

IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.

C/.....

28033-MADRID

A la atn.: D.

Director de Central Nuclear de Cofrentes

**ASUNTO: INSTRUCCIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS A LA
AUTORIZACIÓN DE EXPLOTACIÓN DE CN COFRENTES**

CN Cofrentes solicitó, el 16 de marzo de 2010, ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la renovación de la Autorización de Explotación de la central por un periodo de diez años, apoyando su solicitud en las conclusiones de la Revisión Periódica de la Seguridad presentada en cumplimiento con la condición 2 de la Orden Ministerial de 19 de marzo de 2001 mediante la cual se concedió la Autorización de Explotación en vigor.

El Consejo de Seguridad Nuclear, en sus reuniones de 9 y 16 de febrero de 2011, estudió dicha solicitud y acordó informarla favorablemente en base a lo previsto en el artículo 2.b) de la Ley 15/1980, de creación del Consejo de Seguridad Nuclear. Así mismo, acordó establecer a CN Cofrentes las Instrucciones Técnicas Complementarias que se adjuntan.

Contra el presente acuerdo, podrá interponerse recurso contencioso-administrativo en el plazo de dos meses desde el día siguiente al de la notificación del mismo, ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional, conforme a lo establecido en el artículo 46 y en la disposición adicional cuarta de la Ley 29/1998, de 13 de julio, de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa, sin perjuicio de la posibilidad de interponer recurso potestativo de reposición ante el mismo Consejo de Seguridad Nuclear en el plazo de un mes a contar desde el día siguiente al de la notificación del presente acuerdo, según lo dispuesto en los artículos 107, 116 y 117 de la Ley 30 /1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, en la redacción dada a los mismos por la Ley 4/1999 de 13 de Enero.

Madrid, a 30 de marzo de 2011
LA SECRETARIA GENERAL

Purificación Gutiérrez López

INSTRUCCIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS ASOCIADAS A LA AUTORIZACIÓN DE EXPLOTACIÓN DE LA CN COFRENTES

- 1. Instrucción Técnica Complementaria nº 1** asociada a la Condición 3 del Anexo de Límites y Condiciones de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica de la Autorización de Explotación.

Todas las revisiones de los documentos referenciados en la Autorización de Explotación deberán llevar identificados los cambios introducidos y sus solicitudes de autorización se acompañarán de un documento en el cual se justifique cada uno de los cambios

- 2. Instrucción Técnica Complementaria nº 2** asociada a la Condición 3.3 del Anexo de Límites y Condiciones de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica de la Autorización de Explotación.

Los cambios del Manual de Garantía de Calidad relacionados con aspectos editoriales, o con los aspectos que se indican a continuación, no suponen reducción de compromisos, a efectos de requerir la apreciación favorable del Consejo de Seguridad Nuclear antes de su entrada en vigor:

- a) Utilización de normas aceptadas por el CSN más recientes que las aplicadas en el programa en vigor.
- b) Utilización de criterios de garantía de calidad aprobados por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio como consecuencia de un Dictamen del CSN, siempre que las condiciones para la aprobación sean similares.
- c) Modificaciones de la descripción de los puestos y funciones de la organización, siempre que la autoridad y responsabilidad en aspectos de garantía de calidad quede claramente definida.
- d) Modificaciones de la organización siempre que se garantice que las personas y organizaciones responsables de las funciones de garantía de calidad continúan teniendo la autoridad y libertad organizativa necesarias, incluyendo independencia respecto a los costes y programaciones.

- 3. Instrucción complementaria nº 3** asociada a la condición 3.4 del Anexo de Límites y Condiciones de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica de la Autorización de Explotación.

Los aspectos que se indican a continuación afectan a normas o criterios básicos de protección radiológica, a efectos de requerir la aprobación del Consejo de Seguridad Nuclear antes de su entrada en vigor:

- a) Incorporación de cambios derivados de la aplicación de nueva reglamentación nacional básica de protección radiológica.
- b) Aplicación práctica de los preceptos reglamentarios relacionados con la clasificación radiológica de zonas y de personal.
- c) Requisitos de acceso y normas de permanencia de trabajadores y miembros del público en zona controlada
- d) Niveles de referencia utilizados en el control radiológico de materiales y de personas a la salida de zona controlada.
- e) Aspectos de organización relacionados con la dependencia funcional del Jefe de Servicio de Protección Radiológica de la Dirección de la instalación.

4. Instrucción Técnica Complementaria nº 4 asociada a la condición 3.5 del Anexo de Límites y Condiciones de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica de la Autorización de Explotación.

Las revisiones del Plan de Gestión de Residuos Radiactivos y del Combustible Gastado requieren apreciación favorable del Consejo de Seguridad Nuclear antes de su entrada en vigor, en los siguientes casos:

- a) Generación de tipos de residuos que difieran en su origen, naturaleza o características físico-químicas o radiológicas de los incluidos en la revisión en vigor del Plan de Gestión de Residuos Radiactivos y del Combustible Gastado.
- b) Selección de vías de gestión de los residuos radiactivos o del combustible gastado diferentes de las previstas en la revisión en vigor del Plan de Gestión de Residuos Radiactivos y del Combustible Gastado o que supongan la alteración de los compromisos adquiridos por el titular en relación con las actuaciones de gestión.
- c) Modificaciones de la instalación que supongan variaciones significativas en las cantidades de los residuos radiactivos generados o en las actividades de gestión de los mismos o variaciones de la capacidad de cualquiera de las modalidades de almacenamiento de combustible gastado implantadas.
- d) Las modificaciones en la metodología para la clasificación de la instalación en zonas de residuos que afecten a los criterios para su establecimiento, o a los criterios para llevar a cabo las evoluciones temporales de las zonas y su retorno a la clasificación inicial, o a los criterios para llevar a cabo las evoluciones definitivas de las zonas.
- e) Las modificaciones que supongan la evolución definitiva de una zona clasificada como “zona de residuos radiactivos” a una zona clasificada como “zona de residuos convencionales”.

5. Instrucción Técnica Complementaria nº 5, asociada a la Condición 4.1 del Anexo de Límites y Condiciones de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica de la Autorización de Explotación

El informe anual de experiencia operativa propia y ajena, contendrá lo siguiente:

a) Sucesos internos.

Se presentará una tabla de todos los sucesos notificados en el año, haciéndose constar referencia del ISN, fecha, título del suceso y, para cada uno, descripción somera de las acciones correctoras o correctivas y estado de implantación de cada una de ellas.

b) Sucesos en otras centrales nucleares españolas.

Se presentará una tabla de todos los sucesos emitidos por otras CC.NN. españolas en el año, que se han considerado aplicables con el mismo contenido que la anterior. Para cada experiencia, la tabla indicará referencia, fecha y título de la experiencia, se ordenará por tipo de experiencia y fecha de emisión, haciendo constar el resultado final del análisis de aplicabilidad: cerrado, abierto, no aplicable. Cuando resulte no aplicable, se indicará el criterio de exclusión.

c) Experiencia externa.

Se presentará una tabla resumen de las experiencias recibidas de los organismos que se citan posteriormente en el año, que se han considerado aplicables. Para cada experiencia, la tabla indicará referencia, fecha y título de la experiencia, se ordenará por tipo de experiencia y fecha de emisión, haciendo constar el resultado final del análisis de aplicabilidad: cerrado, abierto, no aplicable.

Los distintos tipos de experiencias externas a considerar son:

- Informes Significativos de Experiencia Operativa (SOER), emitidos por el Instituto de Operaciones Nucleares (INPO).
- Informes de Sucesos Significativos (SER), emitidos también por INPO.
- Notificaciones de defectos e incumplimientos de suministradores, en aplicación del 10CFR parte 21, remitidos a la US Nuclear Regulatory Commission (NRC) sobre componentes, equipos y servicios suministrados al explotador.
- Recomendaciones escritas de los suministradores relativas a componentes, equipos y servicios de seguridad.

d) Experiencias cuya evaluación haya sido requerida formalmente por el CSN.

En los cuatro apartados:

- Para cada experiencia, sea interna o externa, requerida por el CSN, se presentará un análisis individualizado, donde se reflejará un breve resumen de la experiencia, las conclusiones razonadas del análisis de aplicabilidad realizado por el explotador y, la

descripción, estado de implantación de cada acción correctora o correctiva asociada, fecha de cierre o fecha prevista de cierre, según su estado, y la justificación de los retrasos en su ejecución que impidieran su cierre en la fecha en que estaba previsto.

- Se presentará el estado de las experiencias correspondientes, no cerradas en informes anuales previos y su análisis individualizado.
- Una experiencia se considerará cerrada cuando se hayan ejecutado todas las acciones correctivas derivadas de ella, incluyendo las de formación y la actualización de los documentos oficiales de explotación, a excepción del Estudio de Seguridad para el que bastará su entrada en el proceso de control de cambios.
- Para cada acción correctiva pendiente se incluirá una fecha estimada de cierre.

6. Instrucción Técnica Complementaria nº 6 asociada a la Condición 4.2 del Anexo de Límites y Condiciones de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica de la Autorización de Explotación

El informe anual sobre nueva normativa incluirá el análisis sistemático de los documentos que se mencionan a continuación:

- a) Disposiciones reglamentarias nacionales sobre seguridad nuclear y protección radiológica.
- b) Instrucciones del Consejo de Seguridad Nuclear.
- c) Requisitos formulados por el organismo regulador del país de origen del proyecto, en particular:
 - Modificaciones de los apartados de la parte 50 y 100 del capítulo 10 del código de regulaciones federales (10 CFR) de EE.UU. requeridas por el CSN.
 - Cartas genéricas de la NRC nuevas o revisión de las existentes
 - Boletines de la NRC nuevos o revisión de los existentes
 - Órdenes genéricas de la NRC (global, suministrador, tecnología).
- d) El informe debe recoger un apartado en el que se incluyan otros documentos emitidos por el organismo regulador del país de origen del proyecto y que no son emitidos con carácter de requisito normativo, aunque se solicita del titular un análisis y posicionamiento en cuanto a su aplicación a la instalación:
 1. Revisiones de guías reguladoras (RG) emitidas por la NRC que forman parte de las bases de licencia de la central.
 2. Nuevas guías reguladoras (RG) que se emitan como consecuencia de cambios o nuevos requisitos formulados por el organismo regulador del país origen del proyecto, y cuyo cumplimiento haya sido requerido por el CSN.

3. Otras guías reguladoras (RG) distintas de los dos categorías anteriores, que el titular considere de especial interés la aplicación a su instalación, sin que formen parte de sus bases de licencia.
4. Resumen de cuestiones reguladoras (RIS). Únicamente se revisarán los RIS que se encuentren dentro de los siguientes objetivos:
 - Endosar posiciones de la industria.
 - Posiciones técnicas o de políticas de actuación de la NRC.

Para cada nuevo requisito/recomendación emitido durante el periodo que cubre el informe, así como aquellos correspondientes a años anteriores que se encontraban pendientes de cierre en el informe anterior, se presentará un análisis individualizado. Dicho análisis contendrá al menos referencia, fecha, título, un resumen del requisito/recomendación, las conclusiones razonadas del análisis de aplicabilidad realizado por el titular identificando antecedentes si los hubiera (a excepción de las modificaciones al 10 CFR 50 y 100 requeridas por el CSN, que son siempre aplicables), el estado abierto o cerrado y en su caso, las acciones correctoras previstas o ejecutadas indicando el estado de cada una, la fecha de compromiso para el cierre y la justificación de los retrasos en su ejecución que impidieran su cierre en la fecha en que estaba previsto. En el caso de que las acciones correctoras consistan en la realización de estudios o análisis deberá indicarse el resultado de los mismos una vez finalizados.

Así mismo, el informe anual de normativa incluirá una tabla histórica ordenada por tipo de requisito/recomendación y fecha de emisión, haciendo constar para cada uno su referencia, fecha, título, y el estado (abierto o cerrado) del mismo. Para el caso de las guías reguladoras y sus revisiones, se incluirá un listado completo de aquellas que formen parte de las bases de licencia de la central, y de aquellas otras que considere de aplicación sin formar parte de las bases de licencia, especificando esta distinción; realizándose un análisis retrospectivo con el alcance que se haya definido en el marco de la RPS, actualizándose el listado de RG en el siguiente Informe Anual tras su finalización. Se incluirá una tabla retrospectiva completa de los RIS emitidos.

Un requisito/recomendación se considerará cerrado cuando se hayan ejecutado todas las acciones correctoras derivadas de él, incluyendo la impartición de las acciones formativas identificadas a todo el personal al que vayan dirigidas y la actualización de los documentos de planta, a excepción del Estudio de Seguridad para el que bastará su entrada en el proceso de control de cambios.

7. Instrucción Técnica Complementaria nº 7 asociada a la Condición 4.4 del Anexo de Límites y Condiciones de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica de la Autorización de Explotación

El informe sobre resultados de los controles dosimétricos del personal de explotación definido en la condición 4.4, contendrá lo siguiente:

- a) Resumen de la dosimetría externa (oficial): Distribución de las dosis anuales de acuerdo al formato de la tabla adjunta, que se desglosará para personal de plantilla, de contrata y total.

Intervalo de dosis (mSv/a)	Número de trabajadores	Dosis colectiva (mSv.)
Dosis < N.R. (*)		
N.R.< Dosis < 1 .00		
1 .00 < Dosis < 2.00		
2.00 < Dosis < 3.00		
3.00 < Dosis < 4.00		
4.00 < Dosis < 5.00		
5.00 < Dosis < 6.00		
6.00 < Dosis < 10.0		
10.0 < Dosis < 20.0		
20.0 < Dosis < 50.0		
Dosis_>_50.00		
Total		
Total (dosis < 20 mSv/a)		
Total (dosis < 50 mSv/a)		
Total (dosis > N.R.)		

(*) Nivel de registro. El nivel de registro establecido para la dosimetría de termoluminiscencia es 0,1 mSv/mes. Los valores inferiores a dicho nivel de registro se computarán como cero a efectos de contabilización de dosis.

- b) Resumen de la dosimetría interna: Resultados obtenidos en el programa de vigilancia mediante medida directa de la radiactividad corporal:

Numero total de controles realizados.

Numero total de trabajadores controlados.

Numero de trabajadores con contaminación superior al nivel de registro.

Numero de trabajadores con contaminación superior al nivel de investigación.

- c) Análisis de las tendencias en los últimos cinco años de explotación de los indicadores que se relacionan a continuación. En dicho análisis se incluirá además de los datos solicitados, la información adicional que resulte pertinente (hechos destacables, circunstancias de explotación, etc.) para interpretar dichas tendencias:

- 1) Dosis colectiva anual.
- 2) Dosis colectiva anual por producción de energía (mSv.p/MWh).
- 3) Dosis colectiva (dosimetría operacional) en la parada de recarga.
- 4) Número de trabajadores de contrata en la parada de recarga (y porcentaje que representa sobre el total de trabajadores).
- 5) Horas x hombre empleadas en la parada de recarga.
- 6) Dosis colectiva por hora x hombre en la parada de recarga.

- 7) Tasas de dosis en las localizaciones de la tabla 3.A (BWR) o 3.B (PWR) de la Guía de Seguridad 1.5 del CSN. “Documentación sobre actividades de recarga en centrales nucleares de agua ligera”.
- d) Los datos correspondientes a los apartados a, b, c1 y c2 anteriores deberán remitirse al CSN no más tarde del 20 de Febrero de cada año natural, para facilitar la preparación del Informe Anual del CSN al Congreso y al Senado

8. Instrucción Técnica Complementaria n° 8 asociada a la Condición 4.5 del Anexo de Límites y Condiciones de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica de la Autorización de Explotación.

El contenido del informe anual sobre las actividades del Plan de Gestión de Residuos Radiactivos y del Combustible Gastado definido en la condición 4.5 deberá ajustarse a lo indicado en el apartado 6 de la Guía 9.3 del CSN.

9. Instrucción Técnica Complementaria n° 9 asociada a la condición 4.6 del Anexo de Límites y Condiciones de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica de la Autorización de Explotación.

El informe sobre actividades de formación y entrenamiento de todo el personal, definido en la condición 4.6, contendrá tres apartados: el primero sobre el programa de formación y entrenamiento continuo a impartir durante el año en curso a personal con licencia de operación (operadores y supervisores); el segundo indicando la formación efectiva que durante el año anterior ha realizado el personal con licencia de operación; y el tercero para recoger la formación impartida al personal sin licencia que trabaje para la central y cuyas funciones estén relacionadas con la operación segura de la planta.

10. Instrucción Técnica Complementaria n° 10 asociada a la Autorización de Explotación.

En relación con las acciones de mejora de los programas de experiencia operativa interna y externa de C. N. Cofrentes, se requiere al titular la realización de las siguientes actuaciones:

1. El titular realizará análisis de causa raíz de todos los sucesos notificables, pudiendo exceptuarse aquellos cuyas causas sean exclusivamente atribuibles a factores externos a su control. Dicho análisis será realizado con metodologías internacionalmente reconocidas y con un alcance conmensurado a su importancia para la seguridad, en el plazo más corto que sea razonablemente posible desde la ocurrencia del suceso, y los resultados serán reflejados en las revisiones de los ISN correspondientes y en los informes de experiencia operativa.
2. El titular analizará la aplicabilidad de todos los Significant Event Report –SER, y Significant Operating Experience Report –SOER, publicados hasta el año 2008 y no analizados hasta la fecha, y enviará al CSN un informe de resultados, antes del 30 de julio de 2013, incluyendo una tabla resumen de la totalidad, y un análisis

individualizado para aquellos considerados aplicables, con la misma estructura y contenido establecidos para el Informe Anual de Experiencia Operativa.

11. Instrucción Técnica Complementaria nº 11 asociada a Condición 8 del Anexo de Límites y Condiciones de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica de la Autorización de Explotación la Autorización de Explotación, en lo relativo a la Revisión Periódica de la Seguridad.

a) *En relación con la aplicación de la Regla de Mantenimiento (RM) a Estructuras de la central*

C. N. Cofrentes deberá incluir, en el proceso de aplicación de la Regla de Mantenimiento en estructuras, medidas correctoras y acciones de mejora que contemplen, al menos, los siguientes aspectos:

- Valoración del estado general de las estructuras en las fichas de inspección de acuerdo a su condición: “aceptable”, “aceptable con deficiencias” o “no aceptable”.
- Actualización de las fichas disponibles para monitorización de estructuras por Regla de Mantenimiento. En el caso de aquellos soportes cuya vigilancia esté asignada a otros Programas de inspección de la central, debe quedar reflejado explícitamente que los procedimientos aplicables incluyen la evaluación del soportado y anclaje basada en criterios estructurales (resultados de inspecciones visuales u otras) y no funcionales.
- Actualización, si procede, del procedimiento PC 017 “Procedimiento general de seguimiento y análisis de datos específicos de la regla de mantenimiento”, en lo referente a la estructura organizativa y responsabilidades en la aplicación de la regla de mantenimiento en estructuras.
- Revisión de la documentación recogida en el informe de ciclo de Regla de Mantenimiento para que refleje el resultado de los puntos anteriores.

Las posibles modificaciones derivadas de las acciones de mejora en el programa deberán estar incluidos en el próximo informe de ciclo de la RM correspondiente a la recarga de 2011.

b) *En relación con la Calificación Ambiental*

C. N. Cofrentes deberá realizar dosieres de calificación que justifiquen la función de seguridad bajo las condiciones de accidente postuladas, de los siguientes equipos:

- Penetraciones eléctricas de General Electric instaladas en la central, que deberán cumplir los requisitos de la IEEE-Std. 317-1972 IEEE Standard for Electric Penetration Assemblies in Containment. Structures for Nuclear Power Generating Stations, y del NUREG 588 Interim Staff Position on Environmental Qualification of Safety-Related Electrical Equipment Categoría II.

- Equipos para los que según el “Informe de Calificación Ambiental” Rev.6, CN Cofrentes no dispone de informe de calificación, por encontrarse éste disponible en General Electric, que deberán cumplir los requisitos del NUREG 588 Categoría II.
- Cables de baja tensión Nucleref y Fotherhill, suministro de System Cable y cables Pirelli con aislamiento de EPR y cubierta de Afumex que deberán cumplir con los requisitos de la IEEE 383-1974 IEEE Standard for Type Test of Class 1E Electric Cables, Field Splices, and Connections for Nuclear Power Generating Stations y la RG 1.131 Qualification Tests of Electric Cables, Field Splices, and Connections for Light-Water-Cooled Nuclear Power Plants de 1977.

En el caso de las Penetraciones Eléctricas, el dossier deberá estar finalizado en un plazo de 6 meses y, una vez realizado, CN Cofrentes deberá remitir al CSN un informe sobre el proceso de calificación aplicado y sus resultados.

Para el resto de equipos los dossieres deberán estar finalizados en el plazo de un año.

c) En relación a la Gestión de Accidentes

1. En relación con la gestión de accidentes severos C. N. Cofrentes deberá analizar la necesidad de incluir medios adecuados para proteger la contención en estas circunstancias. Para ello, deberá realizar un estudio específico de planta en el que se analicen las posibles medidas adicionales que se pudieran implantar para mejorar la capacidad de gestión en accidentes severos y, en concreto, para tratar de proteger la contención frente a un conjunto seleccionado de accidentes fuera de la base de diseño, cuya selección se hará considerando una combinación de análisis deterministas y probabilistas así como el juicio de ingeniería.

En particular, el estudio deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos:

- Control del hidrógeno en la contención: implantación de Recombinadores Autocatalíticos Pasivos
- Venteo de contención: consideración de que el venteo dedicado con el que ya cuenta CNC sea o no de diseño “filtrado”

CN Cofrentes deberá presentar este estudio, junto con una propuesta de programa de implantación de las mejoras que se hayan identificado como apropiadas, en el plazo de dos años para su apreciación favorable.

2. En relación con la protección de la contención, C. N. Cofrentes deberá presentar un plan de actuación que permita que se lleve a cabo correctamente la estrategia de inundación de la contención hasta el nivel del TAF (extremo superior de la parte activa del combustible) contenida en la GAS de inundación de la contención.

Este plan incluirá una propuesta de modificación de diseño, siempre que esta sea viable en función de las condiciones físicas de la planta.

C. N. Cofrentes deberá presentar el plan de actuación en el plazo de un año, cuyas acciones deberán ser implantadas no más tarde del final de la recarga de 2013.

3. En relación con la curva de temperatura de piscina de supresión para la inyección de boro (BIIT), C. N. Cofrentes deberá realizar un plan de acción mediante el que se garantice que dicha curva límite BIIT cumpla su objetivo de dirigir a los operadores a la iniciación de la inyección de boro antes de que la piscina de supresión alcance el límite de capacidad térmica de la piscina de supresión (HCTL), evitando así una eventual despresurización de emergencia del reactor sin el reactor parado.

C. N. Cofrentes deberá presentar este plan de acción en el plazo de 6 meses para apreciación favorable por el CSN.

d) *En relación con los Análisis Probabilistas de Seguridad (APS):*

1. Sobre el Análisis de Datos:

Con objeto de utilizar datos específicos para reflejar de manera realista la operación de la central y utilizar datos genéricos sólo cuando no se pueda disponer de la información necesaria, C. N. Cofrentes deberá ampliar el alcance del análisis de la experiencia operativa de planta necesaria para estimar las indisponibilidades de componentes, las probabilidades de fallos independientes y probabilidades de fallo de causa común. El análisis deberá estar completado en diciembre de 2012.

Para disponer de la mayor experiencia de explotación posible, el análisis deberá considerar no solo los componentes modelados, sino también los de las redundancias no modeladas.

En julio de 2011, C. N. Cofrentes deberá presentar al CSN un plan de trabajo, en el que se defina: el proceso a seguir, alcance de componentes a analizar y los criterios aplicables tanto para el análisis como para las estimaciones de datos.

El Plan de trabajo incluirá plazos en los que el titular informará al CSN del estado de avance con objeto de que se pueda realizar el seguimiento de las actividades y la corrección de las posibles desviaciones.

2. En relación con los Escenarios de Inundación de Sala de Control

Antes del 31 de octubre de 2011, C. N. Cofrentes revisará y presentará al CSN los resultados del análisis realizado para los escenarios de inundación de Sala de Control contemplados en la revisión 4 del Análisis de Inundaciones Internas de C. N. Cofrentes, con el objetivo de incorporar hipótesis realistas en su modelación. Dichos escenarios son: a) Rotura de tuberías de 8" y 3" del sistema de protección contra incendios (P64) de la zona S3-49 o actuación espuria del sistema automático

P64 de dicha zona y b) Rotura de tuberías pertenecientes al sistema P64 situadas en la zona de inundación S2-42 del Edificio de Servicios.

El nuevo análisis revisará, al menos, las hipótesis relacionadas con:

- 1 La altura de agua que provoca daño a los paneles de Sala de Control.
- 2 La pérdida de equipos necesarios para la parada, en función del suceso iniciador interno derivado de la inundación y los paneles afectados por ella.
- 3 El caudal de vertido de agua.
- 4 La superficie de inundación.
- 5 Las actuaciones del personal de operación, tanto en lo que se refiere a las actuaciones para la identificación y aislamiento del foco de inundación, como a las actuaciones para gestionar el suceso iniciador interno derivado de la inundación. En relación con dichas actuaciones, se deberán reanalizar, al menos, los mecanismos de detección temprana de la inundación, la decisión de parada manual del reactor, la decisión de abandono de Sala de Control y la posibilidad de llevar el reactor a parada desde el Panel de Parada Remota.

Adicionalmente, el titular deberá confirmar la posibilidad de que la extinción de un incendio en la sala de cables y armarios eléctricos de la zona S3-49 pueda causar una inundación en la Sala de Control. En su caso, se deberá analizar las actuaciones del personal de operación para la gestión conjunta de ambos escenarios.

A partir de los resultados que se obtengan del análisis, C. N. Cofrentes valorará las acciones necesarias para gestionar adecuadamente estos escenarios de inundación, que podrán derivar en modificaciones de la instalación (cambios de diseño, de procedimientos, etc.).

El C. N. Cofrentes presentará al CSN, conjuntamente con los resultados del análisis, la propuesta que se pudiera derivar de modificaciones en la instalación y su programa de implantación. Las posibles modificaciones deberán quedar implantadas tras la recarga prevista en 2013.

3. En relación con el APS de Inundaciones Internas

El Titular deberá revisar el APS de inundaciones internas antes del 30 de abril de 2012. En dicha revisión se incluirán los compromisos y mejoras aceptados por el titular (ref.: 10.999833.03616 n° registro 42605 de 20 de diciembre de 2010 y 10.999833.03653 n° registro 42628 de 22 de diciembre de 2010) que se refieren a las mejoras en los cálculos y herramientas utilizadas para efectuar los distintos modelos de las inundaciones, y los valores utilizados para rotura de puertas por acumulación de agua, además de los derivados del cumplimiento con la instrucción técnica complementaria anterior .

Se identificarán y analizarán las protecciones y barreras contra inundaciones o con requisitos de estanqueidad al agua que hayan sido consideradas en el análisis de APS según sus características probadas y/o certificadas como estancas al agua. Además, se deberá asegurar que estas barreras se encuentran instaladas en la planta y son convenientemente mantenidas para asegurar sus capacidades como barreras o protecciones contra inundaciones.

4. En relación con el Análisis de Incendios

CN Cofrentes realizará una revisión del APS de Incendios utilizando la metodología propuesta en el NUREG/CR-6850 “EPRI/NRC-RES Fire PRA Methodology for Nuclear Power facilities” y adaptando los modelos de manera que reflejen adecuadamente la situación actual de la central. El plazo para remitir al CSN el análisis será abril de 2013

La Instrucción IS 25 del CSN sobre criterios y requisitos sobre la realización de los análisis probabilistas de seguridad y sus aplicaciones a las centrales nucleares, requiere que el titular realice y remita al CSN seis meses después de cada parada para recarga una revisión del análisis probabilista de incendios que valore el impacto de las modificaciones incorporadas hasta la dicha recarga. Dadas las características de la revisión solicitada en esta ITC, la revisión, tras la recarga prevista para septiembre de 2011, no se considera necesaria.

e) En relación con los Estudios Deterministas de Inundaciones Internas

El Titular deberá realizar una revisión de los estudios deterministas de inundaciones internas conforme a sus bases y criterios de diseño y a las bases de licencia de la central. Estos estudios deberán identificar las bases de diseño y de licencia aplicables (explicitando los criterios, hipótesis, códigos y normas utilizados) y el análisis realizado. En particular, se deberá verificar que la central dispone de un camino de parada segura en caso de inundaciones internas, así como el cumplimiento del resto de condiciones base de diseño aplicables. Los criterios considerados en los estudios, tales como: cualificación sísmica de todas las tuberías en edificios categoría sísmica 1, disponibilidad de equipos no cualificados sísmicamente, acciones manuales de los operadores, protecciones y barreras contra inundaciones o con requisitos de estanqueidad al agua existentes y/o requeridas en la central, deberán estar implementados en la central y deberán poderse verificar con la información proporcionada en los estudios deterministas de inundaciones.

La documentación de los análisis deberá identificar claramente las protecciones y barreras existentes y/o requeridas en la central y el origen de las mismas. Además, se deberá asegurar que estas barreras se encuentran instaladas y son convenientemente mantenidas para asegurar sus capacidades como barreras o protecciones contra inundaciones o con requisitos de estanqueidad al agua.

La actualización de estos estudios es necesaria para dar cumplimiento adecuado a la Instrucción Técnica Complementaria (ref.: CNCOF/COF/SG/09/14, acuerdo del CSN de 1 de julio de 2009) emitida con objeto de clarificar la normativa aplicable a las bases de diseño sobre inundaciones internas y otras condiciones derivadas del análisis probabilista de seguridad. Las posibles modificaciones que se deriven de esta ITC, como el impacto en el Manual de Protección Contra Inundaciones Internas, o modificaciones de diseño deberán identificarse, y remitirse al CSN un programa de implantación de las mismas. La implantación de las mismas deberá estar completada tras la recarga prevista en 2013.

Los estudios requeridos en esta ITC se realizarán y remitirán al CSN antes del 31 de diciembre de 2011.

f) *En relación con las actualizaciones de los estudios de APS de inundaciones y estudios determinista de inundaciones.*

C. N. Cofrentes analizará sus procesos internos de gestión para identificar las causas que han conducido a las deficiencias en los análisis probabilistas de inundaciones internas presentados, así como a las deficiencias en la documentación y en los análisis deterministas de parada segura en caso de inundación que deberían haberse visto actualizados como consecuencia de la Instrucción Técnica Complementaria (ref.: CNCOF/COF/SG/09/14) emitida por acuerdo del CSN de 1 de julio de 2009.

El análisis deberá ser remitido al CSN en el plazo de seis meses tras la renovación de la autorización.

g) *En relación con los estudios de APS de Sucesos Externos, Márgenes Sísmicos se requiere:*

C. N. Cofrentes llevará a cabo y remitirá al CSN, dentro del año 2011, una actualización del cálculo del HCLPF (High Confidence Low Probability Failure) de los componentes sustituidos en la central desde la última revisión del Individual Plant Examination of External Events IPEEE sísmico (del año 2000), con objeto de garantizar que las modificaciones de diseño realizadas desde esa fecha no han disminuido el margen sísmico de la planta.

h) *En relación con la Revisión del Estudio de Seguridad*

C. N. Cofrentes revisará el contenido del capítulo 2 del Estudio de Seguridad (ES) para incluir explícitamente las bases de diseño aplicadas en la central y relativas al emplazamiento, en la revisión ordinaria del ES tras la parada de recarga de 2011.

Además, en ese mismo plazo, deberá presentar un plan sistemático para mantener actualizada la información de este capítulo, con indicación de alcance y periodicidad, de modo que recoja la situación actual del emplazamiento y la vigencia de las bases

de diseño a él asociadas. La primera actualización que se realice, se incluirá en la revisión ordinaria del ES que efectúe C. N. Cofrentes tras la parada de recarga de 2013

i) En relación con los Paneles de Parada Remota

En relación con la capacidad de parada remota de la central y con el cumplimiento del Criterio General de Diseño 19 (Instrucción del CSN IS-27 sobre criterios generales de diseño de centrales nucleares), CN Cofrentes deberá presentar al CSN, en el plazo de un año, los análisis necesarios para:

- Demostrar que el panel de división II (C62) garantiza que el sistema de parada remota cumple con la normativa recogida en el apartado 7.4 del Standard Review Plan (NUREG-0800), revisión 5 de 2007.
- En relación con las pruebas requeridas para garantizar la parada remota de la unidad, demostrar el cumplimiento con la Regulatory Guide 1.68.2 “Initial Startup Test Program To Demonstrate Remote Shutdown Capability for Water-Cooled Nuclear Power Plants”, Revisión 2, de la US-NRC.

En el caso de que no se pueda demostrar el cumplimiento de alguno de estos requisitos, CN Cofrentes incluirá un plan de actuación que aborde y resuelva los posibles problemas identificados, incluyendo el correspondiente calendario de implantación.

De acuerdo con lo requerido en el CGD 1.8 de la IS-27, el plan de actuación deberá tener en cuenta aquellos aspectos de ingeniería de factores humanos que sean aplicables, tales como la iluminación, la capacidad de comunicación, la documentación disponible o la capacidad de alcanzar la parada remota con el personal del turno de operación disponible.

Las posibles modificaciones deberán quedar implantadas en la recarga prevista en 2013.

j) En relación con la RG 1.97, REV. 3, “Instrumentation for Light-Water-Cooled Nuclear Power Plants to Assess Plant and Environs Conditions During and Following an Accident”

C. N. Cofrentes debe modificar la instalación existente en lo relativo a la señal de nivel de vasija rango combustible, compensada por presión del reactor y temperatura de contención para el caso específico de sucesos de disparo del reactor sin inserción de barras de control (*Anticipated Transient without scram – ATWS*), obtenida para los registradores post-accidente B21-R610/615, de forma que a ambos registradores les lleguen señales independientes. Estas señales tendrán

garantizada su funcionalidad para ATWS, debiendo instalarse los dispositivos de aislamiento aplicables.

Esta modificación deberá estar implantada antes del final de 2012.

Adicionalmente, para la mencionada variable de nivel en la vasija, C. N. Cofrentes incluirá instrumentación en el panel H13-P603 para facilitar al operador el adecuado control de nivel durante un accidente tipo ATWS, cuyo rango de medida comprenda las cotas del reactor en las cuales está prevista la operación de acuerdo con los Procedimientos de Operación de Emergencia. En el caso de la señal de nivel de zona de combustible dicha señal estará compensada para condiciones de ATWS.

Esta modificación deberá estar implantada antes del final de la recarga de 2013.

12. Instrucción Técnica Complementaria n° 12 asociada a Condición 8 del Anexo de Límites y Condiciones de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica de la Autorización de Explotación la Autorización de Explotación, en lo relativo a la Normativa de Aplicación Condicionada.

a) *Sobre 10 CFR 50.44 “Combustible gas control for nuclear power reactors”, la revisión 3 de la Guía Reguladora 1.7 “Control of Combustible Gas Concentrations In Containment” y el Generic-Issue GI-189 de la US-NRC relativo al control de gases combustibles en contención*

En relación con la revisión de 2003 del código federal americano 10 CFR 50.44 y la revisión 3 de la Guía Reguladora 1.7 relativos al control de gases combustibles en contención, el titular deberá presentar en el plazo de 1 año un análisis que incluya la justificación de que:

- El diseño del sistema de control de gases combustibles cumple lo requerido en el punto iv del apartado b.5 del 10 CFR 50.44.
- El número y la cota de puntos de muestreo de hidrógeno en pozo seco y contención primaria (sistema D23) es adecuado para asegurar la vigilancia de ambas atmósferas según requiere el 10 CFR 50.44 (punto b.4 ii) y la RG 1.7 (posición reguladora C2).
- Los sistemas de monitorización de hidrógeno del pozo seco y de la contención (D-23) son “funcionales” en el sentido que establece la posición reguladora C2 de la RG 1.7, es decir, que están en servicio y que la medida sea fiable transcurridos 90 minutos desde la iniciación de los sistemas de refrigeración de emergencia (ECCS).
- La capacidad del sistema de mezcla para homogeneizar las atmósferas de la contención primaria y del pozo seco, en la que no resulten sobreestimados los procesos de mezcla, especialmente la convección natural, tal y como requiere la RG 1.7 (posición reguladora C3).

El titular deberá acompañar estos análisis con un plan de actuación para solucionar cualquier desviación que pudiera detectarse.

En relación con los requisitos del Generic-Issue 189 de la US-NRC para garantizar el suministro eléctrico al sistema de control de gases combustibles en caso de "Station Black-Out", el titular deberá presentar en el plazo de un año un plan de actuación que aborde adecuadamente estos requisitos. Los subsistemas del sistema de control de gases combustibles implicados en la función de control de gases combustibles deben estar contemplados dentro de dicho plan de actuación.

Los plazos finales de implantación de las modificaciones que en su caso sean requeridas para el cumplimiento de lo dispuesto en la presente ITC no sobrepasarán la recarga de 2013.

b) *Sobre RG 1.23, "Meteorological Monitoring Programs for Nuclear Power Plants", Rev.1, marzo. 2007.*

C. N. Cofrentes debe implantar la modificación de los canales de delta de temperatura de 10 m, 60 m, 60 m redundante, 100 m y 100 m alternativo que permitan cumplir con los requisitos de precisión de medida requeridos por la revisión 1 de la RG 1.23.

Asimismo, C. N. Cofrentes deberá disponer en sala de control de alarmas relacionadas con los parámetros meteorológicos indicados en el Plan de Emergencia Interior (PEI).

Las modificaciones necesarias deberán estar instaladas antes del fin de 2012.

c) *Sobre la RG 1.32 Rev.3 (Marzo/2004) "Criteria For Power Systems For Nuclear Power Plant"*

C. N. Cofrentes deberá implementar el disparo de los cargadores de baterías de 125 V cc clase 1E, por sobretensión en su salida.

La implantación deberá estar finalizada en la Recarga de 2013.

d) *Sobre la RG 1.140 "Design, Inspection and Testing Criteria for Air Filtration and Adsorption Units of Post-Accident Engineered-Safety-Feature Atmosphere Cleanup Systems in Light Water Cooled Nuclear Power Plants". Rev 2., 2001.*

El titular llevará a cabo un programa completo de pruebas de acuerdo con el ASME N510, para todos los sistemas indicados en el informe INGER 2010-10 anexo a la carta 10.999833.03310 "C.N. Cofrentes. RPS_NAC. Propuesta de cumplimiento con la R.G. 1.140 rev.2 y el ASME N511-2007" 19 de noviembre de 2010.

Adicionalmente, el titular realizará las mejoras necesarias para permitir la aplicación de la norma, indicadas en el punto 4 del informe INGER 2010-10, que consisten en la instalación de equipos de medida y ajustes de alarmas. La implantación de estas mejoras deberá completarse durante la parada de recarga de 2013.

e) Sobre las siguientes cartas genéricas de la US NRC:

- **GL 79-46: “Containment Purging and Venting During Normal Operation”. 27/09/79**
- **GL 79-54: “Containment Purging and Venting During Normal Operation”. 22/08/79**
- **GL 83-02: “NUREG-0737 Technical Specifications”. 01/10/1983**

En relación con estas cartas genéricas y la Branch Technical Position BTP 6-4 del Standard Review Plan de la US-NRC, que establecen requisitos aplicables al sistema de purga de la contención cuando éste funciona en operación continua (Condiciones de Operación 1, 2 y 3 de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento-ETFM), se requiere que en el plazo de 6 meses:

1. El titular verifique:

- 1.a. Que las hipótesis de los análisis ya realizados, a nivel de componente, sobre la capacidad de los actuadores de las válvulas de aislamiento de 18” y 36” de las líneas de purga (impulsión y extracción), son coherentes con los requisitos de análisis definidos en la GL 79-46 (punto 1A de la BTP 6-4).

Que bajo dichas hipótesis los actuadores de las válvulas disponen de margen suficiente para que su cierre completo se produzca en el intervalo de tiempo que, de acuerdo con la BTP 6-4, se debe considerar como *input* en los análisis de seguridad (5 segundos), considerando una apertura inicial del 100% en el caso de las válvulas de 18”, y el límite de apertura que resulte finalmente aplicable en el caso de las de 36”.

Si la limitación a la apertura de las válvulas de 36” obedeciera al resultado de los análisis de capacidad del actuador, el titular deberá: i) asegurar mediante control administrativo el enclavamiento de la válvula en dicho límite de apertura, y ii) presentar, antes del final de 2011, una propuesta de modificación de ETFM para establecer un requisito de vigilancia que garantice la verificación periódica de este límite.

En cualquier caso, el titular deberá asegurar la coherencia entre la situación real operativa de las válvulas, las prácticas operativas (requisitos de vigilancia) y el Estudio de Seguridad, el cual deberá reflejar el resultado de estas verificaciones en la revisión preceptiva que incorpore las modificaciones de la parada de recarga de 2011.

- 1.b. Que las hipótesis consideradas en los documentos específicos del fabricante para la verificación de la integridad estructural de las válvulas de aislamiento de

la purga de 18” y 36” están de acuerdo con los requisitos de análisis definidos en la GL 79-46 y que las conclusiones de estos documentos son satisfactorias.

- 1.c. Que, teniendo en cuenta los requisitos de análisis definidos en la GL 79-46, está garantizada la integridad del sellado del asiento de las válvulas de aislamiento de la purga de 18” y 36”.

Si como resultado de alguno de los análisis y verificaciones solicitados en los puntos anteriores se derivara la necesidad de corregir alguna deficiencia, el titular deberá presentar al CSN un plan de actuación que aborde y resuelva las posibles desviaciones respecto a la GL 79-46 y, dando cumplimiento, en plazos adecuados a lo establecido por la GL 79-54 .

2. El titular presente:

- 2.a. Una propuesta de cumplimiento con lo requerido en el punto 3 de la BTP, en el sentido de minimizar el tiempo de operación del sistema de purga de la contención en las Condiciones de Operación 1, 2 y 3.
- 2.b. Una propuesta de modificación de ETFMs (CLO 3.6.1.3), adaptada al NUREG 1434 rev.1 y acorde con lo establecido en punto 5 de la GL 83-02, en relación con los requisitos de operación y prueba de fugas aplicables a las válvulas de aislamiento de la purga de la contención en Condiciones de Operación 1, 2 y 3.

3. El titular establezca un requisito de sustitución periódica de las juntas de EPT de las válvulas de aislamiento de la purga de la contención.

Los plazos finales de implantación de las modificaciones que sean requeridas para el cumplimiento de lo dispuesto en la presente ITC no sobrepasarán la recarga de 2013.

f) *Sobre la RG 1.53, rev.2, “Application of the single failure criterion to safety systems”. Fecha de emisión: 01/11/2003*

En relación con la Guía Reguladora de la US-NRC RG 1.53 rev.2 relativa a la aplicación del criterio de fallo único al diseño del sistema de protección el titular de CN Cofrentes, en el plazo de 1 año, deberá presentar al CSN un análisis para verificar:

- Que el fallo único de una línea sensora (tubing de instrumentación) de la lógica de aislamiento por alto caudal de las tuberías de vapor principal y de los drenajes de las tuberías de vapor principal o de la lógica de aislamiento del sistema de purificación del agua del reactor (RWCU) por alto caudal diferencial, no impedirá el cumplimiento de la función de aislamiento de las líneas de drenaje de las tuberías de vapor principal y del RWCU en el caso de ser demandadas, respectivamente, por alto caudal o por alto caudal diferencial.

- Que no existen otras lógicas afectadas por una problemática similar a la identificada en el punto anterior que pudiera impedir, ante el fallo único de una línea sensora, cumplir con la función de seguridad asociada.

Los plazos finales de implantación de las modificaciones que en su caso sean requeridas para el cumplimiento de lo dispuesto en la presente ITC no sobrepasarán la recarga de 2013.

g) Sobre la RG 1.75, Rev. 3, “Physical Independence of Electric Systems”

En relación con la RG 1.75 Rev.3, CN Cofrentes realizará un análisis de la separación actualmente existente entre las salas de distribución de cables y las salas adyacentes para determinar el grado de cumplimiento con los criterios establecidos en el apartado 6.1.3.2 de la IEEE 384-1992 (endosada por la RG 1.75, Rev.3) referentes a separación y protección de dichas salas de distribución de cables frente a los riesgos potenciales localizados en salas adyacentes. En caso de que en la situación actual no se cumplieran de forma aceptable los citados criterios se realizarán las acciones apropiadas para conseguirlo.

El plazo para finalizar el análisis será de un año a partir de la renovación de la Autorización de Explotación. Si son necesarias acciones, deberán estar implantadas antes del final de la recarga de 2013.

h) Sobre la R.G.1.204 (nov/2005), “Guidelines for Lightning Protection of Nuclear Power Plant”

CN Cofrentes llevará a cabo la revisión de la protección de edificios contra descargas atmosféricas instalada actualmente, a fin de incorporar lo establecido en la R.G.1.204, ó normativa equivalente; a tal efecto, realizará un estudio que identifique los elementos captadores de rayos que se precisen, conjuntamente con los conductores bajantes que conectan los elementos captadores con la red de puesta a tierra y presentará al CSN los resultados de su análisis antes del final de 2012.

La implantación de las modificaciones que se deriven de dichos análisis deberá estar finalizada en la Recarga de 2013.

i) Normativa a incluir en la Base de Licencia C. N. Cofrentes:

- RG 4.21: “Minimization of contamination and radioactive waste generation: life-cycle planning” revisión 0, junio de 2008, en lo que se refiere a la gestión de residuos radiactivos.
- ASME N511-2007 “In-service testing of nuclear air treatment, heating, ventilation and air-conditioning systems”.

Será BL para pruebas periódicas con la excepción de las pruebas periódicas de conductos y housing.

- La RG 1.128 Rev.2 (IEEE 484-2002) a las Bases de Licencia,
Se considera admisible como excepción una concentración de hidrógeno inferior al 2%.
- RG 1.45. “Guidance on monitoring and responding to reactor coolant system leakage”, Rev.1, mayo 2008.
 - Excepto la posición reguladora C2 en lo que se refiere a la sensibilidad de equipos.
 - El resto de las posiciones reguladoras se deben incorporar a la base de licencia, con las salvedades que se detallan en la carta de compromiso de fecha 15 de diciembre de 2010 (ref.: 10.999833.03571 y n° registro 42565) respecto a la posiciones C 3.2.ii sobre plazos de indisponibilidad y C 4.1 sobre vigilancia de fugas y que se refieren a métodos alternativos al cumplimiento con las mencionadas posiciones reguladoras.
- RG 1.167, Rev.0 “Restart of a nuclear power plant shut down by a seismic event”. Una vez desarrollado e implantado el procedimiento antes del 30 de junio de 2013.
- Boletín 74-14 “BWR Relief valve discharge to supression pool”. 13/11/1974.
El punto e) de este Boletín será cubierto con la edición de un procedimiento que cubra lo señalado en la carta de compromiso de fecha 15 de diciembre de 2010 (ref.: 10.999833.03571 y n° registro 42565) referido a:
 - Criterios para valorar el potencial impacto sobre estructuras en caso de una descarga prolongada de una o más válvulas de alivio y seguridad
 - Acciones a llevar a cabo, y plazo de realización si se concluye que pudiera haber daño potencial a estructuras.
- La siguiente Normativa se considerará Base de Licencia en modificaciones de diseño futuras:
 - RG 1.140, revision 2. "Design, Inspection and Testing Criteria for Air Filtration and Adsorption Units of Post-Accident Engineered-Safety-Feature Atmosphere Cleanup Systems in Light Water Cooled Nuclear Power Plants". Rev 2., 2001.
 - RG: 1.143, revisión 2, “Desing guidance for radioactive waste management systems, structures, and componenents installed in light-water-cooled nuclear power plants”.

- R G 1.212, revision 0, “Sizing of Large Lead-Acid Storage Batteries”.
- GL 81-38. “Storage of low-level radioactive waste at power reactor sites”

13. Instrucción Técnica Complementaria nº 13 asociada a Condición 9 del Anexo de Límites y Condiciones de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica de la Autorización de Explotación la Autorización de Explotación, en lo relativo a la Protección Radiológica Operacional.

1.- Antes del 1 de agosto de 2011 CN Cofrentes deberá realizar una revisión del Plan director de reducción de dosis (PDRD). Dicho PDRD deberá contemplar mecanismos concretos de actuación para asegurar el control y la reducción de las dosis individuales. Incluirá objetivos cuantificables para cada una de las tareas concretas establecidas en dicho Plan, especialmente para los puntos relacionados con las tareas de reducción del término fuente y gestión de trabajos, que permitan un mejor control de su evolución mediante su análisis y seguimiento. Este PDRD debe incorporar, además, las mejoras que se deriven de otros análisis tales como el benchmarking con otras centrales nucleares.

2.- En el plazo de 1 año desde la renovación de la autorización de explotación, CN Cofrentes realizará una auditoría independiente de su Programa ALARA.

Dicha auditoría del Programa se referirá tanto a su aspecto organizativo y de responsabilidades asignadas, como al alcance, aplicación y efectividad del PDRD durante el periodo en estudio, de forma que sus conclusiones se incorporen a una siguiente revisión de dicho programa y del PDRD así como a las prácticas operativas del CNC.

La auditoría debe analizar la idoneidad de los medios humanos y materiales puestos a disposición de la organización ALARA para dar cumplimiento a dicho criterio, la eficacia de las medidas de reducción de dosis implantadas así como si CN Cofrentes ha identificado y evaluado otras prácticas de reducción de dosis disponibles en la industria nuclear. Se debe analizar asimismo el compromiso de la organización de CN Cofrentes para la realización, en los plazos y forma previstos, de las actuaciones incluidas en el PDRD y para la consecución de los objetivos definidos en el mismo.

14. Instrucción Técnica Complementaria nº 14, asociada a la Condición 8 del Anexo de Límites y Condiciones de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica de la Autorización de Explotación.

El titular remitirá al CSN, en un plazo de seis meses, una revisión de la segunda Revisión Periódica de la Seguridad, de marzo de 2010, cuya revisión 0 fue recibida en el CSN, procedente del MITYC con fecha 30 de marzo de 2010 (número de registro 5700), en la cual se hayan incorporado todas las mejoras derivadas de la evaluación realizada por el CSN.