m de espesor, que al igual que la parte cilíndrica enterrada, están impermeabilizadas tanto contra la acción de las aguas externas, como a la salida de líquidos al exterior.

En el proyecto del edificio se han considerado los terremotos máximos que se pueden esperar en la zona. En el diseño se considera, por último la acción

de ondas de presión debidas a fallos de tanques a presión, y la de los proyectiles que puedan generarse en cualquier rotura.

3.3. Sistema generador y eléctrico

El reactor lleva acoplados 3 generadores de vapor.

El generador de vapor es un intercambiador de calor con haz de tubos en U, en posición vertical. El generador de vapor está estructurado interiormente por una placa de tubos, horizontal, sobre la que se coloca verticalmente el haz de tubos en U, una cámara colectora semi-esférica, subdividida por una pared divisoria situada debajo de la placa de tubos, y un recipiente cilíndrico, sobre la placa, que rodea el haz de tubos y que por encima de este haz se ensancha para albergar los elementos separadores de humedad.

El refrigerante del reactor fluye desde la cámara que está debajo de la placa de tubos a través de los tubos en U y vuelve a la otra parte de la cámara colectora.

Por cada generador de vapor circula un caudal de 5.292 kg/s. Tiene una superficie de transmisión de calor de 5.386 m². Reciben agua del reactor a 325,7°C y generan vapor a 284,5°C y 67,7 bar de presión.

El generador eléctrico principal tiene una potencia nominal de 1.147 MVA con un factor de potencia de 0,9 trifásica, 50 Hz, 3.000 rpm. La potencia de salida del generador se suministra al transformador principal a través del sistema de barras de fase aislada. La tensión del generador se eleva de 27 kV hasta 400 kV y se transmite hasta la subestación de 400 kV donde se efectúa la distribución al sistema de explotación. Líneas de transmisión a 400 kV conectan la subestación a otras subestaciones de distribución de energía.

La energía en corriente alterna de consumo propio de la central se distribuye a las cargas a través del sistema auxiliar de barras de distribución a 10 kV, 660 V y 380/220 V. Las exigencias de las cargas de corriente continua se satisfacen mediante sistemas a 220 V y 24 V.

Durante la operación normal el generador principal suministra la energía necesaria para la central. Esta energía se extrae del generador entre el interruptor

del grupo y el transformador de salida. Para las operaciones de arranque y parada la energía se suministra a través del transformador con el interruptor de generación en posición abierto. En caso de defectos en la red de suministro exterior se abre el interruptor de 400 kV y el generador continúa suministrando energía para consumo propio.

En caso de falta de tensión en alguna barra de salvaguardia de 10 kV arrancará el generador diesel asociado a la misma suministrando de nuevo tensión a la barra en aproximadamente 10 segundos. El sistema eléctrico de salvaguardia está dividido en cuatro redundancias del 50% cada una. Los niveles de tensión de corriente alterna en las distribuciones de salvaguardia son 10 kV, 660 V y 380 V para adaptarse a las diferentes potencias de los motores.

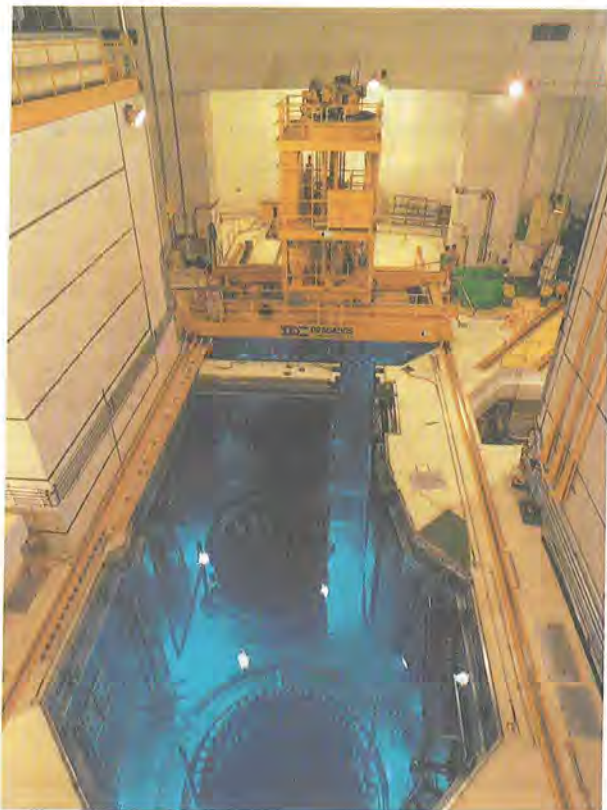
La unidad tiene cuatro sistemas independientes a 24 V c.c. para suministrar energía sin interrupción a instrumentos y controles esenciales de la central. Se instalan 4 sistemas independientes a 220 V c.c. para alimentar a 4 grupos convertidores (motor-generador) que proporcionan energía trifásica a 380/220 V ininterrumpidamente desde la falta de tensión hasta el arranque y conexión de los generadores diesel.

Exteriormente, la central tiene dos parques de transformación de intemperie, uno de 400 kV (principal), para distribución de la energía generada por la central, y otro de 132 kV (de apoyo), que sirve fundamentalmente como fuente exterior auxiliar de alimentación de la central.

La central dispone de un abastecimiento de energía eléctrica autónomo, redundante e independiente del exterior, cubierto por generadores diesel y destinado a alimentar los puntos denominados vitales de la central, cuyo funcionamiento, en caso de pérdida de la alimentación desde los parques, es esencial para la seguridad del reactor y de la planta.

El generador de la central produce energía eléctrica a una tensión de 27 kV, que es elevada a 400 kV mediante un banco de transformación compuesto por tres transformadores monofásicos.

La central se arranca y para en condiciones normales alimentando los servicios necesarios propios de la



Reactor y piscina de combustible de la central nuclear de Trillo

central desde el parque de 400 kV a través del transformador principal y teniendo el interruptor de generación abierto. La refrigeración externa será mediante dos torres. El caudal tomado del río Tajo es de $1,5 \text{ m}^3/\text{s}$.

3.4. Sistema de control y regulación

La reactividad del reactor se regula mediante las barras de control. El reactor de Trillo tiene 52 barras de 20 varillas cada una. Estas varillas reunidas por un soporte en forma de araña, se introducen en el núcleo por su parte superior cayendo por gravedad por desactivación de su accionamiento electromagnético.

El material de las barras de control es una aleación de Ag(80%) - Ind(15%) - Cd(5%).

El sistema de control químico sirve principalmente para controlar la reactividad, lo cual se consigue

mediante la inyección de ácido bórico, que complementa la acción de las barras de control.

Como principales funciones desempeñadas por este sistema se pueden nombrar:

- Disolución de ácido bórico en el refrigerante del reactor, con el subsiguiente decrecimiento de la reacción de fisión (sobre todo para la recarga de combustible), a fin de asegurar que el reactor se mantenga en condición subcrítica.
- Disminución de la concentración de boro existente, mediante dilución hasta el valor requerido y permitiendo de esta forma la puesta en marcha del reactor después de la parada en frío o de la parada para recarga de combustible.
- Compensación de la variación de potencia debida al quemado del combustible y al envenenamiento por presencia de xenón y samario cuando sea el caso, mediante la variación de la concentración de boro.
- Inyección adicional de ácido bórico y agua desmineralizada para compensar las fugas en el sistema de refrigeración del reactor.

Además, el sistema de control químico tiene las funciones adicionales siguientes:

- Dosificación de los inhibidores de protección contra la corrosión.
- Carga de las piscinas de combustible, de los depósitos de almacenamiento de agua borada para la recarga de combustible y de los acumuladores de agua borada.

3.5. Manejo y almacenamiento del combustible

La vasija del reactor está colocada aproximadamente en el centro del edificio del reactor. Los generadores de vapor, juntamente con las bombas del refrigerante del reactor, presionador y depósito de alivio del presionador, rodean la vasija dispuestos aproximadamente en forma de U. La parte que queda abierta, dentro de la protección cilíndrica, está ocupada por la piscina de combustible. Entre la cavidad de la vasija del reactor y la piscina de combustible irradiado hay una zona para colocar los componentes internos del reactor.

La cavidad de la vasija y la piscina de combustible irradiado tienen un recubrimiento de acero inoxidable.

Al lado de la piscina de combustible y ya fuera de la protección cilíndrica, pero dentro del recinto de contención, está la zona de almacenamiento de combustible nuevo.

La compuerta de equipos está situada al lado del almacén de combustible nuevo en disposición radial.

Alrededor de la protección cilíndrica y por su parte superior, se desplaza una grúa ménsula que se mueve sobre el almacén de combustible nuevo y sobre la compuerta de equipos.

Antes de la recarga se pasa el número de elementos de combustibles nuevos que se vayan a utilizar desde el almacén de combustible nuevo a la piscina de combustible gastado.

Los elementos combustibles irradiados extraídos del núcleo durante la recarga se trasladan, mediante la máquina de recarga, a la piscina de combustible gastado.

3.6. Sistemas de seguridad

Estos sistemas están previstos para la parada del reactor y su conservación en este estado en aquellos casos en que se produzcan incidentes en la explotación que determinen su actuación, o accidentes que determinen la necesidad de su funcionamiento ante el fallo de los sistemas principales.

Son sistemas clase sísmica I y por tanto son diseñados para que conserven su funcionamiento después de la ocurrencia del terremoto de seguridad, que es el máximo esperado, o ante el máximo accidente previsto.

Se disponen de forma redundante (cada sistema compuesto por varios subsistemas idénticos) y con separación física tal que los posibles daños sufridos por un equipo o componente no pongan en peligro a otros, asegurando así su función de seguridad.

- Sistema de agua de alimentación de emergencia.
El cometido de este sistema es asegurar, en caso de rotura del sistema de generación de vapor (sistema

secundario) o de su funcionamiento defectuoso, que el generador de vapor cumpla su función de extraer el calor del sistema de refrigeración del reactor (sistema primario), durante el tiempo que transcurre desde la parada del reactor hasta alcanzar éste su temperatura de enfriamiento segura.

El sistema actúa directamente sobre el generador de vapor inyectándole agua de los depósitos localizados en el edificio de alimentación de emergencia.

El sistema de agua de alimentación de emergencia está proyectado con cuatro lazos. Si se supone el fallo de un lazo y que en el otro se están realizando operaciones de mantenimiento, entonces quedan dos lazos disponibles para la alimentación.

- Sistema de evacuación de calor residual y refrigeración de emergencia.

El sistema de agua de evacuación de calor residual y refrigeración de emergencia asegura la refrigeración del reactor nuclear, en el supuesto de un accidente cuyos efectos sean la pérdida de la capacidad de refrigeración del reactor por fallo o rotura del sistema primario, y la evacuación del calor residual producido por los productos de fisión existentes en el núcleo del reactor después de la parada de éste.

El sistema inyecta agua directamente en la vasija a presión que contiene el núcleo, de forma que se asegura su refrigeración hasta que éste alcance un estado de parada segura (temperatura fría). El calor extraído por este sistema, que funciona en circuito cerrado (circuito primario de emergencia), es cedido a un segundo sistema a modo de circuito secundario de emergencia denominado circuito de refrigeración de componentes nucleares, también de circulación cerrada.

- Sistema de agua de refrigeración esencial.

El sistema de agua de refrigeración esencial tiene como función fundamental la extracción del calor del sistema de refrigeración de componentes nucleares descrito en el párrafo anterior. La actuación de este sistema de transportar hasta el sumidero final de calor, el calor extraído por el sistema de refrigeración de componentes, se realiza de forma automática sin intervención de los operadores.

El sistema está dotado con las redundancias adecuadas para asegurar su función en caso de ocurrencia de fallo. La evacuación del calor en su etapa final se realiza a través de torres de refrigeración por tiro forzado y redundantes. El agua necesaria para esta función se toma de dos balsas de seguridad anexas a las torres, diseñadas también con criterios sísmicos y redundantes. De esta forma se independiza el abastecimiento de agua de la central del exterior para el caso supuesto de accidente.

3.7. Protección radiológica

La protección radiológica de la instalación se desarrolla de acuerdo con el manual de protección radiológica. Este documento incluye las normas, límites y criterios de protección para minimizar los riesgos derivados de las radiaciones ionizantes, de acuerdo con los requisitos del RINIR y del RPSCRI durante la operación normal de la instalación, y para caso de accidente.

El servicio de protección radiológica vigila el cumplimiento de la normativa y controla las condiciones y niveles de exposición.

3.7.1. Controles y dosimetría personal

El criterio de evaluación de la dosimetría de personal se realiza desglosando el número de personas según

los intervalos de dosis, obteniéndose así una evaluación más precisa de la dosimetría.

Los distintos edificios de la central están clasificados en zonas, según la dosis que sea probable recibir en cada una de ellas. Dichas dosis se fijan en base a la frecuencia y a la duración de la estancia del personal, de forma que ninguna persona reciba una dosis total superior a 0,05 Sv/año (5 rem por año). Las zonas están clasificadas en:

- Zona controlada.

Zona sometida a control por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso está reglamentado. Esta zona se delimita cuando existe la posibilidad de superar los 3/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajadores profesionalmente expuestos.

Dentro de la zona controlada se establecen las *zonas de permanencia limitada* (si existe el riesgo de superar los límites anuales de dosis) y *zona de acceso prohibido* (en las que existe el riesgo de superar, en una exposición única, los límites anuales de dosis).

- Zona vigilada.

Zona sometida a control por razones de protección contra las radiaciones ionizantes y cuyo acceso está reglamentado. Esta zona se delimita en función de la posibilidad de superar el 1/10, sin que sea probable llegar a los 3/10, de los límites anuales de

Tabla 3. Dosimetría personal en Trillo

Año	MW-a	Dosis ocupacionales recibidas (mSv-persona)			mSv-persona por MW-a
		Total	Controlada	Plantilla	
1988	358,7	127	96	31	0,35
1989	872,5	476	415	61	0,55
1990	780,8	786	685	101	1,01
1991	7992,1	1.697	1.150	147	2,14
1992	884,8	424	383	41	0,48
1993	900,5	530	468	62	0,59
1994	966,0	325	278	47	0,34
1995	910,5	298	264	34	0,33
1996	927,8	257	225	32	0,21
1997	945,7	299	271	28	0,32

(*) Referido a 4 meses (septiembre-diciembre).

dosis fijados para los trabajadores profesionalmente expuestos.

- Zona de libre acceso.

Zona donde es improbable la superación de 1/10 del límite anual de dosis fijado para los trabajadores y que, por tanto, no está sometida a reglamentación por razones de protección radiológica y cuyo acceso está permitido para los miembros del público.

Estas zonas están señalizadas y el acceso requiere permiso especial según la zona.

Independientemente de la vigilancia del cumplimiento de las normas de acceso a las zonas de ocupación restringida, se lleva a cabo un control individual de las dosis recibidas por el personal de la central, por medio del servicio de dosimetría, complementado con un control colectivo.

La central posee centro dosimétrico para la lectura de dosímetros del personal expuesto y servicio médico especializado autorizado para el reconocimiento inicial y anual de dicho personal.

3.7.2. Vigilancia radiológica ambiental

La vigilancia ambiental se lleva a cabo mediante las correspondientes medidas de tasas de exposición y dosis integradas y la toma y análisis de muestras, recogidas en el Programa de Vigilancia Radiológica Ambiental. Existen los siguientes puntos de muestreo:

- Radiación directa:

Veintiún puntos de muestreo con dosímetros TLDS.

- Aire:

Seis puntos de muestreo de partículas y radioyodos.

- Suelos:

Ocho puntos de muestreo de suelos.

- Agua de lluvia:

cinco puntos de toma de muestreo de agua de lluvia.

- Agua subterránea:

Un punto de toma de muestras de agua subterránea.

- Alimentos:

Seis puntos de muestreo de leche (cabra).

Cuatro puntos de muestreo de cultivos.

Cuatro puntos de muestreo de carne y huevos.

Dos puntos de muestreo de miel.

Siete puntos de muestreo de agua potable.

- Acuáticas:

Cuatro puntos de muestreo de agua superficial.

Cinco puntos de muestreo de sedimentos.

Tres puntos de muestreo de peces.

Tres puntos de muestreo de organismos indicadores.

En este emplazamiento, al igual que en otros de centrales de la 2ª y 3ª generación, se realizaron medidas de dosis y muestreos preoperacionales, es decir, anteriores a la llegada del combustible al emplazamiento, y por lo tanto, al funcionamiento de la central.

3.7.3. Vertidos líquidos y gaseosos

El sistema de tratamiento de desechos líquidos tiene el objetivo de recoger y tratar los desechos líquidos radiactivos que se producen dentro de las zonas de acceso controlado durante la operación de la central y en los tiempos de parada. Los desechos se recogen en dos grupos de depósitos en función del nivel de actividad. A continuación se someten a un proceso de evaporación, intercambio iónico y precipitación química. Cuando la actividad supera los límites admisibles, se realizan una nueva purificación (por lecho mixto). Los desechos se almacenan por último en unos depósitos de control de los que se toman muestras para analizar y comprobar que pueden ser vertidos al canal de descarga.

En cuanto al sistema de tratamiento de desechos gaseosos, las tuberías de barrido de los componentes conectados al sistema se reúnen en un colector principal que, pasando por un secado de gas, conducen al recombinador.

Después de enfriado, secado y comprimido, la mayor parte del caudal de gas se devuelve a la parte de depresión del sistema.

El caudal de gas restante es conducido a los secadores de sílica-gel donde vuelve a dividirse, utilizándose

parte como gas de regeneración de la sílica-gel y el resto es conducido a los tramos de retardo y filtrado.

Por último, parte de este caudal de gas es conducido a la chimenea a través de una estación reductora y el resto vuelve a la parte de depresión del sistema.

Los aspectos relativos a la vigilancia y control de los efluentes radiactivos al medio ambiente se establecen en las especificaciones técnicas de funcionamiento (ETF), documento oficial de explotación aprobado al concederse la autorización de explotación de la central.

Las ETF referentes a la limitación, vigilancia y control de los efluentes radiactivos de las centrales nucleares han sido sometidas a sucesivos y profundos procesos de revisión por el CSN. En una primera fase se procedió a su homogeneización entre las diferentes centrales, las cuales, debido fundamentalmente al amplio intervalo de tiempo transcurrido entre la entrada en operación (con diferente normativa aplicable en cada momento) presentaban una gran variedad de formulaciones. En una segunda fase se procedió a su actualización para incorporar referencias a la obligatoriedad de cumplir la normativa española (hasta el momento se referenciaba la normativa USA), y las últimas recomendaciones de la Comisión Internacional de Protección Radiológica; siendo de destacar el valor de 1mSv/a como límite de dosis equivalente efectiva y el de 0,1 mSv/a como restricción operacional de la dosis equivalente efectiva debida al total de los efluentes.

Como resultado de dicho proceso, las especificaciones técnicas de vertido de Trillo, fijadas en el capítulo 6 (*Procedimientos y Programas*), contienen las líneas básicas del Programa de Control de Efluentes, comunes a todas las centrales. Este programa se establece para controlar los efluentes radiactivos y para mantener las dosis al público, debidas a los mismos, tan bajas como sea razonablemente posible (criterio ALARA) y siempre inferiores a los siguientes valores:

- Un límite anual de dosis equivalente efectiva, referida a cualquier periodo de 12 meses consecutivos, de 1 mSv.

- Un límite anual de dosis equivalente para la piel y para cualquier otro órgano considerado individualmente, de 50 mSv, en cualquier periodo de 12 meses consecutivos.

El Programa de Control de Efluentes, que debe ser desarrollado en detalle en un documento específico de cada central denominado Manual de Cálculo de Dosis al Exterior (MCDE), debe contener:

- a) Requisitos de operabilidad de la instrumentación de vigilancia de efluentes radiactivos, incluyendo pruebas de vigilancia y puntos de tarado.
- b) Límites instantáneos de concentración de efluentes líquidos.
- c) Límites instantáneos de tasa de dosis en efluentes gaseosos.
- d) Requisitos de vigilancia, muestreo y análisis.
- e) Restricción operacional de dosis para efluentes radiactivos a 100 μ Sv/a, debiéndose distribuir esta dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, según lo establecido en el MCDE.
- f) Estimación de las dosis.
- g) Requisitos de operabilidad de los sistemas de tratamiento de efluentes radiactivos.

El MCDE es el documento oficial de explotación que desarrolla en detalle el contenido de las ETF relativas al Programa de Control de Efluentes y que regula su aplicación práctica.

En lo que respecta a la distribución de la restricción operacional de dosis entre los efluentes líquidos y gaseosos, en el MCDE de Trillo I se asigna un valor de 0,02mSv a los líquidos y 0,08 mSv a los gases.

3.7.4. Residuos sólidos

El sistema de manipulación de residuos sólidos tiene como misión acondicionar y almacenar los residuos de media y baja actividad que se producen durante la operación de la planta (resinas, filtros, piezas usadas y contaminadas, ropas, etc.), así como los procedentes

Tabla 4. Residuos sólidos de media y baja actividad de Trillo

Año	Bidones producidos	Bidones acumulados
1988	0	0
1989	312	312
1990	463	775
1991	625	1.400
1992	960	2.360
1993	406	2.675
1994	444	2.669
1995	395	2.643
1996	298	2.441
1997	282	2.123

NOTAS: La capacidad de almacenamiento es de 10.975 bidones. La ocupación es del 17,29 % a 32 de diciembre de 1997.

Desde el primer semestre de 1994 se realizan envíos a las instalaciones de Sierra Albarrana.

de la solidificación de residuos líquidos (concentrados de los evaporadores, sedimentos y lodos). En las estaciones de cementación y llenado, estos residuos se inmovilizan en bidones metálicos de 220 l y 180 l utilizando cemento como agente solidificante.

Estos bidones se almacenan en una primera etapa en el almacén del edificio auxiliar (capacidad para un año de producción) y posteriormente en el edificio de Almacenamiento temporal de bidones con capacidad para 10.975 bidones.

En cuanto al combustible irradiado, se dispone de una piscina para su almacenamiento en la cual se almacena provisionalmente.

Los elementos combustibles irradiados extraídos del núcleo durante la recarga se trasladan, mediante la máquina de recarga, a dicha piscina, que se encuentra situada dentro del recinto de contención. Su forma es aproximadamente rectangular de 9 x 8,4 m con una profundidad de 12,65 m. En ella se utilizan bastidores de almacenamiento compacto con cortinas de material absorbente de neutrones. Tras la modificación de los bastidores, realizada en 1996, la piscina tiene una capacidad para almacenar 805 conjuntos de combustible. Teniendo en cuenta que el núcleo está compuesto por 177 elementos combustibles, la capacidad efectiva de la piscina es de 628 elementos irradiados.

4. Historia de la central

4.1. Historial de licenciamiento

La central nuclear de trillo I obtuvo la autorización previa el 4 de septiembre de 1975. La autorización de construcción se le concedió el 17 de agosto de 1979. El 4 de diciembre de 1987 recibió el primer permiso de explotación provisional.

Para que el licenciamiento de Trillo fuese análogo de las centrales construidas en la República Federal Alemana se efectuó un análisis basado en los criterios, directrices, especificaciones y regulaciones de aquel país, entre los que destacan:

- Criterios de seguridad del Ministerio Federal del Interior (BMI).
- Directrices de la Comisión de Seguridad de Reactores (RSK).
- Directrices del Ministerio Federal del Interior.
- Normas DIN (en lo que sean aplicables).
- Especificaciones AD (Asociación de Trabajo para Recipientes a presión) y TRD (Reglas Técnicas para Calderas de Vapor).

Sin embargo, cuando el Departamento de Seguridad Nuclear de la JEN evaluó el proyecto bajo el punto de vista de la seguridad nuclear y la protección radiológica, se puso de manifiesto que muchos temas específicos

Tabla 5. Energía producida en Trillo

Año	EEB en el año GWh	Energía acumulada GWh	Factor de carga en el año
1988	3.143	3.143	66,82(*)
1989	7.643	10.786	83,76
1990	6.840	17.626	75,10
1991	6.939	24.565	76,10
1992	7.751	32.316	84,95
1993	7.888	40.204	84,48
1994	8.462	48.666	90,62
1995	7.976	56.642	85,42
1996	8.127	64.769	86,80
1997	8.238	73.052	88,70

* Referido al segundo semestre de 1988

estaban aún por desarrollar en la RFA en cuanto a normativa se refiere, de ahí que se utilizaran también normas, guías y regulaciones de otros países con alto nivel tecnológico, fundamentalmente de Estados Unidos. También se tuvo en cuenta la normativa española y la del OIEA, esta última en cuanto a criterios de garantía de calidad.

En la evaluación del estudio preliminar de seguridad, se contó con el asesoramiento de las instituciones alemanas de licenciamiento GRS y TUV.

En general se consideró que los criterios del proyecto eran adecuados, siempre que fuesen revisados en algunos aspectos, tal como se señala en el apéndice A de la autorización de construcción. Entre los sistemas a revisar figuraban el proyecto sísmoresistente, los sistemas de tratamiento de residuos radiactivos, y los sistemas eléctricos y de instrumentación.

Existían componentes y sistemas que no respondían a un proyecto suficientemente probado, o que incorporaban novedades en su configuración respecto a otras centrales similares. Por tratarse de una tecnología que se instalaba por primera vez en nuestro país, el análisis de su proyecto requería una información más detallada que la aportada, por lo que se exigió que antes de la realización de cada sistema en particular, se dispusiese de esta información, para su evaluación correspondiente. Entre la documentación requerida a este respecto figuraba la relativa al combustible nuclear y componentes internos del núcleo, el sistema de limitación y el sumidero último de calor.

Como consecuencia de la experiencia adquirida en centrales de la RFA se exigió con posterioridad a la concesión de la autorización de construcción, la sustitución del acero constitutivo de la esfera de contención. Dicha sustitución fue aceptada y llevada a cabo.

En el último semestre de 1987 se completó el programa de verificación prenuclear con la ejecución de la prueba funcional en caliente y las pruebas de los sistemas de tratamiento de desechos radiactivos y de vigilancia de la radiación. Al finalizar la prueba en caliente, además de las actividades de mantenimiento y preparación previstas, se acometieron diversas mejoras recomendadas por el suministrador principal

basándose en experiencias obtenidas en otras plantas alemanas. Entre las mejoras citadas cabe destacar el cambio de unos conectores de las cabinas electrónicas, pasándose de un modelo de conexión estañado a otro de presión. Asimismo se sustituyeron los conjuntos de válvulas de la instrumentación del primario y las soldaduras de tubería de instrumentación conectada al primario.

La central nuclear de Trillo cerró el ciclo de requerimientos de realización de Análisis Probabilistas de Seguridad (APS) por el CSN con la petición realizada en 1991 de llevar a cabo un APS de nivel 1 y de nivel 2 (riesgo de liberación al exterior), con el máximo alcance previsto dentro del *Programa Integrado de realización y utilización de APS en España* (edición 1). El alcance del análisis incluyó: análisis del riesgo de la planta en cualquier modo de operación y el análisis del riesgo debido a todos los sucesos externos potencialmente importantes y a otras fuentes de productos radiactivos distintas del reactor nuclear. Actualmente el APS se ha completado para determinados alcances y está siendo evaluado en los mismos por el CSN.

En el segundo semestre de 1994, Trillo presentó al CSN un programa para la realización de una revisión de la experiencia operativa y de los sistemas de seguridad de la central (AEOS), para verificar que la situación se correspondía con las previsiones de diseño. Este programa tuvo su origen en las deficiencias de diseño detectadas ese año, y que no habían sido puestas en evidencia durante la puesta en marcha y posteriores pruebas periódicas de la central. Estas deficiencias que se describen con detalle en el apartado 5.

El programa AEOS se inició en enero de 1995, desarrollándose bajo la supervisión del CSN hasta su finalización en el segundo semestre de 1997. Las áreas de revisión del programa han sido las siguientes:

- Revisión de bases de diseño de los sistemas de seguridad de la central, editándose los documentos de requisitos básicos de diseño para el cumplimiento de las funciones de seguridad de todos los sistemas.
- Revisión de dossiers de pruebas de puesta en marcha y paso a explotación.

- Revisión del sistema de protección del reactor.
- Análisis de la experiencia operativa y aspectos peculiares del diseño.
- Revisión de bancos históricos de pendientes.
- Revisión de dossiers de pruebas de puesta en marcha.
- Revisión de soportado.

En el primer semestre de 1998 está prevista, por parte de la central, la elaboración y primer envío al CSN del informe de cierre del AEOS, en el que se identificarán las posibles áreas de estudio ya evaluadas y pendientes de finalización, así como los plazos previsibles para su total cierre.

En la recarga prevista para octubre de 1998 se van a introducir en la central modificaciones de diseño de gran envergadura en los sistemas de corriente alterna, sistema de refrigeración del edificio de emergencia y sistema de refrigeración esencial, así como otras modificaciones de menor alcance para cerrar los temas pendientes que se han hallado a lo largo del programa AEOS.

Durante todo el proceso de realización del programa AEOS se han establecido para los sistemas de seguridad de la central unas restricciones operativas al régimen de funcionamiento autorizado, que proporcionan un margen de seguridad suficiente frente a los posibles hallazgos de la revisión, permitiendo la ejecución de tareas previstas en el programa tanto durante la operación a potencia de la central, como en recarga.

El 9 de febrero de 1996, el CSN dio su dictamen técnico sobre la autorización de la puesta en servicio de la modificación de los bastidores de almacenamiento gastado.

El ritmo de ocupación de la piscina de combustible gastado conducirá a su saturación a corto plazo, por lo que se ha decidido aumentar la capacidad de almacenamiento de combustible gastado en el emplazamiento mediante la construcción de un almacén temporal. En este almacén se ubicarían contenedores metálicos especiales conteniendo los elementos de combustible gastados.

El almacén es una nave en superficie de planta rectangular, con dimensiones exteriores 80,8 m de largo, 43,5 m de ancho y 21,7 m de altura; con capacidad para almacenar 80 contenedores. El interior se divide, mediante muro de blindaje de 6,5 m de altura, en dos áreas perfectamente diferenciadas: área de almacenamiento de contenedores y área de acceso:

- El área de almacenamiento tiene unas dimensiones útiles de 57,6 m por 40,3 m, lo que permite almacenar en posición vertical sobre la losa del edificio hasta 80 contenedores.
- El área de acceso, con dimensiones útiles de 21,5 m por 40,3 m está ubicada delante del área de almacenamiento. En ella se realiza la recepción y descarga de contenedores del vehículo de transporte, el control y acceso del personal al área de almacenamiento y determinados servicios auxiliares.

A 31 de diciembre de 1997 la central nuclear de Trillo se encuentra en su décimo ciclo operativo (se han efectuado nueve recargas), habiendo producido un total de 73.053 GWh, lo que significa un factor de carga promedio de 82,3 %.

4.2 Historial radiológico

4.2.1. Vigilancia radiológica

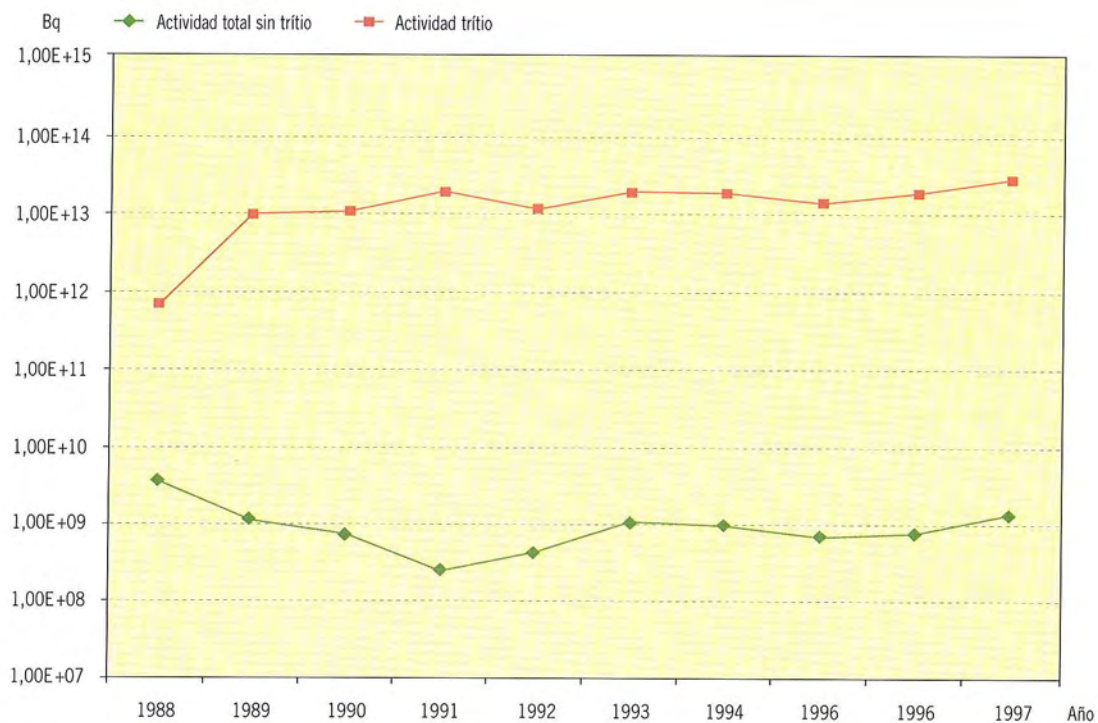
a) Dosimetría personal.

Las dosis ocupacionales recibidas por el personal desde el inicio de la explotación de esta central se han mantenido por debajo de los límites establecidos.

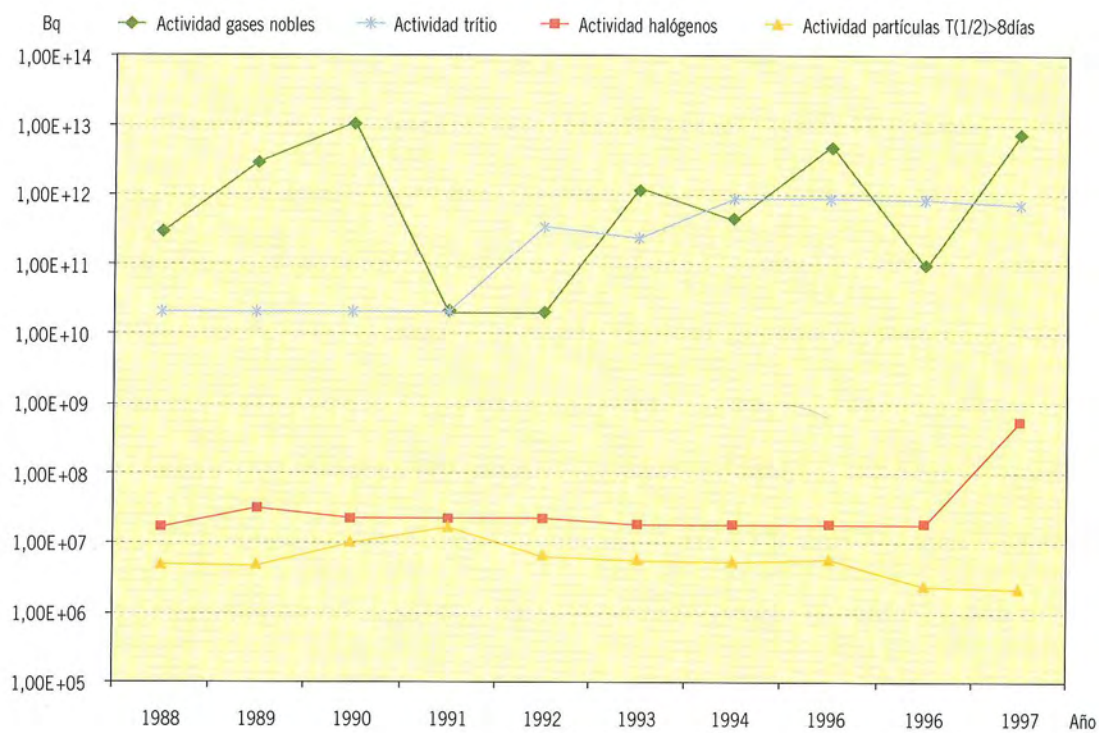
b) Efluentes emitidos.

La actividad de los efluentes emitidos, tanto líquidos como gaseosos, ha estado siempre por debajo de los valores permitidos para esta central. Dichos valores no son fijos para cada tipo de efluente, sino que en general o bien afectan a la suma de actividades de distintos efluentes o radionucleidos, o incorporan parámetros dependientes de las condiciones ambientales y de la dispersión atmosférica. Ello es fruto de la existencia de estudios analíticos

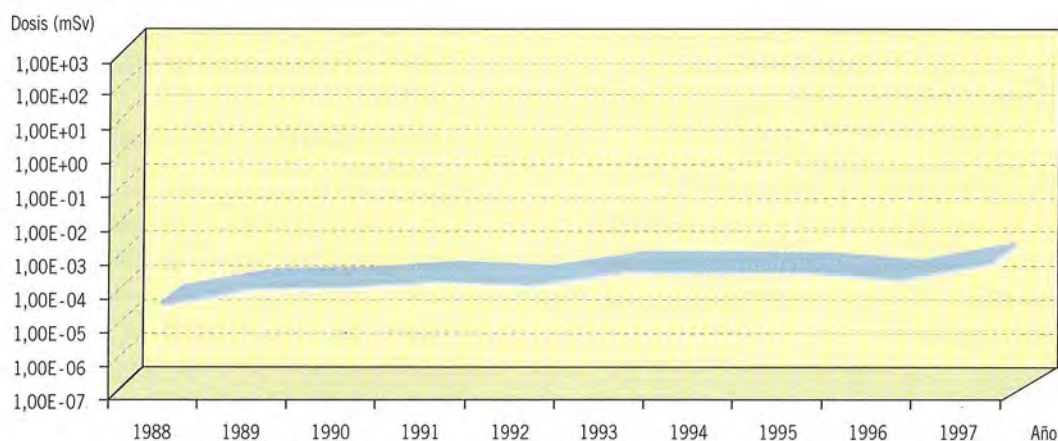
Gráfica 1. Central nuclear de Trillo
Efluentes líquidos



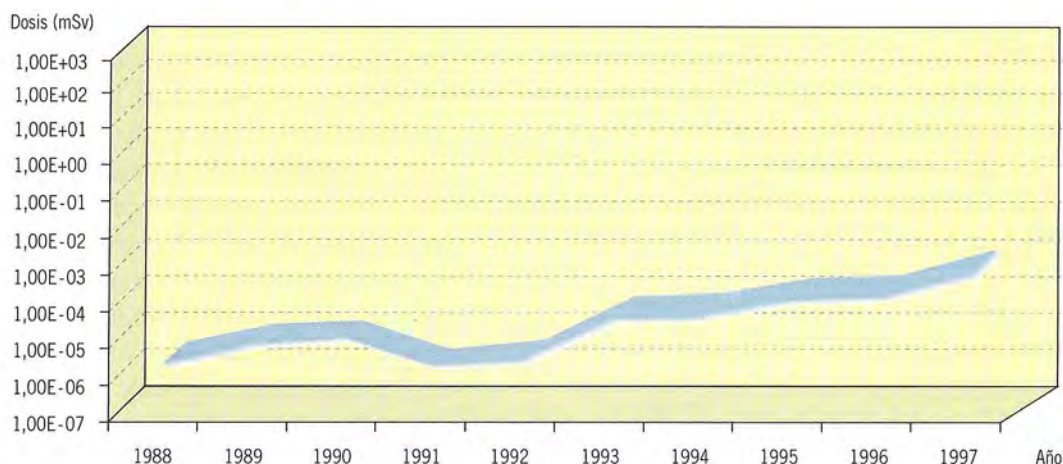
Gráfica 2. Central nuclear de Trillo
Efluentes gaseosos



Gráfica 3. Central nuclear de Trillo
Efluentes líquidos. Dosis efectiva máxima



Gráfica 4. Central nuclear de Trillo
Efluentes gaseosos. Dosis efectiva máxima



que permiten una optimización de los vertidos y su composición en base a mantener el impacto sobre personas y medio ambiente por debajo de los límites establecidos.

En las gráficas 1 y 2 se presenta la evolución de la actividad total vertida, anualmente, por Trillo por vía líquida y gaseosa.

Para efectuar una valoración de los mismos se han considerado los límites y las restricciones operacionales de dosis adoptados en las especificaciones técnicas de vertido vigentes.

En las gráficas 3 y 4 se recogen los valores calculados de las dosis efectivas para el individuo más expuesto debidas a los efluentes líquidos y gaseosos de la central nuclear de Trillo. Estos cálculos han sido realizados utilizando hipótesis muy conservadoras.

Dichas gráficas presentan los resultados del impacto teórico, estimado en dosis equivalente efectiva, utilizando los factores de conversión en dosis efectiva desarrollados por el NRPB del Reino Unido para la Comunidad Europea.

El objetivo de estas gráficas es presentar la evolución histórica del impacto de los vertidos.

De las mismas se deduce que en ningún momento los valores estimados de dosis han superado los límites ni las restricciones operacionales de dosis.

c) Niveles de radiación ambiental.

Las medidas realizadas de radiactividad ambiental en las distintas estaciones se encuentran dentro de los márgenes de medida preoperacional, sin significado radiológico.

d) Residuos sólidos.

El sistema de solidificación de residuos utiliza cemento como agente solidificante.

A 31 de diciembre de 1997 la cantidad de residuos radiactivos sólidos generados desde el inicio de funcionamiento de la central era de 4.174 bidones, de los que 2.051 han sido evacuados a las instalaciones de Sierra Albarrana y 2.123 permanecen en los almacenes existentes en el emplazamiento. La capacidad de los almacenes es de 10.975 bidones, siendo el grado de ocupación del 17,3%.

Tabla 6. Elementos irradiados almacenados en piscina de Trillo

Fecha	Elementos
31/12/1989	56
30/06/1990	56
31/12/1990	112
30/06/1991	112
31/12/1991	164
30/06/1992	164
31/12/1992	208
30/06/1993	208
31/12/1993	252
30/06/1994	252
31/12/1994	296
30/06/1995	296
31/12/1995	340
30/06/1996	340
31/12/1996	384
30/06/1997	384
31/12/1997	428

NOTA: Índice de ocupación 68,15% a 31 de diciembre de 1997

e) Combustible irradiado.

A 31 de diciembre de 1997 el número de elementos irradiados en piscina era de 428 con una ocupación sobre capacidad efectiva del 68,15 %.

f) Muestreos del Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental.

Con periodicidad que varía entre semanal y anual, dependiendo del tipo de muestras, se vienen realizando una serie de muestreos de acuerdo con el Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental, con el alcance que se describe en el apartado de vigilancia ambiental. En 1996 se recogieron del orden de 1.100 muestras, obteniéndose del orden de 5.700 datos. En general no aparecen radionucleidos a niveles superiores al LID (Límite Inferior de Detección), con excepción de los procedentes de las explosiones nucleares a la atmósfera realizadas en el pasado. En cualquier caso, a partir de los valores de concentración de actividad de radionucleidos de origen artificial que hayan superado el LID se estiman las dosis por exposición interna que en el caso más desfavorable recibiría un individuo tipo al mantenerse las concentraciones obtenidas. La dosis por exposición externa se obtiene a partir de la lectura de los dosímetros termoluminiscentes (DTL) instalados en la zona de vigilancia de la central; estos valores incluyen la contribución del fondo radiológico del lugar. Dichos cálculos han confirmado que las dosis potenciales son más bajas que las deducidas de los cálculos a partir de la emisión de efluentes.

El CSN realiza anualmente un programa de control independiente que permite contrastar la calidad del programa de vigilancia radiológica ambiental del titular.

5. Incidencias

Durante la construcción tuvo lugar un incendio el 31 de agosto de 1982 en la zona de redundancia del edificio eléctrico, que dañó el forjado de la cota +18 y los muros comprendidos ente esta cota y la +15,45. Para la reparación de estos daños se llevaron a cabo los correspondientes trabajos de evaluación y ensayos de

los materiales afectados, requiriéndose en determinados casos la demolición de algunas partes.

Cabe destacar una fuga de primario a secundario durante el primer semestre de 1990 en un generador de vapor debido a una pieza metálica suelta en el lado secundario, que había producido la perforación de un tubo. Se procedió a taponar los tubos afectados por la pieza, extrayéndose ésta posteriormente.

El 9 de julio de 1991, una tubería de una pulgada conectada al presionador presentó, en operación, una grieta pasante, descubierta por los sistemas de detección de fugas del circuito primario, por lo que hubo que efectuar una parada ordenada para reparación. Este suceso fue clasificado como nivel 1 en la escala INES.

El 31 de enero de 1992, estando la central en operación, se descubrió un cruce de cables entre los sensores de alto nivel de agua en el anillo de contención y las actuaciones que esa señal provoca de parada de bombas de refrigeración. El cruce, que afectaba a tres de los cuadrantes, permitía en caso de accidente de fuga de agua de refrigeración de emergencia del reactor en un cuadrante, durante un accidente con pérdida de refrigerante del núcleo, parar la bomba de otro cuadrante en vez de la del propio, con lo que en el cuadrante con fuga no se habría podido parar la bomba, que inundaría su cuadrante del anillo, agotando el refrigerante del reactor. La central de Trillo preparó una modificación de diseño y procedió a su implantación en un plazo de aproximadamente 24 horas tras la confirmación de la anomalía. Este suceso, que sería de nivel 1 en la escala INES, se clasificó como nivel 2, debido a que el explotador, tras el descubrimiento de la deficiencia, continuó la operación a potencia en lugar de parar la planta, tal como requieren las especificaciones técnicas.

El 19 de noviembre de 1992 se descubrió que el sistema de refrigeración de componentes tenía fuga en una pareja de válvulas de interconexión entre dos de los tres trenes del sistema, lo que degradaba el requisito de diseño de que los trenes estén hidráulicamente separados. Durante la parada de recarga se desmontaron las válvulas y se reparó la fuga. Este suceso se clasificó como nivel 1 en la escala INES.

El 28 de diciembre de 1992 se descubrió que, debido a fugas en dos válvulas de retención de aislamiento de líneas, el sistema de agua de refrigeración esencial tenía un caudal inferior al de diseño. Este suceso se clasificó como nivel 1 en la escala INES.

A primeros del mes de febrero de 1993, se detectó una deficiencia en el sistema de agua de refrigeración esencial, que no podría suministrar caudal de agua suficiente para la refrigeración de los cambiadores de calor a él conectados en determinadas situaciones operativas. La deficiencia estaba presente en el momento de la puesta en marcha de la central y no fue detectada, en ese momento, durante la ejecución de la prueba correspondiente. El CSN requirió a la central la adopción de una solución a corto plazo, que consistió en una configuración de alineamiento provisional del sistema, una limitación de las condiciones operativas y unas instrucciones por escrito para el turno de operación. En la siguiente parada para recarga se emprendieron las correspondientes modificaciones de diseño para subsanar la deficiencia.

El 14 de septiembre de 1994, la central comprobó que existía una deficiencia en el diseño de las válvulas de aislamiento del cambiador de calor entre el sistema de refrigeración esencial (VE) y el sistema de refrigeración de componentes nucleares (TF). Dichas válvulas cerraban por completo en caso de LOCA (accidente de pérdida de refrigerante primario) cuando deberían haber mantenido una cierta apertura para evitar un sobrecalentamiento del sistema TF. La deficiencia se subsanó colocando unos topes metálicos para impedir el cierre completo.

El 10 de octubre de 1994, durante la realización de una prueba requerida por el CSN, Trillo encontró errores de diseño en el sistema de distribución de +24V de corriente continua, que hacían que no fuese posible garantizar la adecuada alimentación eléctrica de los consumidores de seguridad que alimenta durante el primer minuto tras un suceso de pérdida de alimentación eléctrica exterior. La central procedió a corregir provisionalmente este fallo de diseño con la imposición de una restricción operativa. El CSN realizó un seguimiento del suceso e impuso el requisito de que en la siguiente parada de recarga el sistema se



Sala de turbinas de la central nuclear de Trillo

ajustase al diseño inicialmente previsto. Este suceso fue clasificado como nivel 1 en la escala INES. En el segundo semestre de 1995, durante la recarga de combustible, se procedió a la instalación de baterías nuevas, bastidores de soporte nuevos en algunos casos, cambio del trazado y sección de los conductos de cobre de conexión entre las nuevas baterías y los cuadros de interconexión, modificación de estos cuadros y de la sección de los cables de alimentación a consumidores.

El 28 de octubre de 1994, Trillo notificó al CSN que durante una inspección de los sumideros de la contención se habían encontrado agujeros pasamuros sin taponar que comprometían la operabilidad del sistema de evacuación de calor residual en caso de emergencia en modo de recirculación tras un accidente de pérdida de refrigerante (LOCA). La existencia de estos pasamuros sin taponar se debía a un error durante la puesta en marcha de la central tras su construcción.

Durante la parada de recarga se taponaron dichos pasamuros. Este suceso fue clasificado como nivel 1 en la escala INES.

Durante el segundo semestre de 1994, Trillo presentó al CSN un programa para la realización de una revisión de la experiencia operativa y de los sistemas de seguridad de la central, para verificar que su situación se correspondía con las previsiones de diseño. Este programa tuvo su origen en las deficiencias de diseño detectadas y no puestas en evidencia durante la puesta en marcha y posteriores pruebas periódicas de la central. Durante el mes de enero de 1995 Trillo presentó al CSN la definición completa y planificación de este programa (AEOS). El programa, que se iba a desarrollar a lo largo de los años 1995 y 1996, ha durado hasta finales de 1997, estando prevista en el primer semestre de 1998 la elaboración y envío al CSN, por parte de la central, del informe de cierre del AEOS.

Como resultados de la aplicación del AEOS se encontraron las siguientes deficiencias de detalle en el diseño que han sido clasificadas de nivel 1 dentro de la escala INES:

- 27 de marzo de 1995. Deficiencia en el diseño de las válvulas motorizadas de regulación de caudal a la entrada del cambiador de calor de componentes nucleares, que, en determinados escenarios de accidente, hubiera dejado a la cadena de evacuación de calor residual sin capacidad suficiente para realizar su función.
- 7 de abril de 1995. Deficiencia en el diseño de válvulas motorizadas de regulación de caudal de descarga de una bomba de un tren del Sistema de Agua de Alimentación de Emergencia. Esta deficiencia hubiera provocado que, en caso de accidente con despresurización de un generador de vapor (GV), el GV cuya presión se seleccionaba para la regulación de la válvula hubiera resultado incorrecto. Adicionalmente se encontró un error de calibración de estas mismas válvulas en los cuatro trenes del sistema de agua de alimentación de emergencia.
- 10 de julio de 1995. Deficiencias en el diseño de la cadena de evacuación de calor residual que conducirían a que, en el supuesto de ocurrencia de un accidente con pérdida de refrigerante primario, coincidente con pérdida de alimentación eléctrica desde el exterior, y postulando la inoperabilidad de diferentes parejas de componentes de la cadena y del sistema de alimentación de corriente de salvaguardia a los mismos, se encontrasen algunos supuestos en los que la situación operativa de la cadena no permitiría que ésta cumpliera adecuadamente su función de seguridad de refrigeración del reactor. Esta deficiencia se podría considerar una ampliación del alcance de las deficiencias detectadas el 27 de marzo de 1995.

Las acciones correctoras tomadas como consecuencia de estas deficiencias devolvieron a los sistemas de seguridad implicados el nivel de fiabilidad de diseño, de modo que los sistemas de seguridad de Trillo se encuentran en situación correcta, en cuanto a su funcionamiento, y permiten mantener un grado de fiabilidad aceptable para la realización de sus funciones de seguridad en caso de ocurrencia de cualquiera de los transitorios y accidentes previstos en el estudio final de seguridad.

Tahla 7. Disparos y paradas en Trillo

Año	Disparos no programados	Disparos programados para pruebas	Paradas programadas	Paradas no programadas
1988	5	6	1	3
1989	2	0	1	0
1990	0	0	3	0
1991	1	0	0	2
1992	1	0	2	1
1993	2	0	2	3
1994	0	0	1	0
1995	0	0	1	0
1996	3	0	1	2
1997	0	0	1	0

Índice de siglas

AECC:	Asociación Española para el Control de Calidad
ALARA:	As Low as Reasonably Achievable (Tan bajo como sea razonablemente posible)
AMSAC:	ATWS mitigation system actuation circuitry
APET:	Análisis Probabilista de Especificaciones Técnicas
APS:	Análisis Probabilista de Seguridad
ASME:	American Standard Mechanical Engineers (Normas de la Asociación de Ingenieros Mecánicos Americanos)
ASSET:	Assesment of Safety Significant Events Team
ATWS:	Anticipated Transient Without ScramBWR:Boiling Water Reactor (Reactor de agua en ebullición)
CCNN:	Centrales Nucleares
CE:	Comunidad Europea
CEA:	Comisariado de Energía Atómica (Francia)
CENIM:	Centro Nacional de Investigaciones Metalúrgicas
CICYT:	Comisión Interministerial de Ciencia y Tecnología
CIEMAT:	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT, antes JEN)
CIPR:	Comisión Internacional de Protección Radiológica
CN:	Central Nuclear
CNE:	Centro de Estudios Nucleares de Cadarache (Francia)
CMA:	Concentración Máxima Admisible

COREPER:	Comité de Representantes Permanentes de la CEE	GV:	Generador de Vapor
CRPPH:	Comité de Protección Radiológica y Salud Pública (OCDE/NEA)	HE:	Hidroeléctrica Española
CSIC:	Consejo Superior de Investigaciones Científicas	HIPA:	High-Speed Interactive Plant Analiser (Analizador interactivo de planta de alta velocidad)
CSN:	Consejo de Seguridad Nuclear	HPCI:	Inyección de Refrigerante a Alta Presión
CSNI:	Comité Seguridad Instalaciones Nucleares (OCDE/NEA)	HPCS:	Sistema de Aspersión del Núcleo a Alta Presión
DGE:	Dirección General de la Energía	IAEA:	Internacional Atomic Energy Agency (ver OIEA)
EDF:	Electricidad de Francia (Francia)	ICRP:	Internacional Commision on Radiological Protection (ver CIPR)
ECCS:	Sistema de Refrigeración de Emergencia del Núcleo	IEE:	Instituto de Estudios Energéticos
EEB:	Energía Eléctrica Bruta	IEEE:	Institute of Electrical and Electronic Engineers
EFS:	Estudio Final de Seguridad	IFA:	Inventario de Formaciones Favorables para el Almacenamiento de Residuos de Alta Actividad
ENRESA:	Empresa Nacional de Residuos, S.A.	IGME:	Instituto Geológico y Minero de España
ENUSA:	Empresa Nacional del Uranio, S.A.	ITGME:	Instituto Tecnológico Geo-minero de España
EOQC:	European Organization for Quality Control	IGN:	Instituto Geográfico Nacional
ESRA:	European Safety and Reliability Association	IINN:	Instalaciones Nucleares
ETF:	Especificaciones Técnicas de Funcionamiento	IMN:	Instituto Meteorológico Nacional
GC:	Garantía de Calidad	INES:	Escala Internacional de Sucesos Nucleares
GCR:	Gas Cooled Reactor (Reactor refrigerado por gas)	INI:	Instituto Nacional de Industria
GESO:	Grupo de Evaluación de Seguridad Operacional	INPO:	Institut of Nuclear Power Operations (EEUU) (Instituto para la operación de Centrales Nucleares)
GEISS:	Grupos de Evaluación de Sucesos Significativos para la Seguridad.	IPIRG:	International Piping Integrity Research Group (Grupo Internacional de investigación sobre la integridad de Tuberías)
GRECA:	Grupo de Expertos sobre Consecuencias de Accidentes		
GSN:	Guías de Seguridad Nuclear		

IPSN:	Institut de Protection et Sureté Nucleaire (Francia)	OCDE:	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico
IRANOR:	Instituto de Racionalización y Normalización	OECD:	Ver OCDE
JEN:	Junta de Energía Nuclear	OIEA:	Organismo Internacional de Energía Atómica
JSP:	Jefe Servicio de Protección Radiológica	OMS:	Organización Mundial de la Salud
LIA:	Límite de Incorporación anual	OSART:	Operational Safety Analysis Review Team (ver GESO)
LID:	Límite Inferior de Detección	PED:	Permiso de Explotación Definitivo
LIS:	Licensing Information Service	PEN/PR:	Plan de Emergencia Nuclear de la provincia PR
LOCA:	Accidente de Pérdida de Refrigerante	PEP:	Permiso de Explotación Provisional
LOFT:	Lost of Fluid Test (Experimento de pérdida de fluido)	PHEBUS:	Programa CEA (Francia). Esp. Liberación de Productos de Fisión
LPCI:	Low Pressure Coolant Injection	PISC:	Programme for Inspection of Steel Components (Programa de inspección de componentes de acero)
MARIS:	Mapa de riesgo sísmico	PLABEN:	Plan Básico de Emergencia Nuclear
MARNA:	Mapa de Radiactividad Natural Ambiental	PM:	Puesta en Marcha
MICT:	Ministerio de Industria, Comercio y Turismo	PR:	Protección Radiológica
MOPT:	Ministerio de Obras Públicas y Transportes	PRA:	Probabilistic Risk Analysis (ver APS)
NEA:	Nuclear Energy Agency (OCDE) (Organismo de Energía Nuclear)	PVRA:	Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental
NRPB:	National Radiological Protection Board (Comisión Nacional del Reino Unido)	PVRE:	Plan de Vigilancia Radiológica en Emergencias
NSSS:	Nuclear Steam Supply System (Sistema nuclear de generación de vapor)	PWR:	Presurized Water Reactor (Reactor de agua a presión)
NUREG:	Nuclear Regulations (Normas Nucleares)	REDESA:	Red Eléctrica de España S.A.
NUS:	Nuclear Utility Services	REDOS:	Programa de Reducción de Dosis
NUSS:	Nuclear Safety Standards (Normas de Seguridad Nuclear)	REVIRA:	Red de Vigilancia Radiológica Ambiental
OBE:	Sismo Base de Operación	RG:	Regulatory Guide (Guía Reguladora)
		RHR:	Sistema de Extracción de Calor Residual

RPG:	Program Review Group (Grupo de Revisión de programa)	STCP:	Source Term Code Package
RPSCRI:	Reglamento de Protección Sanitaria contra Radiaciones Ionizantes	TLD:	Thermoluminescence Dosimeter (Dosímetro de Termo-luminiscencia)
SAMO:	Sistema de Apoyo Mecánico a la Operación	TPE:	Trabajadores Profesionalmente Expuestos
SB:	Small Break (Pequeña rotura)	TRETA:	Transient Response and Test Analysis (Análisis de respuesta a transitorios y pruebas)
SCSIN:	Servicio Central de Seguridad de las Instalaciones Nucleares (Francia)	UEFSA:	Unión Eléctrica Fenosa, S.A.
SEP:	Programa de Evaluación Sistemática	UNSCEAR:	United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (Comité Científico de Naciones Unidas para el estudio de los efectos de las radiaciones atómicas)
SI:	Sistema Internacional de unidades	UP:	Universidad Politécnica
SN:	Seguridad Nuclear	UTPR:	Unidad Técnica de Protección Radiológica
SPR:	Servicio de Protección Radiológica		
SRA:	System Response Analysis (Análisis de Respuesta de Sistemas)		
SSE:	Sismo de Parada Segura		

Índice de contenidos	Página
INTRODUCCIÓN	7
SUMARIO	9
RESUMEN Y CONSIDERACIONES GENERALES	11
Centrales de primera generación	12
José Cabrera	12
Santa María de Garoña	13
Vandellós I	13
Centrales de segunda generación	14
Almaraz I y II	14
Ascó I y II	15
Cofrentes	16
Centrales de tercera generación	16
Vandellós II	16
Trillo	16
Consideraciones generales	17
Centrales en moratoria	17
Almacenamiento de combustible irradiado	17
Análisis Probabilistas de Seguridad	17
Escala Internacional de Sucesos Nucleares	18
Coordinación con otros organismos del Estado	18
Planificación estratégica de las actividades del CSN en relación con las centrales nucleares	18
JOSÉ CABRERA	21
1.- Presentación	22
2.- Emplazamiento	22
2.1.- Geología	22
2.2.- Sismología	22
2.3.- Geotecnia	23
2.4.- Meteorología y climatología	23
2.5.- Hidrología	23
2.6.- Ecología	23
2.7.- Demografía	23
2.8.- Usos del agua y suelo	23
2.9.- Otras actividades humanas	24
3.- Descripción general de la central	24

3.1.- Sistema del reactor	25
3.2.- Sistema de contención	26
3.3.- Sistema generador y eléctrico	27
3.4.- Sistema de control y regulación	28
3.5.- Manejo y almacenamiento del combustible	28
3.6.- Sistemas de seguridad	28
3.7.- Protección radiológica	29
3.7.1.- Controles y dosimetría personal	29
3.7.2.- Vigilancia radiológica ambiental	30
3.7.3.- Vertidos líquidos y gaseosos	31
3.7.4.- Residuos sólidos	32
4.- Historia de la central	33
4.1.- Historial de licenciamiento	33
4.2.- Historial radiológico	35
4.2.1.- Vigilancia radiológica	35
5.- Incidencias	39
6.- Puesta al día en seguridad nuclear	42
SANTA MARÍA DE GAROÑA	45
1.- Presentación	46
2.- Emplazamiento	46
2.1.- Geología	46
2.2.- Sismología	46
2.3.- Geotecnia	47
2.4.- Meteorología y climatología	47
2.5.- Hidrología	47
2.6.- Ecología	48
2.7.- Demografía	48
2.8.- Usos del suelo y del agua	48
2.9.- Otras actividades	48
3.- Descripción general de la central	48
3.1.- Sistema del reactor	49
3.2.- Sistema de contención	50
3.2.1.- Contención primaria	50
3.2.2.- Contención secundaria	50
3.3.- Sistema generador y eléctrico	51

	<i>Página</i>
3.4.- Sistema de control y regulación	51
3.5.- Sistemas de manejo y almacenamiento del combustible	52
3.6.- Sistema de seguridad	52
3.6.1.- Sistema de refrigeración de emergencia	52
3.6.2.- Condensador de aislamiento	53
3.6.3.- Sistema de protección del reactor	53
3.7.- Protección radiológica	53
3.7.1.- Controles y dosimetría personal	53
3.7.2.- Vigilancia ambiental	55
3.7.3.- Vertidos líquidos y gaseosos	55
3.7.4.- Residuos sólidos	57
4.- Historia de la central	58
4.1.- Historial de licenciamiento	58
4.2.- Historial radiológico	59
4.2.1.- Vigilancia radiológica	59
5.- Incidencias	63
6.- Puesta al día en seguridad nuclear	65
VANDELLÓS I	69
1.- Presentación	70
2.- Emplazamiento	70
2.1.- Geología	70
2.2.- Sismología	71
2.3.- Geotecnia	71
2.4.- Meteorología y climatología	71
2.5.- Hidrología	71
2.6.- Ecología	71
2.7.- Demografía	71
2.8.- Usos del agua y suelo	72
2.9.- Otras actividades humanas	72
3.- Descripción general de la central	72
3.1.- Sistema del reactor	73
3.1.1.- Refrigeración	74
3.2.- Sistema de contención	74
3.3.- Sistema generador y eléctrico	75

	<i>Página</i>
3.4.- Sistema de control y regulación	75
3.5.- Manejo y almacenamiento de combustible	76
3.6.- Sistemas de seguridad	76
3.7.- Protección radiológica	77
3.7.1.- Controles y dosimetría personal	77
3.7.2.- Vigilancia radiológica ambiental	78
3.7.3.- Vertidos líquidos y gaseosos	78
3.7.4.- Residuos sólidos y combustible irradiado	80
4.- Historia de la central	81
4.1.- Historial de licenciamiento	81
4.2.- Historial radiológico	83
4.2.1.- Vigilancia radiológica	83
5.- Incidencias	85
6.- Puesta al día en seguridad nuclear	88
ALMARAZ I Y II	89
1.- Presentación	90
2.- Emplazamiento	90
2.1.- Geología	90
2.2.- Sismología	90
2.3.- Geotecnia	91
2.4.- Meteorología y climatología	91
2.5.- Hidrología	91
2.6.- Ecología	91
2.7.- Demografía	92
2.8.- Usos del agua y suelo.	92
2.9.- Otras actividades humanas	92
3.- Descripción general de la central	92
3.1.- Sistema del reactor	93
3.1.1.- Nucleo del reactor	93
3.1.2.- Refrigerante del reactor	94
3.2.- Sistema de contención	94
3.3.- Sistema generador y eléctrico.	94
3.4.- Sistema de control y regulación	95
3.5.- Manejo y almacenamiento del combustible	96

	<i>Página</i>
3.6.- Sistemas de seguridad	97
3.7.- Protección radiológica	97
3.7.1.- Controles y dosimetría personal	97
3.7.2.- Vigilancia ambiental	98
3.7.3.- Vertidos líquidos y gaseosos	99
4.- Historia de la central	101
4.1.- Historial de licenciamiento	101
4.2.- Historial radiológico	106
4.2.1.- Vigilancia radiológica	106
5.- Incidencias	110
ASCÓ I Y II	119
1.- Presentación	120
2.- Emplazamiento	120
2.1.- Geología	120
2.2.- Sismología	121
2.3.- Geotecnia	121
2.4.- Meteorología y climatología	121
2.5.- Hidrología	122
2.6.- Ecología	123
2.7.- Demografía	123
2.8.- Usos del agua y suelo	123
2.9.- Otras actividades humanas	123
3.- Descripción general de la central	123
3.1.- Sistema del reactor	124
3.1.1.- Nucleo del reactor	124
3.1.2.- Refrigerante del reactor	125
3.2.- Sistema de contención	125
3.3.- Sistema generador y eléctrico	126
3.4.- Sistema de control y regulación	127
3.5.- Manejo y almacenamiento del combustible	128
3.6.- Sistemas de seguridad	128
3.7.- Protección radiológica	129
3.7.1.- Controles y dosimetría personal	129
3.7.2.- Vigilancia ambiental	130

	<i>Página</i>
3.7.3.- Vertidos líquidos y gaseosos	130
3.7.4.- Residuos sólidos	132
4.- Historia de la central	132
4.1.- Historial de licenciamiento	132
4.2.- Historial radiológico	135
4.2.1.- Vigilancia radiológica	135
5.- Incidencias	139
COFRENTES	145
1.- Presentación	146
2.- Emplazamiento	146
2.1.- Geología	146
2.2.- Sismología	146
2.3.- Geotecnia	147
2.4.- Meteorología y climatología	147
2.5.- Hidrología	147
2.6.- Ecología	147
2.7.- Demografía	147
2.8.- Usos del agua y suelo	147
2.9.- Otras actividades humanas	148
3.- Descripción general de la central	148
3.1.- Sistema del reactor	149
3.1.1.- Vasija del reactor y componentes internos	149
3.1.2.- Refrigerante del reactor	149
3.2.- Sistema de contención	150
3.2.1.- Contención primaria	150
3.2.2.- Contención secundaria	150
3.3.- Sistema generador y eléctrico	150
3.4.- Sistema de control y regulación	151
3.5.- Manejo y almacenamiento del combustible	151
3.6.- Sistemas de seguridad	153
3.7.- Protección radiológica	154
3.7.1.- Controles y dosimetría personal	154
3.7.2.- Vigilancia radiológica ambiental	155
3.7.3.- Vertidos líquidos y gaseosos	156

	<i>Página</i>
3.7.4.- Residuos sólidos	157
4.- Historia de la central	158
4.1.- Historial de licenciamiento	158
4.2.- Historial radiológico	161
4.2.1.- Vigilancia radiológica	161
5.- Incidencias	164
VANDELLÓS II	167
1.- Presentación	168
2.- Emplazamiento	168
2.1.- Geología	168
2.2.- Sismología	168
2.3.- Geotecnia	168
2.4.- Meteorología y climatología	168
2.5.- Hidrología	169
2.6.- Ecología	169
2.7.- Demografía	169
2.8.- Usos del agua y suelo	169
2.9.- Otras actividades humanas	169
3.- Descripción general de la central	169
3.1.- Sistema del reactor	170
3.2.- Sistema de contención	171
3.3.- Sistema generador y eléctrico	171
3.4.- Sistema de control y regulación	173
3.5.- Manejo y almacenamiento del combustible	173
3.6.- Sistemas de seguridad	173
3.7.- Protección radiológica	174
3.7.1.- Controles y dosimetría personal	174
3.7.2.- Vigilancia radiológica ambiental	175
3.7.3.- Vertidos líquidos y gaseosos	176
3.7.4.- Residuos sólidos y combustible irradiado	177
4.- Historia de la central	178
4.1.- Historial de licenciamiento	178
4.2.- Historial radiológico	179
4.2.1.- Vigilancia radiológica	179
5.- Incidencias	182

	<i>Página</i>
TRILLO	185
1.- Presentación	186
2.- Emplazamiento	186
2.1.- Geología	186
2.2.- Sismología	186
2.3.- Geotecnia	187
2.4.- Meteorología y climatología	187
2.5.- Hidrología	187
2.6.- Ecología	187
2.7.- Demografía	188
2.8.- Usos del suelo y del agua	188
2.9.- Otras actividades humanas	188
3.- Descripción general de la central	188
3.1.- Sistema del reactor	189
3.2.- Sistema de contención	190
3.3.- Sistema generador y eléctrico	191
3.4.- Sistema de control y regulación	192
3.5.- Manejo y almacenamiento del combustible	192
3.6.- Sistemas de seguridad	193
3.7.- Protección radiológica	194
3.7.1.- Controles y dosimetría personal	194
3.7.2.- Vigilancia radiológica ambiental	195
3.7.3.- Vertidos líquidos y gaseosos	195
3.7.4.- Residuos sólidos	196
4.- Historia de la central	197
4.1.- Historial de licenciamiento	197
4.2.- Historial radiológico	199
4.2.1.- Vigilancia radiológica	199
5.- Incidencias	202
ÍNDICE DE SIGLAS	207
ÍNDICE DE CONTENIDOS	211

Las Centrales Nucleares Españolas

Colección Informes Técnicos
3 1999



CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

