

**PROPUESTA DE DICTAMEN TÉCNICO SOBRE LA RENOVACION DE LA
AUTORIZACION DE EXPLOTACION DE LA CN COFRENTES**

INDICE

1. IDENTIFICACION.....	5
1.1. Solicitante	5
1.2. Asunto	5
1.3. Documentos aportados por el solicitante	5
1.4. Documentos de licencia afectados	6
2. DESCRIPCION Y OBJETO DE LA SOLICITUD	7
2.1. Razones, descripción y antecedentes de la solicitud	7
2.2. Descripción de la Revisión Periódica de la Seguridad	7
2.2.1. Experiencia Operativa.....	7
2.2.1.1. Experiencia Operativa Propia	7
2.2.1.2. Experiencia Operativa Ajena	13
2.2.1.3. Registro de Datos Operacionales de la Central.....	14
2.2.2. Experiencia Relativa al Impacto Radiológico	16
2.2.2.1. Dosis ocupacional (trabajadores profesionalmente expuestos) ...	16
2.2.2.2. Vertidos y dosis al público	17
2.2.2.3. Residuos Radiactivos Sólidos	19
2.2.2.4. Vigilancia Radiológica Ambiental	20
2.2.2.5. Residuos Radiactivos de Alta Actividad	23
2.2.3. Cambios en la Reglamentación y en la Normativa	23
2.2.3.1. Revisión de Reglamentación y Normativa	24
2.2.3.2. Normativa de Aplicación Condicionada	26
2.2.4. Comportamiento de Equipos	26

2.2.4.1. Regla de Mantenimiento.....	26
2.2.4.2. Inspección en Servicio	27
2.2.4.3. Requisitos de Vigilancia de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento Mejoradas	29
2.2.4.4. Calificación Ambiental y Sísmica	30
2.2.4.5. Gestión de Vida.....	31
2.2.4.6. Mantenimiento Preventivo.....	34
2.2.4.7. Combustible	34
2.2.5. Modificaciones de la Instalación	35
2.2.6. Análisis Probabilista de Seguridad (APS)	36
2.2.7 Programas de Evaluación y Mejora de la Seguridad	38
2.2.8 Sistema de Gestión	42
2.2.9 Control de la Configuración	43
2.3. Descripción del cumplimiento con la Normativa de Aplicación Condicionada (NAC)	43
2.3.1 Descripción la normativa incluida en la ITC de ref ^a CNCOF/COF/SG/09/18.....	44
2.3.2 Descripción de otra normativa no incluida en la ITC de ref ^a CNCOF/COF/SG/09/18.....	61
3. EVALUACION	65
3.1. Resultados de la aplicación en CN Cofrentes del sistema de supervisión del CSN	66
3.1.1 Sistema Integrado de Supervisión de Centrales	66
3.1.2 Seguimiento de sucesos Operativos – Recarga 13.....	69
3.1.3 Seguimiento de sucesos Operativos – Prealertas de Emergencia por Aperturas de Válvulas de Alivio y Seguridad	72
3.2. Evaluación de la Revisión Periódica de la Seguridad.....	78
3.2.1. Experiencia Operativa	79
3.2.1.1. Experiencia Operativa Propia	79
3.2.1.2. Experiencia Operativa Ajena	80
3.2.1.3. Registro de Datos Operacionales de la Central	81

3.2.2. Experiencia Relativa al Impacto Radiológico	81
3.2.2.1. Dosis Ocupacional	81
3.2.2.2. Vertidos y Dosis al Público	82
3.2.2.3. Residuos Radiactivos Sólidos	85
3.2.2.4. Vigilancia Radiológica Ambiental	85
3.2.2.5. Residuos Radiactivos de Alta Actividad	87
3.2.3. Cambios en Reglamentación y en la Normativa	89
3.2.3.1. Revisión de Reglamentación y Normativa	89
3.2.3.2 Normativa de Aplicación Condicionada.....	92
3.2.4 Análisis de comportamiento de Equipos	92
3.2.4.1. Regla de Mantenimiento.....	92
3.2.4.2. Inspección en Servicio	96
3.2.4.3.Requisitos de Vigilancia de las Especificaciones de Funcionamiento Mejoradas.....	97
3.2.4.4. Calificación Ambiental y Sísmica	97
3.2.4.5. Gestión de Vida.....	103
3.2.4.6. Mantenimiento Preventivo.....	106
3.2.4.7. Combustible	106
3.2.5. Modificaciones de la Instalación	107
3.2.6. Análisis Probabilista de Seguridad (APS)	108
3.2.7. Programas de Evaluación y Mejora de la Seguridad	117
3.2.8. Sistema de Gestión	133
3.2.9. Control de la Configuración	134
3.3. Evaluación del cumplimiento con la Normativa de Aplicación Condicionada	134
3.3.1 Evaluación de la normativa incluida en la ITC de ref ^a CNCOF/COF/SG/09/18.....	135
3.3.2 Evaluación de otra normativa no incluida en la ITC de ref ^a CNCOF/COF/SG/09/18.....	157
3.4. Modificaciones	166
3.5. Hallazgos	166
3.6. Discrepancias respecto de lo solicitado	166
4. CONCLUSIONES Y ACCIONES	168

4.1. Aceptación de lo solicitado.....	168
4.2. Requerimientos del CSN.....	168
4.3. Recomendaciones del CSN.....	168
4.4. Compromisos del titular.....	168
4.5. Hallazgos	168

PROPUESTA DE DICTAMEN TÉCNICO SOBRE LA RENOVACION DE LA AUTORIZACION DE EXPLOTACION DE LA CN COFRENTES

1. IDENTIFICACIÓN

1.1. Solicitante

Iberdrola Generación, S.A. titular de la central nuclear de Cofrentes.

1.2. Asunto

Solicitud de renovación de la Autorización de Explotación de la CN Cofrentes

1.3. Documentos aportados por el solicitante

La solicitud de renovación de la Autorización de Explotación de la C.N Cofrentes, presentada por el titular ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITC) y remitida por éste al CSN el día 30 de marzo de 2010 (registro de entrada en el CSN nº 5700), acompañada por la siguiente documentación en apoyo de la solicitud:

- Relación de la última revisión aprobada de los diferentes documentos de explotación que incorpora la autorización de explotación y copia de los mismos o en su defecto referencia de la última copia enviada.
- Una Revisión Periódica de la Seguridad (en adelante RPS) de C. N. Cofrentes, informe LISEO 01/10, rev. 0, marzo de 2010.
- Un análisis de envejecimiento experimentado por las estructuras, sistemas y componentes (en adelante ESC) de la central, incluido en el apartado 4.4.5 de la RPS.
- Un análisis de la experiencia acumulada de explotación durante el período de vigencia de la autorización de explotación en vigor, incluido en el apartado 4.1.4 de la RPS.
- La revisión del Estudio Probabilista de Seguridad (en adelante APS).

Por otra parte, en relación con la RPS, el titular envió directamente al CSN los siguientes documentos:

- LISEO 09/10, rev. 0 - Informe de complemento para el año 2009 de la RPS de C. N. Cofrentes, recibida en el CSN el 1 de julio de 2010 (nº de Registro 41364).
- K90-5A198 – Evaluación del impacto de las modificaciones de diseño (implantadas en 2009) en los análisis de incendios e inundaciones del APS, recibida en el CSN el 1 de julio de 2010 (nº de Registro 41364).

- K90-5-35-2, rev. 5 – Análisis Probabilista de Seguridad Nivel 1 de C. N. Cofrentes, recibida en el CSN el 31 de mayo de 2010 (nº de Registro 9926).
- Remisión de la revisión 7 del Plan de Gestión de Vida y la revisión 12 del informe sobre actividades de gestión de vida útil de Cofrentes (B90-5008), recibidos en el CSN el 30 de junio de 2010 (nº de Registro 41351).
- Remisión de la revisión 8 del Plan de Gestión de Vida y fe de erratas del informe sobre actividades de gestión de vida útil de Cofrentes (B90-5008 en rev. 12), recibidos en el CSN el 19 de julio de 2010 (nº de Registro 41523).

Asociada a la solicitud de renovación de la Autorización de Explotación presentada, el titular ha remitido directamente al CSN la siguiente documentación relativa a la respuesta a la Instrucción Técnica Complementaria ITC- CNCOF/COF/SG/09/18 sobre Normativa de Aplicación Condicionada (en adelante NAC):

- Carta 10.146415.00109 P.N.– C. N. Cofrentes. Respuesta a la Instrucción Técnica Complementaria sobre Normativa de Aplicación Condicionada, recibida en el CSN el 30 de abril de 2010 (nº de Registro 8182).
- Carta 1099983302164 – C. N. Cofrentes. Informe complementario sobre la evaluación de la RG 1.76, recibida en el CSN el 27 de julio de 2010 (nº de Registro 41554).
- 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 (nº de registro 42272).

1.4. Documentos de licencia afectados

No se han identificado documentos de licencia que precisen aprobación oficial o apreciación favorable del CSN como consecuencia de la renovación.

2. DESCRIPCIÓN Y OBJETO DE LA SOLICITUD

2.1.-Razones, descripción y antecedentes de la solicitud

La Autorización de Explotación vigente de la Central Nuclear de Cofrentes, concedida mediante Orden del Ministerio de Economía de 19 de marzo de 2001 (B.O.E. num.91 de 16/04/2001), que entró en vigor el 20 de marzo del mismo año por un período de validez de diez años, en su disposición 2ª señala que, con un mínimo de un año de antelación a su expiración se presentará la solicitud de renovación de la misma, la cual según se indicaba, debería presentarse acompañada de, entre otros documentos, de una “Revisión Periódica de la Seguridad de la central de acuerdo con lo que se especifique en las instrucciones complementarias que establezca el Consejo de Seguridad Nuclear”.

De acuerdo con lo anterior, el titular de CN Cofrentes ha solicitado la renovación de la autorización de explotación por un período de diez años, el 17 de marzo de 2009, con un año de antelación a la fecha de expiración de la autorización de explotación vigente.

El titular ha presentado en apoyo de la solicitud la documentación establecida en la disposición 2ª de la Autorización de Explotación vigente, cuyo contenido, en lo referente a la RPS, se ajusta a lo indicado en la Guía de Seguridad del CSN 1.10 “Revisiones Periódicas de la Seguridad de las Centrales Nucleares”, revisión 1 de septiembre de 2008.

Considerando que se requiere la Revisión Periódica de Seguridad cada 10 años, que la anterior RPS abarcó hasta el 31 de diciembre de 1998, y que se requiere su presentación, al menos un año antes de finalizar la autorización de explotación en vigor, la revisión se realiza para el período comprendido entre el 1 de enero de 1999 y el 31 de diciembre de 2008.

Con posterioridad, el titular ha presentado un complemento al informe de la RPS en revisión 1 que abarca el año 2009 y completa capítulos del informe anterior

2.2.-Descripción de la Revisión Periódica de la Seguridad

La Revisión Periódica de la Seguridad (RPS) presentada por el titular en apoyo de su solicitud es la segunda RPS llevada a cabo por él, el periodo objeto de revisión comprende desde el 1 enero 1999 hasta el 31 diciembre 2008. Posteriormente se ha completado por un año más hasta 31 de diciembre de 2009.

2.2.1- Experiencia Operativa

2.2.1.1.- Experiencia Operativa Propia

Alcance del análisis del titular

Los sucesos en los que el titular centra la revisión son los Sucesos Notificables de acuerdo con los criterios establecidos en las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento tras su

adaptación a la GS 1.6, “Sucesos notificables en centrales nucleares” del CSN, y de acuerdo a la Instrucción IS-10, sobre criterios de notificación de sucesos en centrales nucleares, de 25 de Julio de 2006 del Consejo de Seguridad Nuclear, desde su entrada en vigor el 4 de noviembre de 2006.

El titular ha realizado una revisión del análisis de la experiencia operativa interna de C.N. Cofrentes y ha hecho una valoración del mismo, con el fin de identificar:

- Si el proceso seguido ha sido adecuado,
- Si se han implantado las acciones correctoras y si éstas ha sido las apropiadas.
- Identificación de tendencias negativas para la seguridad.

El periodo considerado para la experiencia operativa propia cubre 10 años, desde el 01 de enero de 1999 hasta el 31 de diciembre de 2008 y se ha completado, posteriormente, hasta 31 de diciembre de 2009.

El titular ha seleccionado para el análisis todos los incidentes que fueron notificados (97 en el periodo 1999-2008 más 8 sucesos en 2009) y 4 adicionales que no lo fueron, en total se han revisado 109 sucesos, en todos ellos ha revisado el análisis que se realizó en el momento de la notificación de estas experiencias.

Resultados del análisis de tendencias de los sucesos

El titular ha realizado un análisis de tendencias que incluye la evolución, en base anual, del número de sucesos analizados y de los sucesos clasificados por causa.

El titular analiza la evolución en base anual del número total de sucesos y del número de estos sucesos con parada automática (scram) del reactor. En el caso de sucesos con scram, se observa que en 6 de los 10 años el número de scrams ha sido 2, teniendo en cuenta que las desviaciones en los restantes 4 años no difieren mucho del valor 2, la media anual es de 2 scrams, en el año 2009 el número de scrams ha sido 1 lo que no modifica la media anual.

Con respecto al número de sucesos por año experimenta dos picos máximos locales en los años 2002 y 2007. Salvo estos dos años citados, los restantes presentan una tendencia oscilante en torno al valor 8.

Del análisis del número de sucesos ocurridos en el año 2002 el titular identifica que fue un año con recarga de combustible (R13), lo que posibilita que la ocurrencia de errores humanos y situaciones indeseables aumente considerablemente. Este hecho queda constatado en que, de los 19 sucesos ocurridos este año (16 notificados y 3 incidencias no notificables), 12 de ellos (10 notificables y 2 no notificables) tuvieron lugar durante el tiempo de parada y los arranques posteriores a la R13. Asimismo en esta recarga se implantaron las modificaciones de diseño necesarias para el aumento de potencia a 110% así como las actuaciones necesarias en el sistema eléctrico de la central para dar respuesta a los cambios de estrategia de control de tensión anunciados por REE. Estas actuaciones incluían la modificación de la función URAL (Limitador de baja excitación del generador). De los sucesos ocurridos en 2002, 4 están relacionados con las modificaciones realizadas en el sistema eléctrico de la central en ese año.

Del análisis del número de sucesos ocurridos en el año 2007 el titular identifica que fue un año en que concurrieron dos hechos relevantes, la recarga de combustible 16 (R16) de duración de 3 meses aproximadamente y la parada de 1 mes para sustitución de la fase A del transformador principal T1 que experimentó una avería que no le permitía continuar con la operación. Se señala de nuevo que este hecho propició el que 7 sucesos comunicados de los 15 sucedidos, fueran en la R16 o en la parada para sustitución de T1. El otro hecho relevante fue la entrada en vigor el 4 de noviembre de 2006 de la instrucción IS-10, sobre criterios de notificación de sucesos en centrales nucleares, esta instrucción corrige o clarifica los criterios contenidos en la guía de seguridad GS-1.6 con el resultado de que el número de sucesos notificados se ve aumentado. En concreto, este año se produjeron 4 notificaciones que no habrían sido requeridas utilizando los criterios anteriores a la IS-10.

Además de los análisis anteriores, a fin de poder evaluar la situación de la experiencia operativa interna en CN Cofrentes, el titular ha establecido una serie de indicadores propios referidos al número de sucesos experimentados y sobre los que establece un control, entre ellos se encuentra el análisis quinquenal de scrams. Por otro lado, desde la aparición del Sistema Integrado de Supervisión de Centrales del Consejo de Seguridad Nuclear, año 2006, se supervisa el número de scrams mediante el indicador I1 “Paradas instantáneas del reactor no programadas por cada 7000 horas con el reactor crítico”. En este mismo apartado en un epígrafe posterior se analizan los resultados de este indicador.

Resultados del análisis de causas

A cada uno de los sucesos incluidos en el periodo considerado, el titular realizó, en la fecha de la ocurrencia, un análisis de causa raíz siguiendo la metodología de HPES (Human Performace Enhancement System) de INPO, además ha realizado una revisión actual de dicho análisis para esta RPS. De acuerdo con la metodología HPES, se identifican la causa raíz (causa fundamental) y las causa contribuyentes (por sí sola no habría dado lugar al suceso, pero es lo suficientemente importante como para ser identificada). De este análisis se identifica que las causas de mayor incidencia han sido: (R) fallo de equipo en funcionamiento, (F) prácticas de trabajo y (O) fabricación y/o instalación equipos. Del análisis de los datos de 2009 no se modifican las consideraciones indicadas en el Informe de la RPS. La Dirección de CN Cofrentes en su Plan de Gestión 2008-2012, y dentro de los Planes de Actuación Prioritaria, ha establecido el Plan 3.1.1 de Seguridad y Fiabilidad y el Plan 3.1.3 de Gestión de Activos y Actualización Tecnológica en los que están incluidos proyectos que tienden a minimizar las causas que en este apartado se evidencian.

El titular incorpora además, la evolución de los sucesos clasificados según causa del programa de indicadores del CSN y la evolución de los sucesos clasificados según causa identificada en la GS- 1.6. En ninguno caso se detecta probabilidad de tendencia adversa a largo plazo, aunque se hayan producido en algunos años acumulación de hechos que, puntualmente, hacen subir el indicador.

En cuanto a las causas de los scrams, el titular ha ejecutado un estudio completo de los sucesos con scram, cuyos datos ordenados se recogen en cuatro matrices: matriz de transitorios con scram, matriz de sistemas asociados a transitorios de scram, matriz de protecciones asociadas a la iniciación de scram y matriz de barreras de fallo directo. De cada una de las matrices se ha construido un diagrama de Pareto, en el que se determinan la contribución de los distintos transitorios, sistemas, protecciones y barreras de fallo directo, en la producción de scram. Del análisis de los transitorios ocurridos en el periodo de

tiempo analizado el titular destaca un conjunto de modificaciones de diseño que se han implantado en la central que conducirán a la reducción de causas que originan tales disparos.

Valoración general del proceso de análisis de la experiencia operativa propia.

En este punto el titular analiza dos procesos, el seguimiento e investigación de scrams y el proceso de análisis de la experiencia operativa interna.

En cumplimiento con la GL 83-28 CN Cofrentes redactó el procedimiento “Revisión tras un disparo”, cuyo objetivo es establecer un método, para confirmar el diagnóstico adecuado, de las causas que originaron el disparo, y especialmente el funcionamiento de los equipos relacionados con la seguridad, durante el disparo. En este procedimiento se establecen responsabilidades, registros y datos a analizar, seguimiento de acciones etc. De su análisis concluye que el proceso es adecuado y no requiere acciones adicionales.

En cuanto al análisis del proceso de análisis de experiencia operativa interna en la Condición 7 del Anexo 1 del PEP de Marzo 1990, se pidió a C.N. Cofrentes, que con una periodicidad anual, envíe a la Dirección General de la Energía, y al CSN, un informe sobre actividades de estudio y análisis de experiencia operativa propia y ajena, y en el que se describirán las acciones adoptadas, en base a dicho análisis, para mejorar el comportamiento de la instalación, o para prevenir sucesos similares a los analizados. C.N. Cofrentes, viene realizando estos informes desde el año 1989. El proceso se rige por un procedimiento que ha evolucionado a lo largo del tiempo. En el procedimiento se establecen responsabilidades, controles sobre las acciones correctivas, etc., y en general, la confección de un Informe Final de Experiencia Operativa Interna (IFEOI) implica la realización de un estudio en profundidad del suceso. Finalmente el Comité de Seguridad Nuclear de la Central (CSNC) es responsable de estudiar el IFEOI, analizando las causas, evaluando y aprobando las acciones y asignando las responsabilidades del cumplimiento de las mismas. El proceso de experiencia operativa interna, es inspeccionado periódicamente por inspectores del CSN, siendo la última inspección efectuada en marzo de 2010.

Las conclusiones del titular respecto de este proceso señalan que el proceso se ha seguido para los 101 sucesos (97 SN+ 4 no notificables, incluidos 20 scrams) habidos en el periodo considerado, y no se ha identificado ninguna anomalía en el mismo, a cada uno de los sucesos ocurridos se le ha realizado un IFEOI que ha sido correctamente gestionado en la aplicación informática SAP hasta Diciembre de 2006 y posteriormente, en la aplicación informática GESINCA (Programa de Acciones Correctoras), el proceso es adecuado y no se le encuentran debilidades importantes para la seguridad. En cuanto a la realimentación del proceso también se considera adecuada, habiéndose realizado mediante seminarios de sección, reentrenamiento anual del personal con licencia, por otro lado se ha implantado la figura del Coordinador Departamental de Experiencia Operativa (EO) con la finalidad de mejorar el proceso de aprovechamiento de la EO.

Análisis de sucesos 2006-2008

En el mes de Marzo de 2008, la dirección de C.N. Cofrentes formó un grupo de trabajo multidisciplinar para realizar un análisis en profundidad, que buscara posibles causas comunes o vínculos en los sucesos más recientes y de diferente índole ocurridos en C.N. Cofrentes, así como definir las bases de un plan de acción para acometer los puntos de mejora detectados.

Se tomaron como datos de partida las “No Conformidades (NC)” clasificadas en GESINCA como tipos A y B de los años 2006 y 2007, las NC abiertas como consecuencia de las inspecciones del CSN y todos los Sucesos Notificables acontecidos en dicho periodo. El total de instancias analizadas fue de 150. Además, se consideraron los fallos funcionales registrados por la regla de mantenimiento desde 2006 a 2008, y trabajos repetitivos durante las mismas fechas. Por último, se realimentó este análisis, a fecha 16/07/2008, con los sucesos notificables del año 2008 hasta la fecha indicada y con las dos entradas en el Plan de Emergencia realizadas en el año 2008.

Los sucesos se han analizado según la metodología HPES, se ha determinado la causa directa y las causas contribuyentes, obteniendo la distribución de factores como sigue. Existen cinco factores causales que se repiten con más frecuencia y que representan el 85% de las incidencias analizadas: prácticas de trabajo (24%), diseño y análisis de la central (19%), comunicaciones escritas (19%), operación de la central y sistemas (12%), y métodos de dirección (11%). Un análisis en profundidad sobre estos 5 factores contribuyentes permite identificar cuatro grandes áreas de mejora: análisis de cambios de diseño, uso y contenido de documentos, anticipación al fallo de componentes y eficiencia en la resolución de problemas. A su vez se determinaron 2 factores comunes que impactan en las cuatro áreas:

1. Oportunidad de mejora en la adaptación a un funcionamiento mediante equipos multidisciplinares.
2. Oportunidad de mejora en la adaptación de procesos y recursos a las nuevas exigencias que demanda la planta, teniendo en cuenta las experiencias internas, tanto operativas como de mantenimiento, ya vividas; realimentando dicha experiencia interna a la toma de decisiones y a la priorización de acciones.

Además se propusieron y fueron aceptadas líneas de intervención de mejora en las cuatro áreas identificadas a través de 15 aspectos concretos de las mismas.

Otros análisis de sucesos

El titular menciona otros análisis que se han llevado a cabo como resultado de acciones del SISC, u otras solicitudes realizadas desde el CSN o iniciativas propias.

Como se señaló anteriormente, la evolución temporal del número de scrams ha tenido su reflejo en el indicador I1 “Paradas instantáneas del reactor no programadas por cada 7000 horas con el reactor crítico”. En el tercer trimestre de 2007 el indicador superó ligeramente el valor de tres por lo que el CSN en su carta de referencia CSN-C-DSN-07-221 y de fecha 18 de diciembre de 2008, sobre evaluación de resultados del SISC del tercer trimestre de 2008, requirió la remisión al CSN de un informe en el que se indicaran las acciones correctivas necesarias para atajar las causas raíces que dieron lugar a las incidencias que habían provocado el resultado blanco en dicho trimestre. CN Cofrentes realizó y envió al CSN el informe donde se analiza exhaustivamente este hecho y se aportan las conclusiones del mismo.

Los sucesos notificables en los que se ha producido una bajada de carga no programada, se han reflejado en el indicador de bajadas de carga no programadas del SISC. Este indicador se ha mantenido en verde excepto en los trimestres 3 y 4 de 2008 en que alcanzó el color

blanco. El CSN en su carta de referencia CSN-C-DSN-08-203 y de fecha 19 de diciembre de 2007, sobre evaluación de resultados del Sistema Integrado de Supervisión de Centrales (SISC) del tercer trimestre de 2007, requirió la remisión al CSN de un informe en el que se indicaran las acciones correctivas necesarias para atajar las causas raíces que dieron lugar a las incidencias que habían provocado el resultado blanco en dicho trimestre. C.N. Cofrentes envió al CSN el informe donde se analiza exhaustivamente este hecho y se aportan las conclusiones del mismo.

El 28 de julio de 2008, el CSN remitió la Instrucción técnica CSN-IT-DSN-08-73, en la que se requería la realización de análisis con metodología MORT de los sucesos identificados como ISN 09/2007 (disparo del reactor con prealerta de emergencia por incendio de una fase del transformador principal), PEI 2008/01 (prealerta de emergencia por apertura de la válvula de alivio y seguridad B21F041B) , y PEI 2008/02 (prealerta de emergencia por apertura de la válvula de alivio y seguridad B21F051D), así como un análisis transversal de éstos y otros sucesos acaecidos desde agosto de 2007. En carta de 26 de mayo de 2009 se remitió al CSN el informe de resultados de estos análisis, que ha sido objeto de reuniones posteriores, y una inspección por parte del CSN en Febrero de 2010.

Por otra parte, durante 2008 y por iniciativa de la central se recibió una misión de INPO-WANO para realizar una evaluación externa de scrams, que pudiera aportar recomendaciones para reducir su número.

Dado que estos análisis citados se han producido en periodos próximos y que existe además un amplio solape en los sucesos analizados en cada caso, C.N. Cofrentes está abordando las acciones resultantes de manera conjunta, las acciones y recomendaciones se identifican en una matriz y se han asignado a un proyecto del Plan de Gestión 2008-2012 desde el cual se están abordando. Algunas de las acciones ya están realizadas, y el resto están en curso, y registradas en el PAC de la central.

Conclusiones del titular sobre el análisis de experiencia operativa interna

En el análisis de la experiencia operativa propia de C.N. Cofrentes, se ha identificado una disminución del número de sucesos notificables a remitir al CSN, con respecto al periodo evaluado en la RPS anterior. No obstante si comparamos la tendencia entre los periodos 1994-1998 (9 sucesos de media) y el periodo 1999-2008 (10 sucesos de media) y 9 sucesos en 2009, se observa un estancamiento en este indicador lo que representa una oportunidad de mejora en este aspecto.

Con respecto al número de scram por año considerado, se obtiene una media anual de 2 scrams lo que ha sido una mejoría con respecto a este mismo parámetro de la evaluación correspondiente a la RPS anterior que fue de valor 3 scrams. No obstante se evidencia que existe oportunidad de mejora en este parámetro para alcanzar el valor deseable de ningún Scram por año y manteniéndose en la zona verde del indicador I1 del SISC (igual o menor de 3).

Se considera adecuada la metodología utilizada en el análisis de los sucesos notificables HPES de INPO, y a través de ella se han podido identificar todas las tendencias.

El análisis de tendencias no identifica tendencia adversa en ninguna de ellas causa.

En general las acciones correctivas asociadas a los sucesos notificables acaecidos desde el inicio del periodo considerado cubren la totalidad de los 101 que han tenido lugar, con la indicación en cada uno de ellos de su cierre justificativo. En tan solo 5 sucesos notificables quedan algunas acciones correctivas pendientes de ejecutar.

2.2.1.2.- Experiencia operativa ajena

Alcance del análisis del titular

El periodo objeto de la revisión realizada por el titular es el comprendido entre el 1 de enero de 1999 al 31 de diciembre de 2008, ampliada posteriormente hasta el 31 de diciembre de 2010.

El titular ha procedido a la revisión de los siguientes documentos: Sucesos Notificables de otras centrales españolas, experiencias de la industria recogidas por el Institute of Nuclear Power Operations (INPO) como “Significant Event Reports (SER)” y “Significant Operating Experience Reports (SOER)”, boletines del suministrador principal (General Electric) emitidos como “Rapid Information Communication Service-Information Letters (RIC-SIL)”, “Service Information Letters (SIL)” y comunicados 10CFR Part 21 (SIL-C), experiencias operativas cuyo análisis ha sido expresamente requerido por el CSN.

En la documentación presentada el titular identifica, en primer lugar, los procedimientos internos que definen y establecen las responsabilidades y controles de la actividad y realiza un análisis del origen de los documentos evaluados en el periodo identificando y de las acciones implantadas tras el análisis de EO.

El objetivo del programa de experiencia operativa ajena es utilizar las lecciones aprendidas para mejorar la seguridad y la fiabilidad de C.N. Cofrentes. Con este fin se procede a evaluar la experiencia de otras centrales, así como las mejoras reconocidas y aceptadas de la industria, y en su caso, proceder a implantar las acciones necesarias en los procesos de C.N. Cofrentes.

Adicionalmente, el titular ha realizado una valoración global del proceso y de la gestión de la experiencia operativa ajena. En cuanto al proceso, se ha valorado la evolución del éste como consecuencia de revisiones internas (año 2008) e identificación de las mejoras identificadas como la implantación de la figura del coordinador de experiencia operativa, reuniones periódicas con los coordinadores y fomento de análisis multidisciplinar. El titular identifica también las áreas en el programa que aún pueden presentar cierto margen para su implantación en el futuro.

Resultados del análisis

A continuación se resumen los principales resultados del análisis:

- El mayor contribuyente para el análisis son los sucesos notificables emitidos por las centrales nucleares españolas, un total de 565 sucesos procedentes de otras centrales nucleares españolas (74%), más 110 para el año 2009. Además 64 más 11 de 2009 informes INPO, 123 más 2 de 2009 de GE y 13 más 1 de 2009 del CSN.

- Las acciones implantadas en la central tras el análisis proceden, la mayor parte, del análisis de los boletines del suministrador principal GE (34%), y en menor medida, de los análisis de la documentación emitida por INPO (25%) y de los sucesos notificables emitidos por las centrales nucleares españolas (24%).
- Respecto a información evaluada por C.N. Cofrentes procedente de otras centrales nucleares españolas (565 documentos), durante los 10 años de la presente RPS, han llegado a la fase de análisis por las secciones 57 informes, que representa el 10% de la información recibida. La mayor parte de las acciones implementadas han sido cambios en documentos/procedimientos (41%), y en menor medida, la realización de estudios/informes (29%) y acciones formativas (27%).
- Respecto a la documentación emitida por INPO, de los 64 documentos evaluados en los 10 años de la RPS, han llegado a la fase de análisis un total de 45 documentos (70%), la mayor parte de las acciones implementadas han sido de tipo formativo (37%) y la realización de estudios/informes (31%).
- Respecto a la documentación emitida por GE, de los 123 documentos evaluados, han llegado a la fase de análisis un total de 85 documentos (70%), la mayor parte de las acciones han sido la edición de informes/estudios (47%) y modificaciones a documentos/procedimientos (41%).
- La documentación solicitada por el CSN para su análisis (13 documentos) ha generado 40 acciones, la mayor parte de ellas correspondientes al 2008 son consecuencia del análisis de aplicabilidad del suceso de C.N. Ascó I relativo a la liberación de partículas radiactivas por la chimenea de ventilación (CSN-IT-DSN-08-46 de mayo de 2008). La mayor parte de las acciones han incidido en modificaciones de tipo documental (47%).

De la valoración del proceso el titular identifica las siguientes áreas de mejora:

- Revisar las modificaciones al programa realizadas en 2008 para verificar su correcta implantación y eficacia.
- Potenciar el uso proactivo de la experiencia operativa ajena en los procesos de C.N. Cofrentes.
- Realizar un “benchmarking” con otras centrales sobre EO con objeto de conocer y comparar programas, recursos, medios, indicadores de funcionamiento, etc.
- Mejorar la base de datos de Experiencia Operativa Externa, con el fin de desarrollar posibles capacidades informáticas no implantadas en estos momentos.

2.2.1.3.- Registro de Datos Operacionales de la Central

Análisis realizado

En este apartado el titular analiza los criterios y acciones para el archivo de documentos el cumplimiento con la normativa que afecta a su contenido y control en el periodo de análisis considerado en el alcance de la RPS.

El titular identifica los cambios más significativos desde la anterior RPS que vienen determinados por los cambios organizativos ya que actualmente, únicamente la documentación técnica y de calidad depende de Soporte Técnico y se encuentra ubicada en el Centro de Registros, además se ha dotado a este Centro de Registros de mayor capacidad de archivo.

En el informe de la RPS, el titular analiza el sistema de registro de datos implantado desde el punto de vista de las instalaciones, del control y archivo de los documentos y de la conservación y recuperación de la información. Adicionalmente para la detección y resolución de anomalías y mejoras se utilizan las Auditorías y la Gestión Integrada de No Conformidades y Acciones (GESINCA).

Se presenta también, en el informe de la RPS, el proceso seguido para la verificación del sistema que se basa en el Índice de archivo del Centro de Registros, auditorías internas de garantía de calidad, inspecciones de organismos oficiales y consultas realizadas.

Resultados del Análisis

En el periodo analizado por parte de la organización de Garantía de Calidad de CN Cofrentes se han realizado un total de 10 auditorías, dando lugar a un total de 49 acciones (34 cerradas y 15 en proceso de ejecución).

El tipo de observaciones más frecuentes en las auditorías hacen referencia a: Condiciones ambientales, clasificación, control y archivo de documentos y registros electrónicos (definición de responsabilidades).

En el periodo analizado se han emitido 9 No Conformidades en relación con el registro de datos, 2 de categoría B, 2 de categoría C y 5 de categoría D. Los de categoría B se refieren a condiciones no adecuadas de almacenamiento de cálculos de ingeniería y sobre los criterios y procesos para el almacenamiento, mantenimiento y reproducción de registros electrónicos.

Asimismo se indica que en el transcurso de las diferentes inspecciones de los organismos oficiales, se estima que se han solicitado del orden de 5.000 documentos que fueron localizados conforme a los mecanismos de control establecidos. Además en el Centro de Registros, se estima que se atienden anualmente unas 1.000 consultas de todo tipo de documentación, lo que supone que en el periodo analizado se han atendido unas 10.000 consultas de documentación, el titular señala que la documentación solicitada se ha localizado en el 100% de los casos, si bien en el caso de la documentación correspondiente a la época de diseño, fabricación, construcción, montaje y pruebas se ha localizado el 100% de los dossiers transferidos, aunque en algunas ocasiones, la información que los usuarios esperan encontrar en los mismos, no ha sido localizada debido a que no formó parte de la documentación especificada en su día como transferible (no figura en los dossiers que en su día fueron transferidos desde la organización de Construcción a Explotación).

2.2.2-Experiencia Relativa al Impacto Radiológico

2.2.2.1. - Dosis ocupacional (trabajadores profesionalmente expuestos)

El titular en este apartado analiza las dosis anuales y de recarga, las dosis por trabajos, y las dosis individuales por exposición externa e interna. Asimismo, se analiza y evalúa la implantación del programa de reducción de dosis. El periodo de análisis es el de la RPS al que se incorpora posteriormente hasta el 31 de diciembre de 2009.

A continuación se presentan los análisis realizados y las principales conclusiones del titular:

- En operación normal, la dosis colectiva está estabilizada en valores entre 0,4 y 0,5 Sv.p salvo incrementos puntuales por paradas durante el ciclo para cambio de combustible fallado (2004 y 2006), trabajos de mantenimiento (cambio de válvulas de alivio y seguridad en 2008) o cambios de diseño (aumento de capacidad de almacenamiento de combustible gastado en la piscina de combustible este en 2008). También ha tenido impacto en la dosis en operación normal el inicio de los trabajos de adecuación de cubículos a normativa a partir del año 2004, aunque estos trabajos supondrán una reducción de dosis futura por la mejora sustancial en las condiciones en los lugares de trabajo (limpieza y descontaminación integral, pintura descontaminable, mejora de iluminación, mejora de accesos a equipos, mejora de servicios de aire y suministro eléctrico, mejora de señalización de equipos y servicios, etc.). Por otro lado, las actividades rutinarias en operación normal están en valores de dosis colectivas estabilizadas o a la baja en función de los alcances específicos en cada año.
- La dosis colectiva recibida en cada recarga varía significativamente en función de su duración, término fuente y alcance de las actividades programadas, especialmente si éstas se llevan a cabo en los sistemas con mayor intensidad de radiación: vasija del reactor, recirculación, instrumentación neutrónica, limpieza del agua del reactor, residuos, etc.
- Se presentan las dosis colectivas para cada recarga de combustible, distribuida por tareas y departamentos, siguiendo la Instrucción IS-02 del CSN, sobre documentación sobre actividades de recarga en centrales nucleares de agua ligera. El reparto de dosis por tareas también se ve condicionado por las actividades de la recarga.
- Durante el periodo que abarca este informe han sucedido dos hechos que han tenido un impacto importante en la dosis colectiva de la central. El primero ha sido el aumento puntual en la Recarga 14 (2003) de las tasas de dosis en contacto con los lazos de recirculación en el pozo seco, y el segundo, los trabajos de reparación del sistema hidráulico de accionamiento de barras de control (CRDH) en el pedestal de la vasija en las Recargas 15 (2005) y 16 (2007).
- Como consecuencia del primer hecho, durante la Recarga 14 se tomaron una serie de acciones inmediatas que mitigaron el impacto radiológico del aumento de término fuente en el pozo seco en esta recarga, estableciéndose un plan de acción sobre el pozo seco que ha incluido descontaminaciones químicas, instalación de blindajes temporales y permanentes, eliminación de cobalto en componentes, control químico del agua del reactor e inyección de Zn, etc., que han corregido este efecto y han reducido las tasas de dosis en los lazos de recirculación a valores en la media de las centrales de las misma

tecnología. Por el contrario, en el caso del sistema limpieza de agua del reactor con tubería de acero al carbono, la recontaminación en la R16 ha sido elevada, por lo que se requerirán nuevas acciones ALARA sobre este sistema.

- Con referencia al segundo hecho, hay que indicar que aunque la dosis colectiva total de las Recargas 15 y 16 haya sido superior a la obtenida en las recargas anteriores (13 y 14), dada la magnitud radiológica de los trabajos realizados en cuanto a duración, novedad y dificultad (sustitución de intercambiadores de calor del sistema de limpieza de agua del reactor, sustitución de tuberías del sistema CRDH, etc.) estos trabajos han supuesto un notable esfuerzo ALARA en cuanto a planificación y programación de actividades, desarrollo de herramientas y útiles específicos, entrenamientos previos en maqueta, descontaminaciones y limpiezas, control y seguimiento continuo de los trabajos por el Servicio de PR. Las lecciones aprendidas de estos trabajos se han incorporado a la programación de las recargas siguientes en aplicación del criterio ALARA.
- Se analiza las dosis individuales por exposición externa. Para evitar la superación de los límites legales de dosis y mantenerlas tan bajas como sea razonablemente alcanzable (criterio ALARA) el titular establece niveles administrativos de referencia inferiores a los límites legales, que solamente pueden ser superados con la emisión de un permiso de recepción de dosis previamente aprobado por el Supervisor del SPR (si es ≤ 1 mSv) o por el Jefe del SPR (si es > 1 mSv), los mayores porcentajes de trabajadores expuestos se encuentran en los intervalos de dosis de fondo y, entre fondo y 1 mSv. Las personas en los intervalos de mayor dosis corresponden a trabajos a realizar por personas muy especializadas en lugares o equipos con altas tasa de radiación. (pozo seco y túnel de vapor). En especial durante las recargas 15 (2005) y 16 (2007) corresponden a trabajos relacionados con el cambio de líneas del sistema CRDH, habiéndose superado el valor de 20 mSv excepcionalmente en trabajos del proyecto.
- Por tanto, sin contabilizar las dosis por los trabajos relacionados con la reparación de los tubos del sistema CRDH, las dosis total de las Recargas 15 y 16 hubieran supuesto un valor de 2,13 Sv.p y 2,69 Sv.p respectivamente, valores que han dependido del alcance final de trabajos de estas recargas para el mantenimiento, inspección y modernización de la central.
- Se analizan las dosis individuales por exposición interna. En total se han realizado 31.395 controles en el servicio de dosimetría interna de la central no encontrándose en ningún caso dosis internas superiores al nivel de registro (1 mSv).
- Se identifican algunas de las iniciativas incorporadas en el Plan Director de Reducción de Dosis (PDRD) como la recuperación de cubículos u otras que han supuesto la toma de acciones ante incrementos de dosis como consecuencia de acciones operativas en la central.

2.2.2.2. -Vertidos y Dosis al Público

En esta sección el titular realiza la valoración del impacto de las descargas líquidas y gaseosas producidas en el periodo 1999-2008 completado con el año 2009, evaluando tanto la actividad emitida como las dosis al público debidas a estas liberaciones. En esta sección se valoran los datos de actividad emitida en los efluentes líquidos y gaseosos, así como la

dosis recibida por el individuo crítico de la población como resultado de dichas liberaciones.

El titular ha analizado también los sistemas de tratamiento las principales incidencias ocurridas durante el periodo y las acciones tomadas.

Del análisis realizado el titular destaca lo siguiente:

- El control de los efluentes es continuo y alcanza al 100% de las descargas. Y los sistemas de tratamiento de los efluentes líquidos y gaseosos han operado de forma correcta.
- En los primeros años de este periodo de análisis se detectó un incremento de la actividad liberada de tritio y en consecuencia de la actividad total descargada en los efluentes líquidos. Se creó un equipo multidisciplinar para el estudio de su causa raíz. Una vez detectado el origen, se trazó e implantó un plan de acción para corregir este incremento, plan que terminó en el 2007. Tras la finalización de este programa, los valores de liberación de tritio y actividad total en el 2008, se encuentran en el rango medio de emisión del anterior periodo 1985-1998.
- La actividad promedio anual liberada en los efluentes gaseosos ha experimentado en el periodo de análisis un descenso respecto del anterior periodo (se ha dividido por un factor de 2,35).
- las emisiones al exterior por vía líquida y gaseosa en el año 2009, así como sus dosis asociadas, han tenido un comportamiento análogo al observado en los años del periodo 1999-2008
- La dosis al individuo más expuesto de la población, considerada el parámetro más importante de impacto en el exterior, se ha mantenido siempre muy por debajo de los límites y restricciones operacionales. El valor más elevado de la dosis efectiva acumulada en 12 meses consecutivos, asociada a la totalidad de los efluentes líquidos y gaseosos, ha representado un 0,2 % del correspondiente límite de dosis (1 mSv) y un 2,3 % de la Restricción Operacional de Dosis (ROD) (100 µSv). El valor más elevado de la dosis equivalente en piel acumulada en 12 meses consecutivos y asociada a la totalidad de los efluentes, ha representado una fracción insignificante, un 5,0 E-03 %, respecto del correspondiente límite de dosis (50 mSv).
- En el año 2009 las dosis al individuo más expuesto de la población se han seguido manteniendo muy por debajo de la ROD y de los límites establecidos: el valor más elevado de la dosis efectiva acumulada en 12 meses consecutivos, asociada a la totalidad de los efluentes líquidos y gaseosos, ha sido inferior a un 0,3 % del correspondiente límite de dosis (1 mSv) y ha representado un 2,8 % de la ROD (100 µSv). El valor más elevado de la dosis equivalente en piel acumulada en 12 meses consecutivos y asociada a la totalidad de los efluentes, ha representado una fracción insignificante, un 6,5 E-03 %, respecto del correspondiente límite de dosis (50 mSv).
- Las incidencias operacionales más relevantes en la planta durante el periodo 1999-2008, en cuanto a emisiones se refiere han sido tres: dos en el año 2005 consistentes en un caso en un rebose de un pozo del sistema de vertidos líquidos y en el otro un derrame

de agua en una de las pocetas de paso de la línea de retorno del sistema de agua de circulación a balsas, y la del 2008 consistente en una alarma en el pórtico de camiones al paso de un vehículo que transportaba un contenedor de residuos inertes con escombros y tierras procedentes de distintas zonas ubicadas dentro del área protegida de la central. En el año 2009 se ha producido un suceso relevante relacionado con los efluentes líquidos y gaseosos en el mes de abril se produjo una alarma en la baliza Bicron al paso de un camión de recogida de contenedores de residuos sólidos urbanos su origen estaba en la limpieza de las arquetas situadas anexas al edificio de residuos y filtros electromagnéticos que recogen, entre otros, las bajantes de la terraza del edificio de residuos.

- Además de las acciones puntuales tomadas en cada uno de los sucesos indicados anteriormente y con el objeto de minimizar el impacto de los efluentes en el exterior, la central ha introducido mejoras en la operación y en el funcionamiento de los sistemas de efluentes a lo largo del periodo evaluado, tanto en el ámbito de la prevención como en el tratamiento.

2.2.2.3. -Residuos Radiactivos Sólidos

El análisis realizado por el titular en la RPS abarca los datos correspondientes a la generación de residuos sólidos desde el año 1999 hasta 2008, ambos incluidos y se completa con los datos del año 2009. El principal objeto del apartado es revisar el proceso de gestión durante el periodo considerado, identificando los aspectos más significativos, las acciones de mejora implantadas y realizando una valoración global del proceso.

Se mencionan los programas de reducción de la generación de residuos, identificación de las corrientes de residuos para las que aún no exista vía de gestión, evolución de los procesos de aceptación de residuos para su gestión definitiva, análisis de la situación de los bultos de residuos históricos, requisitos de trazabilidad asociados a las diversas etapas en la gestión de los residuos que lleva a cabo el titular, y el análisis de las incidencias en el control de los movimientos materiales residuales y residuos radiactivos entre las distintas zonas de la Central, con el objeto de prevenir que sean gestionados como convencionales.

En general, el titular considera que tanto los procesos de tratamiento de residuos líquidos de la central, como los de purificación de aguas de sistemas, como los procesos de tratamiento de residuos sólidos han funcionado del periodo de estudio sin problemas dignos de mención. Las mejoras obtenidas con la implantación de diversas técnicas en tratamiento de purificación de aguas (utilización en estos tratamientos de ultrafiltración y ósmosis inversa, desecación de lodos y concentrados), así como los programas de técnicas reducción de volumen, descontaminación y posterior desclasificación de aceites, descontaminación de material no compactable (chatarras) etc, han dado los siguientes resultados:

- Durante década 1989-1998 del anterior informe, la media de generación de residuos ya acondicionados fue de 248 m³/año. Durante la década correspondiente al presente estudio 1999-2008, la media de residuos generados acondicionados ha sido de 158 m³/año, con una reducción respecto del periodo anterior del 36,3%. Incluyendo el año 2009 la media de residuos generados acondicionados ha sido de 168'22 m³/año, con una reducción con respecto al periodo anterior del 31'9%.

- Se puede decir que con una optimización de la desecación de residuos, los resultados hubieran mejorado ostensiblemente para el acondicionamiento de la línea de concentrados de evaporador y lodos, por lo que entre los planes de futuro que se contemplan, además de seguir con los programas actualmente en marcha se incluyen otros como el aumento de la capacidad de tratamiento por desecación, renovar el tratamiento de las aguas de lavandería caliente con la instalación de nuevas membranas de ultrafiltración y ósmosis inversa, estudio de nuevas técnicas para alargar la duración de las resinas de tratamiento de sistemas, proyecto de desclasificación de chatarras que permitirá desclasificar volúmenes importantes de materiales metálicos, y proyecto de fundición en las instalaciones de Studsvik de los tres calentadores almacenados temporalmente en la explanada del almacén de piezas de baja actividad (APBA).
- Construcción de un nuevo taller de descontaminación de mayor capacidad que el actualmente existente. Esta actuación se encuadra en el Plan de Gestión 2008-2012, dentro del proyecto 3.1.3.6 de Mejora de Infraestructuras y la previsión es que esté operativo para la Recarga 18, en 2011.

De los datos recopilados en el periodo 1999 - 2009, en lo referente a los residuos radiactivos sólidos (media y baja actividad), se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Se han generado un total de 29098 bultos correspondientes a las corrientes gestión: resinas, concentrado de evaporadores, lodos húmedos, sólidos compactables, sólidos no compactables, filtros, y lodos desecados o secos inmovilizados. El índice de aceptación, que se cuantifica como el porcentaje de bultos aceptados por ENRESA, para su retirada, frente a la producción total de bultos de la Central, es del 100% para C.N. Cofrentes.
- Los envíos de bultos a las instalaciones de almacenamiento de El Cabril comenzaron en 1993, habiéndose retirado a fecha del 31/12/09 la cantidad de 20734 bultos, por lo que las existencias en el almacén de C.N. Cofrentes para esta misma fecha es de 7988 bultos.
- La capacidad útil del almacén temporal de C.N. Cofrentes es de 20100 bultos equivalentes de 220 litros, por lo que, actualmente el número de huecos disponibles es de 12102 bultos. Esto supone el 39.74% de la ocupación total del almacén. Al ritmo actual de producción la saturación del mismo, sin retirada, se produciría en 15 años.
- C. N. Cofrentes continúa aplicando los programas de reducción de volumen, para disminuir o tratar de evitar en lo posible un aumento en la generación de residuos.

2.2.2.4. -Vigilancia Radiológica Ambiental

La evaluación que el titular realiza en la RPS consiste en una proyección de los resultados de actividad obtenidos en los análisis del Programa de Vigilancia Radiológica Ambiental (PVRA) durante el periodo 1999-2008 completándola posteriormente con el año 2009, a una potencial dosis a la población de los alrededores de la central. A continuación, a partir de los datos de dosis efectiva anuales obtenidos, se estima el potencial impacto radiológico a la población del entorno que la operación de la central pudiera tener en el futuro.

Como resultado de los análisis realizados en el periodo sobre las muestras tomadas del PVRA establecido en el entorno de la C.N de Cofrentes y de los análisis presentados el titular concluye lo siguiente:

- El grado de cumplimiento del PVRA, tanto en muestras tomadas como en muestras analizadas respecto de las programadas, ha estado siempre por encima del valor mínimo del 95 % para las muestras tomadas (valor del año 2004) y del valor mínimo del 93 % para las muestras analizadas (valor del año 2004).
- No se aprecia, en el conjunto de los análisis efectuados, influencia de los vertidos líquidos y gaseosos de la central sobre las vías de exposición a la población, puesto que:
 1. Los resultados de los análisis se encuentran de forma general en una banda de valores menores o del mismo orden de magnitud que los encontrados en el periodo preoperacional.

La presencia de radionúclidos artificiales en las muestras analizadas, fundamentalmente el Sr-90 y en menor medida el Cs-137, tiene un origen previo a la operación de la central, en el “fallout” de las pruebas nucleares a cielo abierto realizadas en décadas pasadas y del accidente de Chernóbil (1986). El promedio de los valores de actividad correspondientes a otros radionúclidos artificiales de potencial origen en la operación de la central encontrados en algunas muestras, está o bien por debajo del requisito límite de detección (LID) del Manual de cálculo de dosis al exterior (MCDE) o cercano al mismo, y siempre muy por debajo de los niveles de notificación recogidos en el MCDE. De todos los análisis realizados durante el periodo contemplado en esta RPS, únicamente se ha producido una superación del nivel de notificación en una muestra de trigo en el punto de muestreo C-61 de Jarafuel, en el año 2000, comunicada al CSN mediante carta de fecha 25 de octubre de 2000. El radionúclido que superó el mencionado nivel fue el Sr-90, con un valor de $1,18 \pm 0,129$ Bq/kg húmedo. El estudio de la causa raíz de este resultado concluyó que la superación no era consecuencia de los efluentes de la central.

2. En todos los análisis realizados durante el periodo contemplado en esta RPS, el LID a posteriori ha sido menor que el indicado en el MCDE, salvo en un único análisis de actividad β total en partículas de polvo en el punto PP-7 (Cortes de Pallás) en el año 2001, originado por el bajo volumen de aire muestreado debido al fallo de tensión en la caseta ambiental. Únicamente para los radionucleidos de origen natural, Ba-140 y La-140 en algunos años (2005, 2006, 2007 y 2008) se han superado los LID del MCDE en una serie de muestras del programa de control de calidad del PVRA que realiza el CIEMAT, debido al tiempo transcurrido entre las fechas de muestreo y análisis (isótopos de vida corta).
- En relación con la proyección de la dosis potencial a la población del entorno, realizada con objeto de valorar la influencia del funcionamiento de la central y desarrollada a partir de los valores detectados en el PVRA:
 1. La dosis al individuo medio de la población del grupo de edad de mayor dosis, se mantiene por debajo del nivel de registro utilizado por la UE en sus informes de radiactividad ambiental ($1 \mu\text{Sv/año}$, nivel por debajo del cual se considera que las dosis no tienen relevancia radiológica); incluso considerando radioisótopos procedentes del “fallout” (Sr-90 y Cs-137) las dosis proyectadas representarían únicamente un 49,30 % respecto de dicho nivel de registro, con un valor promedio del orden de $4,93 \text{ E-}01 \mu\text{Sv/año}$. De los radionúclidos detectados, la mayor contribución a la potencial dosis la presenta el Sr-90 (94,60 %). Debido a la aportación de este radioisótopo, la vía de mayor contribución a la dosis es el consumo de cultivos (84,35 %). Como se ha

indicado anteriormente, este radionúclido tiene un origen ajeno a la operación de la central.

2. Al repetir la proyección de dosis sin considerar el Sr-90, la dosis total disminuye de forma muy significativa hasta valores muy bajos: el promedio de la potencial dosis disminuye hasta $2,56 \text{ E-}02 \text{ } \mu\text{Sv/año}$, valor que representaría únicamente un 2,56 % del nivel de registro utilizado por la UE en sus informes de radiactividad ambiental. Este valor promedio, $2,56 \text{ E-}02 \text{ } \mu\text{Sv/año}$, está muy por debajo del valor medio de la dosis efectiva al individuo crítico de la población en el mismo periodo de esta RPS, de valor $1,21 \text{ } \mu\text{Sv/año}$ y del valor medio de estimaciones realistas de dosis realizadas también en este periodo 1999-2008, de valor $1,37 \text{ E-}01 \text{ } \mu\text{Sv/año}$. En este caso, la vía de mayor contribución a la dosis sería el consumo de agua potable (67,49 %).

3. Al analizar la evolución de la proyección a dosis potencial en conjunto desde 1985, se observa que se produce una constante tendencia descendente de las dosis, más significativa en los primeros años que en los últimos. Al repetir este análisis sin tener en cuenta el radioisótopo procedente del “fallout” que más contribuye a las dosis potenciales totales (el Sr-90, como se ha señalado anteriormente), se obtienen unos valores de dichas dosis mucho más bajos y mucho más constantes en el tiempo, tal y como el contraste de regresión realizado en la anterior RPS predijo. En este periodo se ha producido una significativa disminución de las dosis potenciales respecto del anterior: el valor promedio sin considerar el Sr-90 ha sido de $2,56 \text{ E-}02 \text{ } \mu\text{Sv/año}$, frente a un valor promedio en la RPS anterior (1985-1998 y excluyendo los datos de los años 1985 y 1986, correspondientes al primer año de operación de la central y al accidente de Chernóbil, respectivamente) de $9,05 \text{ E-}02 \text{ } \mu\text{Sv/año}$.

– El contraste de regresión realizado para estimar el potencial impacto radiológico en la población que la operación de la central pudiera tener en el futuro, ha indicado, con un nivel de confianza del 95 %, que:

1. Considerando la totalidad de los radioisótopos de origen artificial detectados en el PVRA (independientemente de que su origen pueda no estar en la C.N de Cofrentes) y suponiendo una operación futura de la central (en lo relativo a los parámetros estudiados en esta sección de la RPS) análoga a la de todo el periodo estudiado en este análisis, son esperables en el futuro valores de potenciales dosis efectivas anuales al individuo medio de la población por las vías de inhalación y consumo de alimentos más bajos que los calculados en este estudio y por debajo del nivel de registro empleado por la UE en sus informes ambientales ($1 \text{ } \mu\text{Sv/año}$).

2. Si de la proyección de dosis se excluye al Sr-90 (radioisótopo con una contribución del 94,60 % a la dosis potencial total promedio y con un origen ajeno al funcionamiento de la instalación) y suponiendo una operación futura de la central (en lo relativo a los parámetros estudiados en esta sección de la RPS) análoga a la de todo el periodo analizado, no son esperables en el futuro variaciones significativas respecto de los valores calculados en este análisis de las potenciales dosis efectivas anuales al individuo medio de la población por las vías de inhalación y consumo de alimentos. Son esperables potenciales dosis efectivas anuales con valores muy por debajo del nivel de registro empleado por la UE en sus informes ambientales ($1 \text{ } \mu\text{Sv/año}$) y en el rango de $5 \text{ E-}02$ a $9 \text{ E-}05 \text{ } \mu\text{Sv/año}$.

2.2.2.5. Residuos Radiactivos de Alta Actividad

En este apartado el titular expone la evolución experimentada en la gestión de los residuos de alta actividad y del combustible gastado, durante el periodo objeto de esta RPS, gestión encaminada por un lado a minimizar la generación de residuos y elementos de combustible gastados y por otro, a minimizar la dispersión de la contaminación, evitar posteriores roturas por incidentes en el manejo, minimizar la generación de residuos secundarios, etc.

El titular analiza la evolución de la gestión realizada para mantener en un nivel óptimo las prácticas y procedimientos aplicables a la gestión de las instalaciones de almacenamiento temporal. Analiza para todas las categorías de elementos definidos como de alta actividad la evolución histórica en su gestión y la modalidad de gestión actual incluyendo los aspectos de mejora que se han ido incorporando.

Concluye que de acuerdo a la capacidad actual de almacenamiento en piscinas, al esquema de carga de elementos de combustible por recarga, al diseño actual de ciclos de operación del reactor de 24 meses y considerando la reserva de 624 posiciones de almacenamiento para la descarga completa del núcleo del reactor, se podría operar hasta el ciclo 23, que terminaría en el segundo semestre del año 2021. Por consiguiente está garantizada la capacidad de almacenamiento de combustible gastado durante el periodo de 10 años para el que se pide la autorización de explotación.

Asimismo especifica el inventario de residuos de alta actividad almacenados en las piscinas de CN Cofrentes completado con lo incorporado en la recarga de combustible efectuada en el año 2009.

Como incidencias producidas en relación con los elementos combustibles el titular señala la ocurrida el 22 de septiembre de 2009 durante la realización de actividades de inspección de combustible en que se produjo un incidente significativo relacionado con combustible gastado, al producirse la caída de un subelemento dentro de la piscina del edificio de combustible.

2.2.3.- Cambios en la Reglamentación y en la Normativa

El contenido de la RPS es un resumen actualizado de la información emitida en los informes anuales periódicos, dentro del alcance de la RPS (1999 – 2008 completada posteriormente con el 2009). El principal objeto es asegurar que todos los requisitos que son aplicables a C.N. Cofrentes como consecuencia de la nueva normativa aparecida o de la revisión de otra ya existente, se han cumplido o existe un programa de implantación de las acciones derivadas.

Adicionalmente, se incluye una valoración de la evolución global del proceso de evaluación de nueva normativa que abarca las modificaciones realizadas, sus objetivos, las acciones derivadas, su implantación, las mejoras obtenidas y las deficiencias detectadas en su sistemática de implantación, así como los planes futuros para aumentar la seguridad de la central.

2.2.3.1. - Revisión de Reglamentación y Normativa

El alcance de la revisión realizada dentro de la RPS cubre normativa nacional esto es, disposiciones reglamentarias nacionales sobre seguridad nuclear y protección radiológica, como Instrucciones del CSN, Guías de Seguridad del CSN, y la revisión del cumplimiento de los requisitos establecidos en la Autorización de Explotación en vigor; normativa del país de origen del proyecto, entre ellas modificaciones al 10 CFR 20/50/100, Cartas Genéricas (GL) de la NRC, Boletines de la NRC, Guías Reguladoras de la NRC; y otra reglamentación internacional como las Guías de la OIEA que forman parte de las bases de licencia de la Central.

El titular indica que C.N. Cofrentes lleva a cabo el análisis de nueva normativa de forma sistemática y continua dando cumplimiento a lo establecido en la condición 5.3 del Anexo a la Autorización de Explotación de la C.N. Cofrentes de 19 de Marzo de 2001, desarrollado por la ITC CNCOF/COF/SG/08/35 (26/11/08) sobre análisis anual de nueva normativa revisada, que requiere el envío a la Dirección General de Política Energética y Minas y al Consejo de Seguridad Nuclear, en el primer trimestre de cada año natural, de un Informe sobre las medidas tomadas por C.N. Cofrentes para adecuar la explotación de la central a los nuevos requisitos nacionales sobre seguridad nuclear y protección radiológica y a la normativa del país de origen del proyecto.

El proceso de evaluación de nueva normativa en C.N. Cofrentes ha evolucionado a lo largo del periodo de la RPS, al implantarse el Sistema de Gestión Integrada de No Conformidades y Acciones (GESINCA) las acciones que se derivan del proceso se incorporan en el sistema para su control y seguimiento como tipo Requisito Regulador (RR). Adicionalmente, el proceso incorpora las conclusiones de la autoevaluación llevada a cabo con el objetivo de evaluar la eficacia del proceso e identificar mejoras teniendo en cuenta el sistema de gestión de acciones (GESINCA) ya implantado. El titular considera que el uso sistemático de GESINCA para el registro de la normativa, que requiere la realización de acciones, está contribuyendo positivamente al control de los plazos.

De la revisión realizada sobre los cambios habidos tanto en la normativa nacional como en la del país origen del proyecto y en otra normativa internacional en el periodo de análisis de esta RPS, se puede concluir que todos los requisitos que son aplicables a C.N. Cofrentes como consecuencia de la nueva normativa aparecida o de la revisión de otra ya existente, se han cumplido o están en fase de implantación de acciones para completar su cumplimiento:

- Los análisis de todas las disposiciones reglamentarias nacionales publicadas en el periodo se encuentran realizados y sus acciones implantadas a excepción de la correspondiente a la Ley 17/2007 que modifica a la Ley del Sector Eléctrico, para la cual el sector nuclear está a la espera de que la Administración defina el importe de la prima de responsabilidad medioambiental que garantice la cobertura requerida por la Ley. Entre las disposiciones analizadas que han supuesto un mayor impacto destaca el Real Decreto 783/2001 por el que se aprobó el Reglamento sobre Protección Sanitaria contra Radiaciones Ionizantes y el Real Decreto 35/2008 que modificó dicho Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas.
- Los análisis de todas las Instrucciones del CSN publicadas en el periodo de análisis de esta RPS se encuentran realizados y sus acciones implantadas. Entre las Instrucciones analizadas que han supuesto un mayor impacto destaca la IS-02 por la que se regula la documentación sobre actividades de recarga en centrales nucleares de agua ligera, la IS-09 por la que se establecen los criterios a los que se han de ajustar los sistemas,

servicios y procedimientos de protección física de las instalaciones y materiales nucleares, la IS-12 por la que se definen los requisitos de cualificación y formación del personal sin licencia, de plantilla y externo, en el ámbito de las centrales nucleares y la IS-19 sobre los requisitos del sistema de gestión de las instalaciones nucleares.

- De la revisión efectuada de las Guías de Seguridad del CSN aplicables a instalaciones nucleares se pone de manifiesto que se están aplicando en su mayor parte. Cuatro de ellas tienen acciones previstas o en curso que, cuando se completen, implicarán un mayor grado de seguimiento de las Guías de Seguridad por parte de la central.
- Se ha verificado que se han cumplido todas las condiciones de la Autorización de Explotación.
- Los análisis de todas las modificaciones al 10 CFR 20/50/100 publicadas en el periodo de análisis de esta RPS se encuentran realizados y sus acciones, en caso de existir, implantadas. Entre los cambios que han supuesto un mayor impacto destaca el 64 FR 71990 “Use of Alternative Source Terms at Operating Reactors” publicado en el Federal Register el 23/12/1999.
- Los análisis de todas las Cartas Genéricas (GL) publicadas en el periodo de análisis de esta RPS se encuentran realizados estando pendiente la implantación de algunas de las acciones correspondientes a las siguientes Cartas Genéricas: GL 06-02 “Grid Reliability and the Impact on Plant Risk and the Operability of Offsite Power”, GL 06-03 “Potentially Nonconforming HEMYC and MT Fire Barrier Configurations” y GL 08-01 “Managing Gas Accumulation in Emergency Core Cooling, Decay Heat Removal, and Containment Spray Systems”. Adicionalmente, cabe destacar que en el periodo de evaluación de esta RPS se han cerrado y posteriormente reabierto dos Cartas Genéricas publicadas con antelación al inicio del mismo: GL 96-05 “Periodic verification of design basis capability of safety-related motor operated valves” y GL 98-05 “BWR licensee use of the BWRIP-05 report to request relief from augmented examination requirements on RPV circumferential shell welds”.
- En cuanto a los Boletines de la NRC publicados en el periodo de la presente RPS, de los análisis realizados de los mismos se ha concluido que ninguno de ellos requiere acciones.
- De la revisión efectuada de las Guías Regulatoras de la NRC (RG) publicadas en el periodo de análisis de esta RPS seleccionadas (que no formen parte de la NAC, que cumplan los criterios de la ITC de 2008 sobre Análisis Anual de Nueva Normativa Revisada, que apliquen siempre en su última revisión o que sus acciones se hayan cerrado dentro del periodo de evaluación) se concluye que C.N. Cofrentes cumple con los requisitos de todas las RG evaluadas excepto en aquellos casos en los que, o bien existe normativa española específica (RG 1.8 “Qualification and Training of Personnel for Nuclear Power Plants”, y RG 1.114 “Guidance to Operators in the Control Room of a Nuclear Power Unit”), o bien, se trata de nuevas revisiones de RG que ya son base de Licencia y cuya aplicación es voluntaria (RG 1.52 “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”, 1.54 “Service Level I, II, and Protective Coatings Applied to Nuclear Power Plants”, 1.75 “Physical Independence of Electric Systems”, 1.124 “Service Limits and Loading Combinations for Class 1 Linear-Type Supports”, 1.142 “Safety-Related Concrete Structures for Nuclear Power Plants (Other than Reactor Vessels and Containments)”, 1.149 “Nuclear Power Plant Simulation Facilities for Use in Operator Training and

License Examinations”), supone relajaciones (RG 1.92 “Combining Modal Responses and Spatial Components in Seismic Response Analysis”) o va dirigida a nuevos reactores (RG 1.20 “Comprehensive Vibration Assessment Program for Reactor Internals During Preoperational and Initial Startup Testing”, 1.57 “Design Limits and Loading Combinations for Metal Primary Reactor Containment System Components”, 1.97 “Criteria for Accident Monitoring Instrumentation for Nuclear Power Plants”). En todos estos casos CN Cofrentes mantiene como base de licencia la revisión previa ya existente de dichas RG.

- En cuanto a las Guías de la OIEA evaluadas, se concluye que C.N. Cofrentes sigue cumpliendo con el contenido de las que forman parte de sus Bases de Licencia y sólo cabe destacar que se actualizará la referencia a dos de ellas (50-SG-QA5 y 50-SG-QA7) que han sido sustituidas por una nueva (GS-G-3.1) en la próxima revisión del Manual de Garantía de Calidad.

2.2.3.2. Normativa de Aplicación Condicionada

El titular recoge en este apartado un resumen del proceso de análisis de la Normativa de Aplicación Condicionada. Este proceso se describe en detalle en el apartado 2.3 del presente informe.

2.2.4.-Comportamiento de Equipos

2.2.4.1.- Regla de Mantenimiento

El objeto de este informe dentro de la RPS es describir y evaluar el estado de las Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC) de C.N. Cofrentes, incluidos en la Regla de Mantenimiento respecto a los Criterios de Prestaciones fijados. Este informe abarca el periodo desde 1 de enero de 1999 hasta 31 de diciembre de 2008, posteriormente se completó con los resultados del año 2009.

El titular describe la evolución de la regla de mantenimiento (RM) en el periodo de tiempo considerado desde su entrada en vigor en las centrales nucleares españolas con fecha 1 de abril de 1999 mediante la emisión de una Condición y de una Instrucción Técnica Complementaria (ITC) al permiso de explotación, hasta que transcurridos varios ciclos de RM, con objeto de regular con carácter general los criterios aplicados por el CSN para requerir un sistema de vigilancia de la eficacia de las prácticas de mantenimiento en centrales nucleares, el CSN ha emitido la Instrucción IS-15, de 31 de octubre de 2007 sobre “Requisitos para la vigilancia de la eficacia del mantenimiento en centrales nucleares, además de una guía de seguridad (GS-1-18 de fecha Octubre 2007) con el fin de facilitar el cumplimiento con la mencionada Instrucción estableciendo una metodología adecuada para su cumplimiento.

El titular realiza un análisis del balance fiabilidad / disponibilidad y un estudio del impacto de los fallos y las indisponibilidades ocurridas durante el periodo de evaluación en la Ecuación Final de Daño al Núcleo de la central. Adicionalmente en el informe complementario para el año 2009 se incluye la evolución del riesgo en el periodo completo (01/01/1999 hasta 31/12/2009) tanto en operación a potencia como en parada.

2.2.4.2. Inspección en Servicio

En la RPS el apartado referente a la inspección en servicio trata de resumir la labor desarrollada por el titular en la CN Cofrentes en relación con los programas y resultados de las inspecciones y pruebas en servicio realizadas desde febrero de 1995 (comienzo del segundo intervalo de inspección) hasta diciembre de 2008 (fin del periodo analizado), posteriormente se ha completado con los resultados más relevantes del año 2009.

El alcance de la evaluación realizada por el titular, dentro del segundo intervalo, y en las inspecciones realizadas en el intervalo actual hasta diciembre de 2009, comprende: Ensayos no destructivos, inspección de soportes, inspección y pruebas funcionales de amortiguadores, pruebas funcionales de válvulas, pruebas funcionales de bombas, pruebas de presión, inspección visual del recinto de contención. Además incluye un análisis del comportamiento de las diferentes barreras.

Posteriormente, el titular identifica las modificaciones introducidas el Manual de Inspección en servicio (MISI) actual (tercer intervalo) frente al anterior que se refieren, fundamentalmente, al alcance como consecuencia de modificaciones realizadas por cambios en la edición aplicable del Código ASME XI y en otras normas, modificaciones motivadas por, entre otras cosas, la incorporación de la última edición aprobada de la Guía Reguladora 1.147, modificaciones por la incorporación de la optimización informada en el riesgo del programa de inspección en servicio (RI-ISI) para tuberías de clase 1 y 2, modificaciones por la incorporación del programa de pruebas en servicio de bombas y válvulas con criterios informados en el riesgo (RI-IST), modificaciones por la incorporación de un capítulo para recopilar los requisitos aplicables al programa de pruebas de fugas de la contención primaria. Además del alcance, se ve modificado el volumen de inspección como consecuencia, entre otras cosas, de la aplicación del RI-ISI, además de algunos cambios de diseño.

Adicionalmente, el titular identifica las exenciones presentadas, que han sido como consecuencia de la imposibilidad física de acceder a determinadas áreas programadas para ser inspeccionadas. Asimismo, señala que los Casos del Código ASME aplicables a la inspección en servicio de la Central Nuclear de Cofrentes ("ASME Code Cases"), los cuales representan aclaraciones o alternativas aceptables por el propio Código para cumplir los requisitos de éste. Para poder ser utilizados en el Programa de Inspecciones en Servicio, deben ser aprobados por la NRC, esta aprobación se produce mediante su inclusión en la Guía Reguladora 1.147, "Inservice Inspection Code Case Acceptability ASME Section XI Division 1".

Por último, el titular identifica otras inspecciones no incluidas en el ASME XI que se realizan en la CN Cofrentes, este es el caso de: la inspección de soldaduras de acero inoxidable por la aplicación de la Generic Letter 88-01, donde la NRC establece los criterios que deberán seguir las centrales de tipo BWR con objeto de detectar y prevenir la aparición de grietas de corrosión intergranular (IGSCC) en soldaduras de acero inoxidable austenítico; la inspección de internos de la vasija que incluye inspecciones visuales, mediante cámaras de TV, manuales, de control remoto y robotizadas; y el programa de inspección erosión/ corrosión iniciado como consecuencia de que a partir de 1985 se produjeran incidentes en varias plantas en EEUU relacionados con la pérdida de espesor en líneas de agua de alimentación por mecanismos de Erosión/Corrosión (E/C), en julio de 1987 la NRC publicó el IE Bulletin 87-01 "Thinning of Pipe Walls in Nuclear Power

Plants” y en mayo de 1989 emitió la Generic Letter 89-08 donde requiere que todas las centrales implanten un programa a largo plazo para prevenir la degradación por erosión/corrosión de tuberías de acero al carbono de sistemas tanto bifásicos como monofásicos.

Como consecuencia del análisis realizado de cada uno de los programas de inspección y pruebas aplicados en la CN Cofrentes, el titular identifica en el informe los pocos hallazgos relevantes que en todos los casos fueron solventados en su momento con reparación, sustitución o con otro tipo de intervención para conseguir resultados aceptables. En el informe se identifican las indicaciones de indicios de grietas en algunas de las soldaduras del secador de vapor que han dado lugar a diversas reparaciones y a una ampliación de la inspección de este elemento en las paradas de recarga.

Como hecho destacable, en este periodo, se identifica que la inspección visual realizada durante la pruebas de presión de la vasija permitió identificar una pequeña fuga en una línea de inserción de los actuadores de las barras de control. Tras una inspección al resto de líneas se determinó que la causa del fallo apuntaba a corrosión por el exterior, coincidente con experiencias similares en estas mismas líneas en otras centrales BWR. Durante la 15ª parada para recarga se realizó la reparación del cuadrante más afectado y posteriormente, en la siguiente recarga se acometió la reparación del resto de cuadrantes.

Otro hecho destacable en el periodo de análisis está relación con las válvulas de alivio y seguridad (SRV), el titular señala que ha identificado el mecanismo de degradación experimentado por las SRV durante el ciclo (2007-2009) y se ha llegado a la conclusión de que las pruebas de tarado realizadas sin limitador de carrera durante la Recarga 16 fue el iniciador del mecanismo de degradación. Durante la R17, se han sustituido todas las válvulas, incorporando todas ellas el obturador flexidisc y se han tarado con limitador de carrera, obteniendo resultados aceptables.

De la valoración realizada por el titular se destacan las siguientes conclusiones:

- Con las excepciones señaladas anteriormente, teniendo en cuenta el elevado número de inspecciones y pruebas realizadas en el periodo de tiempo analizado (1999-2009), no se han detectado equipos con tendencias adversas.
- Las inspecciones y pruebas realizadas durante el periodo de tiempo analizado ha alcanzado valores muy próximos al 100% respecto de las inspecciones y pruebas programadas. Únicamente razones de interferencia o inaccesibilidad son las que han motivado las escasas excepciones.
- Se está aumentando progresivamente el número de exámenes por ultrasonidos que se realizan de forma mecanizada, con objeto de aumentar la fiabilidad y disminuir el coste radiológico en áreas de alta radiación.
- Se ha avanzado de forma muy notable en el diseño y prestaciones de los equipos de inspección, manipuladores y otros sistemas de control remoto y, sobre todo, en las aplicaciones informáticas de adquisición de datos y evaluación. Todos estos avances contribuyen a aumentar la fiabilidad y objetividad de la inspección en servicio.
- Si exceptuamos el fenómeno de Erosión/Corrosión, en líneas no relacionadas con la seguridad, no se ha detectado ningún defecto que comprometa la integridad de líneas o componentes sometidos a presión.

- Asimismo, se han desarrollado actividades, a través de diferentes grupos de trabajo, encaminadas a mejorar la fiabilidad de la Inspección en Servicio, entre las que se pueden destacar: metodología de validación de sistemas, equipos y personal que realiza ensayos no destructivos, programas de inspección y pruebas en servicio basados en el riesgo como aplicaciones del análisis probabilístico de seguridad, participación en los Focus Group BWRVIP- EPRI para el desarrollo y aplicación de las guías para inspección, evaluación de indicaciones, mitigación y reparación de los internos de la vasija del reactor.

2.2.4.3. Requisitos de Vigilancia de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento Mejoradas

El objeto de este capítulo de la RPS es analizar los resultados de las pruebas de vigilancia realizadas durante el periodo comprendido entre enero de 1999 y diciembre de 2008 completado con el año 2009, con el fin de realizar un seguimiento del comportamiento de los equipos que intervienen en las pruebas que dan cumplimiento a las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento.

El titular destaca a este respecto que Garantía de Calidad en la CN Cofrentes realiza una revisión sistemática de toda la documentación generada como consecuencia de la realización de las pruebas de vigilancia de ETFM. De esta revisión se desprenden una serie de comentarios, de tipo administrativo, que son resueltos por las distintas secciones previamente al envío de la documentación al centro de registros, adicionalmente garantía de calidad asiste a la ejecución en campo de las pruebas realizadas (por muestreo).

Los principales resultados de los análisis son los siguientes:

- Se identifican las incidencias ocurridas en el periodo, en concreto: RV en el sistema de protección contra incendios no finalizado dentro del tiempo máximo permitido por ETF incluyendo el margen del 25% de la periodicidad de la misma; resultado de la prueba caudal de fugas combinado para las cuatro líneas de vapor principal excede el límite establecido por la Condición Límite de Operación (CLO); Bypass inadecuado de las lógicas de aislamiento del sistema de refrigeración del reactor aislado (RCIC); Realización prueba RCIC a presión superior a la especificada en ETFM.
- Se identifica el apercibimiento CSN por incumplimiento ETFM sobre plazo de prueba integrada de fugas de contención al haber excedido el plazo máximo de 10 años para la realización de la prueba integrada de fugas de contención.
- Se identifican las exenciones de las ETF solicitadas y concedidas durante el periodo han sido:
 1. Según comunicación del CSN de 06/02/02 se concede a CN Cofrentes la exención temporal de la ETF 3/4.6.1.9. Esta exención se refiere al periodo de inoperabilidad máximo permitido para el subsistema de sellado positivo por aire comprimido de la División I del Sistema de Control de Fugas por derivación de la Contención.
 2. Según comunicación del CSN de 29/03/01 se concede a CN Cofrentes la exención temporal del cumplimiento de la Acción 3.1.3.1 d) para el RV 4.1.3.1.4 a)2. Esta exención se refiere a la operabilidad de las válvulas de drenaje y venteo del volumen de descarga de parada rápida.
 3. Según Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas del 14/07/00 se autoriza a la CN Cofrentes la exención del cumplimiento del apartado a) de la ETF 6.9.1.5, en lo relativo al plazo de presentación de la Evaluación de

seguridad de la Recarga 12ª de la CN Cofrentes. Esta exención surgió por la necesidad de CN Cofrentes de adelantar el inicio de la Recarga 12ª.

2.2.4.4. Calificación Ambiental y Sísmica

El contenido de este apartado en la RPS tiene como objeto el análisis de la calificación sísmica y ambiental de equipos, del estado actual de la calificación de los equipos y su control, de la justificación del mantenimiento de la calificación y de sus herramientas así como el informe de calificación ambiental (ICA) y los dossiers de calificación sísmica, y el análisis de la dedicación de equipos y repuestos.

Como conclusiones generales el titular señala que en octubre de 2009 se han cumplido 25 años desde que la CN Cofrentes inició la operación y el programa de calificación ambiental que ha cubierto los equipos requeridos por la normativa. En cuanto al programa de calificación sísmica de CN Cofrentes señala que cubre las estructuras, sistemas y componentes de Categoría Sísmica 1, cumple con las directrices de la Guía Reguladora 1.29 y los requisitos adicionales establecidos por el CSN.

Con respecto a la adquisición y utilización de elementos de grado comercial en aplicaciones relacionadas con la seguridad, CN Cofrentes indica que tiene implantado el PG-027 “Procedimiento para la dedicación de elementos de calidad comercial” que define y establece el proceso administrativo a seguir para la compra y utilización de componentes de grado comercial en aplicaciones relacionadas con la seguridad.

Asimismo, el titular señala que durante este periodo se han registrado parámetros de condiciones ambientales que afectan a equipos clasificados como Clase 1E con requisitos de calificación ambiental. Se dispone de datos históricos de las derivas de los instrumentos calificados, y registros del histórico del mantenimiento realizado a los equipos mencionados. También se han recogido muestras de componentes con requisitos de calificación que han sido sustituidos a lo largo de este tiempo por modificaciones de diseño de la central y ha realizado análisis y evaluaciones para determinar si el estado de la calificación ambiental de ciertos equipos responde a lo esperado según los Informes de Calificación.

Por último señala que se ha mejorado el procedimiento descriptivo del proceso de compra de equipos, elementos y componentes importantes para la seguridad y sus repuestos, PC-046, en cuanto a, entre otras cosas, las actividades de definición previa y cumplimentación en las órdenes de compra de las calificaciones sísmica y ambiental, comprobación en la recepción de estos equipos, elementos y componentes relativa a que la documentación de calificación de ellos acompaña a estos, etc.

Finalmente el titular propone la realización de actuaciones de mejora sobre el control de las calificaciones sísmica y ambiental de los equipos y componentes y el mantenimiento de dichas calificaciones: continuando con los programas de análisis de los datos ambientales acumulados y del estado de calificación de los equipos y componentes y con la identificación informática de las ubicaciones técnicas con requisitos de calificación ambiental, calificación sísmica o soportado sísmico para mejorar el mantenimiento de las calificaciones sísmica y ambiental de los equipos y componentes.

2.2.4.5. Gestión de Vida

Plan de Gestión de Vida. Definición y metodología

El día 10 de julio se publicó en el B.O.E. la Instrucción IS-22, sobre requisitos de seguridad para la gestión del envejecimiento y la operación a largo plazo de centrales nucleares, en ella se requiere que, conjuntamente con la presentación de la RPS, se adjunte una revisión del Plan de Gestión de Vida (en adelante PGV) de la central para confirmar que durante el periodo considerado por la RPS se han tenido en cuenta una serie de aspectos señalados en la citada IS-22.

Durante el periodo considerado en esta RPS el CSN ha realizado las correspondientes inspecciones bienales del PGV, siendo la última de ellas la realizada en Junio de 2009, en el curso de la cual el titular hizo entrega al CSN de la última edición del PGV por lo que el titular considera que se ha dado cumplimiento al requisito del punto 5.1 de la citada instrucción IS-22 del CSN. Adicionalmente está prevista la revisión del PGV durante el año 2010 en la que se incorporarán los comentarios del CSN reflejados en el acta de inspección.

El periodo cubierto por el informe de la RPS es desde el 1 de enero de 1999 al 31 de diciembre de 2008, si bien en algunos casos y con objeto de aportar información de relevancia más reciente, se incluye información o actuaciones correspondientes al año 2009.

El PGV de CN Cofrentes tiene por objeto definir las actividades necesarias para el cumplimiento de los objetivos de gestión de vida, esto es:

- Alcanzar la vida de diseño original sin deterioro de la seguridad y dentro de los criterios de rentabilidad definidos en la estrategia de explotación, evitando una degradación imprevista de componentes principales, tomando medidas de mitigación, reparación o sustitución en el momento oportuno.
- Cumplir con los requisitos reguladores establecidos para el control del envejecimiento en la Autorización de Explotación actual.
- Definir los márgenes de un alargamiento de vida, a partir de la vida de diseño prevista de los componentes, cuantificándolos y justificando su rentabilidad.
- Establecer un programa de control, monitorización y de investigación del envejecimiento, para alcanzar la vida técnico-económica definida en la estrategia de la central.
- Cumplir con los requisitos reguladores que pudieran estar ligados al alargamiento de vida.

Las actividades definidas en el Plan de Gestión de Vida deben verificar los objetivos de gestión de vida armonizándose con las actividades habituales de mantenimiento de forma que se obtenga un control eficiente del envejecimiento.

Son alcance del Plan de Gestión de Vida todas aquellas Estructuras, Sistemas o Componentes (ESC) de CN Cofrentes que por razones de seguridad, técnicas, o económicas pueden limitar la vida operativa de la central, así como todas aquellas actividades de evaluación, control o mitigación del envejecimiento de las ESC que están dirigidas al cumplimiento de los objetivos del propio PGV.

A continuación se resume el Plan de Gestión de Vida de CN Cofrentes diseñado según la IS-22 y que se establece en tres fases:

- Fase 1: Implantación del PGV (Actividades Básicas): El objeto de esta fase es establecer una evaluación sistematizada del envejecimiento, que partiendo de toda la población de estructuras, sistemas y componentes (ESC), se desarrolle de forma selectiva y priorizada de acuerdo con la estrategia general de gestión de vida de la Central.
- Fase 2: Seguimiento de la Gestión de Vida. En esta fase se realiza el seguimiento de gestión de vida de las ESC identificadas en la Fase 1, así como la actualización de las “Actividades Básicas” que pudiera ser requerida.
- Fase 3: Operación a Largo Plazo. Incluirá la definición y desarrollo de las actividades necesarias para cumplir con los requisitos reguladores establecidos por el CSN en la IS 22.

- Organización del Plan de Gestión de Vida de CN Cofrentes.

La sección de Tecnología del Departamento Técnico Nuclear de la Dirección de Producción Nuclear es el departamento responsable del Plan de Gestión de Vida. Debido al carácter multidisciplinar de las actividades de gestión de vida, que requieren la participación de diferentes organizaciones de la central, se ha establecido un Comité de Gestión de Vida como organismo colegiado de carácter consultivo compuesto por varios departamentos (ingeniería, mantenimiento etc.) El Comité de Gestión de Vida tiene como objetivo optimizar el desarrollo del PGV facilitando las sinergias entre las distintas secciones de CN Cofrentes, que dan lugar a un desarrollo más eficiente de las actividades, entre sus funciones se establecen: revisar y proponer documentos, evaluar el impacto de las actividades, seguimiento de la implantación etc.

- Actividades Básicas del Plan de Gestión de Vida de CN Cofrentes

- Selección de estructuras sistemas y componentes (ESC): Actividad iniciada en 1988. En el informe de la RPS se explican la historia del proceso de selección y los criterios empleados para la misma
- Estudios de Fenómenos de Degradación (EFD). Dentro de esta actividad se desarrolla la determinación y evaluación de los potenciales efectos y mecanismos de envejecimiento que pueden afectar a las estructuras y componentes. Se soporta en un análisis basado en la experiencia de la industria completada con el análisis específico de la experiencia operativa de CN Cofrentes. En el documento de la RPS se señalan los mecanismos identificados en CN Cofrentes.
- Evaluación de Prácticas de Mantenimiento (EPM): Tiene por objeto evaluar cómo las actuales prácticas de mantenimiento de la central controlan y/o mitigan el efecto de los mecanismos de envejecimiento considerados significativos y consecuentemente, identifica las medidas asociadas al mantenimiento que pudieran ser requeridas. La metodología de evaluación prevista para estos análisis es la aplicada en los procesos de renovación de licencia según 10CFR54, para la identificación y evaluación de Programas de Gestión del Envejecimiento. (Evaluación de Programas de Gestión del Envejecimiento y Evaluación de Prácticas de Mantenimiento asociadas a cada uno de los Estudios de Fenómenos de Degradación elaborados en la etapa anterior).

- Actividades de Seguimiento del Plan de Gestión de Vida de CN Cofrentes

Una vez finalizada la Fase I del PGV, los Programas de Gestión del Envejecimiento quedan implantados como elemento básico de la gestión del envejecimiento de las ESC, por lo que, a través de la revisión periódica de los resultados las actividades incluidas en cada uno de los PGE, se ha de verificar el control adecuado de los efectos y mecanismos de envejecimiento y, en su caso, identificar situaciones relevantes que puedan implicar variaciones en la gestión del envejecimiento de las ESC. Adicionalmente, como cumplimiento del requisito definido en la Condición 7 del Anexo a la actual Autorización de Explotación de CN Cofrentes, se edita un informe anual que muestra la evolución de las actividades de la central asociadas al PGV durante ese año.

Como resultado de la evaluación de prácticas de mantenimiento finalizada, CN Cofrentes ha definido 61 Propuestas de Mejora, identificándose 7 de ellas asociadas a la “operación a largo plazo” y las restantes 54 aplicables al actual periodo de operación. Estas Propuestas de Mejora son relativas a modificaciones en gamas o procedimientos, nuevas inspecciones, nuevo procedimientos, etc., dirigidas a resolver las carencias detectadas en la evaluación de los atributos de los PGE.

Por otro lado el titular identifica otro conjunto de planes o actividades complementarias, que la central CN Cofrentes viene realizando, que apoyan directa o indirectamente al Plan de Gestión de Vida de la central como son: planes de modernización y actualización, plan de gestión de activos y sistema de indicadores de vida.

El titular identifica también el conjunto de las actividades específicas más relevantes sobre determinados componentes que tienen relación con la gestión de vida de los mismos como: vasija e internos del reactor, componentes de contención, otros componentes como estructuras principales y secundarias, tuberías y soportes componentes ventilación, y equipo eléctrico e instrumentación, etc.

Como conclusiones generales al análisis del PGV el titular destaca:

- La implantación y desarrollo del PGV de CN Cofrentes permite asegurar una adecuada gestión del envejecimiento dentro del periodo previsto en diseño para la operación, así como mantener la posibilidad de la central de optar a la operación a largo plazo sin ninguna limitación técnica.
- Las acciones llevadas a cabo han supuesto un avance el proceso de gestión del envejecimiento al establecer unas bases sólidas en cuanto justifican el alcance de las actividades y focalizan la gestión del envejecimiento en sus efectos y mecanismos realmente significativos, y en las actividades de la central que se demuestran permiten el control y mitigación de dicho efectos y mecanismo de envejecimiento.
- El desarrollo del PGV en el próximo periodo se focalizará en: asegurar la adecuación completa del PGV a los requisitos de la nueva instrucción de CSN IS-22 del 1 de julio de 2009, sobre requisitos de seguridad para la gestión del envejecimiento y la operación a largo plazo de centrales nucleares, desarrollar el seguimiento de los Programas de Gestión de Envejecimiento, evaluando e implantando donde así sea recomendable, el uso de herramientas que faciliten la aplicación de indicadores como parámetros de vigilancia de la condición de ESC, y preparar el PGV ante una posible solicitud de renovación de la Autorización de Explotación para la operación a largo plazo

2.2.4.6. Mantenimiento Preventivo

En este apartado de la RPS el titular revisa y evalúa las actividades llevadas a cabo, durante el período de tiempo comprendido entre el 1 de enero de 1999 al 31 de diciembre de 2008 completándolo posteriormente a diciembre de 2009 en relación a los planes de mantenimiento (definición del trabajos y periodicidad), procedimientos técnicos para su ejecución y la ejecución de los mismos.

En el informe de la RPS se explica la evolución del proceso de mantenimiento preventivo, con objeto de evaluar los resultados y la evolución del mantenimiento, se identifican los parámetros objeto de seguimiento y posterior análisis de tendencias, que constituyen los indicadores que forman parte del sistema de monitorización del proceso de mantenimiento, como son ratio de preventivo versus correctivo, mantenimiento preventivo pendiente, tiempo de vida del mantenimiento correctivo, número de averías en sistemas de seguridad, número de averías en la planta, trabajos repetidos, y número de funciones en (a)(1) en la Regla de Mantenimiento.

Como conclusiones del análisis del proceso el titular señala que durante el periodo de tiempo que abarca esta RPS, se ha realizado una revisión continua del mantenimiento preventivo y predictivo definido, en base a ello se han modificado los planes de mantenimiento, implementando aquellas actividades de mantenimiento preventivo que se consideran más adecuadas para impedir la aparición de fallos de componentes o minimizar su frecuencia y, de esta manera, contribuir a la mejora de la disponibilidad de sistemas mediante el incremento de su fiabilidad.

2.2.4.7. Combustible

En este apartado se incluye en el suplemento de la RPS como consecuencia de un comentario realizado a la revisión 1 del programa de realización de la RPS que no dio tiempo a incorporar en el documento general de la RPS pero sí en el documento de ampliación de alcance. El comentario solicitaba incorporar una sección dedicada al combustible en el apartado de equipos.

En este apartado el titular recoge los aspectos más significativos relacionados con la gestión del combustible nuclear entre el año 1999 y el 2009, que abarca desde el final del ciclo 11 (EOC el 10 de abril de 1999) hasta la primera parte del ciclo 18 (BOC el 16 de octubre de 2009). Se hace un repaso a los aspectos más significativos relacionados con la operación y la gestión del combustible nuclear en la central. Los aspectos que se tratan son: descripción del proceso de gestión del combustible nuclear en CN Cofrentes; descripción de los diseños combustibles utilizados en el periodo indicado con sus características más importantes, operación de los ciclos en relación al combustible, inspecciones de caracterización del combustible, análisis de experiencia operativa, programa de desarrollo, combustible irradiado.

Como conclusiones generales el titular señala que las inspecciones realizadas de los elementos combustibles han mostrado un comportamiento adecuado y dentro de lo esperado según la experiencia de cada suministrador. En el periodo analizado se ha producido el fallo de nueve elementos combustibles, todos ellos entre el año 2000 y 2006 siendo la causa más probable de fallo el rozamiento por debris. Con el objeto de eliminar

en lo posible los fallos de combustible, el titular ha implementado el programa Cero Fallos y se han implementado numerosas acciones para evitar los fallos de combustible. Aún siendo pronto para valorar el efecto a largo plazo de estas acciones, se puede indicar que no se ha producido ningún nuevo fallo de combustible desde diciembre de 2006.

CN Cofrentes está siguiendo un programa específico con EPRI y Westinghouse en relación al fenómeno de deformación acelerada de los canales de combustible asociado a la “shadow corrosion” entre el canal y las barras de control que ha producido numerosas indisponibilidades en otras centrales. Las medidas realizadas en CN Cofrentes indican que, hasta el momento, este fenómeno no tiene una incidencia significativa en CN Cofrentes.

2.2.5.-Modificaciones de la Instalación

El análisis realizado por el titular en este apartado de la RPS comprende una valoración del efecto sobre la seguridad de las modificaciones realizadas a la instalación durante el periodo objeto de la RPS y su ampliación (1999-2009) , y una valoración global del proceso utilizado para llevar a cabo las modificaciones de diseño en la instalación en el periodo de análisis identificando de forma general los cambios introducidos tanto por mejoras internas como las derivadas de los requisitos reguladores.

Como resultado de dichos análisis el titular ha concluido lo siguiente:

- El proceso para desarrollo e implantación de modificaciones de diseño de la central ha sufrido cambios durante el periodo motivados por la incorporación de mejoras resultantes de la experiencia y de la nueva normativa, o debido a requisitos impuestos por el CSN.
- Como principales aspectos incluidos en el proceso se han incorporado conceptos como el impacto en la Regla de Mantenimiento de las modificaciones, incorporación y análisis de criterios de factores humanos, aspectos de impacto medioambiental, mejora de las evaluaciones ALARA y de protección radiológica.
- El cambio más significativo en el proceso ha sido la incorporación de las recomendaciones de la Guía de Seguridad 1.11 “Modificaciones de diseño en centrales nucleares”, (2002) al proceso de evaluación de las modificaciones tanto en los aspectos de Análisis Previos de Seguridad como al desarrollo de las Evaluaciones de Seguridad.
- El estado actual de las guías y procedimientos de desarrollo de las modificaciones de diseño se ajusta a la IS-21 “sobre requisitos aplicables a las modificaciones en las centrales nucleares” (2009).
- Para el periodo seleccionado para la actual RPS se han considerado un total de 713 más 74 en 2009 órdenes de cambio de proyecto ejecutadas, habiéndose realizado finalmente un análisis detallado para 263 más 38 en 2009 identificadas como relacionadas con la seguridad, incluidas en los informes semestrales o anuales al CSN correspondientes.
- En el proceso de modificaciones de diseño durante el periodo de diez años objeto de la RPS, se ha ido modificando y mejorando el proceso de evaluación, detallando la descripción del cambio y referenciado con detalle, dentro de la propia Evaluación de Seguridad, la diferente normativa etc. Se han incluido aspectos relativos al impacto

medioambiental, así como al impacto radiológico de la modificación. En general se han incorporado en los procesos aspectos recogidos en la guía de seguridad y posteriormente en la instrucción.

- Dentro del periodo, y como herramienta base para la correcta evaluación de las modificaciones de diseño, se ha llevado una revisión exhaustiva de diversos documentos como son la Recopilación de las Bases de Diseño, las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento y sus Bases, las Bases de Licencia de la Central.
- Dentro del periodo de análisis cabe destacar las diferencias existentes entre las propias modificaciones, algunas son cambios menores y otras son cambios de gran envergadura como las relacionadas, con la sustitución de los haces tubulares del condensador, sustitución del tren de los transformadores principales, sustitución de las bombas de drenaje de calentadores y las bombas de los sistemas de agua de servicio y agua de servicio esencial, sustitución de los rotores de la turbina de baja presión, acondicionamiento de Sala de control, modernización del control electrohidráulico de turbina, cambio de los calentadores 3A/3B de agua de alimentación, sustitución de bastidores de almacenamiento de las piscinas de almacenamiento de combustible, etc.
- Entre las modificaciones de diseño que han tenido mayor impacto se destacan los dos incrementos de potencia térmica autorizados por el CSN en este periodo, el primero se obtuvo mediante un incremento del caudal de vapor generado, logrado mediante el aumento de potencia térmica generada ajustando el mapa potencia - caudal sin modificar la máxima presión permitida (110%). El segundo se obtuvo por ajuste en la medida de caudal utilizando una medida de caudal de agua de alimentación a la vasija mediante un método basado en ultrasonidos más preciso que el “venturi” utilizado previamente (111,98%)

El actual proceso de modificaciones de la instalación ha sido evaluado por el titular a partir de las instancias reportadas por la misión “Wano Technical Support Mission on Design Modifications” en Noviembre de 2008 y por dos “Peer Review” en 2003 y 2009, de este análisis el titular identifica varias oportunidades de mejora:

- Los principios en los que se basan muchos de los subprocesos de modificaciones datan del inicio de la explotación de la central, cuyas prácticas y medios están desfasados, por ejemplo las modificaciones requieren de una gran cantidad de revisiones y aprobaciones, independientemente del alcance o magnitud del cambio y el subproceso de cambios a las modificaciones iniciales presenta ciertas indefiniciones e ineficiencias.
- Se han identificado casos de falta de coordinación entre las diversas organizaciones implicadas y con otros procesos (por ejemplo suministros, ejecución...)
- Está en curso actualmente una revisión de los procedimientos aplicables a las modificaciones de la instalación con el fin de mejorar la eficiencia del proceso.

Por último el titular realiza una valoración general del efecto conjunto de las modificaciones realizadas sobre cada uno de los sistemas incluidos en la Recopilación de las Bases de Diseño, con el fin de evaluar su efecto integrado sobre las Bases de Diseño y confirmar que no se han visto alteradas.

2.2.6.-Análisis Probabilista de Seguridad (APS)

El Análisis Probabilista de Seguridad (APS) fue desarrollado en el marco del “Programa Integrado de Realización y Utilización de los APS en España” aprobado por el CSN en reunión de fecha 25 de junio de 1986. En la actualidad el titular sigue sus propios procesos de revisión y actualización, de acuerdo a la Guía de Seguridad 1.15. Posteriormente, tras emitir CN Cofrentes su informe, se ha publicado la Instrucción IS-25, de 9 de junio de 2010, sobre criterios y requisitos sobre la realización de los análisis probabilistas de seguridad y sus aplicaciones a las centrales nucleares.

El punto c) de la disposición DOS de la Orden Ministerial de 20 de Marzo de 2001 por la que se concede Autorización de Explotación a la Central Nuclear de Cofrentes requiere incluir en la solicitud de renovación “una revisión del estudio probabilista de seguridad”. De este modo, para la renovación de la Autorización, el titular ha presentado la actualización del APS, de acuerdo a los criterios de la GS 1.15, y a la GS 1.10. En el informe de la RPS se revisa el estado del APS y sus aplicaciones.

Junto con la solicitud de la Autorización de Explotación el titular presentó una actualización del APS que corresponde a:

- APS a Potencia Nivel 1 de Sucesos Internos (Revisión 4) y APS a Potencia Nivel 1 de Sucesos Internos (Revisión 4a), que incluye los compromisos con el CSN recogidos en el acta de referencia CSN/AIN/COF/08/661, y la evaluación del impacto de las modificaciones de diseño realizadas entre la recarga 16 y el 31 de Diciembre de 2008.
- APS en Otros Modos de Operación Nivel 1 (Revisión 1) y la evaluación del impacto de las modificaciones de diseño realizadas entre la recarga 16 y el 31 de Diciembre de 2008.
- APS Nivel 1 de Inundaciones Internas (Revisión 4).
- APS Nivel 1 de Incendios Internos (Revisión 3), incluyendo una evaluación del impacto de las modificaciones de diseño realizadas entre el 1 de Septiembre de 2005 y el 31 de Diciembre de 2008.
- Interfase Nivel 1/ Nivel 2 y APS Nivel 2 de Sucesos Internos e Inundaciones Internas (IPE) (Revisión 3)
- Análisis de Otros Sucesos Externos: Vientos fuertes, impacto de aviones, inundaciones externas (Revisión 3)
- Análisis de Márgenes Sísmicos (Revisión 2).

Posteriormente, para cumplir con la ampliación de alcance para 2009, se remitió al CSN la revisión 5 del APS a Potencia Nivel 1 de sucesos internos. En ella se analiza el impacto, en el APS, tanto de las modificaciones de diseño y a procedimientos realizadas en la planta, como de la experiencia operativa, durante el periodo de estudio correspondiente al ciclo de operación 17. Por tanto, el periodo de estudio para la Revisión 5 del APS es el comprendido desde la fecha de corte de la revisión 4 del APS, hasta el 21 de octubre de 2009, arranque después de 17ª recarga.

Adicionalmente, se ha realizado una evaluación del impacto en el APS de Sucesos Internos a Potencia y en Otros Modos de Nivel 1, de las modificaciones implantadas en la central desde el 1 de Septiembre de 2007 (fecha de corte de la selección para la revisión 4 del APS) y el 31 de Diciembre de 2009 (fecha de corte de la selección para la revisión 5 del APS, ampliada hasta la fecha de corte de la actual RPS).

Dentro del proceso de mantenimiento de los APS la actualización del Análisis de Márgenes Sísmicos está prevista para diciembre de 2010.

El titular identifica asimismo, las aplicaciones de los APS llevadas a cabo en CN Cofrentes y repasa el estado actual de las mismas. Las aplicaciones de los APS puestas en marcha por CN Cofrentes son: priorización de las válvulas motorizadas, Regla de Mantenimiento, Monitor de Riesgo, Risk Informed-ISI, Risk Informed-IST, mantenimiento “On-Line”, programa de pruebas de válvulas operadas por aire, Guías de Accidente Severo, Propuestas de cambio de las ETF informadas por el riesgo. Por último señala que está prevista la edición de la actualización del Risk Informed-ISI teniendo en consideración la revisión 1 del APS en Otros Modos de Operación en el año 2011.

2.2.7.-Programas de Mejora de la Seguridad

En este apartado el titular incluye los programas que identifica la Guía de Seguridad 1.10 como contenido mínimo, así como otra serie de programas actualmente en curso o realizados durante el periodo que se han considerado de especial relevancia para este apartado. Adicionalmente, se realiza una revisión de las actuaciones realizadas en los programas de mejora de la seguridad que se identificaron en la RPS anterior.

Revisión de programas de mejora de la seguridad incluidos en la anterior RPS

En los Programas de Mejora de la Seguridad recogidos en la anterior RPS, se indicaban acciones y planes futuros. En todos los casos se indican las acciones de supervisión realizadas por el CSN para su seguimiento. Los planes de mejora identificados son: Gestión de Accidentes Severos, Mejora de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento, Reducción de Dosis (ALARA), Procedimientos de Operación de Emergencia (POE), Gestión de Internos de la Vasija, Cultura de Seguridad y Mejora Continua, Almacenamiento de Combustible Gastado, Control de la Configuración y de los Documentos Oficiales de Explotación y del Mantenimiento de las Bases de Diseño, Programa de Formación, Organización y Factores Humanos.

Organización y factores humanos

El objetivo del programa de Organización y Factores Humanos (OyFH) en CN Cofrentes es garantizar que el impacto de la actuación humana y de la organización en la seguridad de la central está adecuadamente controlado y presenta una tendencia continua de mejora. La Dirección de Producción Nuclear, expresa, a través de la firma de aprobación, su compromiso con el desarrollo, implantación y mejora del programa de OyFH, como elemento básico necesario para el funcionamiento seguro y fiable de la C.N. Cofrentes,

garantizando el establecimiento de las bases para el adecuado tratamiento de dicho programa.

El programa de OyFH comprende siete áreas en las que se enmarcan proyectos y actividades aplicables a la C.N. Cofrentes. El programa define la estructura básica de cada proyecto mediante una ficha en la que se recoge: objetivo, descripción, organización responsable, coordinador, recursos, planificación, organizaciones implicadas, seguimiento, conclusión, procedimientos, estado actual y garantía de tratamiento futuro.

Cultura de seguridad

La C.N. Cofrentes ha adoptado el concepto de Cultura de Seguridad de la Organización Internacional de la Energía Atómica (OIEA) definido en el documento INSAG-04 "Safety Culture" como: *"El conjunto de características y actitudes en organizaciones e individuos que establecen como prioridad esencial, que las cuestiones de seguridad de las centrales nucleares reciben la debida atención en razón de su importancia"*.

En 2005 se edita el programa de Cultura de Seguridad (CS) de la C.N. Cofrentes con el fin de establecer un mecanismo que garantice que la Cultura de Seguridad es un valor firmemente implantado en la organización de la Dirección de Producción Nuclear. En el informe de la RPS se analizan las acciones relacionadas con el programa de Cultura de Seguridad y los proyectos del apartado de cultura de seguridad del programa de Organización y Factores Humanos, llevadas a cabo en el periodo que ocupa esta RPS.

Mantenimiento de las bases de diseño

Dentro del Plan de Cultura de Seguridad Nuclear, el titular definió objetivos específicos para mejora continua en seguridad, eficacia, calidad e innovación en la explotación nuclear. Una de dichas actividades tenía como una de sus acciones la elaboración de un documento de recopilación de las Bases de Diseño (RBD).

En líneas generales, la RBD tiene como objetivos globales y fundamentales, entre otras cosas, asegurar que durante toda la vida de la planta se mantienen las características físicas y funcionales y que sean consistentes con las Bases de Diseño y su documentación soporte, que las estructuras, sistemas y componentes puedan realizar las funciones para las que han sido diseñados, dentro de los valores base de diseño y requisitos reguladores que les apliquen, que la central esté operando de acuerdo con las Bases de Diseño, y no existan discrepancias. Asimismo se identifican otro conjunto de objetivos específicos concretos que se mencionan y analizan en detalle en el documento de la RPS.

Adaptación de la central a la normativa de aplicación condicionada

Es objeto de un informe específico.

Actualización y mejora de las ETF

En el informe de la RPS se describe la evolución sufrida por las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento de C.N. Cofrentes en el período de 1999 hasta el 31 de Diciembre de 2008. El paso de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF) a las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento Mejoradas (ETFM), el programa de implantación de las ETFM y las sucesivas revisiones de los diferentes documentos generados en dicho paso, como son las propias ETFM, las BASES de las ETFM y el Manual de Requisitos de Operación (MRO).

Reducción de dosis al personal de operación

El titular explica en el informe de la RPS el contenido del programa ALARA C.N. Cofrentes, el cual se basa en los siguientes principios:

- 1) Incorporación de criterios de reducción de dosis en la gestión de la explotación.
- 2) Organización ALARA.
- 3) Aplicación del programa ALARA. La integración de las técnicas de reducción de las dosis de radiación se realiza en la planificación y ejecución de los trabajos, así como en el estudio de mejoras de ingeniería, medios y métodos de trabajo. La participación activa de todo el personal en las diversas áreas y fases de los trabajos es fundamental para lograr la reducción de las dosis de radiación.
- 4) Desarrollo del plan director de reducción de dosis (PDRD) donde se realiza un análisis comparativo de la situación de la central en materia de dosis colectiva, se fijan los objetivos estratégicos de dosis colectiva y se establece el plan de acción con las actuaciones ALARA previstas.

El titular menciona las actividades realizadas respecto al programa y las acciones futuras de cara a la mejora en el programa ALARA establecidas en el PDRD. En el informe complementario correspondiente al año 2009 se identifican las actividades llevadas a cabo en la recarga de 2009.

Planes de autoevaluación

El titular identifica en el informe de la RPS las actuaciones llevadas a cabo en C.N. Cofrentes en lo que se refiere a la implantación de una sistemática de autoevaluación de sus actividades y procesos que ha conducido a la edición de procedimientos generales y a la definición de programas específicos de autoevaluación y que se resumen a continuación.

En el año 2003 se definieron los campos de actuación y se desarrollaron los métodos y la frecuencia de aplicación para cada uno, asimismo se editaron los procedimientos que definían el marco en el que se habían de llevar a cabo las actividades de autoevaluación, y la gestión de las acciones a desarrollar derivadas de aquéllas, respectivamente.

Los programas iniciales trataban de incluir una valoración del cumplimiento de ciertos principios, buenas prácticas, atributos y criterios identificados por Organizaciones Internacionales como aplicables, para orientar los programas de autoevaluación y gestión de acciones hacia una situación de excelencia. Estos principios, y criterios se identificaban en cierto modo, como expectativas a partir de las cuales identificar fortalezas y debilidades, de manera que aquéllas pudieran ser potenciadas, y éstas corregidas, mediante la definición de las correspondientes Propuestas de Mejora y No Conformidades.

A partir del año 2005 el Sistema de Autoevaluaciones quedó implantado de forma definitiva en la Organización mediante el correspondiente Programa anual aprobado por el Director de Producción Nuclear.

La implantación en Febrero de 2006 del Programa de Acciones Correctivas en la Dirección de PRONU (denominándose GESINCA -Gestión Integrada de No Conformidades y Acciones-) ha venido a complementar el Sistema de Autoevaluación, al ofrecer la posibilidad de tramitar las acciones derivadas de éste de un modo controlado, homogéneo y coherente, con un seguimiento riguroso de los trámites seguidos hasta el cierre de aquéllas.

El informe de la RPS incluye, además, aspectos relacionados con: la documentación de soporte, Los procesos iniciales de desarrollo del proyecto, el seguimiento y control de los Programas de Autoevaluación, el proceso de implantación, la evolución de los principales datos y parámetros del sistema, las mejoras implantadas, y los planes futuros.

Revisiones sistemáticas independientes

En este apartado de la RPS el titular identifica las actividades relacionadas con las revisiones independientes realizadas en C.N. Cofrentes: Evaluaciones Externas y Evaluaciones Internas Independientes, si bien estas últimas son objeto de un informe específico.

Las evaluaciones externas son responsabilidad de organismos y organizaciones ajenas a la central principalmente. En el periodo considerado se han efectuado las siguientes:

- Evaluación “Peer Review” de WANO. La expectativa es realizar un Peer Review, con su correspondiente Follow up cada 6 años. En este sentido, se realizó uno en el año 2003 y la siguiente se realizó en Noviembre de 2009.
- Auditoría de certificación por AENOR del sistema de gestión de calidad y otra del sistema de gestión ambiental. Se realizan desde el año 1995 y 1996 respectivamente; tienen carácter anual para el seguimiento y trimestral para su renovación. La última renovación de la certificación se ha realizado en el año 2009 y 2010.
- Evaluación Externa de Cultura de Seguridad. La expectativa es realizar una evaluación cada 5 ó 6 años. En este sentido, se realizó una en el año 2003 por la empresa HPA corp. (Sonja Haber) y otra en 2009.
- Evaluación del sistema de Prevención de Riesgos Laborales. La expectativa es realizar una evaluación cada 2 años. En este sentido, se realizó una en el año 2007 por la empresa Tüv Reiland. Se ha realizado otra en 2009.

Inspecciones

En el informe de la RPS el titular explica el alcance y contenido del plan de inspecciones paralelo al plan de supervisiones, y se da detalle de la historia de implantación del plan de inspecciones, que se inicia tras el Peer Review recibido en el año 2003 y en el año 2004, se

inicia el plan de forma piloto y en 2005 se incluye la recarga dentro del mismo. Asimismo se detalla la evolución del plan y las acciones futuras.

Supervisiones

En el informe de la RPS el titular explica el concepto de supervisión y lo identifica como un método efectivo de mejora tanto del trabajo diario como de influencia en el reforzamiento por la presencia en campo de la dirección, permitiéndole ejercer un liderazgo más eficaz y cercano a la actividad diaria.

En periodo que cubre la presente RPS se ha incrementado progresivamente la supervisión por parte del responsable directo del trabajo. Se ha incorporado a la plantilla personal técnico, y al mismo tiempo se ha disminuido la carga burocrática de las tareas administrativas incorporando un control de trabajos mediante el correspondiente programa informático de apoyo y seguimiento de indicadores de funcionamiento.

Formación del personal

Este apartado recoge la evolución de las actividades formativas e hitos más relevantes en el periodo objeto de la RPS, desde el 1 de Enero de 1999 hasta el 31 de Diciembre de 2009.

Garantía de Calidad

Este apartado recoge la evolución del programa de garantía de calidad desde el inicio del periodo de la RPS hasta diciembre de 2008 posteriormente ampliado a final de 2009. El titular señala que, en general, el programa de garantía de calidad sigue siendo el mismo que al inicio del periodo anterior, habiéndose introducido una serie de elementos nuevos, entre otros como ejemplos más significativos los siguientes: Análisis de cambios organizativos, gestión de indicadores del Sistema Integrado ERIS Computador (SIEC), inspecciones y supervisiones en planta por personal directivo, autoevaluaciones, programa de no-conformidades y acciones correctivas, tratamiento de condiciones anómalas, etc.

Programa de acciones correctivas (PAC)

El presente Informe del PAC en la C.N. Cofrentes para la Revisión Periódica de Seguridad 2010 aplica al Sistema de Gestión Integrada de No Conformidades y Acciones (GESINCA), desde su implantación en Agosto de 2005, hasta el 31 Diciembre de 2008. Posteriormente se complementó con la valoración de los resultados del mantenimiento y desarrollo del sistema durante el año 2009.

En cuanto al contenido, el alcance del informe de la RPS incluye aspectos relacionados con: el seguimiento y control del sistema, la documentación de soporte, el proceso de implantación, la aplicación informática de soporte, la evolución de los principales datos y parámetros del sistema, las mejoras implantadas y los planes futuros en el sistema.

Guías de Accidentes Severos y Procedimientos de Operación de Emergencia

No incluido inicialmente en el informe de la RPS se incluye en el informe complementario de 2009 por solicitud del CSN con objeto de homogeneizar la documentación incluida en la

RPS de Cofrentes con la del resto de centrales. En el apartado se detalla el estado de implantación, detalles de las distintas revisiones de POE y GAS aspectos de formación, etc.

2.2.8.- Sistema de Gestión

En la RPS se hace una descripción del sistema de gestión de C. N. Cofrentes, plasmado actualmente en el Manual del Sistema de Gestión Integrada (SGI) de 2007. El Manual del Sistema de Gestión Integrada describe, de forma general, cómo se da cumplimiento por parte de C. N. Cofrentes a los requisitos necesarios para conseguir una gestión segura, fiable y eficaz de todas las actividades de la organización, mediante una visión global de los diferentes aspectos particulares de la gestión: seguridad nuclear y protección radiológica, calidad, medio ambiente y prevención de riesgos laborales.

Los principales procesos bajo el alcance del Sistema de Gestión Integrada se identifican en el Mapa de Procesos de C. N. Cofrentes, recogido en el propio Manual del Sistema de Gestión Integrada. El titular identifica algunas de las actividades / procesos en los que la gestión integrada se puede considerar ya implantada como las siguientes: gestión de trabajos, seguimiento de indicadores, sistema de evaluación, programa de acciones correctoras, proceso de compras, gestión documental y formación. En la actualidad están identificados y operativos todos los procesos que componen el Mapa de Procesos de C.N. Cofrentes.

Durante el año 2009 y de acuerdo a lo requerido en la Instrucción IS-19, sobre los Requisitos del Sistema de Gestión de las Instalaciones Nucleares, el titular ha revisado el Manual del Sistema de Gestión y se ha procedido a la implantación del Sistema de acuerdo a los nuevos requisitos de tal forma que esté plenamente operativo en el 2010. El Manual del Sistema de Gestión, revisión 1, se remitió al CSN el 10 de abril de 2010.

Periódicamente C. N. Cofrentes evalúa internamente la eficacia de cada uno de los aspectos del Sistema de Gestión Integrada. En base a la información obtenida de las distintas evaluaciones, se ha generado el Plan de Gestión de Iberdrola para C. N. Cofrentes, para el periodo 2008-2012, que actualiza y sustituye al Plan de Gestión 2003-2007 vigente en los años anteriores. Las actuaciones de este plan están encaminadas a cumplir con la misión de C. N. Cofrentes, recogida en el Manual de Gestión Integrada. Las actuaciones establecidas en este plan se han agrupado en diversos planes y proyectos, clasificados como Planes de Actuación Prioritaria o Planes de Actuación Continuada.

El Plan de Gestión 2008-2012 se ha visto modificado para recoger los avances más significativos de los proyectos realizados a lo largo de 2009, y se identificaban algunos cambios en el contenido del Plan debido a la generación de nuevos proyectos, como modernización de subestaciones y potencial atascamiento de los filtros de los ECCS; modificación de actuaciones continuadas a prioritarias (comunicación externa, experiencia operativa); reagrupamiento de algunos proyectos y finalización de proyectos con ámbito temporal limitado y ya ejecutados.

2.2.9.- Control de la Configuración

El titular señala en el informe de la RPS que desde la entrada en explotación de la central se ha implantando un programa de control de configuración del proyecto. Los procesos

básicos que forman parte del programa de control de configuración del proyecto son: gestión de documentos, gestión de componentes, gestión de cambios, gestión de cómo los cambios afectan a los documentos, gestión de cómo los cambios afectan a los componentes y gestión de la actualización de la información. Estos procesos se controlan de forma integrada en la aplicación informática SAP mediante los módulos GESDOC, GESMAN y SIDING, este último en fase de implantación.

Además el titular indica que en la actualidad la organización de ingeniería se encuentra realizando un reanálisis de los criterios y procesos actuales. Una vez finalizado dicho reanálisis y aprobado por la dirección, los criterios y procesos se recogerán en los procedimientos que procedan.

2.3.-Descripción del cumplimiento con la Normativa de Aplicación Condicionada

El Consejo de Seguridad Nuclear, en su reunión del día 29 de julio de 2009, acordó establecer al titular de la central nuclear de Cofrentes la Normativa de Aplicación Condicionada (NAC) asociada al nuevo Permiso de Explotación de la C.N. Cofrentes y, a tal efecto, emitió la Instrucción Técnica Complementaria (ITC) de referencia CNCOF/COF/SG/09/18. En esta ITC se indicaban las normas cuyo análisis se requería al titular dentro de este programa y se fijaba el 30 de abril de 2010 como plazo para el envío del análisis.

El titular ha analizado el cumplimiento de la CN Cofrentes con la mencionada normativa y en aquellos casos en que ha encontrado desviaciones ha propuesto actuaciones. El titular envió, mediante carta 10.146415.00109.PN, recibida en el CSN el 30 de abril de 2010 (nº de Registro 8182) su informe LISEO 06/10. “C.N. Cofrentes. Análisis de Normativa de Aplicación Condicionada: Respuesta a la Instrucción Técnica Complementaria” de análisis de cumplimiento de la ITC de la NAC.

Posteriormente ha enviado la siguiente información complementaria: Carta 1099983302164. C. N. Cofrentes. Informe complementario sobre evaluación de la RG 1.76, recibida en el CSN el 27 de julio de 2010 (nº de Registro 41554) y 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 (nº de registro 42272).

Adicionalmente a la normativa requerida en la ITC de la NAC, en el proceso de determinación de la misma, detallado en la Propuesta de Dictamen Técnico (CSN/PDT/CNCOF/COF/0907/165) en que se apoyaba esta ITC, se describen otras normas analizadas y que forman parte del proceso de análisis de normativa que se recoge a continuación.

Por tanto, esta colección de normas se presenta en dos bloques:

1. Aquellas normas que la ITC CNCOF/COF/SG/09/18 incluía en su anexo con el requisito de que el titular las analizara y presentara al CSN los resultados de su análisis antes del 30 de abril de 2010.
2. Aquellas normas que no figuraban en la ITC CNCOF/COF/SG/09/18 pero que fueron analizadas durante el proceso de determinación de la NAC y por motivos

diversos, que se detallan para cada una de ellas, no fueron incluidas en la mencionada ITC.

2.3.1 Descripción la normativa incluida en la ITC de refª CNCOF/COF/SG/09/18

A continuación se describen, para cada una de las normas los resultados del análisis realizado por el titular. Se resalta en **negrita** la normativa de aplicación condicionada establecida por el CSN y su contenido.

RG 1.7, “Control of combustible gas concentrations in containment”. Rev. 3, marzo 2007

El titular deberá verificar la conformidad con la revisión de 2003 del 10 CFR 50.44 junto con la revisión 3 de la RG 1.7.

El titular, en cumplimiento de la ITC sobre la NAC, ha presentado un análisis de cumplimiento de los requisitos de esta RG junto con la revisión de 2003 del 10CFR 50.44. Analiza el contenido de la norma, la instalación frente a la norma y las acciones para el cumplimiento de la misma.

La nueva revisión del 10 CFR 50.44, de septiembre de 2003, elimina los requerimientos para los recombinadores de hidrógeno y para el sistema de purga, y relaja los requerimientos de los monitores de hidrógeno, para hacer corresponder estos requisitos con su importancia desde el punto de vista de la contribución al riesgo. Los requisitos dejan de ser aplicables únicamente al accidente base de diseño LOCA y se aplican también a los accidentes severos.

La RG 1.7, rev. 3 describe métodos aceptables por la NRC para implementar los requisitos especificados en la revisión del 10 CFR 50.44 de septiembre de 2003. Esta revisión es aplicable a los sistemas de control de gases combustibles instalados en la contención para mitigar el riesgo asociado con la generación de gases combustibles generados en accidentes más allá de las bases de diseño, mientras que la rev. 2 solo era aplicable al control de las concentraciones de estos gases combustibles generados a continuación de un LOCA.

Como resultado del análisis el titular concluye que CN Cofrentes cumple los requisitos de la revisión de 2003 del 10 CFR 50.44 y además cumple totalmente las posiciones reguladoras de la RG 1.7 rev. 3, por lo que no serían necesarias acciones adicionales para su cumplimiento.

RG 1.23, “Meteorological Monitoring Programs for Nuclear Power Plants”, Rev.1, marzo. 2007.

Se considera que CN Cofrentes debe analizar las adaptaciones necesarias para cumplir con lo requerido en esta RG.

El titular, en cumplimiento de la ITC sobre la NAC, ha presentado un análisis de cumplimiento de los requisitos de esta RG. Realiza una tabla comparativa entre la guía en revisión 0 de Septiembre de 1980 y la revisión 1. Además, recoge en una tercera columna la situación de C.N. Cofrentes para cada una de las posiciones reguladoras de esta guía.

Esta guía describe cómo debe ser el programa de adquisición de datos meteorológicos básicos, para evaluar el impacto ambiental de las emisiones rutinarias y las que se producirían en caso de accidente base de diseño; además la guía establece los parámetros meteorológicos que se han de medir, las características de la ubicación de los instrumentos meteorológicos, el rango y precisión de los mismos, el mantenimiento e inspección que se les debe aplicar y las características del sistema de adquisición de datos. La revisión 1 introduce algunos requisitos adicionales sobre la anterior, como mayor precisión en alguna de las medidas de los parámetros meteorológicos como la correspondiente a la temperatura diferencial, realización de chequeos diarios de los canales de instrumentación, inspección anual de los cables de soportado de la torre meteorológica y de los anclajes cada 3 años y contiene consideraciones especiales para emplazamientos en terrenos accidentados pudiendo ser necesaria instrumentación adicional para la medida de la temperatura y del viento.

Tras el análisis el titular concluye que el cumplimiento de los nuevos requisitos introducidos por la revisión 1 de esta RG no aportaría mejoras sustanciales sobre el sistema meteorológico actual, basándose en lo siguiente:

- La última revisión de diseño de la instalación actual se realizó tomando como base normas que son las que básicamente se han refundido en la revisión 1 de la Guía 1.23, que según el titular no aporta nada adicional.
- Las estaciones meteorológicas de las centrales para aportar información de los parámetros ambientales para la evaluación de las dosis se realizan mediante la aplicación SIRDAM y en un futuro por la aplicación RASCAL. En ambas aplicaciones los parámetros meteorológicos utilizados son la dirección y velocidad del viento y la clase de estabilidad y en el futuro RASCAL se precisa también la lluvia, cuando haya, o la humedad relativa, en caso contrario. Todos estos datos están disponibles en el sistema actual sin ser preciso aplicar la rev.1 de la Guía.
- Para C.N. Cofrentes, la cuestión más importante es poder determinar los factores atmosféricos que se pueden obtener en todo momento con el sistema actual y la rev.1 de la Guía no aporta ninguna mejora significativa al sistema meteorológico actual.

RG 1.32, “Criteria for Power Systems for Nuclear Power Plants”, rev 3, marzo 2004.

El titular debe realizar un análisis del diseño actual (basado en la revisión 2 de la RG y el IEEE 308-1974) frente a la revisión 3 de esta guía reguladora con el objeto de identificar áreas en las que pudieran inducirse mejoras.

La RG incluida como base de licencia en C. N. Cofrentes es la RG 1.32 en Revisión 0, que endosa la norma IEEE Std. 308/1974. Esta norma establece criterios y requisitos para los sistemas eléctricos de centrales nucleares, específicamente relacionados para proporcionar protección de la seguridad y salud de las personas. La revision 3 endosa la norma IEEE Std. 308/2001 “Standard Criteria for Class 1E Power Systems for Nuclear Power Generating Stations”, que constituye un método aceptable para la NRC en cuanto al diseño, operación y pruebas de los sistemas de potencia relacionados con la seguridad de centrales nucleares, endosando la citada norma con una única excepción de aplicación a sistemas de corriente continua compartidos entre varias unidades, que, por lo tanto, no afecta a CN Cofrentes. El análisis de aplicabilidad realizado por el titular consiste en

evaluar el grado de cumplimiento de CN Cofrentes con respecto a la misma, identificación de las acciones requeridas para el cumplimiento en caso de que aplique y valoración, con criterios de ingeniería, de los beneficios que para la Planta supondría la implantación total o parcial de la guía. Asimismo en el análisis se actualizan a versiones más recientes de varias normas referenciadas para aplicación de otros criterios (por ejemplo la IEEE Std. 603 “IEEE Standard Criteria for Safety Systems for Nuclear Power Generating Station”).

El análisis realizado por el titular determina que, en C.N. Cofrentes, la completa adaptación a la RG 1.32 rev.3 supondría la realización de acciones en cinco áreas. A continuación se recogen estas acciones, junto con la valoración del beneficio de su implantación y la propuesta de actuaciones de C.N. Cofrentes:

1. Modificación del Documento de Recopilación de Bases de Diseño, para elaborar una base de diseño específica para los sistemas de potencia Clase 1E. Actualmente recoge los puntos indicados por la norma de forma parcial, por lo que se propone como acción completar el documento.
2. Utilizar la IEEE 323-1983 como normativa de referencia para la cualificación ambiental de equipos. El titular considera que la versión de la norma no aporta un beneficio significativo para la seguridad, y que puede haber problemas de suministro, por lo que propone asumir la cualificación de acuerdo a la IEEE 323-1983 sólo en aquellos suministros nuevos en los que el fabricante pueda proporcionarla. En otros casos, se mantendría como normativa de referencia la IEEE 323-1974.
3. Modificación del Informe de Cualificación Ambiental, como consecuencia del punto anterior y condicionado al cumplimiento del mismo. El titular señala que puesto que, según se indica en el punto anterior no se empleará de forma generalizada la IEEE 323-1983, no aplica la modificación del Informe de Cualificación Ambiental, y por tanto no se propone acción alguna en este punto.
4. Realizar un estudio para comprobar el efecto de las fuentes de armónicos sobre los Sistemas de Instrumentación y Control e implementar sus conclusiones. Se propone realizar el estudio cuando se introduzcan nuevos elementos perturbadores (tales como un arrancador, variador, UPS, rectificador) o sustituciones de los mismos. Propone realizar el estudio para los futuros elementos que se introduzcan, pudiéndose tomar como referencia la situación antes de introducir el nuevo elemento perturbador y compararla con la situación después de introducirlo, de manera que se pueda valorar el efecto de los armónicos.
5. Instalación de medidores de frecuencia en las barras EC12/EC22. El titular concluye que la implantación de medidores de frecuencia en las barras EC12/EC22 no aportaría información relevante y por tanto no se proponen acciones en este punto.

Como conclusión final el titular señala que la fecha límite de implantación de las propuestas identificadas se establece la Recarga 19 del año 2013.

RG 1.45: “Guidance on monitoring and responding to reactor coolant system leakage”, Rev.1, mayo 2008.

El titular deberá analizar la conformidad de su diseño con la revisión 1 de la guía reguladora, excluyendo del alcance del análisis aquellos aspectos de la posición reguladora C.2 que afectan a la sensibilidad y tiempo de respuesta requeridos a la instrumentación de vigilancia de fugas en contención así como a los sistemas correspondientes a incluir en ETF.

Con esta guía se trata de dar cumplimiento al Criterio general de diseño (GDC) 14 “Barrera de Presión del Refrigerante del Reactor” y al GDC 30 “Calidad de la Barrera de Presión del Refrigerante del Reactor” establecidos en el Apéndice A del 10 CFR 50 y a la sección 10 CFR 50.55a “Códigos y Normas”. La revisión 1 es más extensa que la revisión original, así como más explícita y clarificadora en la descripción de los conceptos y criterios que hay que tener en cuenta para seleccionar los sistemas de detección de fugas de refrigerante desde la barrera a presión del refrigerante del reactor. Algunos de los nuevos requisitos que introduce esta revisión de la guía son la vigilancia de componentes críticos de la barrera a presión del refrigerante del reactor, mayor sensibilidad en la detección de las fugas, utilización de otros métodos de detección como los basados en la emisión acústica e inclusión de límites en ETF para las fugas entre sistemas.

Según el análisis realizado por el titular el grado de cumplimiento de C.N. Cofrentes con respecto a esta guía es elevado. Las actuaciones operativas para identificación de fugas, evaluación y toma de acciones se han revisado en el año 2008 para recoger las recomendaciones contenidas en el documento del Grupo de Propietarios de Reactores BWR BWROG-06032 “BWR Reactor Coolant System Leakage Best Practices Guidelines”. Estas actuaciones están contempladas en el POGA RP01 “Pérdida pequeña de inventario dentro del Pozo Seco”.

En el análisis se concluye que hay tres aspectos de la revisión 1 de la guía que no se cumplen total o parcialmente. De entre ellos, el relativo a la precisión de la instrumentación del sumidero de suelos del Pozo (posición reguladora C.2.1) ha sido excluido explícitamente del análisis por el CSN. En relación a los otros dos aspectos:

Posición Reguladora C.3.2.ii, relativa al establecimiento de un tiempo límite fuera de servicio para la instrumentación de detección de fugas no incluida en ETFM (cámaras de circuito cerrado y sensores de humedad del Pozo Seco). Estos límites no están establecidos en C.N. Cofrentes. El titular considera que el establecimiento de límites redundaría en una mayor disponibilidad de estos sistemas de detección, pero propone tener en cuenta todos los condicionantes relacionados con la operación a la hora de hacer la valoración. Con objeto de conciliar el beneficio de la mayor disponibilidad con los condicionantes operativos y de fiabilidad de equipos, propone mantener la sistemática de resolución de las incidencias de la instrumentación en la siguiente recarga o parada que permita el acceso a Pozo Seco siempre que la zona o parámetro vigilado por el equipo inoperativo no se pudiera cubrir por otro equipo o medio alternativo. Adicionalmente, el titular indica que está previsto un proyecto de sustitución de las cámaras actuales por otras de mayor fiabilidad con los que se espera resolver los problemas de disponibilidad. Una vez se identifique y seleccionen los equipos adecuados para las condiciones que deben soportar, está prevista la sustitución gradual en las recargas 19 (año 2013) y 20 (año 2015).

Posición Reguladora C.4.1, relativa a la existencia de un límite de ETFM para las fugas entre sistemas: C.N. Cofrentes sólo tiene estos límites en ETFM para las fugas a través de

las válvulas de aislamiento de presión (PIV) pero no a través de otras posibles vías identificadas en la RG. Para otros casos se indican métodos de vigilancia de estas fugas mediante alarmas en sala de control activada por sensores de radiación, el titular concluye que la inclusión de un límite en ETFM no supondría una mejora significativa para la seguridad y supondría desviarse del estándar de las ETFM.

RG 1.76: “Design-Basis Tornado and Tornado Missiles for Nuclear Power Plants”, Rev. 1, marzo 2007.

El titular deberá realizar un análisis de aplicabilidad al diseño actual de la revisión 1 de esta guía. A falta de otros datos o estudios que pueda presentar el titular, el tornado potencial a considerar será, al menos, el indicado como “región III” en la RG 1.76 (rev.1), asociado con una velocidad máxima equivalente a un tornado de intensidad F1.

El titular ha presentado el informe de análisis de aplicabilidad en dos partes, la primera parte en el informe general de cumplimiento con la NAC, posteriormente se completó y se remitió por carta de fecha 27 de julio de 2010 (nº de Registro 41554).

La NRC emitió la versión original de esta guía en abril de 1974 para describir el tornado base de diseño que consideraba aceptable para el diseño de las plantas nucleares en Estados Unidos. En la revisión 1 de esta guía se calculan de manera diferente algunas de las características físicas asignadas a un tornado, relativas a velocidades y caídas de presión. Además, se modifica la división del mapa de los Estados Unidos en tres regiones que asigna la intensidad del tornado base de diseño a considerar. Las características de los tornados y su distribución espacial en el territorio americano está soportada por el NUREG/CR-4461, revisión 2, que contiene una base de datos de tornados ocurridos en Estados Unidos entre 1950 y 2003 y realiza un estudio probabilístico para identificar la intensidad de un tornado cuya frecuencia de ocurrencia es de al menos 10⁻⁷ por año. Así para las 3 regiones definidas en el territorio continental de Estados Unidos se establecen tornados con velocidades máximas de 103 m/s, 89 m/s y 72 m/s, que corresponden a tornados de categorías F4, F3 y F2-alto de la escala de Fujita. La revisión 1 incluye también las características de los proyectiles generados por un tornado que se consideraban aceptables para su consideración en los análisis.

El titular ha realizado un análisis del impacto del tornado tipo F1, indicado por el CSN en la ITC de la NAC, en las instalaciones de C. N. Cofrentes. En la RG 1.117 “Tornado Design Classification” se identifican las estructuras, sistemas y componentes que deben ser objeto de protección ante los efectos del tornado. Se identifican susceptibles de análisis las estructuras categoría sísmica I expuestas a la intemperie, además se identifican los equipos que se encuentran en intemperie dentro del alcance de las guías 1.76 y 1.117, para los cuales sería necesario evaluar el impacto de un tornado.

A partir de la RG 1.76, complementada con el Standard Review Plan (NUREG -0800) y otros documentos de la NRC, el titular desarrolla un método de cálculo para evaluar el impacto de un tornado sobre la estructura de edificios de la central, considerando la velocidad del viento en el propio tornado, la variación en la presión atmosférica local, y el impacto de proyectiles. En el documento inicial de cumplimiento con la NAC se realiza el cálculo detallado para el edificio de combustible concluyendo que este edificio presenta una buena resistencia a los efectos del tornado con un amplio margen de seguridad. Para el

resto de edificios no se han realizado cálculos de detalle, si bien en el informe complementario se realiza un análisis cualitativo que pueda indicar el comportamiento esperado del resto de estructuras y equipos considerados como afectados, tomando como base los resultados ya obtenidos con el estudio del edificio de combustible y de los distintos cálculos estructurales e hipótesis consideradas en el dimensionamiento y comprobación de los citados elementos.

El titular concluye, entre otras cosas lo siguiente:

- Tras comparar la geometría de los edificios afectados con el edificio de combustible analizado en detalle y tras comprobar que los valores de carga obtenidos son muy inferiores a los admisibles se puede extrapolar que dichos efectos serían similares y de muy baja magnitud para el resto de edificios afectados.
- A la vista de los resultados, parece perfectamente asumible un efecto de este tipo, para el emplazamiento, aunque más adelante puntualiza que la certeza la dará, el cálculo individualizado y pormenorizado de cada elemento afectado.
- Se observa en toda la documentación consultada, que los efectos de una carga de viento incluso de una magnitud similar a la que produciría un tornado de categoría F1, estarían asumidos perfectamente por las edificaciones del emplazamiento, al considerarse despreciable frente a otras acciones como las sísmicas, que dado su carácter de accidentalidad, al igual que las de un tornado, no se pueden considerar de forma simultánea.
- Para los equipos de intemperie se ha comprobado igualmente que los efectos directos del tornado no afectan a la funcionalidad de los equipos, estando en toda la documentación consultada considerado el efecto de vientos de diseño de 144 km/h como despreciable frente a cargas más importantes.
- Se ha comprobado que la estructura de los edificios está preparada para soportar los efectos de los distintos tipos de proyectiles solicitados por la guía reguladora.
- Buena parte de los equipos de intemperie presentan una ubicación física que les confiere protección contra potenciales proyectiles.
- A pesar de lo anterior, se ha analizado que los efectos de los proyectiles postulados sobre los equipos de intemperie no van a impedir la realización de las funciones de seguridad asignadas a cada uno de los sistemas afectados, garantizándose en todo caso la capacidad de la central para alcanzar la parada segura.

RG 1.105: “Setpoints for safety-related instrumentation”, Rev.3, diciembre 1999.

El titular realizará un análisis de una muestra seleccionada de parámetros. El análisis incluirá los aspectos de la revisión 3 de la RG relativos a aplicación de la metodología de cálculo de puntos de tarado mediante una “aproximación gradual” propuesta en la ISA-S67.04-94. La muestra deberá incluir instrumentación que se utilice en la vigilancia de variables que: i) permitan mantener límites contemplados en las ETFM (aunque la instrumentación no esté relacionada con la seguridad), ii) impliquen acciones en procedimientos de operación de emergencia o iii) estén en la RG 1.97.

La revisión 3 de la guía no añade nuevos requisitos sobre la revisión anterior. No obstante, indica que se puede hacer una aplicación en una “aproximación gradual” de la ISA a aquella instrumentación que no siendo relacionada con la seguridad se utilice para mantener límites de diseño contenidos en las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento. Ejemplos de esta instrumentación son: instrumentos utilizados en procedimientos de operación de emergencia (POE), instrumentos utilizados para dar cumplimiento a las CLO de Especificaciones Técnicas e instrumentos utilizados para vigilar variables de la guía 1.97

La metodología de “aproximación gradual” aplicada a la muestra seleccionada se ha basado en la de General Electric para el cálculo de puntos de tarado y que ha sido utilizada en C.N. Cofrentes para toda la instrumentación relacionada con la seguridad incluida en las ETFM. Para esta “aproximación gradual” se han utilizado valores de incertidumbre y precisión de los instrumentos descritos en la metodología de General Electric pero simplificando los cálculos de manera conservadora, para reducir todo el proceso de búsqueda de datos y desarrollo numérico. La muestra seleccionada incluye los siguientes parámetros de ETFM: nivel del sumidero final de calor (UHS), temperatura de UHS, nivel del tanque de condensado, presión de la vasija, caudal de fugas en las esclusas de contención. Además se han elegido los siguientes parámetros de POE: nivel 3 de vasija, alta presión en pozo seco, temperatura de la piscina de supresión, radiación en áreas de contención secundaria y temperatura en contención secundaria.

El titular señala que tras el análisis realizado se comprueba que en la mayoría de los casos el error de la medida, calculado de forma tan conservadora con la aplicación de la metodología de “aproximación gradual”, está por debajo del margen existente con respecto al límite analítico. En los casos en que esto no se cumple, se ha visto que existe un margen adicional respecto al límite de seguridad para la variable analizada. Además señala que muchas de las variables de ETFM, POE ó RG 1.97 para las que el CSN ha requerido les sea aplicada la “aproximación gradual” no tienen ni límite analítico ni límite de seguridad, por lo que el punto de tarado se fija en base a criterios operacionales. Por último, señala que los POE no están pensados para que los valores indicados en ellos, sean calculados en base a una metodología de puntos de tarado y apunta las dificultades que esto supondría.

Finalmente C.N. Cofrentes indica que en base a los resultados obtenidos se considera que la aplicación de dicha metodología a los parámetros de ETFM, POE o variables de la guía 1.97, no conllevaría ningún beneficio significativo para la seguridad de la Planta.

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 deberá realizar un análisis de cumplimiento con la revisión 2 de la guía que debe abarcar todas las unidades de filtración de la planta salvo las correspondientes al Sistema de Filtración de la Sala de Control y el Sistema de Reserva de Tratamiento de Gases.

El cambio más significativo que incorpora la revisión 2 de esta RG es la inclusión del código ASME AG-1-1997 “Code on Nuclear Air and Gas Treatment” como norma base para el diseño, construcción y pruebas de unidades de filtración dispuestas en planta con la

finalidad de recoger partículas radiactivas suspendidas en el aire en operación normal, incluyendo sucesos operacionales previstos.

El alcance realizado por el titular para este estudio son los equipos instalados en C.N Cofrentes de limpieza normal de la atmosfera de edificios. Estos filtros son los siguientes: filtro de purga manual (L05ZZ001), unidad de filtración HVAC edificio de residuos (V41ZZ002), unidades de extracción del edificio de servicios (X93ZZ003A/B), unidad de filtración gases bombas de vacio (N63ZZ001) y sistema de tratamiento de residuos gaseosos (N64D011~D016). Quedan excluidos los sistemas de ventilación relacionados con la seguridad. En concreto los pertenecientes a los Sistemas P38 “sistema de reserva de tratamiento de gases” y XG3 “Calefacción, ventilación y aire acondicionado de la sala de control”, a los cuales aplica la R.G 1.52.

El titular indica en su análisis que el ASME AG-1-1997 es un código con un nivel de detalle y concreción muy superior a los dos códigos anteriores, y desarrollado para recoger los criterios de diseño para equipos de filtración relacionados con la seguridad. Según esto, el titular considera que la sustitución de estos equipos en Cofrentes por otros que cumplieran en su diseño con el código ASME AG-1-1997 no acarrearía ningún tipo de mejora significativa en la seguridad, ya que estos equipos funcionan en operación normal y no realizan ninguna función de seguridad, asimismo, la sustitución de estos equipos no implicaría mejora radiológica alguna, ya que los parámetros de eficiencia de los filtros no varían entre las revisiones.

El titular propone que, en caso de futuras modificaciones de diseño que supongan la sustitución o instalación de nuevos trenes de filtrado para operación normal, el diseño, construcción y pruebas se realice de acuerdo a la revisión 2 de la RG 1.140.

Asimismo el titular identifica que el documento de Bases de Licencia no recoge correctamente la situación respecto de la RG 1.140 rev. 1, puesto que dicha norma ha sido utilizada para el diseño de los sistemas de ventilación en operación normal, pero no para sus pruebas periódicas. Como consecuencia de ello, se especificará esta limitación en la próxima revisión del documento de Bases de Licencia.

Por último, dado que no se realizan pruebas periódicas a los trenes de filtrado de estos sistemas, el titular propone como acción implantar un plan de pruebas periódicas de acuerdo a lo establecido en la RG 1.140, en su revisión 2, siempre y cuando el diseño actual lo permita según el alcance detallado. Se propone su implantación durante el ciclo 19, con inicio previsto en octubre de 2011 y duración estimada de 24 meses.

Posteriormente en su 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 (nº de registro 42272) modifican la propuesta original y se detallan mejoras de instrumentación en los equipos y procedimientos que permitirán la aplicación de la norma.

RG 1.153: “Criteria for Safety Systems”, rev. 1, junio 1996.

El titular deberá verificar hasta qué punto el diseño actual recoge lo considerado en la IEEE 603-1991. El análisis inicial se acotará al aislamiento de la ventilación de los diversos edificios y conexión de la ventilación de emergencia, donde aplique.

La revisión 1 de esta guía endosa la IEEE 603-1991 “IEEE Standard Criteria for Safety Systems for Nuclear Power Generating Stations” (que sustituye a la IEEE 279 “IEEE Standard Criteria for Protection Systems for Nuclear Power Generating Stations”). En ella se establecen los criterios de diseño funcionales mínimos de las partes de instrumentación y control de los sistemas de seguridad de las centrales nucleares. Estos criterios se aplicarán a aquellos sistemas especificados para mantener la seguridad y proteger la salud del público, mitigando mediante su funcionamiento las consecuencias de los accidentes base de diseño. La intención de esta norma es proporcionar prácticas de seguridad aplicables al diseño y evaluación de la fiabilidad y actuación de los sistemas de seguridad.

El alcance del análisis realizado por el titular es la comprobación de que los criterios funcionales y de diseño utilizados en Cofrentes para el diseño de los sistemas indicados se han realizado de acuerdo con la IEEE RG 1.153 Rev.1 y del IEEE 603-1991 endosado por la guía. Para alcanzar este objetivo, los sistemas relacionados con la seguridad deben asegurar el cumplimiento de las funciones de seguridad asignadas. Las funciones de seguridad son los procesos o condiciones (por ejemplo, aislamiento de la contención) esenciales para mantener los parámetros de planta dentro de los límites establecidos para los eventos bases de diseño. Las acciones de protección son las acciones llevadas a cabo por los sistemas relacionados con la seguridad (iniciación de una señal dentro de los dispositivos de detección y mando o actuación de un dispositivo de ejecución) para cumplir con la función de seguridad.

De acuerdo a lo indicado en la ITC el alcance de este análisis se ha acotado a los sistemas de aislamiento de la ventilación de los diversos edificios y conexión de la ventilación de emergencia.

El titular señala que CN Cofrentes realizó el diseño de sus sistemas HVAC de acuerdo con la IEEE 279-1971, aunque esto no era requerido por la normativa al tratarse de sistemas auxiliares (a excepción del XG3). Por tanto, no se propone ninguna acción adicional.

RG 1.167: “Restart of a nuclear power plant shut down by a seismic event”, Rev.0, marzo 1997.

El titular deberá verificar la conformidad con la revisión 0 de la RG 1.167 para determinar cuándo es posible re-arrancar la planta tras un sismo que supere el OBE o que cause daños significativos en la planta.

La Guía Reguladora 1.167, Rev. 0, proporciona un método aceptable para la NRC para determinar las inspecciones y pruebas en las estructuras y equipos de la planta que hay que realizar antes de ponerla de nuevo en funcionamiento después de que haya sido parada como consecuencia de un suceso sísmico que supere el sismo base de operación (OBE). La RG remite a diversas secciones del documento de EPRI NP-6695 “Guidelines for Nuclear Plant Response to an Earthquake”, en el que se detallan las directrices para identificar y valorar los efectos del terremoto, relativas a las inspecciones a realizar tras la parada y a las pruebas, criterios de inspección, personal que debe realizar las inspecciones, documentación y evaluaciones a largo plazo a presentar.

El alcance del informe del titular en cumplimiento con la ITC es evaluar el contenido de la RG para establecer el grado de cumplimiento de la instalación de C.N. Cofrentes con

respecto a la misma, identificar las acciones que serían requeridas para el cumplimiento en caso de que aplicase y valorar, con criterios de ingeniería, los beneficios que para la planta supondría la implantación total o parcial de la guía.

El análisis realizado determina que C.N. Cofrentes no dispone de un procedimiento con el alcance que se recoge en la RG. En sus conclusiones el titular señala que la elaboración de un procedimiento requiere un trabajo importante de ingeniería para identificar los equipos que deben ser objeto de una inspección inicial reducida, y de una inspección ampliada para el caso de que se detectaran daños tras la primera inspección, además habría que modificar procedimientos de operación para contemplar las actuaciones a realizar tras sismo que supere el OBE.

Aun no siendo una guía de obligado cumplimiento, su aplicación permitiría a CN Cofrentes disponer de una herramienta sistematizada y aprobada para valorar los efectos de un sismo que supere el sismo base de operación de la planta antes de un rearranque de la central. El titular propone como acción el desarrollo de un procedimiento de acuerdo a la RG 1.167, con límite de implantación en 30 de junio de 2013.

RG 1.199: “Anchoring Components and Structural Supports in Concrete”, Rev. 0, noviembre de 2003.

El titular deberá analizar la posición reguladora 1.6 sobre comprobaciones en la instalación de pernos de anclajes que debe considerarse como referencia en los procedimientos de inspección aplicables en la Regla de Mantenimiento y en los Programas de Gestión de Vida de estructuras.

La RG 1.199 endosa el Apéndice B (2001) del ACI 349-01, “Code Requirements for Nuclear Safety Related Concrete Structures” con algunas excepciones. Las posiciones reguladoras describen recomendaciones para cualificar, diseñar, instalar e inspeccionar anclajes de acero en hormigón para soportar componentes y estructuras. En particular, la posición reguladora 1.6, considera aceptable la sección B.9 del ACI 349-01 para la instalación de anclajes, que, en particular, supone realizar una serie de comprobaciones a la hora de instalar pernos de anclaje.

Como conclusión el titular señala que en C.N. Cofrentes se cumplen la mayor parte de las comprobaciones requeridas en la posición reguladora 1.6 (en el procedimiento PGMM-0007M “Procedimiento de montaje de pernos de expansión”). Sin embargo, no se cumplen las comprobaciones a realizar sobre la firmeza del hormigón (libre de huecos) y sobre la mezcla e instalación del mortero/lechada conforme a especificaciones. El titular propone como acción la inclusión de estas verificaciones en dicho procedimiento para su realización cuando se instalen pernos de anclaje para componentes Categoría Sísmica I. La implantación se realizará durante el ciclo 19 (con fecha estimada de finalización en septiembre de 2013).

RG 4.21: “Minimization of contamination and radioactive waste generation: life-cycle planning” revisión 0, junio de 2008.

El titular deberá llevar a cabo un análisis detallado del contenido de la RG y su aplicación en la instalación.

La RG 4.21 describe los mecanismos a emplear durante todas las etapas de la vida de la instalación para cumplir los requerimientos establecidos en el 10 CFR 20.1406 “Minimization of contamination”, en relación a la minimización de la contaminación en la instalación, de la contaminación en el medio ambiente y de la generación de residuos radiactivos durante toda la vida de la instalación. Los principios básicos definidos en la guía son: prevención de las emisiones o fugas no previstas; pronta detección, en caso de producirse, de las emisiones no previstas de contaminación radiactiva; evaluación rápida de la situación para poder dar el apoyo oportuno y una adecuada respuesta. La aplicación de estos principios requiere diseños adecuados, prácticas de ingeniería probadas, principios conservadores de protección contra la radiación y el análisis de las prácticas operacionales.

El análisis de la aplicabilidad de la norma realizado por el titular ha comprendido: la evaluación de la norma, la evaluación de la instalación frente a la norma, la valoración del beneficio de implantación de la norma, el estudio coste-beneficio de las mejoras que serían necesarias para llevar a cabo la implantación de aquellos aspectos incluidos en la RG que C.N. Cofrentes no contempla, y la determinación de las mejoras a implantar.

El titular señala que el análisis realizado determina que, en C.N. Cofrentes, se contemplan para todo el ciclo de vida de la instalación las medidas necesarias para minimizar la contaminación y la generación de residuos radiactivos, desde la etapa de diseño inicial o ingeniería básica, pasando por los procedimientos de operación, hasta finalmente las actividades de descontaminación y desmontaje que forman parte del desmantelamiento, todas ellas prácticas adecuadas para asegurar el cumplimiento de cada uno de los aspectos identificados en la RG 4.21. Según esto concluye que las recomendaciones de la RG 4.21 ya están contempladas en la operación de la planta y debidamente documentadas en los procedimientos de C.N. Cofrentes, por lo que no se ha identificado la necesidad de implantar medidas adicionales.

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

El titular deberá verificar la conformidad del diseño del sistema de purga de la contención con las GL 79-46 y 79-54, así como la BTP CSB 6-4 (en su totalidad) y el punto 5 de la GL 83-02.

Se analizan las cuatro normas de manera conjunta.

La NRC emitió la Carta Genérica **GL 79-46**, que recoge las directrices para la demostración de la operabilidad de las válvulas de purga y venteo de contención. La demostración de la operabilidad implica análisis del comportamiento de las válvulas en tres aspectos:

1. Margen y capacidad del actuador y tiempo límite de cierre. Para justificar la operabilidad debe probarse que la capacidad del par del actuador tiene suficiente margen como para cerrar la válvula completamente superando los esfuerzos que se oponen al cierre en el tiempo límite especificado.

2. Integridad estructural. Los elementos estructurales de las válvulas deben ser evaluados para confirmar que cuentan con margen suficiente como para resistir los esfuerzos que se producen durante la maniobra de cierre en condiciones del accidente base de diseño.
3. Integridad del sellado. Una vez asegurados el cierre y la integridad estructural de las válvulas por análisis, prueba o combinación de ambos, debería evaluarse la integridad del sellado tras el cierre de las válvulas y la exposición a largo plazo al ambiente de Contención.

La Carta Genérica **GL 79-54** presenta una serie de medidas provisionales cuya aplicación se exige a la central nuclear de Farley durante el proceso de demostración de la operabilidad de sus válvulas de purga y venteo de contención. Las acciones provisionales que se requirieron consistían en prohibir la anulación y el baipás de las señales de actuación de seguridad que pudiesen afectar a otras señales de actuación de seguridad, verificar que existían controles administrativos para evitar la actuación manual de señales de salvaguardias y parar el venteo o la purga de contención o limitarlos al mínimo (sin exceder las 90 h/año). Por otra parte, se plantea la necesidad de evaluar el uso de válvulas solenoides sin cualificar para el suministro de aire a los actuadores neumáticos de las válvulas con funciones relacionadas con la seguridad considerando los aspectos del IE Bulletin 79-01A.

La **BTP 6-4** complementa y aclara el contenido de la Sección 6.2.4 del SRP (Standard Review Plan), en donde se trata el aislamiento de la barrera de Contención ante la penetración de fluidos del sistema, incluyendo los requisitos de diseño y pruebas para las barreras de aislamiento y actuadores. La BTP proporciona directrices adicionales sobre el diseño y uso de los sistemas de purga de la contención que podrían utilizarse durante la operación normal.

La Carta Genérica **GL 83-02** desarrolla las directrices para la implementación de algunos de los puntos incluidos en el NUREG-0737, "Clarification of TMI Action Plan Requirements". En concreto, el punto 5 "Containment Purge Valves" desarrolla el punto II.E.4.2.6 de dicho NUREG. Se indica que este punto se evaluará separadamente para cada central pero que de forma general incluye los siguientes requisitos respecto a las válvulas de purga y venteo de la contención:

1. Se bloquearán cerradas si no se puede demostrar su operabilidad durante un LOCA, y el enclavamiento se verificará cada 31 días.
2. Sólo se operarán si se requiere por motivos de seguridad.
3. Las válvulas con sellos elásticos estarán sujetas a pruebas de fugas y a cambios periódicos de las juntas. El periodo de tiempo anual permitido para operaciones de purga y venteo se establecerá específicamente para cada Central.

En el informe de cumplimiento con la NAC se analiza la aplicabilidad de las normas anteriores acotadas a la evaluación del diseño del sistema que realiza la purga y el venteo del edificio de contención durante la operación normal en C. N. Cofrentes (Sistema de control de presión a bajo caudal). En concreto, las normas aplican a la línea y las válvulas del sistema, (válvulas neumáticas de aislamiento de 36" (T40-FF010/011/012/013) y de 18" (T40-FF119/120/121/122)).

Como conclusiones del análisis el titular señala lo siguiente:

- **GL 79-46:** Mediante el análisis a nivel de componente incluido en el programa de evaluación de válvulas neumáticas (AOV) y las pruebas de tiempo realizadas por operación se verifica la capacidad y margen de par del actuador durante el cierre de las válvulas. Además, esto se reforzará con el programa de pruebas de diagnóstico ya establecido dentro del programa de AOV. En cuanto a la integridad estructural, está demostrada por el propio suministrador de las válvulas cuando se instalaron en la central. Por último, la demostración de la integridad del sellado es un requisito que ya contemplan los programas de pruebas de fugas de C.N. Cofrentes. El titular considera demostrada la operabilidad. No obstante, y con objeto de reforzar este cumplimiento propone implantar dos acciones de mejora: Realizar un modelo con un software de simulación, de forma que se pueda estimar el tiempo para vencer unos determinados esfuerzos según distintas condiciones de las válvulas y complementar el programa de AOV con unos nuevos cálculos de puntos débiles.
- **GL 79-54:** Esta GL recoge recomendaciones a una central concreta, por lo que el titular considera que algunos aspectos no son aplicables a C.N. Cofrentes, tampoco se consideran aplicables las medidas provisionales propuestas durante la demostración de la operabilidad ya que según el análisis de la GL 79-46 la operabilidad de estas válvulas está demostrada en sus aspectos generales.
- **BTP 6-4:** Según el titular el sistema de purga y venteo de C.N. Cofrentes cumple con todas las recomendaciones específicas de la norma BTP 6-4, respecto a las recomendaciones generales de la norma BTP 6-4, únicamente difiere respecto al uso rutinario del sistema, debido a que el sistema de purga y venteo está en funcionamiento continuo durante operación normal de Cofrentes (ya que las válvulas se encuentran permanentemente abiertas). Sin embargo, esta configuración del sistema está justificada puesto que el control de la presión en la contención primaria, durante la operación normal de la central realizado por el Sistema de purga y venteo, es una función que tiene relación con la seguridad.
- **GL 83-02:** El titular indica que dado que se demuestra la operabilidad de las válvulas, y con el cumplimiento de la BTP 6-4, no aplica el requisito de bloquear cerradas las válvulas ni de verificar su enclavamiento cada 31 días.

En cuanto a la justificación de la utilización de las válvulas, ésta se recoge también en la GL 79-54 y en la BTP 6-4, donde ya se ha mencionado que el Sistema de Control de presión a bajo caudal realiza entre otras funciones la de controlar la presión en la contención primaria durante la operación normal de la central. Por tanto, el titular considera justificado el uso de las válvulas y no cree necesarias acciones específicas.

Por último, las juntas de las válvulas son de EPT (etileno-propileno), y las válvulas están sujetas a mantenimiento y están sometidas a pruebas de fugas periódicas, por lo que considera que no se requieren acciones adicionales respecto al mantenimiento de las válvulas y las pruebas de fugas.

GL 80-02 “Quality assurance requirements regarding diesel generator fuel oil”

El titular deberá asegurar que el gasoil de los generadores diesel de emergencia está sometido al mismo programa de garantía de calidad de la CN Cofrentes que un elemento relacionado con la seguridad.

El Apéndice B al 10 CFR 50 contiene los requisitos de Garantía de Calidad para el diseño, construcción y operación de estructuras, sistemas y componentes importantes para la seguridad. Los elementos consumibles como el gas-oil cuya calidad es necesaria para el funcionamiento de componentes relacionados con la seguridad también están sujetos al Apéndice B. Esta GL indica que en caso de que no se incluya el combustible diesel dentro del Programa de Garantía de Calidad, se debe justificar la posición adoptada.

El titular indica que en C.N. Cofrentes la calidad del gas-oil se vigila mediante requisitos de vigilancia de ETFM. Dichos requisitos están de acuerdo con la guía reguladora 1.137 y ANSI/ANS-59.51 que son Base de Licencia para C.N. Cofrentes.

El titular considera que la verificación de las propiedades con los RV de ETFM es suficiente para garantizar la calidad de los GD. Señala que, para dar cumplimiento a la literalidad de la GL, propone como acción incluir el gas-oil en la Q-List e incluir al suministrador del gasoil en el programa de cualificación de suministradores de equipos relacionados con la seguridad. Con la implantación de esta acción el gasoil quedaría incluido dentro del Programa de Garantía de Calidad. Como fecha límite de implantación se establece el final del año 2011.

GL 89.22: “Potential for increased roof loads and plant area flood runoff depth at licensed NPP due to recent change in PMP criteria developed by the National Weather Service”, octubre 1989.

El titular analizará la aplicabilidad de los cálculos de la capacidad del drenaje superficial del emplazamiento, y de las terrazas y cubiertas de los edificios según lo señalado en esta GL.

Esta GL establece los criterios de cálculo de la “Máxima Precipitación Probable” (PMP), definidos por la NOAA americana (National Oceanic and Atmospheric Administration), que se deben emplear para determinar la capacidad de drenaje del emplazamiento y de las cubiertas y terrazas en centrales nucleares ante precipitaciones. En la norma se define la PMP como la máxima precipitación teórica de una determinada duración que es físicamente posible en una cuenca de una ubicación geográfica dada en un cierto momento del año.

En España, la normativa existente no utiliza el concepto de PMP, sino el de Precipitación Máxima diaria para un periodo de retorno dado, calculada mediante métodos estadísticos con áreas de mado determinadas. Debido a esta ausencia de valores para el territorio español, se ha optado por la comprobación del drenaje por medio de dos metodologías distintas que tienen por objeto la obtención de un valor de intensidad de precipitación que se corresponda con la PMP según lo indicado en los Hydrometeorological Reports:

- La primera consiste en tomar el valor de la PMP definido en el Estudio de Seguridad de C.N. Cofrentes y aplicarle los coeficientes de paso entre áreas y tiempos definidos por la NOAA.
- La segunda consiste en calcular la precipitación según la normativa española aplicando las bases de la NOAA.

En ambos supuestos, el titular ha verificado que en C.N. Cofrentes, tanto la capacidad de los drenajes de las cubiertas como la del emplazamiento son adecuadas para evacuar la

PMP, y el agua que podría acumularse en las cubiertas de los edificios no sobrepasa en ningún punto el nivel que provoque una sobrecarga inaceptable de las estructuras. El titular no identifica la necesidad de implantar medidas adicionales para dar cumplimiento a la GL.

IEB: 74-14 “BWR Relief Valve Discharge to Suppression Pool”, de 13/11/74.

El titular deberá analizarlo con objeto de verificar que todas las acciones identificadas en el IEB están cubiertas.

Este Boletín se edita tras la ocurrencia de varias aperturas inesperadas de válvulas de alivio de vapor principal. El Boletín plantea que una descarga prolongada puede provocar un aumento de temperatura local en la piscina de supresión, hasta el punto de que se generen pulsos de presión locales en la descarga de vapor que podrían provocar daños en el soportado de tuberías o desplazamiento de los difusores. El Boletín requiere revisar los procedimientos operativos para la situación planteada, identificando en particular cinco áreas de atención.

El titular ha realizado un análisis de la situación de la central frente a la norma para las cinco áreas de atención:

- Área a) relativa a la limitación de la temperatura global de la piscina de supresión en operación normal y transitorios controlables: Identifica los RV de las ETFM que verifican que la temperatura media de la piscina de supresión está dentro de los límites aplicables.
- Áreas b) c) y d): Identifica las acciones del procedimiento de operación (POGA-ER18, “Apertura accidental de una válvula de alivio y seguridad”) a ejecutar en caso de apertura prolongada de una SRV y las acciones ante temperaturas elevadas en la piscina en los distintos procedimientos de operación.
- Área e) relativa a inspecciones en la estructura de la piscina de supresión: El titular señala que C.N. Cofrenes no tiene recogido específicamente en procedimientos la realización de una inspección de la estructura de la piscina de supresión, posterior a la descarga prolongada de una SRV, aunque la estructura de la piscina de supresión está incluida en el Manual de Inspección en Servicio, de acuerdo con la sección XI del código ASME, subsección IWE, ítem E1.12 , y se revisa con periodicidad de una vez en el intervalo (10 años).

Como conclusión el titular considera que en CN. Cofrentes están adecuadamente cubiertas las áreas de operación (a, b, c, y d) para controlar la temperatura de la piscina de supresión y asegurar una refrigeración adecuada. El titular señala que dado que la problemática planteada se considera cubierta con las acciones operativas, no se considera que las inspecciones indicadas en el punto e) aporten un beneficio para la seguridad, no obstante, en caso de una descarga prolongada de una o más SRV a la piscina de supresión, se propone como acción valorar a posteriori las actuaciones operativas y la evolución de la temperatura, y si se concluye que pudiera haber habido daño a las estructuras según lo planteado en este Boletín se realizaría una inspección visual con cámaras en las zonas potencialmente afectadas. La implantación se realizará durante el ciclo 19 (fecha estimada de finalización en septiembre de 2013).

ASME N511, 2007: “In-service testing of nuclear air treatment, heating, ventilation and air-conditioning systems”.

El titular deberá analizar el cumplimiento de las distintas de las pruebas de los sistemas de ventilación relacionados con la seguridad con esta norma.

El ASME N511 cubre los requisitos para las pruebas in-situ de equipos relacionados con la seguridad de los sistemas de tratamiento de aire, calefacción, ventilación y acondicionamiento de aire. Este código aplica a las pruebas en servicio para los equipos de tratamiento de aire y HVAC diseñados, construidos y probados de acuerdo con el ASME AG-1. Asimismo, el presente código aporta información básica para el desarrollo de los programas de pruebas pero no incluye criterios de aceptación. Es responsabilidad del propietario de la instalación el desarrollo de los planes de pruebas y de establecer los criterios de aceptación.

El alcance del estudio de aplicabilidad son las pruebas periódicas exigibles a todos los sistemas de ventilación relacionados con la seguridad instalados en C.N Cofrentes. En concreto a los pertenecientes a los Sistemas P38 “Sistema de reserva de tratamiento de gases” y XG3 “Calefacción, ventilación y aire acondicionado de la sala de control”, que en Cofrentes fueron diseñados de acuerdo con ASME N509-1976 y cumplen con todos los requisitos incluidos en la RG 1.52 rev. 2.

Del análisis realizado por el titular, éste concluye que las pruebas y revisiones periódicas de los Sistemas P38 y XG3 en general cumplen e incluso exceden los requisitos incluidos en el ASME N511-2007. Las únicas pruebas que no se realizan de manera periódica son las pruebas de fugas de los conductos de HVAC y carcasas. Los sistemas de filtrado del P38 y XG3 fueron diseñados mediante el código ASME N509-1976 y se prueban de acuerdo al ASME N510-1975, endosado por la RG 1.52 rev. 2, los cuales no requieren realizar estas pruebas de manera periódica.

Adicionalmente el titular señala que el ASME N511-2007 requiere obtener unos valores de referencia durante las pruebas de aceptación de los equipos de acuerdo al artículo TA-4000 “Field Testing of Air Treatment Systems” para ser usados en las pruebas in situ junto a los parámetros dados por el plan de mantenimiento de la planta, la RG 1.52 y las leyes locales aplicables. Dado que no existía este código en el momento de realizar las pruebas prenucleares, los valores de referencia no fueron tomados tal como indica el artículo TA-4000 por lo que considera que no sería viable realizar todo el conjunto de pruebas de aceptación a unos equipos diseñados y probados mediante ASME N509 y N510 ya que podría resultar descartable un equipo que cumple con todos los requisitos de la RG 1.52 y con las pruebas enunciadas en el N511.

En lo que se refiere a los parámetros de rendimiento críticos de los trenes de filtrado como son la eficiencia de los filtros HEPA y eficiencia de los filtros de carbón activo señala que son idénticos en todos los códigos anteriormente mencionados, por lo que la aplicación de los nuevos códigos no produciría ningún tipo de mejora radiológica durante la actuación de estos sistemas.

Como conclusión final el titular indica que C.N. Cofrentes cumple en gran medida con los requisitos del ASME N511, aunque no de una forma estricta, y no considera necesario realizar acciones para mejorar dicho cumplimiento puesto que tendrían un impacto sobre la planta de gran relevancia y sin embargo no aportarían una mejora sustancial de seguridad ni radiológica.

Posteriormente en su 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 (nº de registro 42272), el titular hace una nueva propuesta de modificación de algunos procedimientos si bien insiste en que cumplen en gran medida la norma y que incluirla como base de licencia para equipos no diseñados para ella llevaría a dificultades adicionales.

2.3.2. Descripción de otra normativa no incluida en la ITC de refª CNCOF/COF/SG/09/18

Este conjunto de normativa incluye normas inicialmente incorporadas en el proceso de análisis para determinación de la NAC pero que durante el mismo se descartaron o dejaron fuera de la ITC por diversos motivos que se detallan en cada una de ellas.

GL 81-38. “Storage of low-level radioactive waste at power reactor sites”.

En esta GL se establecen requisitos a considerar para el almacenamiento en la instalación de los residuos radiactivos, proporciona una guía de seguridad radiológica para el diseño, construcción y operación de instalaciones de almacenamiento de residuos radiactivos de baja y media actividad en el interior de los emplazamientos.

Desde 1981 la NRC ha emitido un número importante de comunicaciones genéricas con información relacionada con el almacenamiento temporal de residuos de baja y media actividad en el interior de los emplazamientos. En su análisis el titular identifica el RIS 2008-12, “Considerations for Extended Interim Storage of Low-Level Radioactive Waste by Fuel Cycle and Materials Licensees” como la referencia utilizada para la evaluación de seguridad de las modificaciones temporales de la instalación llevadas a cabo en los últimos años, señalando que esta normativa incluye, prácticamente, todas las consideraciones de la GL.

Asimismo indica que si en un futuro CN Cofrentes volviera a almacenar temporalmente residuos de baja actividad en el emplazamiento también consideraría las guías referenciadas en el RIS 2008-32.

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

Esta norma fue evaluada durante el proceso de la determinación de la NAC (ref.: CSN/PDT/CNCOF/COF/0907/165) y se concluyó en la necesidad de requerir la revisión 2 de la guía en modificaciones de diseño futuras. Se consideró de esta forma puesto que el titular demostró un alto grado de cumplimiento con ella y, en particular, con la RG 1.151 “Instrument sensing lines”, base de licencia de CN Cofrentes, que incluye consideraciones relativas al cumplimiento del criterio de fallo único en las líneas sensoras

de instrumentos redundantes. Sin embargo, según ha podido verificar posteriormente la evaluación del CSN, CN Cofrentes podría estar incumpliendo el criterio de fallo único en alguna de las líneas sensoras. Sin embargo se ha detectado que existe alguna línea sensora que el titular deberá analizar en detalle.

Regulatory Guide 1.75 Rev.3 “Criteria for Independence of Electrical Safety Systems”. (Febrero 2005).

Esta RG endosa la IEEE 384-1992 “Standard Criteria for Independence of Clase 1E Equipment and Circuits” con cinco posiciones reguladoras que complementan o aclaran requisitos de la IEEE.

Durante el proceso de determinación de la NAC se consideró que el informe de ref. A62-5A058 “Informe para evaluar la aplicabilidad de la Regulatory Guide 1.75 Rev.3 en C.N. Cofrentes”, remitido adjunto a carta de 13 de diciembre de 2007 contiene un análisis detallado de las diferencias entre las revisiones 2 y 3 de la RG 1.75, así como las acciones que CN Cofrentes debería llevar a cabo para adoptar de forma global en la planta los criterios de separación de la revisión 3, por lo que se consideró equivalente a los análisis solicitados en la NAC y por tanto esta norma no fue requerida.

El informe analiza punto a punto las dos revisiones e indica la acciones que conllevaría la aplicación de la rev.3. La conclusión que aporta es la de mantener la rev.2 como base de licencia con excepción de la aplicación de la posición reguladora C1 de la rev.3 para usar como dispositivo de aislamiento interruptores que disparan por corriente de falta, aplicando esto a los interruptores de cinco cargas particulares.

Regulatory Guide 1.9, “Application and Testing of Safety-Related Diesel Generators in Nuclear Power Plants”, Rev. 4 (2007).

Mediante esta RG la USNRC endosa la norma IEEE Std 387-1995 “IEEE Standard Criteria for Diesel-Generators Units Applied as Standby Power Supplies for Nuclear Power Generating Stations”, identificando una serie de excepciones a la misma con la correspondiente posición reguladora. La USNRC establece la aplicabilidad de esta RG al caso de nuevas centrales nucleares o a solicitudes de titulares que propongan llevar a cabo modificaciones que afecten a los generadores diesel de emergencia.

En general, la valoración del titular sobre el cumplimiento de esta norma en CN Cofrentes es el siguiente:

- La base de licencia de esta RG es, para diseño, la revisión 1 y para pruebas, la revisión 3.
- La modificación de diseño "Modificación lógicas de disparo en GD's derivadas de la inspección multidisciplinar del CSN del año 2004 (según RG 1.9 Rev.3)" supone varias modificaciones a los 3 GD, y en particular la modificación de la lógica de las protecciones de sobretensión 51V y de baja presión del aceite de lubricación, para poner lógica 2 de 2 sin que el disparo quede anulado ante señal de LOCA presente. La eliminación del bajpás por LOCA para estas dos protecciones se realizó posteriormente.
- De acuerdo con el RV 3.8.1.19 se realiza la prueba de los generadores diesel ante una señal de pérdida de alimentación exterior (LOOP) simultánea con señal de iniciación de ECCS (LOCA).

Esta norma fue evaluada en el proceso de selección de la NAC (CSN/PDT/CNCOF/COF/0907/165). En la evaluación realizada se consideró que no se era necesario requerir su inclusión dentro de la ITC de la NAC, si bien el titular analizaría cuatro puntos concretos.

- IEEE Std 387, apartado 4.1.2.a) “Design conditions”.
- IEEE Std 387, apartado 4.2.2 “Operation”, en lo que concierne a funcionamiento del generador diesel sin carga o a baja carga.
- IEEE Std 387, apartado 4.5.4 “Protection”, fundamentalmente en lo que concierne a anunciadores y alarmas de las protecciones existentes de sobrevelocidad, protección diferencial, y la protección de segundo orden de sobreintensidad con frenado de tensión, y a las características de diseño requeridas a la circuitería de los baipases, así como lo reflejado al respecto en RG 1.9, apartado C.1.8 en relación con el diseño de los circuitos de baipas.
- IEEE Std 387, apartado 6.3 “Aging”

Regulatory Guide 1.204. “Guidelines for Lightning Protection of Nuclear Power Plant”, Rev. 0, 2005

La RG 1.204 aplica al diseño e instalación de sistemas de protección frente a rayos, de cara a asegurar que los transitorios eléctricos resultantes de fenómenos de rayos no causen inoperabilidad de sistemas relacionados con la seguridad o la actuación espuria de tales sistemas.

La RG 1.204 se basa en el NUREG/CR-6866 “Technical Basis for Regulatory Guidance on Lightning Protection in Nuclear Power Plants”, el cual a su vez hace referencia a la NFPA 780 como guía para el diseño de la protección contra descargas atmosféricas y endosa cuatro normas IEEE.

Esta norma fue considerada durante el proceso de selección de la NAC (CSN/PDT/CNCOF/COF/0907/165). En ese proceso, el titular expuso que disponía del estudio R57-8025 (02-IE-0324) Rev.0 “Protección contra descargas atmosféricas-pararrayos” además de L70-8015 (02-IE-2201) Rev.1 “Coordinación de aislamientos parque de 400kV” y R57-8015 (02-IE-0313) Rev.2 “Estudio de la red general de tierras”, que puso a disposición de la evaluación del CSN, por lo que ésta consideró que no procedía la inclusión de la RG 1.204 en la ITC de la NAC, sino evaluar los citados estudios.

Regulatory Guide 1.128 “Installation of Vented Lead-Acid Storage Batteries for Nuclear Power Plants”, Rev.2 (Febrero/2007)

Durante el proceso de evaluación de la NAC a requerir a CN Cofrentes se concluyó que no era necesario actualizar las Bases de Licencia con la Rev.2 de la RG 1.128.

IEEE 765-2006 “IEEE Standard for Preferred Power Supply (PPS) for Nuclear Power Generating Stations (NPGS)”.

Esta norma describe los criterios de diseño del sistema de suministro preferente de corriente alterna a la planta y de las interfases con el sistema eléctrico Clase 1E, subestaciones, la red de transporte y las fuentes alternativas de corriente alterna.

La información relativa al análisis de cumplimiento de esta norma fue evaluado en el proceso de determinación de la NAC (CSN/PDT/CNCOF/COF/0907/165) en el cual se concluía que se consideraba que esta norma debería incluirse en las bases de licencia y que la central debería confirmar mediante la elaboración de un estudio actualizado de capacidad que cada una de las alimentaciones de 132 kV tiene capacidad para cumplir su función (alimentación de las cargas a la vista de los esquemas de transferencias existentes).

En la ITC sobre la NAC se estableció la inclusión de esta norma en las Bases de Licencia en su edición de 1995. Señalar que hay un error mecanográfico en la ITC del NAC arrastrado en el proceso de la NAC, la norma correcta es la IEEE 765-2006 que es la última edición existente y es la que se ha requerido a procesos de licencia anteriores.

En el contexto del proyecto ESCENRED para el caso de CN Cofrentes se han identificado algunos escenarios en los cuales, teniendo en cuenta los estudios actuales de transferencias, no se garantiza la reacceleración de algunas cargas implicadas. En base a este resultado se solicitó a CN Cofrentes el estudio de transferencias vigente que es el R20-8065 Rev.2 de Julio-1984 "Trasferencia rápida-sistema eléctrico.

3. EVALUACIÓN

La evaluación ha comprendido, tanto el estado de cumplimiento de las diferentes Condiciones e Instrucciones Complementarias establecidas al titular al concederle el Permiso de Explotación en vigor, como la valoración de los diferentes aspectos asociados a la solicitud de renovación de la Autorización de Explotación: Revisión Periódica de la Seguridad y cumplimiento con la Normativa de Aplicación Condicionada.

En el Suplemento 1 a la presente Propuesta de Dictamen Técnico se incluye el estado de cumplimiento de las Condiciones sobre Seguridad Nuclear y Protección Radiológica y de las Instrucciones Complementarias asociadas a la concesión del Permiso de Explotación vigente. Todas ellas han sido cumplidas.

En el Suplemento 2 a la presente Propuesta de Dictamen Técnico se presenta una descripción detallada, tanto de los análisis realizados por el titular como de las evaluaciones efectuadas por el CSN respecto, y exclusivamente, de la Revisión Periódica de la Seguridad.

En el Suplemento 3 a la presente Propuesta de Dictamen Técnico se presenta una descripción detallada, tanto de los análisis realizados por el titular como de las evaluaciones efectuadas por el CSN respecto de la Normativa de Aplicación Condicionada.

La evaluación del CSN ha identificado una serie de deficiencias menores o de carácter documental en la información aportada por C.N. Cofrentes, que ha comunicado al titular mediante cartas de la Dirección Técnica de Seguridad Nuclear, para que las tenga en cuenta y las subsane en la revisión de la RPS que tiene que remitir al CSN.

Adicionalmente, la evaluación del CSN ha identificado las acciones a realizar por C.N. Cofrentes que se deben imponer mediante requisito específico, bien mediante Condición de la Renovación de la AE o bien mediante Instrucción Técnica Complementaria (ITC) asociada a dicha Renovación.

La evaluación ha sido llevada a cabo por los diferentes especialistas de la Dirección Técnica de Seguridad Nuclear (DSN) y de la Dirección Técnica de Protección Radiológica (DPR) del CSN. Se han emitido un total de 37 informes de evaluación, 8 actas de reunión y 3 actas de inspección y en los Suplementos 2 y 3 de la presente Propuesta de Dictamen Técnico se incluyen las referencias de los mismos.

En los apartados siguientes se recapitula la valoración de los diferentes aspectos que han sido objeto de evaluación. En el apartado 3.2 se recoge la evaluación de los aspectos relacionados con la RPS y en el 3.3 se recoge la evaluación del cumplimiento con la Normativa de aplicación condicionada.

En el apartado 3.1 se detalla el resultado de la aplicación de las actividades de supervisión que realiza el CSN destacando aquellas incidencias ocurridas en el periodo de la RPS que han conllevado un seguimiento adicional al ejecutado normalmente.

3.1.- Resultados de la aplicación en C.N. Cofrentes del programa de supervisión del CSN

3.1.1 Sistema Integrado de Supervisión de Centrales

El CSN inició en 2005 un nuevo programa de evaluación sistemática del funcionamiento de las centrales denominado "Sistema Integrado de Supervisión de las Centrales-SISC", que incorpora métodos novedosos de supervisión enfocados a la observación del comportamiento de las centrales nucleares en operación a través de indicadores de funcionamiento y la valoración de hallazgos de las inspecciones realizadas por el CSN. Tras una fase piloto previa, el SISC está operativo a efectos técnicos desde 2006 y con publicación de resultados en la Web externa del CSN desde enero de 2007.

El SISC tiene por objeto optimizar y sistematizar la supervisión de las centrales nucleares, mediante el uso de una metodología integral concentrando los esfuerzos en las áreas de mayor riesgo potencial, incrementar la transparencia del proceso de supervisión y dar respuesta a los objetivos estratégicos del CSN. La valoración del comportamiento de las centrales y las acciones a acometer se plasman en la denominada "Matriz de Acción".

Programa de inspección

Está diseñado para supervisar las actividades importantes para la seguridad que no son susceptibles de medirse mediante indicadores. Los hallazgos de las inspecciones los categoriza el CSN para determinar su importancia para la seguridad según el mismo código de colores que los indicadores de funcionamiento: verde (importancia muy baja para la seguridad), blanco (importancia entre baja y moderada), amarillo (importancia sustancial) y rojo (importancia alta). El programa se compone de las siguientes partes:

- Programa Base de Inspección (PBI): Se trata del programa sobre disciplinas importantes para la seguridad que se lleva a cabo íntegramente en cada central cada dos años.
- Inspecciones adicionales específicas por central: Se realizan cuando hay resultados relevantes, sean indicadores o hallazgos. Están más orientadas al diagnóstico de los problemas existentes y varían en alcance y profundidad, según la importancia de las deficiencias detectadas.
- Inspecciones en respuesta a, o de seguimiento de, sucesos. Varían en alcance y profundidad, en función de la naturaleza e importancia del suceso.

Hay otras inspecciones de seguimiento de temas genéricos de seguridad o específicos de cada central, asociadas a procesos de autorización, etc. cuyos hallazgos, caso de producirse, también se categorizan en el SISC.

En la tabla siguiente se aportan los datos del número de inspecciones realizadas cada año a C.N. Cofrentes desde 2006 en que empezó a implantarse el SISC, así como los hallazgos identificados durante esas inspecciones.

Año	2006	2007	2008	2009
Inspecciones	24	28	23	28
Hallazgos	2 verdes 1 transversal	12 verdes	17 verdes	12 verdes

El hallazgo transversal era relativo a la implantación del programa de acciones correctoras (PAC) en la C.N. Cofrentes en el que se identificaron diversas deficiencias en su implantación tanto de tipo general (bajo nivel de implantación de análisis de tendencias, umbrales de importancia no homogéneos, etc.) como específicos en las distintas organizaciones en la central. Tras la inspección del plan base sobre el Programa de Acciones Correctivas efectuada en octubre de 2007, se concluyó que las acciones llevadas a cabo por el titular corregían las deficiencias de carácter sistemático más importantes por lo que no procedía mantener abierto el hallazgo transversal, aunque sí se identificaron deficiencias que debían corregirse y mejoras necesarias para aumentar la eficacia del PAC.

Adicionalmente, entre enero de 1999 y diciembre de 2005, antes de la implantación del SISC, el CSN había realizado un total de 204 inspecciones a la Planta.

Indicadores de funcionamiento

Los **Indicadores** se definen para caracterizar el funcionamiento de las centrales mediante datos numéricos y se aplican a todos aquellos aspectos de la seguridad razonablemente susceptibles de ser cuantificados, en aras de lograr la máxima objetividad. Forman un conjunto de 16 indicadores cuyos resultados se obtienen trimestralmente.

Desde 2006, los indicadores de C.N. Cofrentes han estado en verde, con las siguientes excepciones:

- El indicador de funcionamiento de “Paradas instantáneas no programadas” entró en blanco en el tercer trimestre de 2007 y sólo permaneció en ese color en ese trimestre. El blanco se produjo como consecuencia de la acumulación de 3 paradas instantáneas entre el 4º trimestre de 2006 y el 3º trimestre de 2007. Este indicador se mide por cada 7000 horas de operación y durante el año 2007 la C.N. Cofrentes efectuó una recarga que duró del orden de tres meses, por lo que la acumulación de disparos llevó al indicador blanco.
- El indicador de funcionamiento de “Cambios de potencia no programados” entró en blanco en el tercer trimestre de 2008 y permaneció en ese color durante dos trimestres, hasta el 4º de 2008. El blanco se produjo como consecuencia de la acumulación de 8 bajadas de carga no programadas entre el 4º trimestre de 2007 y el 3º trimestre de 2008 (1 4T 2007, 3 1T 2008 y 4 3T 2008). Este indicador se mide por cada 7000 horas de operación y durante el año 2007 la C.N. Cofrentes efectuó varias paradas debido a problemas en las válvulas de alivio y seguridad, por lo que la acumulación de paradas llevó al indicador blanco.

- El indicador de funcionamiento “Respuesta ante situaciones de emergencia y simulacros (E1)”, entró en blanco en el 2º trimestre de 2010 como resultado de aplicación de los nuevos criterios de aplicación de los indicadores pertenecientes al Pilar de seguridad de Preparación para emergencia, establecidos por la Instrucción CSN-IT-DSN-10-16 de fecha 30 de junio de 2010 y así permanece a la fecha de emisión de este informe.

Matriz de Acción

En función de los resultados de aplicación del SISC que evalúa el CSN, éste sitúa trimestralmente a cada central en una columna de la Matriz de acción: “Respuesta del titular”, si todos los resultados son verdes, “Respuesta reguladora” si hay al menos un resultado blanco, “Pilar degradado” si hay varios resultados blancos o uno amarillo, o “Múltiples/repetidas degradaciones”, si hay un resultado rojo u otras combinaciones de resultados blancos o amarillos de importancia similar, de lo cual se derivan las acciones fijadas en dicha Matriz, tanto para la central como para el CSN.

Una exposición detallada de la metodología SISC, así como los procedimientos que lo gobiernan se encuentra en la página Web del CSN, concretamente en el sitio www.csn.es/sisc/index.do

En función de la combinación de resultados descritos de los hallazgos de inspección y los indicadores de funcionamiento, la situación de la central dentro de la Matriz de Acción ha sido la siguiente:

- Durante 13 de los 16 trimestres transcurridos entre 2006 y 2009, la central ha permanecido dentro de la columna de “Respuesta del titular” de la Matriz de Acción, es decir todos los resultados han sido verdes y no se ha requerido a la central ninguna acción adicional a las ya establecidas en el sistema: analizar las causas de los hallazgos y cargarlos en el Programa de Acciones Correctivas (PAC) de la central, con las acciones correctivas que conlleven y su plazo de implantación. El CSN revisa sistemáticamente el correcto funcionamiento del PAC.
- En el tercer trimestre de 2007 la central entró en la columna de “Respuesta reguladora”, en la que permaneció un trimestre, debido al resultado del indicador de funcionamiento de paradas instantáneas. En aplicación de lo establecido en la Matriz de Acción, el titular envió al CSN un análisis de causas del resultado del indicador y un plan de acciones correctivas para corregir las deficiencias detectadas. En abril de 2008, el CSN realizó una inspección suplementaria a la central, con la participación de dos inspectores, en la que se concluyó que C.N. Cofrentes había realizado un análisis de extensión de causa, análisis de extensión de condición y de causa común para cumplir con el análisis solicitado con un alcance y nivel de detalle que se consideró adecuado, además se identificaban acciones correctivas y de mejora todas ellas trasladadas al PAC. La inspección no identificó nuevas acciones a implementar por parte del titular, salvo la necesidad de una redacción más precisa del procedimiento de análisis de causa raíz que hiciera una aplicación más ajustada de la IS-10, tampoco se consideraron necesarias otras acciones por parte del CSN.
- En el tercer trimestre de 2008 la central entró en la columna de “Respuesta reguladora”, en la que permaneció dos trimestres, debido al resultado del indicador de funcionamiento de cambios de potencia no programados. En aplicación de lo

establecido en la Matriz de Acción, el titular envió al CSN un análisis de causas del resultado del indicador y un plan de acciones correctivas para corregir las deficiencias detectadas. En abril de 2009, el CSN realizó una inspección suplementaria a la central, con la participación de dos inspectores, en la que no se encontraron acciones adicionales a las implementadas por la central.

- Desde el 2º trimestre de 2010 la central permanece en la columna de “Respuesta reguladora”, debido a que entró en blanco el indicador de funcionamiento de “Respuesta ante situaciones de emergencia y simulacros (E1)”. En aplicación de lo establecido en la Matriz de Acción, el titular envió al CSN un análisis de causas del resultado del indicador y un plan de acciones correctivas para corregir las deficiencias detectadas. Dada la particularidad de la causa de este resultado blanco, aplicación de los nuevos criterios de aplicación de los indicadores pertenecientes al Pilar de seguridad de Preparación para emergencia, establecidos por la Instrucción CSN-IT-DSN-10-16 de fecha 30 de junio de 2010, el CSN está considerando la conveniencia de realizar la correspondiente inspección suplementaria.

En conclusión, los resultados de la supervisión del funcionamiento de la central de Cofrentes, a través del SISC, así como el análisis de información complementaria procedente de los sucesos notificados, ponen de manifiesto que las deficiencias reveladas durante el funcionamiento de la central han sido adecuadamente afrontadas y resueltas.

En los siguientes apartados se detalla el seguimiento y las acciones de varios sucesos operativos que se considera necesario resaltar por sus características especiales.

3.1.2 Seguimiento de sucesos Operativos – Recarga 13

A lo largo de la 13ª parada de recarga de C.N. Cofrentes (febrero-marzo 2002), así como durante el proceso de arranque tras la misma, se produjeron en la central un número anormalmente alto de incidentes operativos, de acuerdo con las valoraciones preliminares realizadas tanto por el titular como por el CSN. Ante esta situación, el CSN decidió realizar una investigación para evaluar las causas y proponer las acciones correctoras aplicables. Para ello, en el mes de abril de 2002 se realizó una inspección, que contó con expertos de diferentes áreas de la Dirección Técnica de Seguridad Nuclear, donde se analizaron los 12 sucesos de interés identificados como asociados a la parada. Además, la Inspección Residente del CSN en la central había realizado previamente dos inspecciones monográficas relacionadas con dos de estos sucesos.

Los sucesos calificados como “de interés” inicialmente por el CSN fueron 9 sucesos notificados más 3 incidentes adicionales, que no respondían a criterios de notificación, que fueron considerados como relevantes por parte del CSN de cara al análisis de causas. Los sucesos producidos y analizados fueron, en orden cronológico los siguientes: (Ref: CSN/IEV/CNCOF/COF/PEP/0206/739).

1. Pérdida de Integridad de la Contención Secundaria (febrero 2002). Incumplimiento de la ETF que requiere la integridad de la Contención Secundaria fue descubierto por la Inspección Residente en una ronda y objeto de expediente sancionador.
2. SN 01/02: Scram durante el proceso de Enfriamiento (24.02.02). Disparo del reactor por bajo nivel de agua en el reactor durante el enfriamiento (al inicio de la parada).

3. SN 02/02: Superación del Límite de ETF “Fugas en Válvulas de Aislamiento de Vapor Principal” (27.02.02) En las pruebas “as-found” se encontró un valor de caudal de fugas que superaba ampliamente el límite de ETF.
4. Drenaje de las Piscinas Superiores de Contención a la Piscina de Supresión (05.03.02). Suceso importante, por sus potenciales repercusiones radiológicas. Se descargó un gran volumen de agua de las piscinas superiores a la piscina de supresión, que estuvo a punto de rebosar al suelo del Pozo Seco.
5. SN 03/02: Aislamiento de la División I de Emergencia con Pérdida del Sistema de Evacuación del Calor Residual (RHR) durante la Parada (19.03.02).
6. SN 04/02: Señal de LOCA Espuria en División de Emergencia I y en División de Emergencia II (23.03.02).
7. SN 05/02: Scram por Bajo Nivel de Agua en el Reactor tras Disparo de una Turbobomba de Agua de Alimentación (24.03.02).
8. SN 06/02: “By-pass” No Permitido de la Lógica de Aislamiento del Sistema de Enfriamiento del Núcleo Aislado, RCIC (25.03.02). Identificado por la Inspección Residente.
9. SN 07/02: Scram durante Ajuste del Circuito Limitador de Baja Excitación del Generador Principal (Circuito URAL) (26.03.02).
10. SN 08/02: Scram por Actuación del Relé “Buchholz” de la Fase “B” del Transformador Principal (27.03.02).
11. SN 09/02: Scram por Señal de Alta Potencia en el Arranque en los Monitores de Rango de Potencia Promediada (28.03.02).
12. Oscilaciones de Potencia, Presión, Caudal de Vapor Principal y Caudal de Agua de Alimentación (primeros días de abril de 2002). Al alcanzar el 92 % de la potencia nominal, se produjeron estas fuertes oscilaciones, que desaparecieron al bajar al 80 %, aproximadamente.

Como resultado de las dos actuaciones se derivaron: una propuesta de apertura de expediente sancionador por incumplimiento de documentos oficiales de explotación, elaborada por el CSN, que la Dirección General de Política Energética y Minas resolvió el 21-4-03 como dos infracciones leves, así como un apercibimiento a la central, emitido por el CSN en su reunión del 19-2-03 por diversos incumplimientos, y la emisión de una carta con requisitos y mejoras relacionadas con los sucesos de la recarga (CSN-C-DSN-02-335). En paralelo, con las acciones iniciadas por el CSN, el titular reunió en sesión extraordinaria al Comité de Seguridad Nuclear de la Central y, con la devolución del acta de la inspección reactiva del CSN, el titular informó sobre las acciones posteriores en curso y previstas, entre ellas la realización de un Programa de Auto-Evaluación, la realización de un Programa de Evaluación de la Organización, a partir de febrero de 2003 y la realización de un Programa de “Peer-Review” con WANO (Organización Mundial de Operadores de Centrales Nucleares), el último trimestre de 2003.

El Programa de Auto-evaluación finalizó en julio de 2002, y se concluía la necesidad de implantar mejoras en diversos campos. La implantación de estas mejoras se prolongó durante los años 2003 y 2004. Los resultados de la auto-evaluación fueron recogidos por el titular en un Informe Final de Resultados, en forma de 23 recomendaciones y 39 sugerencias, que se agruparon en 8 campos de mejora. Adicionalmente, se identificó como campo de mejora “especial” las relaciones con el CSN. Los campos de mejora identificadas fueron: Prácticas de trabajo, métodos de supervisión, métodos de dirección, mejora de procesos, organización y planificación, cultura de seguridad, formación, comunicación y relación con el CSN.

En relación con el Programa de Auto-Evaluación realizado por C.N. Cofrentes, la DSN lo consideró, en líneas generales adecuado, señalando, entre otras cosas, que el alcance definido para el Programa de Auto-Evaluación había sido amplio, tanto en extensión, enfocada en tres campos de análisis (no se ha centrado solamente en el análisis de los sucesos sino que también se ha extendido a áreas con potencial necesidad de mejora y al estudio de resultados de otras evaluaciones anteriores) como en profundidad; y que el proceso realizado había seguido un método de análisis previamente establecido por la central y basado en experiencia internacional de reconocida solvencia e involucrado a un número importante de personas pertenecientes a distintos niveles y a diferentes secciones dentro de la Organización.

El CSN decidió realizar acciones de seguimiento y control de la actividad de C.N. Cofrentes, adicionales a las que se llevan a cabo de forma habitual. Estas acciones consistieron en:

- Inspecciones periódicas de seguimiento de la implantación de las mejoras derivadas del Programa de Auto-evaluación.
- Análisis de los sucesos notificables posteriores al arranque, por si tuvieran las mismas causas que los de la recarga.
- Seguimiento, por parte de la inspección residente, de las incidencias operativas que no llegan a ser sucesos notificables para verificar tendencias y detectar posibles problemas similares a los de la recarga.
- Revisión de la programación de la siguiente recarga (septiembre 2003) para asegurar, entre otros aspectos, que los tiempos asignados a las actividades del camino crítico eran razonables
- Refuerzo de la inspección presente en el emplazamiento durante la siguiente recarga.

Posteriormente al arranque se produjeron otras seis incidencias que el CSN consideró significativos pues se produjeron en los dos primeros meses de ciclo:

1. SN 10/02: Actuación del Relé de Protección por Baja Excitación del Generador, con Desacoplamiento del Generador Principal y Disparo de Turbina (29.04.02). No hubo scram (potencia < 35 %). Relacionado con una modificación implantada en la recarga.
2. “Run-back” de recirculación (cierre parcial de las válvulas de control de caudal de recirculación) por insuficiente refrigeración de las bobinas del generador principal. Suceso relacionado con una modificación de diseño realizada en la recarga. (02.05.02)
3. SN 11/02: Aislamiento del Sistema de Enfriamiento del Núcleo Aislado (RCIC) durante la calibración de un transmisor de caudal de vapor. 01.06.02.
4. SN 12/02: Aislamiento del Sistema de Limpieza del Agua del Reactor (RWCU) y del Sistema de Enfriamiento del Núcleo Aislado (RCIC) por fallo de la instrumentación de detección de fugas (02.06.02). Relacionado con una modificación de diseño realizada en la recarga.
5. SN 13/02: Aislamiento del Sistema de Limpieza del Agua del Reactor (RWCU) y del Sistema de Enfriamiento del Núcleo Aislado (RCIC) por fallo de la instrumentación de detección de fugas (08.06.02). Relacionado con una modificación realizada en la recarga
6. SN 14/02: Fallo en el arranque del Generador Diesel de Emergencia “A” durante la prueba mensual (13.05.02).

El último suceso notificado del año: SN 15/02 (06.11.02)"Actuaciones automáticas como consecuencia del fallo de fuente de alimentación PS24 del panel 670, se produjo tras un periodo largo sin incidencias y no tuvo relación con la recarga.

Entre las actividades de seguimiento realizadas a lo largo del año 2002, además de lo ya mencionado, se llevaron a cabo una inspección de seguimiento de la implantación de las mejoras derivadas del Programa de Auto-evaluación (noviembre de 2002, ref.: CSN/AIN/COF/02/503) y un seguimiento bimestral que se plasmó en informes, el primero de ellos en noviembre de 2002 (ref. CSN/IEV/CNCOF/COF/PEP/0211/752). A lo largo del año 2003 se elaboraron otros cuatro informes de seguimiento bimestrales. En el último (ref.: CSN/IEV/CNCOF/COF/PEP/0307/770), emitido poco antes del inicio de la 14ª parada de recarga (sep.-oct.03), se realizó una recapitulación de los resultados obtenidos del seguimiento durante todo el ciclo de operación 14 (recarga 13 en 2002 y recarga 14 en 2003).

El CSN desarrolló un plan de seguimiento especial de la recarga 14, cuyo desarrollo y resultados quedaron documentados en los informes de evaluación de la programación de la recarga (ref.: CSN/IEV/CNCOF/COF/PEP/0305/769) y, sobre todo, del propio desarrollo de la recarga, desde el punto de vista de la seguridad (ref.: CSN/IEV/CNCOF/COF/PEP/0310/786).

Por otro lado, la DSN decidió completar en el año 2004 el seguimiento de la implantación de los resultados de la Auto-evaluación y del resto de acciones de respuesta, a través de la realización de dos inspecciones (julio y noviembre de 2004).

Además de las actividades mencionadas se realizaron algunas otras adicionales posteriores a la recarga 14 como fueron una reunión sobre el campo de mejora especial "Relaciones con el CSN" (noviembre 2003), dos nuevas inspecciones de seguimiento (junio de 2004 y noviembre de 2004). Con este conjunto de acciones se consideró finalizado el proceso de seguimiento de las acciones emprendidas en C.N. Cofrentes tras los sucesos de la recarga 13, así como de seguimiento especial de las incidencias operativas posteriores.

Las principales conclusiones de todo el proceso se recogen en un informe final (ref.: CSN/IEV/CNCOF/COF/PEP/0412/803), entre las que se destacaron las siguientes:

- Se implantaron las acciones propuestas por el plan de autoevaluación realizado por el titular.
- Como aspecto específico que se destacó el análisis de los procesos de detección, notificación y resolución de deficiencias, donde la central concluía que la unificación de la gestión de deficiencias y acciones de mejora en una única base de datos resolvería los problemas asociados a estas actividades.

Con el informe señalado arriba se dieron por cerradas las actividades de supervisión y control respecto al conjunto de sucesos de la recarga 13.

3.1.3 Seguimiento de sucesos Operativos – Prealertas de Emergencia por Aperturas de Válvulas de Alivio y Seguridad

En el año 2008 se produjeron dos prealertas de emergencia por aperturas de válvulas de alivio y seguridad (SRV):

- Apertura de la SRV F041B. El 7 de abril de 2008 estando la planta estable a plena potencia (111,85% de la potencia térmica original) se produjo indicación en sala de control de la apertura de una válvula de alivio y seguridad, en ese momento el titular inició las acciones procedimentadas y bajó carga hasta llegar al 102 %, logrando así el cierre de la válvula, y declaró el nivel de “Prealerta de Emergencia” señalado según el Plan de Emergencia por el suceso “1.2.3 Fallo abierta de una válvula de alivio/seguridad”, la duración de la prealerta fue de 18 minutos.
- Apertura de la SRV F051D. El 10 de julio de 2008 se produjo una nueva apertura inesperada de una válvula de alivio y seguridad que condujo a la activación del nivel de “Prealerta de Emergencia” señalado según el Plan de Emergencia durando en esta ocasión dicha prealerta unos 16 minutos. Como en el caso anterior, la central operó siguiendo los procedimientos bajando carga y retirando los fusibles de las lógicas de actuación de las válvulas lo que llevó al cierre de las mismas, tras el incidente se concluyó que la apertura se había producido por la existencia de un defecto eléctrico.

Adicionalmente en el año 2007 se había producido una prealerta de emergencia como consecuencia de un incendio en una fase del transformador principal (ISN 09/07): El día 2 de agosto de 2007, tras la vuelta a la operación después de la parada de recarga se produjo un incendio en la fase A del transformador principal (T1) ocasionado por un cortocircuito entre las fases A y B de entrada de baja a la unidad A del transformador T1 con el consiguiente aumento de temperatura, incendio de aceite, además de otros efectos. Se produce la parada automática del reactor por disparo del generador con potencia mayor del 35%. El incendio, al durar más de 10 minutos, ocasionó la declaración de Prealerta de Emergencia.

Tras las aperturas de SRV el Pleno del CSN, en su reunión del día 15 de julio de 2008, consideró necesario que el titular realizara un análisis transversal de los sucesos, adicional a las investigaciones de cada uno de ellos, al objeto de identificar posibles causas o deficiencias subyacentes que hayan podido actuar como desencadenantes de los mismos.

En dicha reunión, el Pleno acordó requerir a la C. N. Cofrentes la presentación, antes del 10 de septiembre de 2008, de un Plan de Autoevaluación sobre los sucesos ocurridos en la planta, en el que se incluyera, al menos, la realización de análisis con metodología MORT (“Management Oversight Risk Tree”) de las dos prealertas de emergencia de 2008 y de la que tuvo lugar el 2 de agosto de 2007, así como un análisis transversal, que incluyera dichos sucesos y los ocurridos en la central desde el 1 de agosto de 2007. Dicho requerimiento se trasladó a la central mediante la Instrucción Técnica CSN-IT-DSN-08-73 emitida el 28 de julio de 2008.

El día 10 de septiembre de 2008 se recibió (nº de registro 41107) el Plan de Autoevaluación solicitado por el CSN. En dicho Plan figuraba la realización de un análisis con la metodología MORT de los tres sucesos que habían requerido la declaración de Prealerta de Emergencia, así como el análisis transversal de los sucesos notificados desde el 1 de agosto de 2007 hasta esa fecha. Asimismo, C. N. Cofrentes proponía tomar en consideración, en la emisión del informe final, los resultados de la visita de Apoyo Técnico que tenía previsto realizar personal de INPO (“Institute of Nuclear Power Operations”) entre el 20 y 24 de octubre de 2008, para tratar sobre la reducción de paradas automáticas y cuyas conclusiones podían tener una aplicación directa y complementar los análisis transversales a realizar.

En el Plan presentado por C. N. Cofrentes se recogía el programa de actividades para la ejecución de los análisis solicitados con la contratación de una empresa independiente y con experiencia en la realización de análisis con la metodología MORT, la cual debería tener finalizado el trabajo a final del mes de enero de 2009. Según se señalaba en dicho Plan el conjunto de análisis transversales, análisis de sucesos con la metodología MORT, así como las posibles acciones de mejora, plazos y recursos necesarios para la ejecución de las acciones estaba previsto que fuera presentado a la dirección de C. N. Cofrentes a lo largo del mes de febrero y enviado al CSN a finales de marzo. Sin embargo, durante las distintas fases el proyecto ha tenido varias desviaciones respecto al plan previsto inicialmente siendo, finalmente, enviado al CSN el día 8 de junio (nº de registro 40925).

Una vez recibido el informe de análisis realizado por C. N. Cofrentes la evaluación del CSN se centró en dos áreas fundamentales, por un lado se realizó la evaluación de los análisis MORT propiamente dichos y el análisis transversal, desde el punto de vista de su completitud e idoneidad. Por otro, se llevó a cabo una la valoración del diagnóstico realizado por el titular, del proceso seguido para la elaboración del plan de acción, así como del propio plan de acción propuesto. Asimismo, dentro de la evaluación del proceso seguido se analizó la definición de las áreas de mejora y acciones concretas que las desarrollan, la organización de la implantación del plan y su seguimiento (responsables, integración con otros planes de mejora en marcha y coordinación de las actuaciones), así como la planificación de la implantación y los mecanismos de seguimiento de la eficacia del plan previstos por el titular.

Tras analizar la documentación aportada por C. N. Cofrentes la evaluación del CSN concluyó en la necesidad de que el titular aportara mayor información de detalle. Se mantuvo una reunión técnica con el titular para discutir los aspectos señalados en la evaluación y recabar la información pertinente que permitiera concluir sobre la idoneidad del análisis realizado y el plan de acción propuesto. La reunión fue mantenida el día 18 de septiembre de 2009. (ref.: CSN/ART/CNCOF/COF/0909/08)

Las conclusiones de la evaluación del CSN respecto al análisis MORT presentado por el titular se plasmaron en dos notas de evaluación (ref.: CSN/NET/AEOF/COF/0909/251 y CSN/NET/APFU/COF/0909/250)

Durante la reunión C.N. Cofrentes hizo una presentación de sus conclusiones entre las que detallan las siguientes:

1. El titular compartía todas las conclusiones generales señaladas en el análisis independiente realizado e incorporaba todas las recomendaciones, tanto particulares como generales, a su análisis propio.
2. C.N. Cofrentes, para el diagnóstico propio, utilizó la información resultante de distintos análisis realizados por la organización, es decir, el análisis MORT independiente solicitado por el CSN, un análisis interno realizado por un grupo multidisciplinar creado en junio de 2008, el análisis de los resultados de la visita técnica realizada por expertos de INPO-WANO, los dos informes realizados como consecuencia de los indicadores blancos y que habían sido solicitados por el CSN (ver apartado 3.1.1), y los informes para la Regla de mantenimiento.

Del conjunto de análisis mencionados se deducían un total de 142 acciones o recomendaciones de diversa índole. Algunas de estas acciones eran directas y relacionadas con equipos y la causa directa del suceso. Algunas resueltas de manera inmediata y otras eran a más largo plazo y debían irse resolviendo.

El resto de acciones o recomendaciones no tenían una implantación inmediata, respondían a acciones con resultados a más largo plazo, relacionadas con aspectos de comportamiento de las personas y sobre cultura y gestión de la organización.

3. Plan de acción: Según el resultado del análisis realizado por el titular existían 6 áreas de mejora importantes:

- Mejora en el Proceso de Cambios de Diseño y Plan de Gestión de Activos
- Mejora en el Proceso de Mantenimiento. (Planes Dinámicos, procedimientos, experiencia operativa, “reworking”)
- Mejora en el Proceso de Experiencia Operativa y Análisis de Causa Raíz con actitud crítica.
- Mejora en Comportamiento Humano (Herramientas prevención errores, comunicación, transmisión efectiva de expectativas , ...)
- Mejora en el uso, calidad y adherencia a procedimientos
- Monitorización de tendencias de parámetros técnicos (Anticipación al fallo).

Las seis áreas de mejora incluyen la mayor parte de las 142 acciones mencionadas. Todas las acciones y recomendaciones identificadas y se recogieron en una matriz y se asociaron a un proyecto concreto del Plan de Gestión con una prioridad asignada y se trasladaron, con un registro concreto, al Programa de Acciones Correctoras de Cofrentes (PAC), facilitando así el seguimiento de su implantación.

La coordinación de todos los proyectos es responsabilidad de la dirección de Cofrentes, siendo éste un aspecto importante que requerirá atención especial por su parte, ya que existen intersecciones entre ellos.

4. Por último se señalaron aspectos concretos de los análisis realizados por la empresa independiente contratada por C. N. Cofrentes que era necesario aclarar.

La conclusión tras esta reunión fue que una vez que el titular finalizara el trabajo de análisis e incorporación de todas las acciones de mejora a los proyectos correspondientes del Plan de Gestión, así como al PAC, se plantearía por parte del CSN una inspección de seguimiento de cada una de las acciones identificadas, con atención a los proyectos en los que queden encuadradas.

CN Cofrentes modificó su Plan de Gestión 2008-2012 para incorporar estas actuaciones y lo remitió al CSN el 29 de enero de 2010 (nº registro 40098). En dicho Plan se asigna cada una de las recomendaciones a un proyecto concreto.

En febrero de 2010 el CSN realizó una inspección (ref.: CSN/AIN/COF/10/706) que se centró en la revisión de las actividades relacionadas con los proyectos específicos en los que la autoevaluación había detectado las principales áreas de mejora:

- Cambios de diseño
- Mantenimiento
- Experiencia operativa

- Mejora comportamiento humano
- Uso de procedimientos
- Tendencia de parámetros técnicos.

En general se destaca que todas las actuaciones de C.N. Cofrentes están estructuradas alrededor del Plan de Gestión 2008-2012, que es la columna vertebral del plan de mejora establecido por parte de la dirección de la central. En este plan se han integrado las recomendaciones y acciones provenientes de todos los análisis (Instrucción Técnica del CSN, grupo de análisis de causas, INPO-WANO, informes SISC, etc.) e incluso en algún caso se ha complementado abriendo un nuevo proyecto (análisis de tendencias), lo que a criterio de la evaluación del CSN le da solidez y garantías de continuidad. Asimismo, se detectaron algunas debilidades generales que se identificaron y que señalaron en la reunión de cierre, todas ellas apoyadas en aspectos concretos de lo analizado para cada uno de los proyectos.

Está previsto continuar con el seguimiento de la implantación del Plan de acción por medio de una nueva inspección de seguimiento en el primer trimestre de 2011.

Además de las actividades relacionadas con las acciones derivadas del análisis MORT, se viene realizando un seguimiento de las acciones concretas relacionadas los problemas surgidos en las válvulas de alivio y seguridad (SRV), en concreto en relación con las aperturas y fugas en las SRV, identificado, también por el titular como un proyecto de mejora dentro del mencionado Plan de Gestión.

Como ya se ha indicado, en el mes de abril y en el mes de julio de 2008 se produjeron aperturas de dos válvulas de alivio y seguridad que provocaron las correspondientes Prealertas de Emergencia. Tras la ocurrencia de la segunda de ellas el 10 de julio fue realizada una Inspección Reactiva con objeto de averiguar las causas de la apertura de la válvula de alivio y seguridad B21-F051D, y revisar las acciones correctoras implantadas y previstas por el titular para descartar la extensión del problema a otras válvulas. (ref.: CSN/AIN/COF/08/660).

Además de las dos aperturas, mencionadas anteriormente, a lo largo del ciclo de operación entre las recargas de 2007 y 2009 se venían produciendo fugas en estas válvulas, que si bien no eran del todo diferentes a otros ciclos, sí venían afectando a un mayor número de válvulas. En el mes de octubre de 2008 se produjo una fuga excesiva en la válvula F041F que llevó a la parada de la central para su sustitución, como consecuencia del propio procedimiento de prueba de este tipo de válvulas, se concluyó en la necesidad de sustitución de las 16 válvulas, durante esa misma parada al encontrar resultados no satisfactorios en las pruebas de tres de ellas. Esta incidencia llevó, de nuevo a la realización de una Inspección Reactiva que tuvo por objeto verificar el estado de los análisis de las causas y las acciones adoptadas por el titular sobre las fugas que se venían produciendo en las válvulas de alivio y seguridad (ref.: CSN/AIN/COF/08/671).

Posteriormente se produjo otra Prealerta de Emergencia por apertura de la SRV F047F el 19 de enero de 2009. Esta prealerta al producirse antes de finalizar el análisis MORT fue incluida en el estudio presentado posteriormente por el titular.

Las principales acciones derivadas de los distintos análisis, relacionadas con las tres aperturas y con las fugas, realizadas por el titular a lo largo del 2009 y durante la recarga, fueron:

- Sustitución de penetraciones eléctricas de contención: En la recarga de 2009 se han sustituido 4 penetraciones, entre ellas la causante de una de las aperturas (julio de 2008) que venían dando las peores indicaciones y en próximas recargas están previstas otras.
- CN Cofrentes creó un grupo multidisciplinar que ha estado analizando los problemas y todas las acciones a tomar en este componente. El 2 de diciembre de 2008 se mantuvo una reunión entre el CSN y el titular en la que se identificaron acciones a seguir (ref.: CSN/ART/CNCOF/COF/0812/09). Entre las acciones tomadas por el titular desde ese momento se destacan las siguientes:
 - Edición del informe “Evaluación de las fugas y desviaciones de la presión de disparo de las válvulas de alivio y seguridad de C. N Cofrentes durante el Ciclo 17”. (nº registro 40890). Se confirma la retirada del limitador en la prueba en banco como causa de las fugas. Se implementan diversas mejoras en las pruebas de las válvulas
 - Instalación de todas las válvulas con asientos de tipo “flexi disc” en la recarga de 2009.

El día 25 de octubre de 2009 durante el proceso de arranque tras la parada de recarga se produjo una nueva Prealerta de Emergencia por apertura de la SRV F041F, esta nueva apertura se incorporó al análisis que venía realizando el titular, sin embargo su causa está sin determinar. En el mes de febrero de 2010 CN Cofrentes realizó una presentación a la DSN del estado de los análisis y acciones sobre las SRV. En esta presentación el titular señaló que considera resuelto el tema de las fugas pues en el ciclo actual (2009-2010) el comportamiento, desde el punto de vista de fugas de las SRV, está siendo correcto, mientras que, el titular, sigue analizando las causas de las aperturas pues sigue sin poder ser determinada la causa de la apertura producida el día 25 de octubre de 2009. En esta presentación el titular manifestó que consideraba necesario buscar una posible causa común a todas las aperturas de las válvulas ya que no se encontraban las causas de la última apertura que se había producido hasta aquel momento, lo que podría indicar que existe un fenómeno subyacente no identificado que podría ser común a todas las aperturas. Para su determinación CN Cofrentes había tomado las siguientes acciones:

- Contratación con Electric Power Research Institute (EPRI) la ejecución de un análisis de experiencias operativas de la industria.
- Ha decidido la realización de dos estudios técnicos independientes para la determinación de la posible causa común a las aperturas de SRV uno con General Electric otro por parte de personal experto de Iberdrola que no ha participado en análisis anteriores con objeto de garantizar la independencia.

El 9 de junio de 2010 CN Cofrentes realizó, ante la DSN, una nueva presentación del estado de los análisis y resultados de los trabajos realizados, hasta esa fecha, respecto a la determinación de la causa de las aperturas de las válvulas de alivio y seguridad.

El titular presentó los resultados de la colaboración con EPRI, y de los dos estudios de determinación de causa, con General Electric y con personal independiente, según señalaron, los estudios confirmaban las hipótesis y se confirmaban las causas de las

aperturas de las válvulas en las que ya se había identificado una causa y se confirmó el motivo de las fugas producidas en el ciclo 17, sin embargo, permanecían sin encontrar causa para la última apertura. En esta presentación se anunciaban los caminos de investigación y seguimiento del comportamiento de las válvulas (monitorización de la señal eléctrica, uso de galgas para medida de vibraciones en la zona de las válvulas, etc).

Posteriormente, el 30 de octubre de 2010, se ha producido la apertura de la SRV B21F041F cuya causa, al igual que la anterior, sigue sin determinar. En la actualidad el titular continúa con los grupos de trabajo y las acciones de investigación mencionadas que son supervisadas por el CSN.

3.2 Evaluación de la Revisión Periódica de la Seguridad

Los criterios de aceptación aplicados en la evaluación han sido los contenidos en la Guía de Seguridad del CSN 1.10 “Revisiones Periódicas de la Seguridad de las Centrales Nucleares”, Rev.1, que se encontraba en fase de elaboración en el momento de presentación de la solicitud.

Los objetivos de la evaluación de la RPS han sido los siguientes:

- Analizar el comportamiento de la central en los diferentes aspectos de la seguridad nuclear en un periodo de tiempo suficientemente largo e identificar tendencias.
- Identificar la posible existencia de efectos acumulativos que pudieran afectar negativamente la seguridad nuclear de la Central.
- Evaluar la seguridad nuclear de la central a partir de los resultados obtenidos en los diferentes aspectos comprendidos en el alcance de la RPS.
- Comprobar la adecuación de la sistemática empleada por el titular en la realización de los análisis de los diferentes aspectos de la seguridad nuclear de la central documentados en los informes periódicos.
- Comprobar la existencia de una adecuada sistemática de Control de la Configuración de la Central.
- Analizar la situación de la central respecto de la normativa internacional y la normativa del país de origen del proyecto.
- Analizar la situación de la central frente a los avances tecnológicos que pudieran haber tenido lugar durante el periodo de tiempo comprendido por la RPS.
- Valorar los Programas de Mejora de la Seguridad en curso en la central, así como, la necesidad de nuevos programas en función del resultado de los diferentes análisis y comprobaciones que constituyen la RPS.

La evaluación se ha realizado teniendo en cuenta la información disponible en el CSN, consistente en los informes periódicos remitidos por el titular, las inspecciones llevadas a cabo por los técnicos del CSN, las evaluaciones realizadas por los técnicos del CSN y el seguimiento de la explotación de la central (incluyendo el Panel de Revisión de Incidentes-PRI) llevado a cabo por los técnicos del CSN durante el periodo considerado en la RPS.

3.2.1.-Experiencia Operativa

3.2.1.1. -Experiencia Operativa Propia

En la evaluación realizada de este apartado de la RPS se revisa, por un lado el alcance y completitud del informe analizando, esto es, si los sucesos que se consideran son o no aplicables, se comprobó si la clasificación de suceso aplicable era correcta.

Asimismo, se han evaluado las acciones correctivas que se toman como resultado del análisis de los sucesos. Se ha tenido especial atención en aquellos sucesos reiterativos o que afectan al mismo sistema o equipo, para evaluar si las acciones correctivas solucionaban el problema adecuadamente, además se han tenido en cuenta los plazos de ejecución de las acciones correctivas y su grado de cumplimiento.

Por último, se han tenido en consideración las desviaciones significativas encontradas en las recientes Inspecciones de Experiencia Operativa. En general, según se desprende de la información suministrada por el titular, quedan acciones pendientes de ejecutar en alguno de los sucesos ocurridos en los siguientes términos: tres propuestas de mejora pendientes de ejecución en uno de los sucesos, pero no tiene ninguna acción correctiva pendiente, los demás ISN tienen acciones correctivas pendientes con plazos previstos de resolución máximos para la próxima parada de recarga.

C.N. Cofrentes realiza Análisis de Causa Raíz de sus sucesos notificables y otros que, sin ser notificables considera importantes, a pesar de que este criterio no está establecido en la normativa vigente. Asimismo las acciones correctivas que se toman como resultado del análisis de los sucesos son adecuadas en todos los casos analizados.

Además, el contenido ha sido evaluado desde el punto de vista de otras disciplinas que se analizan el informe de la RPS quienes verifican el contenido respecto a la experiencia operativa recogida que les afecta.

Respecto al Análisis de Causa Raíz (ACR) que el titular realiza a los Sucesos Notificables y a otros que el titular considera importantes, se concluye que el tratamiento es adecuado, si bien, a fin de convertirlo en requisito, se propone emitir una ITC al respecto.

Uno de los motivos por los que se ha incluido esta nueva ITC radica en que, desde hace años, la acción evaluadora del CSN ha recomendado la utilización de técnicas de análisis de causa raíz como único método científico para la determinación objetiva de las causas de los incidentes, siendo discrecional el uso de la herramienta (HPES ó MORT) en función de la importancia y alcance de los hechos investigados. El parque nuclear español ha evolucionado y ha extendido el uso de la metodología HPES (procedente de INPO), y ha aplicado MORT puntualmente, siempre a sugerencia o requerimiento del CSN. La situación actual es que todas las CCNNEE realizan HPES del 100% de los sucesos notificados. Actualmente se encuentra en elaboración una nueva revisión de la Instrucción IS-10 sobre requisitos de notificabilidad que abre la puerta a la emisión de nuevas revisiones de los informes de sucesos notificables, siempre que se lleve a cabo un análisis de causa raíz de los mismos. Como elemento adicional de juicio, la práctica internacional, reflejada en los documentos de la OIEA, apunta en ese sentido.

En cuanto al tratamiento de la Experiencia Operativa, se considera que la ITC en vigor sobre este tema es básicamente correcta, pero es necesario actualizarla para adaptarla a las nuevas ITC de renovación de permisos de centrales, emitidos con anterioridad a este sobre el asunto.

3.2.1.2.-Experiencia Operativa Ajena

La evaluación realizada para este apartado se revisa junto con el anterior, con los mismos objetivos, por un lado el alcance y completitud del informe analizando, esto es, si los sucesos que se consideran son o no aplicables, se comprobó si la clasificación de suceso aplicable era correcta.

Asimismo, se han evaluado las acciones correctivas que se toman como resultado del análisis de los sucesos. Se ha tenido especial atención en aquellos sucesos reiterativos o que afectan al mismo sistema o equipo, para evaluar si las acciones correctivas solucionaban el problema adecuadamente, además se han tenido en cuenta los plazos de ejecución de las acciones correctivas y su grado de cumplimiento.

Por último, se han tenido en consideración las desviaciones significativas encontradas en las recientes Inspecciones de Experiencia Operativa.

El contenido, de este apartado, también ha sido evaluado desde el punto de vista de otras disciplinas que analizan el informe de la RPS respecto a la experiencia operativa recogida que les afecta.

Así mismo, se ha recibido información en el CSN, comunicada en la octava reunión del grupo de trabajo de experiencia operativa (WGOE) de la OECD/NEA, que tuvo lugar los días 28, 29 y 30 de septiembre de 2010 en las oficinas centrales de la NEA situadas en París, de cambios en el tipo de documentos que emite INPO/WANO, ya que desde el 1 de noviembre de 2010 edita los INPO Event Reports (IERS) que se clasificarán en 4 niveles (Level 1 – Level 4) en función de su importancia y que sustituyen a los SOER y SER. El tratamiento de estos documentos se definirá tras la información de detalle que remita UNESA.

Además se concluye que el tratamiento de la experiencia operativa externa requiere mejoras por lo que la ITC mencionada en el apartado anterior se extiende a la experiencia operativa ajena.

Asimismo, el titular asume el compromiso, incluido en su carta de referencia 10.999833.03571 (n. registro 42565 de 15 de diciembre de 2010), de modificar sus procedimientos para que el análisis de cribado de los documentos de experiencia operativa externa se realice antes de 2 meses desde la recepción del documento en C.N. Cofrentes o desde la publicación en la página web correspondiente para aquellos casos en que el documento no se recibe directamente en la central (documentos de INPO).

Por último se propone la emisión de una ITC sobre el análisis de documentos de IMPO que coincide con otras emitidas en permisos anteriores.

3.2.1.3. Registro de Datos Operacionales de la Central

En la evaluación realizada los capítulos “Registro de datos operacionales de la Central” y “Control de la Configuración” han sido tratados de forma conjunta, puesto que son temas complementarios, por lo que en el presente informe la evaluación y sus conclusiones se recogen en el apartado de Control de configuración.

3.2.2.-Experiencia Relativa al Impacto Radiológico

3.2.2.1. -Dosis Ocupacional (trabajadores profesionalmente expuestos)

Este apartado recoge los datos sobre las dosis en operación normal, dosis en recarga, evolución de las dosis colectivas por tareas, dosis colectivas por exposición externa, dosis individuales por exposición interna, valoración y conclusiones.

La evaluación realizada por el CSN se divide en dos partes, la primera se refiere al contenido de la documentación presentada por Cofrentes y sus conclusiones. En general, la evaluación concluye que los datos presentados son adecuados, excepto los datos relativos a las dosis colectivas de las recargas 13ª y 14ª, se indica que en el futuro deberán ser los datos de dosimetría operacional y no los de la dosimetría oficial.

Además, CN Cofrentes deberá mencionar por su carácter excepcional la Operación especial Autorizada que fue apreciada favorablemente por el CSN durante la recarga 15 del año 2005 asociado a los trabajos de reparación del secador de vapor. El motivo de dicha solicitud no fue el de la magnitud de la dosis recibidas durante la realización de la reparación, sino el hecho de que dos de los especialistas americanos que participaron en la operación presentaban unas dosis acumuladas antes de iniciar los trabajos que suponían exceder el límite de dosis reglamentario establecido en la legislación española de 100 mSv/5 años como consecuencia de los trabajos a realizar. El CSN concedió la apreciación favorable imponiendo entre otras como condición que el objetivo de dosis individual máxima a alcanzar por los trabajadores implicados fuera de 12 mSv. Las dosis colectiva finalmente recibida fue de 5,13 mSv.p .

Estas conclusiones han sido comunicadas al titular mediante carta de la DSN el 24 de noviembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-347, nº. reg. 8719) y deberán ser incorporadas en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación.

La segunda parte de la evaluación se centra en el análisis de la experiencia presentada y la valoración de la misma realizada por el titular. En este sentido, la valoración realizada por el CSN de la evolución de las dosis a lo largo del periodo de alcance de la RPS difiere considerablemente de la que realiza el titular en el informe de la RPS. La evolución de los niveles de radiación y de las dosis colectivas han constituido motivo de preocupación y seguimiento por parte del CSN que ha requerido a CN Cofrentes en 2004 y 2009(CSN-C-DSN-09-263) el análisis y la elaboración de planes de actuación ante la situación desfavorable de la evolución de estos parámetros.

La valoración del CSN de la situación en cuanto a dosis colectivas e individuales de la planta indica que queda un margen claro de mejora en ambos aspectos, por lo que se considera que CN Cofrentes debe extremar los esfuerzos de control y reducción de las

dosis colectivas tanto en operación normal como en recarga. Este aspecto está íntimamente ligado con la reducción del término fuente y niveles de radiación de pozo seco.

CN Cofrentes debe prestar especial atención al control de las dosis individuales estableciendo mecanismos concretos de actuación que permitan asegurar que la optimización de las dosis no se aplica únicamente a la dosis colectiva sino también a las dosis individuales. Estos mecanismos deberán tener como objetivo la reducción del número de personas que reciben dosis en los intervalos de dosis más altos así como la reducción de la dosis individual y serán objeto de seguimiento y control por parte de la planta. Este aspecto deberá contemplarse en el Plan Director de Reducción de Dosis.

En el apartado de evaluación de los planes de mejora y en concreto referente al Plan Director de Reducción de Dosis y al Programa ALARA se proponen acciones a trasladar a ITC.

3.2.2.2.-Vertidos y Dosis al Público

En este apartado se incluye el contenido de la evaluación desde el punto de vista del tratamiento, vigilancia y control de los efluentes radiactivos, de los apartados de la RPS que se refieren a: Experiencia operativa propia, experiencia operativa ajena, experiencia relativa al impacto radiológico, vertidos y dosis al público, cambios en la reglamentación y en la normativa, revisión de reglamentación y normativa, y Normativa de aplicación condicionada, y modificaciones de la instalación.

A continuación se resume la evaluación realizada de estos aspectos y las principales conclusiones sobre las mismas aunque afecten a otros apartados de este informe. En general, la evaluación considera que el contenido es aceptable con la excepción de los aspectos que se detallan a continuación y que deberán incorporarse en la revisión de la RPS.

Respecto a la Experiencia operativa propia se analiza la experiencia incluida por el titular en su informe y las conclusiones principales se refieren a incluir información sobre algún suceso que no ha adquirido categoría de notificable, o información adicional sobre otros incluidos.

Respecto a la Experiencia operativa ajena se analiza la experiencia incluida por el titular en su informe y las principales conclusiones se refieren a clarificación de la información incluida en el informe de la RPS.

La evaluación ha revisado el análisis realizado por el titular sobre los vertidos tanto líquidos como gaseosos y dosis al público concluyendo que la valoración que hace el titular de la evolución de la actividad de los efluentes líquidos en el periodo de la RPS se considera adecuada aunque es preciso matizar y aclarar los puntos que se indican a continuación:

- Las técnicas empleadas a las que se hace referencia en la RPS para conseguir la reducción del volumen de los efluentes líquidos en relación con los años anteriores a los contemplados en esta RPS.
- El motivo de que el volumen descargado de líquidos en el año 2008 sea comparativamente mayor que el del resto de los años sin recarga.

- La afirmación de que los años en los que ha habido parada se produce mayor vertido de tritio ya que del análisis de la gráfica 1 no se deduce dicha afirmación, ya que en el año 2006 no hubo recarga y en cambio la actividad del tritio fue mayor que en el año 2007 y casi del mismo orden que en otros años con recarga.
- El mínimo de la actividad de tritio y por consiguiente en la actividad total que se produce en el año 2004.
- El motivo de que la actividad total presente un máximo en el año 2002.
- La poco significativa reducción en la actividad de tritio en los años 2006 y 2008 a pesar de que en las paradas realizadas en los años 2005 y 2007 se sustituyeron 40 y 41 barras de control respectivamente.

De la comparación de los datos de la actividad anual vertida en los efluentes gaseosos de CN Cofrentes incluidos en la RPS con los disponibles en el CSN, se concluye que los valores de la RPS son correctos con excepción de los que se indican a continuación:

- Año 2006: Kr-87 el valor de la actividad total descargada que figura en la RPS (6.79 E+11 Bq) difiere de la almacenada en la base ELGA de efluentes (6.07 E+11 Bq).
- Año 2005: En la base ELGA no aparece el Zr-95 que si aparece con actividad en la RPS. La actividad que se da en la RPS para este radionucleido sumada con la del Zn-65 corresponde a la que figura en la base ELGA para el Zn-65.
- Año 2002: Xe-135m el valor de la actividad total descargada que figura en la RPS (2.27 E+11 Bq) difiere del almacenado en la base ELGA de efluentes (2.17 E+11 Bq).

Además de las incidencias indicadas en este apartado de la RPS, se deben contemplar las situaciones operativas e incidencias que se indican a continuación y que fueron en su momento objeto de las inspecciones realizadas a la instalación y pueden justificar la evolución de la actividad vertida en los efluentes líquidos y gaseosos:

- A finales del año 2004 se detectan problemas con los secadores del off-gas que dieron lugar a fugas en este sistema y a un aumento de caudal que a su vez provocó una disminución en los tiempos de retención en los lechos e incremento de la actividad medida.
- Agosto-octubre de 2004 se producen pequeñas fugas en las válvulas de control y parada lo que da lugar a un aumento de actividad en la atmósfera del edificio de turbina.
- En noviembre de 2000 tuvo lugar una fuga a contención que se tradujo en un incremento de actividad de yodos y partículas a chimenea.
- A partir de la sustitución del condensador comienza a reducirse la presencia de Zn-65 en los efluentes líquidos de la instalación.
- En el año 2004 aparecen partículas en los efluentes gaseosos como el Mo-99 y Ce-141 que se pueden atribuir a la puesta en marcha en mayo de 2004 de los filtros electromagnéticos, con el fin de reducir la tasa de radiación en el pozo seco.
- En el año 2004 se incrementó la inyección de hidrógeno, lo que implicó un cambio en las condiciones oxido-reductoras del medio y, por tanto, en los elementos presentes en los efluentes de la instalación.
- En junio, julio y agosto de 2006 se detectan aumentos de tasa de dosis en el edificio de turbina que tienen como origen los potes de agua del sistema de toma de muestras del

pretratamiento del off-gas en un momento en que la actividad del off-gas era más elevada de lo normal al estar operando con elementos combustibles con defectos. Los picos de actividad se producen de forma intermitente debido a que están asociados a la curva de vacío del condensador, que a su vez está afectada por la temperatura.

Además de las mejoras identificadas en este apartado de la RPS, se deben contemplar las mejoras que se indican a continuación y que fueron en su momento objeto de las inspecciones realizadas a la instalación:

- Desarrollo de la aplicación MORA para el registro de las lecturas de todos los monitores de la planta, realizar análisis estadísticos, etc. (OCP 3260 “Informatización de los monitores de radiación”).
- Modificaciones en los procedimientos de toma de muestras de los vertidos en tandas de efluentes líquidos para asegurar la homogeneidad y representatividad de la muestra.
- Digitalización de las lecturas de los monitores.
- Instalación a finales del año 2006 de los equipos muestreadores de C-14 (OCP nº 4178) e inclusión, a partir del año 2008, del C-14 en los programas de muestreo y análisis de los efluentes gaseosos de la chimenea del L05 y del P-38, especificándose la forma química en la que se encuentra dicho elemento.
- Contabilización de los LID obtenidos en los análisis de los efluentes en aplicación de la recomendación de la unión Europea.
- Sustitución del registrador y medidor de caudal del sistema de tratamiento de desechos radiactivos líquidos y subsistema de detergentes por otro con dos rangos de medida. Dicho registrador y medidor de caudal inicialmente estaba diseñado para medir el caudal de los tanques grandes de exceso pero no podía medir el caudal de vertido cuando se vertía un tanque pequeño.
- Sustitución de filtros HEPA del V41 (ventilación del edificio de tratamiento de residuos) y modificación de la posición del sensor D17 K643, ya que la acumulación de suciedad en dichos filtros daba lugar a la superación del punto de tarado del monitor D17 K643.

Entre los cambios en la reglamentación y normativa detallados en el informe se debe incluir el análisis del cumplimiento de la ITC CNCOF/COF/SG/08/30 relativa a la realización de un programa especial de vigilancia radiológica de áreas exteriores dentro del emplazamiento.

Respecto a las modificaciones de la instalación, se han considerado en esta evaluación aquellas relacionadas con la seguridad y que afectan a los sistemas incluidos en la recopilación de las bases de diseño con implicaciones en la actividad de los efluentes líquidos y gaseosos, concluyendo sobre la necesidad de algunas aclaraciones adicionales en el informe de la RPS.

Todas estas conclusiones deberán ser incorporadas en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación y han sido comunicadas al titular mediante carta de la DSN el 21 de diciembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-376, nº. reg. 9395).

3.2.2.3 -Residuos Radiactivos Sólidos

En la evaluación del CSN se han revisado los aspectos aplicables a la gestión de los residuos de baja y media actividad que deben estar incluidos en el alcance de la RPS y que comprenden la experiencia en la gestión de los residuos radiactivos de baja y media actividad, las modificaciones de diseño de la instalación relacionadas con la gestión de los residuos radiactivos de baja y media actividad, el análisis de la situación sobre la normativa de aplicación a la gestión de los residuos de baja y media actividad y los programas de mejora de la seguridad en la gestión de los residuos radiactivos sólidos.

En lo que se refiere a la experiencia en la gestión de los residuos radiactivos de baja y media actividad el CSN ha analizado las actividades relacionadas con el Programa de reducción de volumen, la identificación de las corrientes de residuos para los que aún no existe una vía de gestión, la descripción de la evolución de los procesos de aceptación de residuos para su gestión definitiva, el análisis de la situación de bultos históricos, el análisis de los requisitos de trazabilidad asociados a las diversas etapas de gestión de los residuos que lleva a cabo el titular, y el análisis de las incidencias en el control de los movimientos de materiales residuales y residuos radiactivos entre las distintas zonas de la central con el objeto de prevenir que sean gestionados como convencionales.

En cuanto a normativa analizada respecto a la gestión de residuos de baja y media actividad se remite a la documentación de evaluación dentro de la Normativa de Aplicación Condicionada.

En cuanto a los programas de mejora de la seguridad en este capítulo de la RPS el titular no ha identificado posibles mejoras específicas relacionadas con la gestión de los residuos radiactivos de baja y media actividad. En la propuesta de revisión del Plan de Gestión de Residuos Radiactivos y del Combustible Gastado presentada por el titular en octubre de 2009, se identifican mejoras en la gestión de los residuos radiactivos encaminadas a que los bultos que aún se encuentran pendientes de aceptación queden amparados por un Libro de Proceso (LP) o Dossier de Aceptación (DA).

De la evaluación realizada se desprenden conclusiones respecto al contenido del informe de la RPS en lo que se refiere a la experiencia relativa al impacto radiológico que el titular deberá incorporar en la revisión de este informe, como identificación de ciertos residuos sin acondicionar o bultos pendientes de vías de gestión, etc.) así como al contenido de los programas de mejora de la seguridad

Todas las conclusiones deberán ser incorporadas en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación y han sido comunicadas al titular mediante carta de la DSN el 24 de noviembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-346, n.º. reg. 8725).

3.2.2.4.-Vigilancia Radiológica Ambiental

La evaluación realizada por el CSN tiene en cuenta la información disponible procedente de los informes periódicos remitidos por el titular de C.N. Cofrentes, correspondientes a los años que abarca la RPS (1999-2009), entre ellos: Informe mensual de explotación (IMEX), propuesta del programa anual del Plan de vigilancia radiológica ambiental

(PVRA), Informes Anuales de los Resultados obtenidos en el PVRA, de otros documentos del titular, así como la obtenida en las inspecciones sobre el PVRA. Se comprueba asimismo que el contenido de la RPS da continuidad al presentado en la anterior RPS y que se ha tenido en cuenta lo indicado en los informes de evaluación en los aspectos relativos a la vigilancia radiológica ambiental.

Asimismo se ha comprobado que todos los resultados analíticos de los PVRA considerados en los estudios del titular coinciden con los valores almacenados en la aplicación KEEPER, de medidas radiológicas ambientales del CSN.

El periodo considerado por el titular para analizar la información sobre el PVRA va desde enero de 1999 hasta diciembre de 2008, que se completa con los resultados desde enero a diciembre de 2009. Además, en algunos apartados el estudio se completa con la utilización de datos promedios del PVRA en su fase preoperacional (programa que abarca desde julio de 1978 hasta julio de 1984) que se comparan con los resultados del PVRA operacional considerados en la anterior RPS (años 1985-1998) y en esta nueva (1999-2009).

Este alcance se considera adecuado puesto que da continuidad al análisis realizado en la anterior RPS, y proporciona una visión completa del posible impacto radiológico de la instalación en el exterior durante todo su periodo de funcionamiento, realizándose también una proyección del potencial impacto radiológico a la población del entorno que la operación de la central pudiera tener en el futuro.

La información sobre el desarrollo y extensión del PVRA de C.N. Cofrentes a lo largo del periodo de análisis y los principales cambios que ha sufrido a lo largo del mismo es adecuada y coincide con la disponible en el CSN, habiéndose comprobado también el número de muestras tomadas y el grado de cumplimiento del programa.

Entre las principales modificaciones que se han producido en el alcance del PVRA a lo largo del periodo que abarca la RPS el titular destaca las introducidas a partir del año 2002; sin embargo no presenta una valoración de la incidencia que éstos, y otros cambios menores, han tenido en los resultados que se obtienen en el PVRA.

Las conclusiones de la evaluación del CSN respecto al apartado sobre la vigilancia radiológica ambiental afectan a los siguientes aspectos del análisis y se resumen a continuación (el detalle se encuentra en el suplemento 2 a este informe):

- En relación a las modificaciones en el alcance y desarrollo del PVRA a lo largo del periodo que abarca la RPS:
 - Se deberá completar con una valoración sobre la incidencia que los cambios han podido tener en los resultados que se obtienen en el PVRA.
 - No se hace ninguna referencia al cambio en el laboratorio responsable de analizar las muestras del PVRA, ocurrida a partir de 1998.
- En relación a los Niveles de Notificación, en la RPS se debe indicar que, en cumplimiento de la Instrucción Técnica del CSN remitida con carta de 13 de noviembre de 2001, sus valores se modificaron para adaptarlos al nuevo Reglamento sobre protección sanitaria contra radiaciones ionizantes (RPSCRI) y por lo tanto en el

periodo que abarca la RPS se aplican unos niveles hasta diciembre de 2001 y los nuevos niveles desde enero de 2002.

- En relación con el Programa de Acciones Correctivas (PAC), implantado durante el periodo de la RPS, se deberá presentar un resumen de las actuaciones realizadas en relación con el PVRA, y en su caso de los problemas o áreas de mejora identificados, y previsiones para su seguimiento y control.
- El análisis y valoración que se presenta en el documento sobre el posible impacto radiológico de la central en el exterior, para todas y cada una de las vías de exposición y tipos de muestra deberá completarse o modificarse según se detalla en el suplemento 2 a este informe.
- Los estudios presentados sobre proyección de los resultados de actividad obtenidos en el PVRA durante el periodo 1999-2009 a dosis potencial a la población de los alrededores de la central, seleccionando las vías de inhalación y de ingestión de alimentos vegetales y animales y agua potable, y las conclusiones obtenidas sobre el potencial impacto que el funcionamiento de la instalación ha producido o puede producir en el futuro, se consideran adecuados si bien es necesario que se completen según se detalla en el suplemento 2 a este informe.
- Todos los resultados que C.N. Cofrentes presenta en las tablas y gráficas del capítulo 4.2.4. de la RPS, se han cotejado con los que se almacenan en la base de datos de vigilancia radiológica ambiental del CSN (KEEPER), comprobándose que hay una concordancia casi total, afectando las escasas diferencias a valores medios de actividad y menos frecuentemente de LID, pero no afectando nunca a los valores máximos o mínimos de actividad, ni tampoco al número de muestras analizadas o número de muestras en que se detecta actividad por encima del LID. Excepto en el caso de muestras de leche las diferencias no son grandes, pero en todo caso deberán ser confirmadas para una serie de casos que afectan a varias tablas del capítulo 4.2.4 que se señalan en el suplemento 2 a este informe.

Todas las conclusiones deberán ser incorporadas en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación y han sido comunicadas al titular mediante carta de la DSN el 24 de noviembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-348, n.º. reg. 8718).

3.2.2.5. Residuos Radiactivos de Alta Actividad

La evaluación realizada abarca los temas de gestión del combustible gastado y de los residuos de alta actividad de CN Cofrentes el periodo de 1 enero de 1999 hasta el 31 de diciembre de 2009. El informe de complemento de la RPS que abarca el año 2009 incluye un apartado nuevo de “Combustible” dentro del apartado de comportamiento de equipos en el que se desarrolla la caracterización del combustible, aspecto no abordado en informe inicial de la RPS y cuya evaluación se recoge en el punto 3.2.4.7 de evaluación. El alcance de la evaluación, aquí recogido, abarca los aspectos relacionados con la gestión de residuos de alta actividad y combustible, experiencia operativa al respecto, reglamentación y normativa, modificaciones y programas de mejora.

Adicionalmente se ha revisado la coherencia de la información de la RPS con la contenida en el Estudio de Seguridad (ES), las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento Mejoradas (ETFM), el Manual de Requisitos de Operación (MRO), y el Plan de gestión de residuos radiactivos y del combustible gastado (PGR), Informes de actividades del plan de gestión de residuos radiactivos y del combustible gastado de 2008 y 2009, y los Informes mensuales de explotación (IMEX) de los años 2008, 2009 y 2010.

La modalidad de gestión de los residuos especiales y del combustible gastado en CN Cofrentes consiste en su almacenamiento temporal en húmedo, en las piscinas de combustible gastado este (PACE) y oeste (PACO), asociadas al diseño de la central, y a las que se ha realizado un reracking (PACO en 1997 y PACE en 2009). El titular señala que la capacidad de almacenamiento total en las piscinas de 5404 después del reracking de la piscina PACE cantidad que incluye 17 posiciones no accesibles actualmente.

En la evaluación del CSN se ha abordado, también, el inventario de residuos especiales y combustible gastado, grado de ocupación de las piscinas, previsiones de saturación y residuos especiales.

En lo que se refiere a la previsión de saturación de las piscinas de combustible gastado en el Informe de la RPS, el titular indica que CN Cofrentes podría operar hasta el 2021 (ciclo 23), atendiendo a la capacidad de almacenamiento libre en las piscinas y considerando como capacidad total 5404 posiciones.

Como resultado de la evaluación, se considera que la documentación de la RPS deberá ser revisada para incluir aspectos no considerados y corregir errores detectados y discrepancias sobre la capacidad total de almacenamiento, el grado de ocupación, número de tubos de almacenamiento especial, etc.

En relación con la normativa, el Informe de la RPS deberá recoger que la normativa nacional, la GS 9.3 deberá incluirse entre las guías que tienen acciones previstas o en curso en el informe de la RPS, puesto que la propuesta PC 01/09 del PRR todavía no ha sido aprobada.

Estas conclusiones deberán ser incorporadas en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación y han sido comunicadas al titular mediante carta de la DSN el 24 de noviembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-350, n.º. reg. 8720).

En cuanto a los programas de mejora, la evaluación considera que la condición 11 del Anexo a la Autorización de CN Cofrentes vigente, que indica que el titular llevará a efecto los programas de mejora de la seguridad de la central identificados en la RPS anterior entre los que se encuentra el programa de Almacenamiento de Combustible Gastado, está cumplida, en lo que afecta a esta evaluación.

No obstante, dado que la revisión del Plan de Gestión de Residuos Radiactivos y Combustible Gastado (PRR) para su adaptación a la Guía del CSN 9.3 deberá implementarse en los próximos años, una vez aprobada, y que ello conllevará el desarrollo de medidas adicionales relativas a la gestión de combustible gastado y los residuos especiales, se considera que la RPS deberá identificar en los programas de mejora de la

seguridad el Programa de Almacenamiento de Combustible Gastado y los residuos especiales.

3.2.3.- Cambios en la reglamentación y en la Normativa

En este apartado se exponen la evaluación genérica llevada a cabo sobre el conjunto de análisis de cumplimiento de la normativa de licencia y de nueva normativa, y las evaluaciones específicas realizadas sobre alguna disciplina en particular.

En la evaluación realizada por el CSN se analiza la documentación presentada teniendo en cuenta, entre otras cosas, si la normativa que se considera era o no aplicable, se comprobó si la clasificación era correcta, se han revisado las normas que no estaban cerradas en el informe anual o en los informes remitidos por el titular para la RPS, se han evaluado las acciones que se toman como resultado del análisis de la normativa.

De esta evaluación se concluye que el tratamiento de la normativa es adecuado en cuanto a la clasificación de “aplicable” o “no aplicable” de las normas analizadas, y en cuanto a las Acciones Correctivas que se toman como resultado del análisis de las normas son adecuadas en todos los casos.

Por otro lado, se considera que la ITC en vigor sobre normativa es básicamente correcta, pero es necesario actualizarla para adaptarla a las ITC enviadas en noviembre de 2008 sobre el asunto y a los procesos de supervisión del CSN y de la central actualmente en vigor. En consecuencia, se propone emitir una nueva ITC al respecto.

3.2.3.1 Revisión de Reglamentación y Normativa

La evaluación se ha centrado en el análisis de cumplimiento de la normativa en su conjunto para los siguientes grupos:

1. Reglamentación nacional
2. Reglamentación internacional.
3. Normativa del país de origen del proyecto.
4. Normativa solicitada por el CSN.

Se ha realizado una valoración de conjunto atendiendo al análisis del titular para cada uno de los grupos mencionados revisándose las principales acciones que se han alcanzado en el análisis del titular e identificando las que permanecen abiertas y, para ello, se ha considerado la información adquirida durante el proceso de supervisión llevado a cabo durante el período analizado.

En el apartado de reglamentación de normativa del país de origen del proyecto se incluye la evaluación del análisis realizado por el titular respecto a algunas normas emitidas en el país de origen del proyecto durante el periodo cubierto por la RPS que en su momento no se incluyeron en la Instrucción Técnica Complementaria sobre la Normativa de aplicación Condicionada CNCOF/COF/SG/09/18, bien porque no se consideraron prioritarias o bien porque, dadas sus características, se consideró que su inclusión en la RPS aportaba garantía suficiente de que serían adecuadamente analizadas.

En general la evaluación no ha detectado discrepancias en este apartado sin embargo se ha detectado que el titular cumple con los requisitos de las guías reguladoras de la USNRC 1.12, “Nuclear Power Plant Instrumentation for Earthquakes”, Rev. 2, y 1.166, “Pre-Earthquake Planning and Immediate Nuclear Power Plant Operator Post-Earthquake Action”, pero su análisis no ha sido incluido en el informe de la RPS, por lo que se considera necesario que el análisis de cumplimiento de la RG 1.166 se incluya en la revisión de la RPS y en la próxima revisión del ES de CN Cofrentes.

Esta conclusión deberá ser incorporada en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación y han sido comunicadas al titular mediante carta de la DSN el 27 de diciembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-387, n.º reg. 9549).

Por otro lado, de la evaluación del cumplimiento de normativa en el marco de la RPS la evaluación del CSN identifica las conclusiones que se exponen a continuación.

- **RG 1.75. “Physical Independence of Electrical Systems”, Rev. 3 (febrero 2005)**

La revisión 3 de esta RG ha sido analizada por el titular y evaluada por el CSN como parte de la evaluación de la NAC (apartado 3.3.2 del presente informe). En la actualidad la Base de Licencia para la CN Cofrentes es la revisión 2 de la RG. En este apartado se señala una deficiencia identificada respecto a la mencionada Base de Licencia y que fue recogido como un hallazgo de inspección durante el proceso de supervisión del CSN.

Durante el proceso de supervisión en el periodo de la RPS, se comprobó que para el caso concreto de los relés K25, K26, K27 y K28 asociados a las lógicas de arranque/parada del sistema situados en el panel H13-P618, la bobina se alimenta de corriente continua de división 2, mientras que los contactos asociados a los mismos que intervienen en la lógica de arranque/parada del sistema de refrigeración del núcleo aislado (RCIC) reciben alimentación de división 1. Se considera que ello constituye un incumplimiento del criterio de independencia física de sistemas eléctricos establecido por la RG 1.75, ya en su revisión 2 (concretamente el punto 5.6.2 de la IEEE 384-1974 endosada por dicha RG). CN Cofrentes indicaba que la separación divisional queda justificada por un análisis, el cual la central se comprometió a solicitar a General Electric.

El titular asume la siguiente acción como compromiso a completar antes del 31 de diciembre de 2011. (ref.: 10.999833.03595, n. registro 42597):

“En lo relativo a la separación interdivisional de las señales iniciadoras del RCIC, que tiene su origen en la falta de justificación para la separación eléctrica existente entre divisiones I y II para el caso de los relés K25, K26, K27 y K28 que intervienen en la lógica de arranque/parada del RCIC, en caso de que finalmente no sea posible disponer de los informes justificativos por parte del suministrador, CN Cofrentes someterá al modelo de relé existente a pruebas que confirmen su funcionamiento como dispositivo de aislamiento en un laboratorio independiente”.

- **RG 1.97 “Instrumentation for Light-Water-Cooled Nuclear Power Plants to Assess Plant and environs Conditions During and Following an Accident”, Rev. 3, 1983.**

Durante el periodo de alcance de la RPS CN Cofrentes realizó una modificación de diseño consistente en la compensación de la señal de nivel de vasija proveniente de los transmisores de nivel de rango combustible calibrados en condiciones de agua saturada a presión atmosférica. Dicha compensación se realiza con las señales de presión del reactor y temperatura de contención mediante un controlador lógico programable (Programmable Logic Controller PLC). Ello posibilita corregir la señal de nivel en base a las condiciones reales que correspondan al momento del accidente, que en caso de ATWS (Anticipated Transients Without Scram) crearían una imprecisión aproximada de 40 pulgadas de nivel inferior al real de no realizarse tal compensación.

Mientras que las señales de nivel son Clase 1E requeridas por la RG 1.97, las de presión y temperatura no lo son, por lo que se han previsto aisladores ópticos tanto a la llegada de señales al PLC como a su salida hacia los registradores post-accidente B21-R610 y R615 situados en los paneles H13-P601A y B de sala de control.

Para esta modificación, se considera que las señales de nivel de vasija corregida que llegan a los mencionados registradores post-accidente no cumplen con el criterio de redundancia requerido para la RG 1.97 en cuanto a que no son independientes para cada indicador/registrador, ni en cuanto a la procedencia de sensores diferentes ni en cuanto al procesamiento de la señal. Estas señales deberían además tener garantizada su funcionalidad para ATWS, no solo en cuanto a los transmisores de nivel de rango combustible, sino también en cuanto a aquellos de presión y temperatura con los que se realiza la compensación.

CN Cofrentes propone que las señales (redundantes y compensadas) utilizadas en los registradores post-accidente provengan del nuevo sistema SIEC que se prevé disponible a finales de 2011, para lo cual, en la próxima parada para recarga (septiembre de 2011) CN Cofrentes tomará las acciones necesarias (penetraciones de sala de control que puedan requerirse) para que la implantación de la modificación sobre esta instrumentación de nivel pueda llevarse a cabo de forma inmediata una vez implantado el nuevo sistema. La solución que se adopte finalmente deberá garantizar los requisitos de redundancia, independencia y aislamiento de las señales.

Adicionalmente a la indicación/registro post accidente de los paneles P601 A/B mencionada anteriormente, para la variable de nivel y, tomando en consideración criterios de Factores Humanos, CN Cofrentes deberá incluir instrumentación en el panel H13-P603 de sala de control para facilitar al operador el adecuado control de nivel durante un accidente tipo ATWS, el rango de medida de la instrumentación debe comprender las cotas del reactor en las cuales está prevista la operación, de acuerdo con los procedimientos de operación de emergencia (POE) de la central. A este respecto el titular precisó que en la recarga de 2013 está previsto instalar el nuevo sistema de control digital de agua de alimentación, proponiendo incluir en esta modificación el requisito del CSN de adecuar el rango del instrumento de nivel del panel H13-603 empleado en ATWS por el operador de turbina, utilizando para ello la misma señal del SIEC compensada que se utilizará para los registradores del panel H13-601, y presentando esta información en la nueva pantalla HMI que está prevista instalar en el H13-603. En el caso de la zona de combustible la señal estará compensada para las condiciones de ATWS. Por tanto, se propone requerir a CN Cofrentes la actualización del diseño mediante ITC.

- **R G 1.212 Rev. 0 (Noviembre/2008) “Sizing of Large Lead-Acid Storage Batteries”**

Esta RG ha sido emitida en noviembre de 2008 dentro del periodo de la RPS. Esta RG endosa la IEEE 485-1997 (reafirmada en 2003) “IEEE Recommended Practice for Sizing of Lead–Acid Batteries for Stationary Applications” la cual describe métodos para definir las cargas de corriente continua y calcular la capacidad de las baterías necesarias.

En el análisis de CN Cofrentes se indica que su Base de Licencia es la IEEE 485-1983 y que la IEEE 485-1997 no modifica la metodología para el dimensionamiento de las baterías respecto a la IEEE 485-1983 y concluye que cumple los requisitos de la RG y no se requieren acciones adicionales. En la inspección relativa a temas de sistemas eléctricos y de instrumentación para la RPS (ref.: CSN/AIN/COF/10/723) se comprobó que el dimensionamiento de las baterías sustituidas en la última modificación de diseño se había realizado con la metodología de la IEEE 485-1983.

Por tanto, la evaluación concluye que esta RG debe ser considerada como base de licencia en modificaciones futuras.

3.2.3.2 Normativa de Aplicación Condicionada

La evaluación detallada se recoge en el apartado 3.3 de este informe.

3.2.4. Análisis de comportamiento de Equipos

3.2.4.1. Regla de Mantenimiento

RM aplicada a Sistema/Funciones

El alcance de la evaluación realizada en lo referente al análisis del comportamiento de equipos y relacionado con la RM debe comprender: el cumplimiento con la RM (o normativa equivalente), una valoración de los cambios habidos en los planes de mantenimiento preventivo (mecánico, eléctrico e instrumentación y control), una valoración de la evolución global de los procesos y procedimientos incluidos dentro del alcance de la RPS. La revisión debe estar orientada a identificar posibles tendencias negativas para la seguridad en el comportamiento de los equipos, así como, a comprobar la adecuación de las acciones correctoras derivadas del análisis realizado del comportamiento de los equipos y su completa implantación.

En la mayor parte del periodo de tiempo cubierto por la RPS no se habían editado aún la IS-15, sobre “Requisitos para la vigilancia de la eficacia del mantenimiento en centrales nucleares” ni la G.S 1.18, emitidas en octubre de 2007, por lo que la normativa aplicable al cumplimiento de la Regla de Mantenimiento en ese periodo han sido las instrucciones técnicas complementarias (Carta CNCOF/COF/ISAM/99-17 acordada por el CSN en su reunión del 25-1-99) y el 10CFR50.65, junto con las guías reguladoras y la guía NUMARC asociadas, endosadas en dichas ITC,. No obstante lo anterior, en la evaluación realizada se mencionan la IS-15 y la G.S 1.18 como normas a seguir actualmente y en el futuro para un adecuado cumplimiento con la Regla de Mantenimiento.

Los informes de ciclo han sido la documentación básica empleada durante las inspecciones del Plan Base de inspección de la RM realizadas para verificar el cumplimiento con la RM en CN Cofrentes, por lo que gran parte de la información contenida en la documentación de la RPS ha sido ya inspeccionada y evaluada con anterioridad.

Se han evaluado los siguientes aspectos: Implantación de la RM y actualizaciones, Vigilancia / Control del comportamiento de equipos (Apartados (a)(1) y (a)(2) de la RM), Evaluación periódica de eficacia del mantenimiento y del balance de fiabilidad/disponibilidad (Apartado (a)(3) de la RM), Evaluación y gestión del riesgo (Apartado (a)(4) de la RM). Por otro lado, se ha evaluado el análisis de los resultados en el comportamiento de equipos (Tendencias).

Como conclusiones generales de la evaluación de la información se señala que el titular ha implantado la Regla de Mantenimiento en la central siguiendo las directrices marcadas por la normativa, y ha ido incorporando modificaciones y mejoras tras el proceso de implantación, derivadas, tanto de las inspecciones y evaluaciones del organismo regulador, como de su propia experiencia en el cumplimiento con la norma.

- Desde el punto de vista del comportamiento de equipos, el proceso de seguimiento de la RM es correcto, de forma que los problemas relacionados con el mantenimiento son detectados y se toman las medidas necesarias para evitar que sean recurrentes. Cuando se estima necesario se establecen objetivos de vigilancia para asegurar la idoneidad de las acciones implantadas. En la mayoría de los casos se cumplen los objetivos fijados para los sistemas categorizados en (a)(1).
- CN Cofrentes no ha obtenido explícitamente en la RPS conclusiones acerca de la tendencia en el comportamiento, basándose en una evaluación de las actuaciones realizadas en la Regla de Mantenimiento, sino que únicamente ha recogido las entradas de sistemas/tramos en categorización (a)(1), indicando los motivos de dichas entradas y las acciones realizadas.

Se considera que la revisión del punto anterior debería haber estado orientada a identificar posibles tendencias negativas para la seguridad en el comportamiento de los equipos, así como, a comprobar la adecuación de las acciones correctoras derivadas del análisis realizado del comportamiento de los equipos y su completa implantación.

No obstante, en la evaluación se considera que, de la información contenida en la RPS así como de la obtenida en las inspecciones a la RM y en los informes de ciclo, se puede destacar lo siguiente: en el periodo cubierto por la RPS se han producido pocas entradas de sistemas/funciones en (a)(1), el tiempo medio de permanencia de los sistemas en (a)(1) es razonable y no se producen repetidas entradas en (a)(1) por las mismas causas.

- En relación con la superación de los criterios de comportamiento a nivel de planta, el titular debe adaptarse a lo indicado en la Instrucción IS-15, de forma que sean las ESC que provocaron la superación del criterio de planta las que sean situadas en categorización (a)(1), si es necesario. Esta deficiencia no ha tenido impacto en las acciones correctoras derivadas de la superación de criterios de planta ni en el

comportamiento de equipos. Se verificará en las inspecciones del Plan Base correspondientes.

- Los análisis realizados por CNCOF y el cumplimiento con los criterios de comportamiento establecido han garantizado durante el periodo de la RPS un adecuado balance fiabilidad/disponibilidad.
- El cumplimiento con el apartado (a)(4) de la norma en relación con las evaluaciones previas a la puesta fuera de servicio de ESCs para mantenimiento, se realiza satisfactoriamente, tanto a potencia como en parada. La central dispone de las herramientas y procedimientos necesarios para la realización de las evaluaciones. En el periodo de tiempo transcurrido desde la entrada en vigor de este apartado de la norma no se han producido situaciones de riesgo significativas.
- Los informes de ciclo de la RM son realizados con la extensión y los plazos adecuados, resultando en ellos traceables las actuaciones realizadas por el titular dentro de la RM en el periodo cubierto por el informe de ciclo.

Por todo lo anterior, el grado de cumplimiento del titular con la Regla de Mantenimiento en el periodo de tiempo cubierto por la RPS, el comportamiento de los ESC, así como la documentación presentada por el titular, se consideran satisfactorios.

RM aplicada a Estructuras

El alcance de la evaluación es la comprobación del tratamiento dado por CN Cofrentes, dentro del epígrafe general sobre comportamiento de equipos en la RPS, a la aplicación de la Regla de Mantenimiento en estructuras, su estado de implantación, actualizaciones y variaciones surgidas durante el periodo del análisis de la RPS, que comprende desde el 1 de enero de 1999 hasta el 31 de diciembre de 2008, complementado con la información del año 2009.

La comprobación en detalle de cómo está aplicando CN Cofrentes los requisitos generales de la Regla de Mantenimiento en su vigilancia del comportamiento de las estructuras y el seguimiento de las desviaciones se realiza a través de las inspecciones de la RM dentro del Plan Base de Inspección.

En el subapartado del documento de la RPS, correspondiente a estructuras en la RM, solo se referencia y comenta brevemente el contenido del documento en el que se basó la definición del alcance de la aplicación de la RM a las estructuras durante el proceso de implantación. Por tanto, para realizar la evaluación se ha considerado la información recogida en las inspecciones realizadas durante el periodo abarcado por la RPS.

En la evaluación se han considerado tanto el proceso de implantación como la fase posterior a la implantación. Como conclusiones de la evaluación se recogen las siguientes:

- En el periodo que cubre la RPS, CN Cofrentes ha implantado la RM en la central siguiendo las directrices marcadas por la normativa, y ha ido incorporando modificaciones y mejoras tras el proceso de implantación, derivadas, tanto de las inspecciones y evaluaciones del CSN, como de su propia experiencia en el cumplimiento con la norma.

- De las evaluaciones e inspecciones realizadas sobre la aplicación de la RM en las estructuras de CN. Cofrentes se considera que el programa establecido, tanto en su alcance, como en la frecuencia de las inspecciones de vigilancia, y la ejecución y seguimiento de las acciones correctoras derivadas del mismo, cumplen adecuadamente los objetivos de la Regla de Mantenimiento. No obstante es necesario aumentar los requisitos de vigilancia para los equipos incluidos en el alcance de la RM según los criterios de “Soportado de equipos necesarios para alcanzar la parada segura en caso de sismo, según IPEEE”, y “Soportes de tuberías de sistemas con funciones significativas para el riesgo (SR) sin requisitos de inspección por código ASME”. Estos aspectos se detallan más adelante.

La documentación de la RPS presentada por el titular, en relación con la aplicación de RM en las estructuras solo recoge la información resumen del proceso de implantación de la RM, por lo que se considera insuficiente y debe ser revisada. En la próxima revisión del informe de la RPS, se debe incluir la información correspondiente a la fase posterior de la implantación y al estado actual, que cubra entre otros aspectos los cambios organizativos, referencias a los informes de inspección realizados, procedimientos vigentes, y un resumen de resultados.

Las conclusiones deberán ser incorporadas en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación y han sido comunicadas al titular mediante carta de la DSN el 17 de diciembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-375, nº. reg. 9303).

CN Cofrentes deberá incluir en el proceso de aplicación de la RM en estructuras, las medidas correctoras y acciones de mejora que ha incorporado como “No Conformidad” en el PAC de Cofrentes. Estas acciones deberán contemplar al menos los siguientes aspectos, derivados de la presente evaluación:

- Documentación reportada en el informe de ciclo de Regla de Mantenimiento.
- Valoración del estado general de las estructuras en las fichas de inspección de acuerdo a su condición en 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 (MISICO, SIGEVI, Rondas de Operación o GAMAS de mantenimiento) 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.

Los resultados de 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 prevista para 2011.

Estas conclusiones darán lugar a una ITC que se emitirá junto con la autorización de Explotación.

3.2.4.2. Inspección en Servicio

La evaluación realizada en el marco de la RPS respecto a la Inspección en Servicio (ISI) ha estado enfocada a comprobar que el titular incluye en la RPS un análisis de los cambios en el Manual de Inspección en Servicio (por cambio de la normativa aplicable en los programas de inspección en servicio, casos de código, etc., o por cambios de diseño) y del cumplimiento de los requisitos definidos en el mismo, la información y el análisis de los hallazgos y desviaciones al programa más importantes y una valoración de los resultados y de las acciones adoptadas (p.e., programas de inspección adicionales) con el fin de conocer la idoneidad de las mejoras y de las acciones llevadas a cabo en el periodo analizado.

Los intervalos definidos, para la ISI de CN Cofrentes, dentro del periodo considerado para esta RPS van, desde 1995 hasta 2005 para el segundo intervalo, y desde 2005 hasta 2015 para el tercer intervalo, los cuales no tienen una correspondencia exacta con el periodo de la RPS. No obstante, el titular ha considerado reflejar en la RPS el análisis de cumplimiento de los programas por intervalo, por lo que en el informe incluye la información completa del segundo intervalo y la correspondiente al tercer intervalo hasta la fecha final considerada en la RPS, diciembre del 2009. En resumen, el titular analiza la información relativa a los programas e informes de resultados de las inspecciones y pruebas en servicio realizadas desde febrero de 1995 hasta diciembre de 2009, así como las modificaciones introducidas en los Manuales de Inspección en Servicio (MISI). También incluye una serie de apartados en los que se refleja un análisis de los hallazgos más relevantes producidos durante el periodo analizado, una valoración global y las previsiones futuras y un análisis del comportamiento de las diferentes barreras.

En la evaluación se han revisado los siguientes aspectos: la documentación de referencia, la evaluación de los programas, modificaciones introducidas en el MISI, programa de inspecciones por Ensayos no Destructivos (END) realizadas durante el periodo analizado, programa de inspección de soportes, programa de inspección y prueba funcional de amortiguadores, programa de pruebas funcionales de válvulas, programa de pruebas funcionales de bombas, programa de pruebas de presión e hidrostáticas, inspección visual del recinto de contención, programa de inspecciones por otras normativas, programa de erosión-corrosión, hallazgos y valoración de resultados, comportamiento de las diferentes barreras

El análisis de los resultados de la aplicación de los programas de inspección en servicio recogidos en los documentos presentados se ha enfocado de manera global, analizando la coherencia y gestión de los mismos, el tratamiento de los hallazgos más relevantes y los planes de mejora llevados a cabo, dado que el análisis detallado se realiza mediante informes específicos e inspecciones programadas dentro del PBI.

De la evaluación se concluye que la información suministrada en el apartado de inspección en servicio sobre los documentos presentados en la RPS acerca de los programas de inspecciones y pruebas en servicio llevados a cabo durante el periodo de la RPS, se considera de una manera general que es satisfactoria a los efectos del cumplimiento con los objetivos de la RPS.

Los resultados de los programas de inspección y pruebas, así como las modificaciones realizadas en el diseño de los elementos combustible, permiten considerar que el comportamiento de las barreras a lo largo del periodo RPS ha sido satisfactorio.

Asimismo, se considera aceptable la calidad de la documentación presentada por el titular.

Sin embargo se considera que en la próxima revisión que se emita de la RPS debería realizarse alguna mejora en los siguientes aspectos:

- Completar el capítulo de referencias incluyendo las correspondientes a las solicitudes realizadas por CN Cofrentes relacionadas con la Inspección en Servicio, como es el caso del programa de pruebas de bombas y válvulas definido con criterios informados en el riesgo, o exención de inspección de soldaduras circunferenciales en la vasija del reactor, etc., o bien comunicaciones oficiales del CSN, actas, etc.
- Mejorar la información respecto a las válvulas de seguridad y alivio del sistema de vapor principal, para reflejar adecuadamente en el informe de la RPS los sucesos ocurridos, así como las acciones llevadas a cabo en estos componentes durante el periodo analizado de la RPS, análisis de causa raíz de los incidentes más relevantes, acciones de mejora, análisis pendientes para justificar los fallos de estos componentes.

Estas conclusiones deberán ser incorporadas en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación y han sido comunicadas al titular mediante carta de la DSN el 21 de diciembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-379, n°. reg. 9402).

3.2.4.3. Requisitos de Vigilancia de las Especificaciones de Funcionamiento Mejoradas.

En la evaluación se analizan los resultados recogidos en las tablas presentadas por el titular donde se muestra el número de exigencias no satisfactorias sobre el total separadas en años y secciones y se listan todas las exigencias no satisfactorias. En la evaluación se comprueba la procedencia de la documentación analizada.

De la evaluación de la información extraída de la ejecución de los requisitos de vigilancia se comprueba que de la información no se desprende que existan fenómenos degradatorios y que el porcentaje de vigilancias no satisfechas respecto de las realizadas es muy bajo, además las pequeñas oscilaciones que se observan no se incrementan a medida que avanzan los años de operación.

3.2.4.4. Calificación Ambiental y Sísmica

La evaluación ha comprendido tres partes la cualificación sísmica, la cualificación ambiental y la dedicación de los equipos adquiridos como clase convencional a clase de seguridad. A continuación se resumen las evaluaciones realizadas:

Cualificación ambiental de equipos

En este apartado se evalúa la información referente a las actividades de calificación ambiental de equipos y su mantenimiento descritas en los distintos apartados del capítulo

4.4.4 del informe de la RPS de CN Cofrentes. El alcance de la evaluación es completo y comprende la base de licencia, la normativa, antecedentes, “Master List de Calificación”, Informe de Calificación Ambiental (ICA), sus actualizaciones, el programa de mantenimiento de la calificación ambiental así como la valoración de resultados y previsión de actuaciones futuras. Además se incluye aquí la evaluación desde el punto de vista de la calificación ambiental y sísmica de los aspectos relacionados con el Programa de dedicación de componentes, y la gestión de repuestos.

En los distintos apartados del capítulo se describe la metodología aplicada y la documentación soporte de las distintas actividades de calificación sísmico-ambiental de equipos, realizadas durante el periodo de vigencia de la RPS. En general, el contenido del apartado, describe de manera aceptable los aspectos básicos del Programa de Calificación Ambiental de Equipos desarrollado en CN Cofrentes y en particular, sus objetivos, la normativa de calificación aplicable, la documentación soporte del mismo, y la evolución y modificaciones del programa durante el periodo de vigencia de la RPS mismo y la valoración de sus resultados.

Los resultados del Programa de Calificación Ambiental de Equipos, implantado en la central, se describen en el Informe de Calificación Ambiental (ICA), actualmente en revisión 6. En diversos apartados de este capítulo del informe de la RPS se detalla el contenido del ICA y sus actualizaciones durante el periodo de vigencia de la RPS, así como la documentación soporte y las actividades realizadas dentro del Programa de Mantenimiento de la Calificación Ambiental de CN Cofrentes.

Durante el periodo de la RPS se ha realizado por parte del CSN, un seguimiento continuo de la evolución del Programa de Calificación Ambiental de la central, y de las actividades de mantenimiento de la misma, en base al contenido de las sucesivas revisiones del ICA remitidas al CSN y a las comprobaciones efectuadas en las distintas inspecciones realizadas a CN Cofrentes. En concreto durante el proceso de evaluación de la RPS se ha realizado una inspección con objeto de verificar el estado de la calificación ambiental, y la comprobación de cómo está aplicando CN Cofrentes los requisitos generales de calificación en su gestión de repuestos y de los compromisos adquiridos con el CSN, en concreto se realizaron comprobaciones de detalle sobre las características constructivas y documentación soporte de la calificación de las penetraciones eléctricas (ref.: CSN/AIN/COF/10/716).

Como consecuencia de lo anterior, se han requerido de C.N. Cofrentes, durante el periodo de la vigente RPS, distintas aclaraciones y acciones correctoras, cuya cumplimentación por parte de la central, se ha traducido en una mejora continua de su programa de calificación ambiental.

En base a lo anterior se considera, que el estado actual del programa de Calificación Ambiental de Equipos implantado en CN Cofrentes es, en términos generales, adecuado y cumple con los requisitos de la normativa aplicable y los criterios de aceptación aplicables.

Respecto a los aspectos de gestión de repuestos y programa de dedicación de componentes, de la documentación presentada y según se ha comprobado en las inspecciones realizadas al programa de calificación de equipos, la sistemática seguida por CN Cofrentes para la sustitución de partes o de equipos al final de su vida calificada, ha

sido hasta la fecha, la de emplear partes de repuesto suministradas originalmente con el equipo y equipos idénticos a los existentes o bien de distinto fabricante pero calificados.

En la inspección realizada en julio de 2010, se realizaron comprobaciones específicas sobre algunos de los procesos de dedicación incluidos y se comprobó, que en la actualidad solo existía uno de ellos (SAECC-864, “Solicitud de baterías con resistencia de 600 KW”) para el que se identificaban requisitos de calificación ambiental y aun no finalizado en las fechas de la inspección. En base a lo anterior se considera que el contenido de los apartados del informe de la RPS describe de manera adecuada la sistemática aplicada por CN Cofrentes para la gestión de repuestos y la realización de procesos de dedicación con incidencia en la calificación ambiental de equipos.

Independientemente de lo anterior, se han detectado algunas deficiencias documentales tanto en el propio informe de la RPS en revisión 0, como en el programa de calificación, para las que CN Cofrentes, deberá realizar las siguientes acciones correctoras:

1. Tanto en el texto del informe LISEO 01/10 rev. 0 como en el del ICA revisión 6, CN Cofrentes no define correctamente la aplicabilidad del 10 CFR 50.49 “Environmental Qualification of Electric Equipment Important to Safety for Nuclear Power Plants” a su Programa de Calificación Ambiental. En las futuras revisiones de estos documentos, debe quedar claramente establecido, que el 10 CFR 50.49., es plenamente aplicable a CN Cofrentes, con las matizaciones indicadas en el apartado (K) del mismo.

Asimismo, se deberá corregir el texto del apartado 4.4.4.4 del informe LISEO 01/10 rev 0, para especificar que la RG-1.63 rev. 2 “Electric penetration assemblies in containment structures for NPP” de 1978 endosa a la IEEE-317-76.

Esta conclusión deberá incorporarse en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación y han sido comunicadas al titular mediante carta de la DSN el 29 de diciembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-385, n°. reg. 9676).

2. CN Cofrentes no ha demostrado documentalmente la calificación de las penetraciones eléctricas de General Eléctricas instaladas en la central, por tanto deberá realizar un dossier de calificación comprensible y auditable, que justifique la calificación de las mismas para cumplir su función de seguridad bajo las condiciones ambientales de accidente postuladas. Se deberá justificar que el proceso de calificación realizado cumple como mínimo, con los requisitos de la IEEE-317-72, complementados con los del NUREG 588 “Interim Staff Position on Environmental Qualification of Safety Related Electrical Equipment” en su categoría II.

Asimismo deberá realizar un informe en el que se detalle el proceso de calificación realizado y remitirlo a la mayor brevedad al CSN.

3. CN Cofrentes, deberá documentar dossieres de calificación comprensibles y auditables de aquellos equipos, para los que según el ICA rev. 6, no se dispone de informe de calificación por encontrarse este disponible en General Electric. Los requisitos de calificación mínimos a demostrar para estos equipos deberán ser los especificados en el NUREG 588 en su categoría II.

4. CN Cofrentes deberá documentar, dosieres de calificación para los cables de baja tensión Nucleref y Fotherhill, suministro de “System Cable” y para los cables Pirelli con aislamiento de EPR y cubierta de Afumex. La calificación de estos cables deberá cumplir como mínimo con los requisitos de la IEEE-383-74 y la RG-1.131 rev. 0 de 1977.

Se deberán asimismo realizar el resto de acciones referentes a los cables eléctricos acordadas en la inspección de referencia CSN/AIN/COF/10/716.

Las conclusiones 2, 3 y 4 serán objeto de una ITC.

5. En relación con la causa raíz de las faltas de aislamiento en las penetraciones de General Electric, CN Cofrentes deberá remitir al CSN un informe sobre el estudio de causa raíz efectuado y realizar, asimismo, las acciones adicionales necesarias para justificar que la presencia de cavidades en la resina del modulo de la penetración afectada se debe a un defecto puntual de fabricación y no a otra causa extensible al resto de módulos de otras penetraciones instaladas. El titular se ha comprometido mediante carta de compromiso a completar el análisis en un plazo de tres meses (ref.: 10.999833.03686 y n° registro 42720 de 28 de diciembre de 2010).

Cualificación sísmica de equipos y componentes.

El alcance de la evaluación ha sido la comprobación del tratamiento dado por CN Cofrentes en la RPS, dentro del epígrafe general sobre comportamiento de equipos, a su programa de calificación sísmica, su estado de desarrollo, actualizaciones y variaciones surgidas durante el periodo del análisis; y adicionalmente, la gestión de repuestos calificados, incluyendo su programa de dedicación de componentes desde el punto de vista de calificación sísmica, si bien la evaluación relacionada con estos dos puntos se trata de forma genérica en el epígrafe anterior de calificación ambiental.

En la evaluación realizada se analizan los siguientes aspectos: Objeto, alcance, Bases de Licencia, antecedentes, Criterios de Calificación Sísmica, Calificación Sísmica de Equipos, Programa de mantenimiento de la Calificación Sísmica y la valoración de resultados y previsión de actuaciones futuras. Asimismo se incluye el análisis de la incidencia de la calificación sísmica de componentes en el IPEEE sísmico.

El CSN requirió a CN Cofrentes el cumplimiento de la RG. 1.100 “Seismic Qualification of Electric Equipment for Nuclear Power Plants”. Rev. 1 que endosa la IEEE 344-1975 “Recommended Practices for Seismic Qualification of Class IE Equipment for Nuclear Power Generating Stations” con unas limitaciones indicadas en la RG. No obstante, la NRC tras la aprobación en 1988 de la Rev.2 de la Guía Reguladora 1.100, que endosa la IEEE 344-1987, admitió que cualquier planta podía acogerse voluntariamente a los requisitos de esta revisión, por lo que en la evaluación de la anterior Revisión Periódica de la Seguridad de CN. Cofrentes se consideró aceptable la utilización de la revisión 2 en los procesos de dedicación y sustitución de componentes relacionados con la seguridad.

Posteriormente, y dada la dificultad de encontrar repuestos de equipos cualificados con la RG 1.100, Rev. 2, C.N. Cofrentes matizó el compromiso adquirido mediante carta de referencia 07.146415.00445 de fecha 30/11/2007 de la siguiente manera:

“En el proceso de adquisición de repuestos de equipos para los cuales no exista una alternativa válida en el mercado cualificada según la RG 1.100 Rev. 2, se considerarán aceptables los repuestos originales cualificados según la RG 1.100 Rev. 1, que endosa la IEEE 344-1975.

Cuando se realicen modificaciones de diseño que incluyan la instalación de nuevos equipos, éstos se cualificarán según la RG 1.100, Rev. 2; o cuando el fabricante de los repuestos originales los proporcione cualificados según esta norma, C.N. Cofrentes los adquirirá así; o cuando se realice una dedicación de un equipo de grado comercial para una ubicación relacionada con la seguridad, también se requerirá el cumplimiento con esta norma.”

De la evaluación de la documentación junto con las comprobaciones realizadas en la inspección llevada a cabo sobre el proceso de calificación sísmica de CN. Cofrentes para sistemas, equipos y componentes de categoría sísmica, se considera que, con la inclusión del compromiso del titular sobre en qué casos aplica la Rev. 2 de RG. 1.100 y la IEEE-344-87 o bien la Rev.1 de la RG.1.100 y la IEEE-344-75 para las modificaciones de diseño que incluyan la instalación de nuevos equipos, el programa establecido se ajusta a la normativa aplicable, y su ejecución en las modificaciones de diseño cumple adecuadamente el objetivo del programa de mantenimiento de calificación sísmica. (Carta de compromiso ref.: 10.999833.03617, n. registro 42606 de 20 de diciembre de 2010)

El informe de la RPS presentado por el titular, en relación con la calificación sísmica de equipos y componentes, objeto de la presente evaluación, describe en líneas generales el proceso de calificación sísmica llevado a cabo por CN. Cofrentes y se considera adecuado. No obstante, en él se referencia la revisión de 2001 del documento 19IBE02IM8095 (A95-8015) “Cualificación Sísmica y Dinámica de los Equipos Eléctricos, Mecánicos y de Instrumentación y Control”, que ha tenido otras dos nuevas revisiones y debe ser de nuevamente revisado para incluir el compromiso mencionado en el párrafo anterior.

En la próxima edición del informe de la RPS, se debe incluir la referencia a la última revisión del documento 19IBE02IM8095 que incluya el compromiso mencionado en el párrafo anterior. Esta conclusión deberá ser incorporadas en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación y han sido comunicadas al titular mediante carta de la DSN el 29 de diciembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-385, n.º. reg. 9676).

En relación con la cualificación sísmica de los equipos eléctricos 1E instalados en planta desde el origen de la explotación y su cumplimiento con la RG. 1.100 Rev. 1 de la NRC, que endosa a la IEEE Std 344-75, consideradas como base de licencia, los posibles casos en que no se cumplen algunos de los puntos requeridos de la RG deben quedar debidamente justificados. Por tanto, debe establecerse algún plan de actuación que permita confirmar que en esos casos se han adoptado posiciones alternativas adecuadamente justificadas. Para verificar su estado se optó por realizar un muestreo en diferentes componentes.

Tras el muestreo inicial realizado por el titular, el CSN solicitó al titular que estableciera un procedimiento para que, en el proceso de sustitución de equipos eléctricos, se realice la comprobación de sus informes de cualificación confirmando la justificación del cumplimiento de la RG 1.100 o método alternativo, y realizando una ampliación de muestra en equipos similares en el caso de que no esté justificado.

El titular se ha comprometido mediante carta de referencia 10.999833.03617 (n. registro 42606) a iniciar este proceso a partir del mes de marzo de 2011 recopilando los resultados en el informe resumen final de cada ciclo de operación, que la evaluación del CSN considera aceptable.

Gestión de repuestos y Programa de dedicación de componentes

En este epígrafe se recoge la evaluación realizada sobre la gestión de repuestos y el programa de dedicación de componentes desde el punto de vista de la garantía de calidad y completa la evaluación realizadas desde el punto de vista de calificación.

Las compras de repuestos relacionadas con la seguridad en C.N. Cofrentes están gestionadas según en el *Capítulo 7 “Control de equipos y servicios adquiridos”* del Manual de Garantía de Calidad vigente. El titular cita varios procedimientos aplicables a la gestión de repuestos, de su revisión la evaluación concluye que los aspectos de fabricación/modificación de repuestos relacionados con la seguridad que se ejecutan en los talleres de la planta no están adecuadamente considerados en el informe de la RPS, por lo que en el apartado 4.4.4.12 Gestión de repuestos de la RPS, además de los aspectos desarrollados por la central ha de indicarse:

- a. El control que el titular lleva a cabo sobre la fabricación (tanto sistemática como derivada de una orden correctiva) de repuestos de equipos relacionados en la seguridad en los propios talleres de la central.
- b. El cumplimiento con la normativa, así como con el Manual de Garantía de Calidad vigente, en el desarrollo de las actividades citadas en a).

Los aspectos relativos a la equivalencia de repuestos los trata la central en el apartado Programa de dedicación de componentes. La dedicación de elementos de clase comercial están gestionadas en CN Cofrentes según el Manual de Garantía de Calidad en el punto 7.4.8 “Elementos de calidad comercial .Dedicación”.

Tal y como se describe en el documento de la RPS el proceso de dedicación se desarrolla mediante una evaluación técnica denominada “Estudio Técnico de Dedicación (ETD)” en la que se definen la función de seguridad y las características críticas del elemento para la aplicación a la que se destina, es decir, aquellas propiedades o aspectos funcionales del elemento que son esenciales para el cumplimiento de su función de seguridad, o la del equipo o sistema al que pertenece. Asimismo, en el ETD se establecen los requisitos de inspección, pruebas apropiadas y criterios de aceptación para avalar el cumplimiento de las características críticas, entre los que se encuentra el cumplimiento de los códigos, normas y estándares industriales aplicables.

En la evaluación se analiza y valora el proceso y la documentación presentada por el titular al respecto concluyendo que el titular debe aclarar el punto “Sistemática para la adquisición de componentes electrónicos” en el sentido de:

- a. Especificar los componentes electrónicos a los que se refiere
- b. Definir elementos idénticos y alternativos/equivalentes. Respecto a los alternativos/equivalentes esta definición habrá de tener en cuenta la necesidad de realizar una evaluación para determinar que el elemento cualificado cumple o mejora las condiciones de diseño y calificación del elemento original.

- c. Citar la normativa seguida en el proceso

Estas conclusiones deberán ser incorporadas en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación y han sido comunicadas al titular, mediante carta de la DSN el 21 de diciembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-381, nº. reg. 9405).

3.2.4.5. Gestión de Vida

La finalidad de la evaluación ha sido verificar que CN Cofrentes, dentro del período considerado para esta Revisión Periódica de la Seguridad y siguiendo las directrices metodológicas de su Plan de Gestión de Vida (en adelante PGV-COF), puede alcanzar la vida de diseño sin deterioro de la seguridad, y evitando la degradación imprevista de las estructuras, sistemas y componentes (ESC) importantes para la seguridad.

El alcance de la evaluación es tanto el apartado de Gestión de vida del informe de la RPS como el apartado correspondiente del informe complementario el cual no contiene, en sí mismo, información sobre la gestión del envejecimiento en Cofrentes sino que reenvía a los documentos: “Plan de Gestión de Vida. C.N. Cofrentes” (PGV-COF e “Informe sobre las actividades de gestión de vida útil de C.N. Cofrentes en 2009”, que serán los que se tendrán realmente en cuenta en la evaluación, la información contenida en la revisión 8 del PGV-COF y en el Informe Anual, rev. 12, es coherente con el período de la RPS-2010 objeto de evaluación.

En la evaluación realizada se hace una valoración global del PGV-COF del titular en tanto que su implementación posibilite la explotación segura de la instalación durante la vida de diseño de la central, y en particular en el período solicitado para la Renovación de la Autorización, ya que el CSN dispone de otras herramientas de control y seguimiento continuo que permiten la evaluación de aspectos de mayor detalle a lo largo del período de explotación autorizado, este es el caso de las inspecciones bienales del Plan Base de Inspección e informes de evaluación de resultados.

Por último, como consecuencia de la Instrucción Técnica Complementaria, punto 3, (ref. CNCOF/COF/05/31), sobre el “Análisis de aplicabilidad del suceso de degradación del sistema de servicios esenciales de C.N. Vandellós II”, CN Cofrentes ha llevado a efecto una serie de mejoras, actualizaciones y revisiones de la documentación concerniente a su GV. Los resultados de dicha revisión, al haber afectado de forma importante a los distintos documentos del PGV-COF (fundamentalmente en aspectos metodológicos), se han tenido también en consideración en esta evaluación.

Los criterios básicos de aceptación aplicables en la evaluación se extraen de la vigente Instrucción IS-22 del CSN sobre “Requisitos de seguridad para la gestión del envejecimiento y la operación a largo plazo de centrales nucleares”. Esta IS establece criterios concretos relativos a las distintas fases de la gestión del envejecimiento a lo largo de las diferentes etapas de la vida útil de una central nuclear. La IS-22 es de reciente publicación, pero sus principios y criterios de gestión del envejecimiento ya venían siendo considerados tanto por los titulares como por el CSN.

Desde este punto de vista se ha evaluado cada fase del proceso de gestión del envejecimiento: Alcance de Estructuras Sistemas y Componentes (ESC), Selección de ESC, Identificación de mecanismos de envejecimiento y definición de programas de gestión del envejecimiento.

Para la evaluación se han considerado una serie de criterios prácticos respecto a la estructura organizativa específica y responsable del desarrollo del proyecto de GV, respecto a la metodología de análisis para las distintas fases (alcance, selección, e identificación de efectos y mecanismos de degradación). Asimismo el titular contará con un conjunto de programas de gestión del envejecimiento (en adelante PGE) orientados al control de los efectos de envejecimiento evidenciados en la fase de identificación. Además en todas y cada una de las fases el titular habrá analizado las consecuencias derivadas de la experiencia operativa (EO) interna y externa y deberá contar con una sistemática de actualización periódica de las actividades y análisis existentes en las distintas fases de la gestión del envejecimiento para reflejar los frutos de la nueva experiencia operativa acumulada (interna y externa), proyectos de investigación, nueva normativa, modificaciones de diseño, etc. y deberá poner en práctica los programas de gestión del envejecimiento identificados para las estructuras y componentes dentro del alcance.

En la evaluación se analizan los siguientes aspectos: Aspectos organizativos y de gestión, Alcance y selección de ESC, Revisión de la Gestión del Envejecimiento (RGE), Resultados de la aplicación de los PGE, Seguimiento de Propuestas de Mejora, Actualización de las actividades básicas de Gestión de Vida y Aspectos relacionados con la operación a largo plazo, asimismo se analizarán los Proyectos Complementarios al PGV y las conclusiones de la RPS-2010 sobre Gestión de Vida.

De la evaluación realizada se concluye lo siguiente

- 1) CN Cofrentes ha presentado la documentación requerida en la Guía de Seguridad 1.10 “Revisiones Periódicas de la Seguridad de las centrales nucleares” del CSN, en cuanto a los aspectos fundamentales a desarrollar en el Informe RPS: período objeto de la revisión, alcance, fuentes de información, y especialmente, el contenido básico a cubrir por el informe sobre el aspecto de la gestión de vida de la instalación.
- 2) En lo referente al detalle de aspectos de la gestión del envejecimiento de las ESC de CN Cofrentes, se concluye que los análisis realizados por el titular son correctos, con las siguientes comentarios reseñables:
 - 2.1. CN Cofrentes deberá completar el análisis sistemático de la Experiencia Operativa (EO) externa considerando las fuentes habituales de información disponible sobre el conjunto del parque nuclear (OIEA, NEA, WANO, BWROG, etc.), y completar la interna considerando aspectos específicos, si los hubiere, ligados a la casuística de la propia planta. Para ello CN Cofrentes incluirá estos aspectos en los 11 informes EFD y los 11 informes EPM, que se emitirán en nueva versión en Febrero 2011.
 - 2.2. CN Cofrentes deberá proceder a introducir las correcciones y mejoras evidenciadas en los documentos revisados por el CSN (EFD, EPM, Guía de Efectos y Mecanismos de Envejecimiento), de acuerdo con lo manifestado a la

inspección del CSN ref.^a CSN/AIN/COF/07/623 y 09/683, debiendo considerar la extensión de estas correcciones a todos aquellos otros documentos similares potencialmente afectados, además de los revisados particularmente. En particular, CN Cofrentes las ha corregido en el informe “Guía de Efectos y Mecanismos de Envejecimiento”, y así mismo incluirá estas correcciones en los 11 informes EFD y los 11 informes EPM, que se emitirán en nueva versión en Febrero 2011.

2. 3. CN Cofrentes deberá finalizar la implantación de los Programas de Gestión del Envejecimiento (PGE) a través del cierre de las Propuestas de Mejora (PM) pendientes de acuerdo con la planificación establecida de finales de 2010 (sin incluir las ligadas a extensión de vida), con fecha límite de Marzo 2011 tal como CN Cofrentes tiene programado.

2. 4. Dentro de este seguimiento de actividades, se ha puesto de manifiesto un aspecto que puede condicionar la vida de uno de los componentes principales, la vasija. De la documentación aportada se desprende que, en relación con el gasto por fatiga del material de la misma ante algunos transitorios de diseño (en particular en la localización más desfavorable, situada en las toberas de agua de alimentación), existe alguna duda acerca de si el factor de uso acumulado se mantendrá inferior a la unidad hasta el final de la vida de diseño de 40 años. Los motivos de esas dudas están basados en que, de una parte (la positiva) el cálculo del factor de uso mediante el programa Fatigue-Pro parece haber sido muy conservador, pero de otra (la negativa) el número de transitorios debidos a las pruebas a presión e hidrostáticas acumulados hasta ahora (28), y los previstos que se acumulen a final de vida (35), podrían llegar a superar a los previstos en el diseño inicial (40). CN Cofrentes deberá justificar los valores utilizados y garantizar que, en cualquier condición y hasta el final de la vida de diseño, el gasto de fatiga del material de la vasija estará siempre dentro del límite admisible.

Aunque no es éste un aspecto limitante para el periodo decenal de la próxima Autorización de Explotación (2011-2021), CN Cofrentes ha puesto en marcha las dos siguientes actividades:

- Calcular el consumo de fatiga real asociado a las pruebas hidrostáticas reales realizadas en Cofrentes y compararlo con el consumo de fatiga de diseño debido a la realización de pruebas hidrostáticas teóricas (con presurización de la vasija hasta 88 kg/cm²).
- Calcular el consumo de fatiga acumulado total debido a los transitorios de diseño reales experimentados por la vasija desde su puesta en funcionamiento, con objeto de obtener un valor menos conservador que las estimaciones actuales del Fatigue-Pro y resolver los problemas de sobre-conservadurismo que presenta este software.

De modo que se pueda garantizar que, en cualquier condición y hasta el final de la vida de diseño, el gasto de fatiga del material de la vasija estará siempre dentro del límite admisible.

Ambas acciones se consideran adecuadas para resolver los aspectos citados sobre el cálculo de la fatiga en los componentes de la vasija, y en próximas ediciones del Informe anual de actividades del PGV se verificará su avance.

Las conclusiones 2.1 y 2.2 son acuerdos de mejora del PGV de Cofrentes y sobre sus documentos asociados algunos de ellos ya cumplidos o en proceso para ser completados. El titular mediante carta 10.999833.03341 de 24 de noviembre de 2010 (n. reg. 4 42326) recoge el estado y la fecha de compromiso a incorporar cada uno de ellos.

Mediante carta de la DSN de 17 de diciembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-375, n.º. reg. 9303) se transmite a CN Cofrentes la necesidad de aclarar lo señalado en la conclusión 2.4 que deberá ser incorporado en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación.

3.2.4.6. Mantenimiento Preventivo

La evaluación realizada está incluida dentro del alcance de la evaluación del conjunto de actividades de mantenimiento, junto con la Regla de Mantenimiento.

Como consecuencia de la implantación de la RM en la central en 1999, también se han ido incorporando modificaciones en el programa de preventivo por los ajustes continuos derivados de los análisis de determinación de causa realizados por el titular para mejorar el comportamiento de equipos, tal y como requiere la RM.

Respecto a este punto se concluye que los planes de mantenimiento preventivo de CN Cofrentes se han ido modificando de acuerdo con las conclusiones de los análisis de determinación de causa realizados para mejorar el comportamiento de equipos, tal y como requiere la RM.

3.2.4.7. Combustible

El informe de complemento de la RPS que abarca el año 2009 incluye un apartado nuevo de "Combustible" en el apartado de comportamiento de equipos, en el que se desarrolla la caracterización del combustible, aspecto no abordado en informe inicial de la RPS.

En este apartado de la evaluación se analizan los apartados sobre el comportamiento de barreras (vaina de combustible), la caracterización del combustible, programas de desarrollo y requisitos de vigilancia.

Como resultado de la evaluación, se echa de menos información de detalle referida a los 8 fallos de combustible ocurridos en el periodo de la RPS, por lo que se considera que el Informe de la RPS debe revisarse para describir la gestión posterior de estos elementos fallados y si han sido almacenados como residuos, explicando su relación con los 29 elementos combustibles fallados almacenados y las 6 varillas dañadas en el periodo de la RPS.

De la evaluación también se concluye que existe una discrepancia entre la información aportada en el apartado 4.4.2.11.1 del Informe de la RPS, donde se indica la existencia de 1 fallo en 2004 y 8 en total, y el apartado 4.4.7.4, donde se reportan 2 fallos en 2004 (9 fallos en total), por lo que se solicita a CN Cofrentes que aclare este punto.

La evaluación concluye que, con respecto a la caracterización del combustible el informe de la RPS, deberá aportar información sobre los elementos combustibles caracterizados y los criterios de selección de los mismos, el alcance y métodos del plan de inspección y caracterización y un resumen de los resultados obtenidos.

En la evaluación realizada de la experiencia operativa relacionada con el combustible en este capítulo se identifica que el titular sólo cita temas provenientes de General Electric/GENUSA, cuando en la central hay combustible de otros dos suministradores (AREVA y Westinghouse). Este aspecto fue contestado por Cofrentes indicando que se había recibido información adicional y pertinente, en cuanto que había sido necesario tomar acciones, de AREVA y GENUSA (así como de Westinghouse, aunque fuera del plazo cubierto por el presente informe), por lo que se concluye que el titular debe modificar el apartado de Experiencia Operativa con el fin de añadir la experiencia y comunicaciones provenientes de todos los suministradores de combustible.

Estas conclusiones deberán ser incorporadas en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación y han sido comunicadas al titular, junto con otras, mediante carta de la DSN el 24 de noviembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-350, nº. reg. 8720).

3.2.5.-Modificaciones de la Instalación

La evaluación del apartado de modificaciones de la instalación se realiza para el conjunto de modificaciones realizadas en el periodo de alcance total de la RPS, es decir desde 1998 hasta final de 2009. Para todas ellas el titular ha realizado una valoración considerándolas conjuntamente y teniendo en cuenta la situación final del mismo. Asimismo, ha realizado una valoración de la evolución global de los procesos y procedimientos incluidos dentro del alcance de la RPS, identificando las modificaciones realizadas, sus objetivos, las acciones derivadas, su implantación, las mejoras obtenidas y las deficiencias detectadas en su sistemática de implantación, así como, los planes futuros para aumentar la seguridad de la central.

La evaluación ha sido realizada desde el punto de vista de las distintas disciplinas, cada una de ellas dentro del alcance de los sistemas bajo su responsabilidad.

Se debe señalar que en el periodo correspondiente a la presente RPS se han emitido tanto la Guía de Seguridad 1.11, “Modificaciones de diseño en centrales nucleares”. Revisión 0, de 17 de julio de 2002, como la Instrucción IS-21 “Requisitos aplicables a las modificaciones en las centrales nucleares” de 19 de febrero de 2009, que han supuesto modificaciones importantes en el proceso que rige tanto el diseño como la implantación de las modificaciones en las centrales. El proceso de modificaciones de diseño se encuentra sometido al proceso de supervisión del CSN dentro del plan Base de Inspección del CSN.

En general el seguimiento de las modificaciones de diseño se realiza dentro del sistema de supervisión del CSN a través de inspecciones bienales del PBI. De la evaluación realizada se concluye que, en general, desde el punto de vista documental, CN Cofrentes sigue las directrices recogidas en la normativa, identificando correctamente las modificaciones de diseño que requieren autorización de las que no se requiere.

De la evaluación no se deducen aspectos relevantes respecto de este apartado.

3.2.6.-Análisis Probabilista de Seguridad (APS)

El proceso de mantenimiento de los APS se rige por la Guía de Seguridad 1.15, para mantenimiento de actualización y mantenimiento de los APS. Tras emitir CN Cofrentes su informe, se ha publicado la Instrucción IS-25, de 9 de junio de 2010, sobre criterios y requisitos sobre la realización de los análisis probabilistas de seguridad y sus aplicaciones a las centrales nucleares.

El seguimiento del estado de las actualizaciones del APS de C.N. Cofrentes en los últimos años se ha venido realizando mediante las Inspecciones de Mantenimiento y Actualización del APS, integradas en el Plan Base de Inspección (PBI) del CSN. Además como parte de la evaluación en el marco de la RPS se ha realizado un proceso de recopilación de puntos abiertos en todas las tareas del APS y la evaluación de detalle de aspectos relacionados con diversas tareas.

A continuación se describe el estado de la revisión de los análisis de APS que cubren el periodo de la RPS y la evaluación realizada para cada una de las tareas que constituye el APS en su alcance completo:

APS Nivel 1 de Sucesos Internos a Potencia

La revisión del APS Nivel 1 a potencia asociada a la Revisión Periódica de la Seguridad es la denominada 4a, posteriormente como consecuencia del proceso de revisión del APS seis meses después de la recarga (abril 2010) se emitió la revisión 5 que comprende el periodo de análisis hasta final del año 2009.

En el informe de evaluación se identifican el conjunto de mejoras surgidas a lo largo del proceso de inspección y que el titular asume el compromiso de incorporar en la próxima revisión 6 del APS de sucesos internos a potencia a presentar al CSN 6 meses tras la próxima recarga prevista para octubre de 2011.

Los compromisos, asumidos por el titular durante el proceso de evaluación, a los que se refiere el párrafo anterior, han sido remitidos al CSN mediante cartas (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) y se refieren a aspectos de detalle de los modelos en las diversas tareas que constituyen el APS. Los principales compromisos se resumen a continuación:

- Se realizarán mejoras documentales en el informe que recopila las simulaciones termohidráulicas que dan soporte a la delineación de secuencias, criterios de éxito y tiempos disponibles para acciones humanas.
- Se realizarán mejoras en el informe de la tarea de APS de análisis de sucesos especiales de cara a justificar los criterios de éxito así como las hipótesis empleadas en el cálculo de la probabilidad de fallo de aporte de nitrógeno a las válvulas neumáticas de los sistemas de mezclado de la atmósfera de pozo seco (T52) y alimentación neumática de ADS (P53).

Los principales compromisos en relación con la tarea de Fiabilidad Humana en el APS a Potencia Nivel 1 asumidos por CN Cofrentes en las cartas citadas son los siguientes:

- Incorporará el análisis y la documentación de posibles dependencias entre errores humanos sobre la instrumentación y acciones en respuesta al iniciador que requieran dicha instrumentación.
- Documentará el análisis de las acciones humanas a realizar durante un accidente (Tipo 3) mediante tablas para cada secuencia, incluyendo acciones sobre sistemas soporte.
- Realizará el análisis de los cuestionarios elaborados para recoger información relacionada con el análisis detallado de las acciones Tipo 3 incluidas en el modelo. A partir de los resultados obtenidos, planteará su planificación para incluirlo en la siguiente revisión del APS a potencia y, una vez completado este trabajo, el titular lo realizará para los análisis de otros modos, incendios e inundaciones.
- Revisará el tiempo disponible para la acción de venteo de la contención.
- Adicionalmente, el titular ha comunicado la previsión de realizar una revisión de las acciones locales (esto es, aquellas que requieren actuaciones fuera de la sala de control) demandadas en los Procedimientos de Operación de Emergencia en la que participará personal de Operación y especialistas de APS, y que incluirá así mismo aspectos de Factores Humanos. De la revisión que se haga podrían resultar mejoras en el modelo de fiabilidad humana de APS.

Los principales compromisos en relación con la tarea Análisis de Datos en el APS a Potencia Nivel 1 son los siguientes:

- Se actualizarán las Frecuencias de los Sucesos Iniciadores con las nuevas bases de datos internacionales o metodologías de estimación.
- La cuantificación de los árboles de fallos o modelos asociados a sucesos especiales se realizarán con datos específicos y no con genéricos.
- Se mejorará la identificación de los componentes de cada división que quedan indisponibles al realizar el mantenimiento on-line.
- Se incorporarán modificaciones en el documento de Análisis de Fallos Dependientes.
- Se revisará y actualizará el documento de fallos de causa común, teniendo en cuenta las directrices definidas en la carta de referencia CSN-C-DSN-10-351 (nº registro 8915 de 2 de diciembre de 2010), respecto a la metodología de estimación y los análisis de experiencia de explotación.
- Existen otros temas genéricos que deben desarrollarse como la utilización de la Base de Datos Genérica aplicable a todos los APS españoles y Valoración de la contribución a la FDN de la nueva tasa de fallo en operación de la turbobomba del sistema de refrigeración del núcleo aislado.

Adicionalmente a los compromisos anteriores, con respecto a la tarea de Análisis de Datos para el APS, la evaluación del CSN considera que el alcance de análisis de experiencia operativa de la central para la estimación de datos específicos no cubre el alcance esperado por el CSN.

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, CN 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. Asimismo, 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. Este análisis deberá estar completado en diciembre de 2012.

Dadas las características de este trabajo, para asegurar la correcta incorporación del análisis a los modelos de APS y de cara a facilitar el seguimiento de actividades por parte del CSN CN Cofrentes deberá presentar al CSN, en julio de 2011, 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. Asimismo el plan de trabajo incluirá plazos en los que el titular informará al CSN del estado de avance, para que se pueda realizar el seguimiento de las actividades y la corrección de las posibles desviaciones.

Se propone que estas conclusiones sean requeridas mediante una ITC.

APS en Otros Modos de Operación (APSOM)

En Marzo de 2009 CN Cofrentes editó la Revisión 1 del APSOM, que incluye los comentarios recibidos del CSN surgidos en la evaluación de la Revisión 0, además de incorporar la experiencia operativa y los cambios de diseño introducidos en la planta desde la anterior revisión (Octubre 2004) hasta el final del Ciclo 16, de forma consistente con las Revisiones 4 y 4a del APS.

Adicionalmente, el titular ha realizado una evaluación del impacto de las modificaciones implantadas en la central desde Septiembre de 2007 (fecha de corte del análisis para la Revisión 1 del APSOM) hasta el 31 de Diciembre de 2008 (fecha de corte de la actual RPS).

Al igual que en el caso del APS nivel 1 el seguimiento y la evaluación se ha realizado a través del proceso de inspección y los puntos abiertos se han discutido y transmitido al titular dentro del proceso de inspección. Asimismo el titular ha asumido una serie de compromisos que han sido remitidos al CSN mediante cartas (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) y que, entre otras cosas, se refieren a diversas tareas del APSOM que serán incorporados en la revisión 2 del análisis que se emitirá 6 meses después de la parada para recarga prevista para octubre de 2011:

Algunos aspectos concretos, asumidos por el titular, respecto a las tareas del APSOM se recogen a continuación:

En relación con la tarea Análisis de Datos, en la Rev.2 del APSOM el titular tiene previsto realizar las siguientes mejoras en el modelo:

- Utilizará los tiempos de las recargas 15 y 16 para calcular las indisponibilidades en cada estado operativo de planta (EOP).
- Realizará modificaciones en el EOP 6 “recarga de combustible” para estimar las indisponibilidades.
- Incluirá nueva información en el documento del APSOM como un listado de todos los componentes divisionales y no divisionales que quedan indisponibles en los

mantenimientos preventivos considerados y el perfil de recarga que recoge gráficamente la evolución del nivel, los descargos de equipos y otras informaciones.

- Incorporará todas las mejoras ya realizadas para el análisis a potencia que apliquen.

En relación con la tarea de Fiabilidad Humana, el titular tiene previsto realizar las siguientes mejoras en la próxima revisión 2 del APSOM:

- Trasladará al APSOM todas las mejoras ya realizadas para el análisis a potencia que apliquen e incorporará los puntos pendientes de evaluación recogidos en el acta CSN/ART/APFU/COF/0802/201.
- Identificará la instrumentación necesaria para realizar las acciones humanas postuladas en los distintos estados operacionales del APSOM y analizará el impacto de su descarga en el riesgo.
- Incorporará el análisis de tiempos realizado sobre las acciones para el arranque manual de los sistemas de inyección a la vasija y el alineamiento manual del sistema de extracción de calor residual para refrigerar la piscina de supresión, recogidos en el informe “Cierre de compromisos y temas OyFH RPS Cofrentes 2010. Líneas de actuación en el año 2011” remitido junto con la carta de compromiso (ref.: 10.999833.03616 n° registro 42605 de 20 de diciembre de 2010).
- Revisará el factor de calidad de la interfase hombre-máquina asignado a las acciones con maniobras fuera de sala de control.

APS de Inundaciones Internas

En el análisis de Inundaciones Internas se analizan aquellas situaciones en las que la aparición de un foco de inundación pueda dar lugar a un suceso iniciador, por sí mismo o por impacto del agua sobre los componentes de la central, y pueda afectar a la realización de algunas de las funciones de seguridad diseñadas para preservar la correcta refrigeración del núcleo. En este análisis se calcula la contribución a la frecuencia de daño al núcleo debido a inundaciones internas producidas en operación a potencia de la planta.

La evaluación del análisis de inundaciones en el marco de la RPS se ha basado, por un lado, en la visita a planta para verificar temas relacionados con aspectos relativos a los modelos de fiabilidad humana para los escenarios de inundación (ref.: CSN/ART/APFU/COF/1010/05), en concreto sobre la respuesta que se espera del turno de operación ante la aparición de alarmas eléctricas, la posibilidad de descartar o confirmar el foco de inundación en las zonas de forma temprana, la revisión del estado de los sumideros, la viabilidad de actuaciones en cubículos con equipos en tensión y que se podrían ver afectados por el agua procedente de la vía de evacuación abierta, la posible parada manual del reactor y la gestión del escenario desde el Panel de Parada Remota.

Por otro lado, para la evaluación se ha tenido en cuenta la inspección realizada (ref.: CSN/AIN/COF/10/719) que tuvo por objeto realizar comprobaciones sobre elementos relacionados con la respuesta de la planta frente a potenciales inundaciones internas, en particular, las propiedades de una serie de puertas identificadas en el análisis probabilista y en los estudios deterministas de inundaciones como estancas al agua. En esta inspección se identificaron deficiencias en las certificaciones de estanqueidad de puertas que están siendo tratadas por la vía de supervisión del CSN dentro de los procesos establecidos al respecto.

Asimismo, como parte del seguimiento de las revisiones de APS, se ha realizado una revisión general de los modelos e hipótesis contenidas en el APS, de esta revisión se deducen una serie de mejoras y modificaciones a los modelos, que el titular ha asumido como compromisos que han sido remitidos, junto con otros de APS, al CSN mediante cartas (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) y se refieren a mejoras a incorporar en los cálculos y herramientas utilizadas para efectuar los distintos modelos de las inundaciones, y la justificación por CN Cofrentes, por medio de un estudio de ingeniería específico, de los valores de 0,6 m.c.a. y 1,5 m.c.a. utilizados para rotura de puertas por acumulación de agua.

Respecto a la evaluación realizada de los aspectos relacionados con los análisis de fiabilidad humana (FH), los principales comentarios se centran en la mejora de dos escenarios de inundación con afectación de los paneles de Sala de Control, para los que se ha estimado una contribución conjunta del orden del 57% de la frecuencia de daño al núcleo debida a inundaciones internas: a) Rotura de tuberías de 8” y 3” del sistema de protección contra incendios (P64) de la zona S3-49 o actuación espuria del o actuación espuria del sistema automático de protección contra incendios (P64-ZZ257) 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 análisis de los escenarios señalados ha puesto de manifiesto la importancia de disponer de procedimientos que recojan la estrategia a seguir por el personal de Operación ante la ocurrencia de estas situaciones, para lo que el titular ha editado la Instrucción de Operación IE-122 “Acciones preventivas frente a potenciales inundaciones en el área de Sala de Control” en la que se contemplan las actuaciones necesarias para evitar daños a los equipos y para el aislamiento de los focos de inundación considerados y ha impartido entrenamiento en esta instrucción a todo el personal de Operación. Adicionalmente, está en fase de realización un nuevo procedimiento de operación general anormal asociado a las inundaciones (POGA RP09) en el que se han tenido en cuenta las cuestiones y los aspectos que, desde el punto de vista de factores humanos, planteó la evaluación del CSN durante la visita a planta realizada en septiembre de 2010 (acta de reunión CSN/ART/APFU/COF/1010/05).

Como conclusión de los aspectos relacionados con la FH en el APS de inundaciones internas se emitirá una ITC en la que se señala la necesidad de que el titular revise los dos escenarios de Sala de Control señalados, con el objetivo de incorporar hipótesis más realistas en el modelo de APS. En el trabajo que se realice, el titular reconsiderará las hipótesis relacionadas con la altura de daño a los paneles de Sala de Control, con la pérdida de equipos necesarios para la parada en función del suceso iniciador interno y los paneles afectados, con el caudal de vertido de agua y la superficie de inundación y con las actuaciones del personal de operación (actuaciones de identificación y aislamiento del foco de inundación y actuaciones para gestionar el suceso iniciador interno derivado de la inundación). Entre otras, mecanismos de detección temprana de la inundación, decisión de parada manual del reactor, decisión de abandono de Sala de Control y posibilidad de llevar el reactor a parada desde el Panel de Parada Remota; todo ello teniendo en cuenta las consideraciones plasmadas en las actas de reunión mencionadas arriba y en el documento remitido por el titular “Cierre de compromisos y temas OyFH RPS Cofrentes 2010. Líneas

de actuación en el año 2011” (ref. 22212-0017LE-CL-10.000307.00001) remitido al CSN mediante carta (ref.: 10.999833.03616 n° registro 42605).

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 de este análisis, el titular valorará las acciones necesarias para gestionar adecuadamente estos escenarios de inundación y presentará al CSN la propuesta que se pudiera derivar de modificaciones en la instalación (cambios de diseño, de procedimientos, etc.) y su programa de implantación.

Como ya se ha señalado anteriormente, en el proceso de evaluación para la RPS, para completar algunos aspectos del análisis probabilista de inundaciones internas, el CSN ha realizado una revisión e inspección (ref.: CSN/AIN/COF/10/719) a los estudios deterministas sobre inundaciones internas. Se ha comprobado que el estudio para la CN Cofrentes se encuentra en revisión de octubre de 1983 y que existen deficiencias en la determinación de las características y bases de diseño de las barreras contra las inundaciones. Con fecha de 7 de julio de 2009 el CSN emitió la Instrucción Técnica Complementaria (CNCOF/COF/SG/09/14) sobre Inundaciones Internas, con esta ITC se pretendía clarificar la normativa aplicable a las bases de diseño sobre inundaciones internas y otras condiciones derivadas del análisis probabilista de seguridad a la vez que se implantaba la obligatoriedad de la existencia de un Manual de Protección contra Inundaciones Internas. El trabajo que se esperaba del titular debería haber conducido a una revisión del estudio determinista de inundaciones y a un análisis de detalle realista del análisis probabilista. La respuesta a esta ITC se ha recibido en el CSN el día 12 de enero de 2011 (n registro 40062).

Como resultado de la inspección se concluye que es necesario solicitar al titular la revisión de los estudios deterministas, haciendo una identificación de las bases de licencia y de diseño aplicables y una justificación adecuada de las hipótesis utilizadas. Asimismo, se ha identificado la necesidad de que el titular realice una mejora en la documentación del análisis determinista y de la documentación que recoge las bases de diseño.

Además, se concluye en la necesidad de incluir una ITC adicional para que el titular aborde la revisión completa del APS de inundaciones internas que deberá presentar seis meses después de la parada de recarga, es decir en abril de 2012. En dicha revisión se incluirán los compromisos y mejoras aceptados por el titular y los derivados del cumplimiento con las instrucciones técnicas complementarias relativas a los APS. Se identificarán, analizarán y modelarán las protecciones y barreras contra inundaciones o con requisitos de estanqueidad al agua (entre ellas las puertas, sellados, etc), cualesquiera que sea su origen, 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.

Según se ha señalado en los párrafos anteriores la evaluación ha identificado deficiencias tanto en los análisis probabilistas de inundaciones internas presentados, como en la

documentación y en los análisis deterministas de parada segura en caso de inundación, considerando, además la evaluación considera que estos análisis deberían haberse visto actualizados como consecuencia de 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. Por tanto, considerando los hechos anteriores, la evaluación del CSN considera que estas deficiencias deben ser analizadas por el titular para identificar las causas que las han motivado y se propone la emisión de una ITC al respecto.

APS de Incendios

La evaluación realizada por el CSN de la documentación remitida por C.N. Cofrentes destaca que desde el 31 de Agosto de 2005, no se han modificado los modelos del APS de Incendios y tampoco se han revisado las cuantificaciones de dicho APS utilizando posteriores revisiones del APS Nivel 1 de Sucesos Internos, únicamente se ha realizado un análisis del posible impacto en el mismo de las modificaciones realizadas en planta. Al no haberse realizado ninguna revisión del APS de Incendios con posterioridad al año 2005, no se ha adaptado dicho estudio a la metodología que se considera mejor estado del arte en la actualidad, que ha sido adoptada en mayor o menor medida por el resto de las centrales españolas y que se detalla en el NUREG/CR-6850 “EPRI/NRC-RES Fire PRA Methodology for Nuclear Power facilities”.

Respecto al análisis de fiabilidad humana en el análisis de incendios que presenta el titular, se destaca también que es muy restringido en comparación con lo realizado para el resto de alcances del APS (potencia, otros modos o inundaciones). Estas carencias afectan a la modelación de acciones en respuesta al incendio (actuaciones para la detección del foco, selección de estrategia y extinción del mismo y selección de estrategia para la gestión del incendio). Por otra parte, el análisis sí incluye consideraciones sobre el efecto del incendio en las acciones modeladas en respuesta al suceso iniciador interno que se puede producir como consecuencia de la existencia del propio incendio, habiéndose reanalizado algunos de los escenarios desde el punto de vista de la accesibilidad a las zonas para la realización de acciones manuales locales.

El titular ha comunicado la previsión de revisar el análisis de fiabilidad humana asumiéndolo en su carta de compromiso remitidos al CSN mediante carta (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). Por tanto desde el punto de vista de la evaluación de la fiabilidad humana el análisis se considera suficiente incorporando este compromiso de mejora metodológica en la próxima revisión del APS.

Como resultado de la evaluación se propone la emisión de una ITC para requerir a CN Cofrentes la realización de una la revisión del APS Incendios utilizando la metodología propuesta en el NUREG/CR-6850 y adaptando los modelos de manera que reflejen adecuadamente la situación actual de la planta.

Debido a la carga de trabajo que supone la utilización de una nueva metodología la fecha comprometida por el titular para su entrega es abril de 2013, esta revisión va a suponer una mejora en la calidad del análisis, por lo que la evaluación no considera necesario que el titular derive recursos para abordar la revisión a entregar seis meses después de la parada de

recarga (abril de 2012) en la que valora el impacto de las modificaciones de de la central implantadas en el ciclo y que es requerida por la Instrucción IS 25.

APS de Nivel 2

El CSN ha realizado una evaluación tanto de la metodología como el alcance del estudio de la interfase nivel 1/nivel 2 y del análisis de la contención y caracterización de los términos fuente. De esta evaluación, se concluye, que la metodología es adecuada obteniéndose una Frecuencia de Grandes Liberaciones Tempranas (FGLT) de 1,44E-07/año (7,93%), y una Frecuencia de Grandes Liberaciones (FGL) de 2,62E-07/año (14,43%).

En relación con el alcance, CN Cofrentes ha realizado un nivel 2 de los sucesos internos a potencia, sin embargo, el nivel 2 de los sucesos de inundaciones internas es incompleto, al no considerar el análisis de las secuencias de inundaciones más dominantes, es decir las secuencias, con daño en los paneles de la Sala de Control, que representan más del 50% de la FDN.

Como conclusión CN Cofrentes deberá analizar estas secuencias en el análisis de inundaciones internas de nivel 1 y analizar su impacto en la siguiente revisión de la interfase nivel 1/nivel 2 y análisis de la contención.

Adicionalmente, CN Cofrentes deberá, en la próxima revisión de la interfase describir detalladamente el impacto de las secuencias afectadas por el venteo dedicado de la contención en las liberaciones al exterior.

El titular ha asumido estas conclusiones como compromisos que han sido remitidos al CSN mediante carta (ref.: 10.999833.03616 n° registro 42605 de 20 de diciembre de 2010) y se refieren a ambos puntos pendientes.

Aplicaciones de los APS

El APS de C.N. Cofrentes se ha orientado para que fuera útil en aplicaciones que supongan una mejora en la seguridad y disponibilidad de la planta, por lo que ha realizado diversas aplicaciones relacionadas con los APS. En todas las revisiones del APS el titular valora cada aplicación analizando el impacto de la FDN en los resultados obtenidos y la implantación de la aplicación en planta.

Durante el proceso de inspección y seguimiento de las actividades de APS, y dentro del marco de la RPS se han revisado dichas aplicaciones que son: Priorización de las válvulas motorizadas (MOV), Monitor de Riesgo, Risk Informed-ISI, Risk Informed-IST, Programa de pruebas de válvulas operadas por aire (AOV), diversos cambios a ETF basadas en riesgo.

APS de Otros Sucesos Externos

Tras un proceso de cribado inicial de sucesos externos potencialmente aplicables a cualquier central y tras un recorrido de inspección para confirmar dicho cribado, el titular determinó que dentro del Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) sólo

debían considerarse en CN Cofrentes los siguientes sucesos: Impactos de avión, inundaciones externas, vientos fuertes, terremotos e incendios internos, que la evaluación del CSN consideró aceptable.

El alcance del informe del titular K90-5-61-2, “APS/IPE Análisis de Otros Sucesos Externos”, Rev. 3, febrero de 2010, incluye además el análisis de las Inundaciones Externas.

En cuanto al informe de actualización del **Análisis de Márgenes Sísmicos** el titular no lo había considerado inicialmente dentro de las tareas a realizar en la revisión de sucesos externos por no ser éste estrictamente un análisis de APS, posteriormente el CSN comunicó al titular la necesidad de revisión, por ello su entrega estaba prevista en diciembre de 2010. En reunión mantenida los días 19, 22 y 25 de octubre de 2010 (CSN/ART/CNCOF/COF/1011/06) el titular anunció que había retraso en los trabajos en curso y que preveía finalizarlos en enero de 2011.

Lo más importante a revisar en esos estudios, además de comprobar la actualización de datos y valoración de riesgos tras 10 años de operación, es verificar que al menos se conserva el HCLPF (High Confidence Low Probability of Failure) de la planta tras las modificaciones de diseño ejecutadas. De no presentar a tiempo este estudio, cabría proponer una Instrucción Técnica Complementaria.

Respecto al **Análisis de Vientos fuertes** en las reuniones mantenidas los días 19, 22 y 25 de octubre de 2010 (ref.: CSN/ART/CNCOF/COF/1011/06) y los días 1 y 2 de diciembre (ref.: CSN/ART/CNCOF/COF/1011/09) la evaluación transmitió aspectos en los que se habían detectado errores o inconsistencias, estas conclusiones deberán ser aclaradas y confirmar que las conclusiones sobre la baja contribución de los vientos al daño al núcleo se mantienen. La metodología utilizada por CN Cofrentes es aceptable y por lo tanto, sus conclusiones serían aceptables si demuestra que los errores y dudas encontrados respecto a los valores recogidos no afectan a los cálculos realizados. CN Cofrentes debe revisar los datos de viento de las tablas del Anexo 2 del K90-5-61-2 y los cálculos posteriores hechos con ellos.

Además, para validar la cuantificación final de daño al núcleo por vientos fuertes el titular debe aclarar, primero, si el parque eléctrico ha sido considerado expresamente como elemento de seguridad en la valoración de daño al núcleo por causa de vientos fuertes, indicando cuál es el viento de diseño adoptado para el parque eléctrico de la planta; y segundo, aclarar también cómo ha considerado los vientos fuertes en la cuantificación del suceso iniciador de Pérdida de Energía Eléctrica Exterior, debido a todas las causas y para cualquier tiempo de recuperación; ya que la frecuencia de daño al núcleo que adopta por esta causa es del orden de 10^{-7} .

El titular mediante carta de compromiso de referencia 10.999833.03597 (nº registro 42599) se compromete a realizar la revisión completa del análisis de vientos fuertes que se incluirá en una revisión 4 del informe K90-5-61-2 de análisis de otros sucesos externos antes de 30 de junio de 2011.

Sobre **inundaciones externas** la evaluación acepta las argumentaciones del titular, y quedan documentados y referenciados los cálculos utilizados. CN Cofrentes ha

considerado las precipitaciones locales, la avenida máxima probable, la rotura de presas, la rotura de presas combinada con una precipitación de mitad de la precipitación máxima probable (PMP), y concluye que el efecto más negativo que se puede producir es la pérdida por inundación del parque de 400 KV, que daría lugar a una pérdida de potencia exterior (LOOP) con una frecuencia de daño al núcleo de $7.01E-7$.

En el suceso de **Impacto de aviones** se han utilizado datos de vuelos cercanos al emplazamiento desde enero de 2005 a mayo de 2009 proporcionados por AENA al titular. Como metodología para analizar la probabilidad del suceso se ha utilizado el NUREG-0800, lo que es aceptable. La frecuencia anual de impacto de avión sobre la central es de $9.67E-7$ por año, inferior al nivel de cribado. CN Cofrentes ha utilizado una metodología aceptable y con datos actualizados, por lo que es aceptable la conclusión del titular de que el suceso no tiene contribución significativa en la frecuencia de daño al núcleo.

3.2.7.-Programas de Evaluación y Mejora de la Seguridad

En la evaluación se ha verificado que los programas de mejora que el titular tiene actualmente en curso, identificados en la RPS, se consideran aceptables por ser coherentes con la Guía 1.10 del CSN “Revisiones Periódicas de Seguridad”, y se siguen a través de los procesos de supervisión que se llevan a cabo sobre ellos, con un contenido en función de la normativa que los rige.

La evaluación de los programas está orientada a la verificación de que los programas identificados por el titular cumplen con el objetivo fijado.

Además se discute acerca de la posibilidad de incluir en la RPS de CN Cofrentes otros programas de mejora de la seguridad adicionales y complementarios a los ya propuestos por el titular.

Antes de detallar la evaluación realizada por el CSN de los programas incluidos por el titular, se identifican los programas adicionales que la evaluación propone incluir:

a) Mejoras relacionadas con la gestión de accidentes

1. Modificaciones relacionadas con la gestión de accidente severo

La incorporación de los nuevos niveles de referencia sobre centrales nucleares acordados en WENRA ha dado lugar al desarrollo en España de nuevas Instrucciones del CSN (IS). Entre ellas se encuentra la IS de POE y Gestión de Accidentes Severos, actualmente en proceso de aprobación, que incorpora requisitos relativos a la gestión del accidente severo; en concreto:

“Se deben incluir medios adecuados para proteger la contención contra un conjunto seleccionado de accidentes fuera de la base de diseño. La selección de accidentes se hará considerando una combinación de análisis deterministas y probabilistas así como el juicio de ingeniería”.

En relación a este aspecto y dentro de la RPS, la evaluación del CSN considera que se debe requerir a CN Cofrentes que realice un análisis específico de planta en el que se valoren las posibles medidas adicionales que se pudieran implantar para mejorar la capacidad de

gestión en caso de Accidente Severo y, en concreto, para tratar de proteger la contención. En particular, el análisis debería considerar, al menos, los siguientes aspectos:

- Control del hidrógeno en la contención: implantación de Recombinadores Autocatalíticos Pasivos. A pesar de que CN Cofrentes cuenta con el sistema de ignitores de hidrógeno cuya función se encuadra dentro de la mitigación de accidentes “postulados” (base de diseño), se requiere que se analice la conveniencia de incorporar un sistema pasivo para condiciones de accidente severo.
- Venteo de contención: CN Cofrentes cuenta ya con un venteo dedicado. Adicionalmente se requiere que CN Cofrentes analice la conveniencia de que el venteo dedicado sea filtrado o en su caso, justificar que es innecesario.

2. Límite de Temperatura de Inyección de Boro (BIIT)

En la evaluación realizada por el CSN se identifica las conclusiones del proceso de seguimiento en la implantación del las guías de accidente severo, donde se ha puesto de manifiesto que en CN Cofrentes la curva límite de temperatura de inyección de boro (BIIT), utilizada en los procedimientos de operación de emergencia (POE), se convierte en un valor constante que corresponde con la temperatura de la piscina de supresión a la que se requiere disparo del reactor (46°C) durante la operación normal a potencia de acuerdo con las ETFM.

Este hecho es el resultado de aplicar la metodología de cálculo de las EPG/SAG rev.2 que le sirve de referencia, y que define la temperatura de iniciación de la inyección de boro (BIIT) como la mayor de dos temperaturas: Temperatura a la que se requiere el disparo del reactor de acuerdo con las Especificaciones Técnicas y la Temperatura más alta de la piscina de supresión a la que la inyección de boro conducirá a la inyección del boro requerido para la parada caliente antes de que se alcance el límite de capacidad térmica de la piscina de supresión (HCTL)

Este aspecto ha sido objeto de discusión y ha sido motivo de diversas consultas en el Comité de Procedimientos de Emergencia del grupo de propietarios de General Electric (BWROG) quienes indicaron que el caso de CN Cofrentes era “(...) similar al de varias centrales de Estados Unidos y que, en dichas centrales, en general se ha optado por la misma solución que en CN Cofrentes”. Posteriormente los representantes de CN Cofrentes han indicado que, como consecuencia de la revisión 3 de las EPG/SAG, se van a cambiar las ecuaciones de cálculo del límite BIIT, por lo que CN Cofrentes indicó que rehara los cálculos con las nuevas ecuaciones.

No obstante lo anterior, y dado que no se conoce aún el alcance detallado de los cambios a introducir por la rev. 3 de las EPG/SAG, CN Cofrentes deberá presentar una solución que resuelva esta discrepancia y que garantice, en el rango de potencias esperadas en condición de ATWS (hasta el 50, 60% de potencia), la función de protección de la contención que desempeña el límite BIIT, garantizando que dicha curva límite BIIT cumple 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.

3. Cota del venteo dedicado

En relación al proceso de implantación de las Guías de Accidentes Severos (GAS) de las evaluaciones e inspecciones del CSN durante el proceso de implantación se ha puesto de manifiesto que tanto en las EPG/SAG genéricas como en las GAS de CN Cofrentes, se contempla una estrategia de inundación de contención hasta alcanzar el nivel del TAF (extremo superior de la parte activa del combustible). En el caso concreto de CN Cofrentes, el venteo dedicado de la contención se encuentra situado por debajo de este nivel, CN Cofrentes ha manifestado en diversas ocasiones que no consideraban que este hecho fuera una “limitación” frente a otras centrales similares ya que otras centrales con contención Mark III y diseño BWR/6 carecen de venteo dedicado y sólo disponen de un venteo situado en la parte alta de la contención, capaz de soportar presiones inferiores a las del venteo dedicado.

Se propone la ITC sobre gestión de accidentes en la que solicite que CN Cofrentes deberá presentar al CSN, en el plazo de un año, un plan de actuación que resuelva el problema identificado. En el caso de que este plan de actuación incluya una propuesta de modificación de diseño, ésta deberá implantarse durante la recarga de 2013.

b) Mejoras relacionadas con las estaciones de parada remota

Los sistemas de parada remota para divisiones I y II (C61/C62) incluyen en sus bases de diseño el Criterio General de Diseño 19, sobre sala de control “Apéndice A del 10CFR50. General Design Criteria for Nuclear Power Plants”. Sin embargo, se considera necesario que CN Cofrentes realice los análisis necesarios para demostrar que el panel de división II (C62) cumple con la normativa aplicable recogida en el mencionado Criterio General de Diseño 19, por los siguientes motivos:

- Para el caso concreto de este panel no se ha encontrado ningún documento específico que contenga las especificaciones de diseño (únicamente se hace referencia en el DBD al documento “C61-4010. Design Specification Sistema de Parada Remota. Rev. 5”).
- Con el fin de garantizar que sus bases de diseño cumplen con el capítulo 7.4 del SRP (NUREG-800), en el que se indica que el criterio de fallo único aleatorio aplica también a cualquier evento que pueda provocar la inhabilitación de la sala de control.
- Con objeto de homogeneizar con las Instrucciones Técnicas Complementarias requeridas durante el proceso de RPS para el resto de centrales.

El análisis a realizar deberá estudiar el grado de cumplimiento con la siguiente normativa:

- Apartado 7.4 del “Standard Review Plan” (NUREG-800), revisión 5 de 2007.
- Guía reguladora de la US-NRC “Initial Startup Test Program To Demonstrate Remote Shutdown Capability For Water-Cooled Nuclear Power Plants”, RG 1.68.2, revisión 2, de 2010.

El análisis deberá, asimismo, tener en cuenta criterios de ingeniería de factores humanos, así como todas las posibles acciones correctoras derivadas del mismo.

Se propone una ITC sobre paneles de parada remota mediante la que se indica que el titular deberá presentar al CSN este análisis, junto con un plan de actuación, en el plazo de un año.

c) Revisión de los procedimientos de operación

En marzo de 2008 el CSN mantuvo una reunión con CN Cofrentes (ref.: CSN/ART/SINU/COF/0803/02) con objeto de llegar a un acuerdo acerca de la necesidad de iniciar un proceso general de mejora de los procedimientos de operación de CN Cofrentes.

El motivo de llevar a cabo este proceso de mejora era que, tanto durante las inspecciones realizadas dentro del SISC, como durante los diversos exámenes de licencia realizados a lo largo de los años, se habían detectado errores en los procedimientos de operación que, si bien, no se consideraban relevantes individualmente, en conjunto mostraban que el proceso de mantenimiento de los mismos podía no haber sido el adecuado. Tras esta reunión CN Cofrentes remitió una planificación para la revisión de los procedimientos de operación, que preveía el fin de esta tarea en diciembre de 2011.

Con objeto de actualizar esta planificación, incluyendo una breve descripción del proceso de revisión y de su alcance, CN Cofrentes deberá incluir en la próxima revisión de su informe de RPS un punto adicional en el que se aborden estos aspectos.

Esta conclusión deberá ser incorporadas en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación y han sido comunicadas al titular, junto con otras, mediante carta de la DSN el 29 de diciembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-386, n°. reg. 9675).

d) Programa de mejora en relación con el sistema G41 (limpieza y refrigeración de la piscina de combustible).

La evaluación hace notar que CN Cofrentes no menciona ninguna referencia en relación con el sistema G41 (limpieza y refrigeración de la piscina de combustible), y sin embargo está prevista la sustitución de los cambiadores de calor de placas G41-BB01C/D por otro de mayor capacidad de intercambio como consecuencia de la aplicación RG 1.13 rev.2 “Spent fuel storage facility design basis” en el proyecto de “re-racking” de la piscina este de almacenamiento de combustible gastado, por lo que considera que debe incluirse.

Esta conclusión deberá ser incorporadas en la revisión de la RPS a remitir al CSN seis meses después de la concesión de la Autorización de Explotación y han sido comunicadas al titular mediante carta de la DSN el 24 de noviembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-349, n°. reg. 8717).

e) Mejoras del Estudio de Seguridad (ES)

Se detecta la necesidad de revisar el contenido del Estudio de Seguridad, capítulo 2 (características del emplazamiento), ya que no está actualizada la información y no figuran claramente las bases de diseño aplicadas para los distintos factores de emplazamiento (sólo hay algunos), ni tampoco una clara justificación o referencia documental de cada uno. Al igual que para otras plantas, el contenido global del ES debería ser sistemáticamente

revisado al menos cada periodo de RPS, ya que debe reflejar la situación real de la planta y de sus bases de licencia. Normalmente los titulares sólo revisan aquello que se detecta en otros procesos de evaluación, pero no atienden la actualización periódica. Se propone la redacción de una ITC requiriendo la revisión, y 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.

Otros programas existentes

Programa de mejora de Organización y Factores Humanos (OyFH)

La evaluación de los aspectos relacionados con el Programa de Organización y Factores Humanos (OyFH) incluidos en la RPS de CN. Cofrentes se ha abordado desde distintos puntos de vista. Se ha realizado una valoración sobre el desarrollo e implantación del Programa en el periodo RPS atendiendo al estado de los principales elementos del Programa y a la calidad de sus actuaciones; así como la valoración de la información recogida al respecto en el propio informe RPS-2010. Por último, se incluye una valoración final del Programa, que integra las principales consideraciones hechas en cada uno de los puntos anteriores.

Desde la perspectiva del estado de desarrollo e implantación del Programa de OyFH en CN Cofrentes en el periodo RPS, obtenida fundamentalmente a través de las inspecciones del PBI realizadas y de la información recopilada en las reuniones mantenidas con representantes del titular en el ámbito de la evaluación de la RPS, se considera lo siguiente:

- CN Cofrentes dispone de un Programa de evaluación y mejora de la seguridad en OyFH desarrollado en respuesta a la Instrucción Técnica Complementaria nº 15, asociada a su vigente Autorización de Explotación. Dicho Programa responde en lo esencial a las expectativas del CSN para estos Programas, recogidas en el documento de consideraciones que se transmitió al titular diciembre de 1999, así como a los objetivos, criterios y proyectos identificados en el Subgrupo Mixto CSN-UNESA de Organización y Factores Humanos.

En relación con el desarrollo experimentado por el Programa en el periodo RPS analizado y con su estado de implantación en la organización, se han identificado áreas de mejora que se espera el titular aborde en adelante, una vez se dispone de las condiciones de base necesarias. A continuación se exponen resumidamente:

- Se considera que el impulso del Programa a lo largo del periodo analizado ha sido variable. A un primer periodo (2003-2005) en el que se observó un avance notable, con el lanzamiento de proyectos que han pasado a formar parte de las actividades habituales de la planta, le siguió una segunda etapa en la que, si bien se llevaron a la práctica algunas actuaciones bastante razonables, el impulso inicial se frenó para dar paso, con la jubilación del entonces coordinador del Programa, en junio de 2007, a un periodo en el que se mantienen los proyectos y actividades existentes, pero no hay un avance sustancial en nuevos desarrollos.
- En relación con la documentación asociada al Programa, existen aspectos mejorables relacionados con la denominación de proyectos y actividades y coherencia de las fichas

de seguimiento con el contenido de los programas bienales, entre otros, que recomiendan una revisión general de la misma.

Adicionalmente, la información sobre el Programa de OyFH presentada por el titular del informe de la RPS de CN. Cofrentes se estima que es mejorable en los siguientes aspectos:

- Se debería incluir la referencia del documento base que recoge el Programa de OyFH en CN. Cofrentes. En el informe se menciona que el programa de OyFH tiene una duración bienal con revisión anual y que la revisión en curso del programa de OyFH es la correspondiente al periodo 2009-2010, pero no se cita la referencia del documento.
- Con la descripción de las actuaciones incorporada en el informe no queda claro en todos los casos qué se considera proyecto y qué se considera actividad. Así mismo, en general, no se aportan detalles sobre el tipo de participación del grupo de especialistas OyFH en cada una de ellas (aportación de criterios, ejecución directa, seguimiento, etc.)
- Se echa en falta una valoración crítica sobre los altibajos del Programa asociados a las circunstancias organizativas que han tenido lugar en los últimos años y que pueden haber afectado al funcionamiento estable y al avance esperable del Programa de OyFH (cambios sucesivos en las unidades organizativas con funciones relacionadas con el Programa, en la dependencia de la unidad de OyFH, en los coordinadores del Programa y escasez de recursos humanos en la sección de OyFH).
- Asimismo sería interesante que se destacaran aquellas aportaciones del Programa de OyFH a la seguridad que, en opinión del titular, hayan tenido mayor relevancia en el periodo analizado.
- Se debería adecuar la descripción del proyecto de mejora de procedimientos en el capítulo 4.7.1. del informe RPS-2010, para recoger el alcance real del mismo. El titular indica que el proyecto de Mejora de Procedimientos surgió en base a la necesidad de mejorar los documentos atendiendo a criterios de Factores Humanos; sin embargo, la realidad es que el alcance del proyecto es más amplio, tal y como se ha explicado anteriormente. En consecuencia, se estima conveniente que el titular adecúe la redacción de este punto en la revisión 1 de su informe RPS. Por otra parte, el titular ha comunicado que en esta revisión 1 que se edite se incorporará un capítulo específico dedicado al proyecto de mejora de procedimientos, dentro de los programas de evaluación y mejora de la seguridad.

De acuerdo con ello, se considera que la revisión 1 del informe de la RPS que el titular remita al CSN tras la decisión sobre la renovación de la Autorización de Explotación, debería mejorar la descripción del capítulo 4.7.1 incorporando la información adicional señalada que han sido comunicadas al titular, junto con otras, mediante carta de la DSN el 27 de diciembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-388, n°. reg. 9548).

Finalmente, en relación con las áreas de mejora del Programa de OyFH identificadas, se considera importante señalar que el compromiso manifestado por el titular para dar continuidad de futuro al Programa de OyFH de CN Cofrentes, y a los temas de OyFH en general, es actualmente un valor declarado por la Dirección y recogido formalmente en los

documentos de la planta, entre ellos, el Plan de Gestión (2008-2012) de Iberdrola para la CN. Cofrentes.

Si bien el Programa de OyFH no es un proyecto como tal del Plan de Gestión, éste incluye planes de actuación y proyectos directamente relacionados. Concretamente, la edición del Plan remitida al CSN en enero de 2010, recogía una acción para actualizar y potenciar el Programa de OyFH en 2009. Asimismo, en su revisión de abril de 2010, entre los principales proyectos de “Organización y Factores Humanos” para el año 2010 figuran: “Mejora y uso de procedimientos”, “Prevención de errores” y “Factores humanos”; y en el capítulo de “Planes de seguridad y fiabilidad”, el proyecto “Profundización en Cultura de Seguridad. Gestión Integrada.”

Se entiende que el conjunto de estas actuaciones constituyen una garantía adicional sobre las condiciones básicas establecidas por el titular, con la creación del propio Programa y una unidad organizativa con funciones específicas asignadas, y en este sentido se espera que el avance del Programa en adelante permita que el grupo de OyFH sea el referente en la organización para los temas relacionados con la mejora organizativa y la actuación humana, posibilitando el apoyo (conocimiento y experiencia práctica) a las iniciativas que asimismo puedan surgir desde otros grupos en la organización, aportando iniciativas propias en los temas de su alcance y coordinando las actuaciones para definir y aplicar criterios acordes con las mejores prácticas nacionales e internacionales conocidas. Mediante la supervisión que desde el CSN se realice de estos programas, se verificará que estas expectativas se trasladan a la realidad de la planta y que se concretan en mejoras organizativas y sobre la actuación humana.

Por último el titular incluye con carta de referencia 1014641500313 y fecha 16 de diciembre de 2010 nº registro 42592, los siguientes compromisos de actuaciones de mejora:

- Plan de acción de la reproducción de la iluminación de Sala de Control en el simulador de CN. Cofrentes para diferentes modos de operación.
- Plazos de finalización del plan de sustitución de etiquetas de Sala de Control, Panel de Parada Remota y otras zonas de la planta.
- Aclaraciones sobre el estado y procedimientos del control de la configuración de la planta en lo relativo al enclavamiento de válvulas y su documentación de diseño.

Programa de mejora de cultura de Seguridad

La evaluación de los aspectos relacionados con el Programa de Cultura de Seguridad (CS) incluidos en la RPS de CN. Cofrentes se ha abordado desde el punto de vista del cumplimiento con los criterios de un Programa de CS, según se recoge en los documentos del OIEA de referencia o en la propia guía CEN-12 de UNESA, así como desde el punto de vista de los criterios recogidos en la Guía de Seguridad 1.10 del CS para la evaluación y procedimiento PA.IV.17. De acuerdo con ello, el CSN realiza una valoración sobre el desarrollo e implantación del Programa en el periodo RPS atendiendo al estado de los principales elementos del Programa y a la calidad de sus actuaciones; así como la valoración de la información recogida al respecto en el propio informe RPS-2010. En base a estas valoraciones parciales se incluye un resumen de valoración final del Programa, que integra las principales consideraciones hechas en cada uno de los puntos.

Desde el punto de vista del cumplimiento con los criterios de un Programa de CS, según se recoge en los documentos del OIEA o en la propia guía CEN-12 de UNESA, se debe señalar:

- CN. Cofrentes dispone de un Programa de Cultura de Seguridad descrito en el documento ORG 09-05, editado en diciembre de 2005, basado en el modelo de las cinco dimensiones de CS de la OIEA. Estas dimensiones básicas se desarrollan en una serie de atributos, a través de los cuales, se valora el estado de la CS en la organización. El diseño del Programa se ajusta asimismo al contenido de la guía CEN-12 y, además de identificar las dimensiones y atributos asociados a la CS, establece elementos para la verificación sistemática de los comportamientos asociados a la CS y para la elaboración de planes de acción asociados a la identificación de áreas de mejora en esas evaluaciones. Por último, el Programa establece una serie de métodos para el seguimiento de su eficacia: indicadores, evaluaciones internas y evaluaciones externas. En el caso de las evaluaciones, asimismo fija la periodicidad para su realización (18-24 meses, para las evaluaciones internas, y 5 ó 6 años, para las externas).
- A través del grupo de OyFH, el Programa cuenta con personal especialista de plantilla en el tema, con funciones asignadas al puesto de Jefe de Organización y Factores Humanos.
- Además de los recursos directos aportados a través del Programa de OyFH, a lo largo del periodo RPS analizado, el Programa de CS ha contado con apoyos externos para la realización de determinadas actuaciones (evaluaciones externas, entre otras) y el titular ha puesto a disposición del Programa recursos adicionales, con la participación de personal de distintas unidades organizativas para el desarrollo de los proyectos que así lo han requerido.
- Para dar cumplimiento al objetivo del Programa de CS, a lo largo del periodo RPS el titular ha llevado a cabo un buen número de actuaciones orientadas a la mejora de la Cultura de Seguridad en la organización y, en consecuencia, a la mejora de la seguridad en sí misma.

Asimismo, en el año 2003, CN. Cofrentes en el ámbito del proyecto IOS-2 realizó el primer diagnóstico de la organización, aplicando la metodología NOMAC (Nuclear Organization and Management Analysis Concept), desarrollada por la Dra. Sonja Haber y analizada en el ámbito del Proyecto. Tras esta primera evaluación, el titular no elaboró un plan de acción específico para las áreas de mejora identificadas, sino que se pusieron en marcha una serie de actuaciones, junto con las derivadas de otra evaluación externa que se había realizado anteriormente (Peer Review de WANO, en 2003) que se integraron en el Plan de Gestión de la central 2003-2006.

En el año 2006, el titular emitió el “Programa de evaluaciones de Cultura de Seguridad de la CN. Cofrentes” recogiendo los criterios de actuación en relación con las evaluaciones de CS, externas e internas. El documento preveía la realización de una evaluación interna de CS antes de finales de 2006 y una segunda evaluación externa antes de finales de 2008.

En el ámbito de las evaluaciones internas de CS, la única realizada se llevó a cabo entre finales de 2006 y principios de 2007. Tampoco en esta segunda ocasión se completó

satisfactoriamente el proceso de mejora, ya que el titular no elaboró ningún plan de acción derivado de los resultados del análisis. No obstante, en opinión de la evaluación, se considera que el titular dedicó esfuerzo a la fase del diagnóstico y que se obtuvieron resultados interesantes.

Tras el suceso del sistema de esenciales (EF) de Vandellós II, el titular presentó la evaluación externa realizada en 2003 y su Programa de Cultura de Seguridad en respuesta a la ITC-2 que se emitió a todas las centrales nucleares españolas. Con este motivo, el CSN realizó una inspección con objeto de revisar el estado de la evaluación, así como el plan de acción asociado (ref.: CSN/AIN/COF/06/601). En el ámbito del proceso establecido, se emitió un informe conjunto con los resultados de la valoración realizada sobre las respuestas de los titulares y se celebraron reuniones posteriores para comunicar dichos resultados a los titulares y para establecer, en su caso, aproximaciones o actuaciones adicionales que pudieran ser recomendables para complementar los planes de trabajo ya en marcha sobre Cultura de Seguridad. En relación con ello, el comentario principal que se hizo al titular fue la necesidad de considerar la revisión de la eficacia de las actuaciones puestas en marcha tras la evaluación presentada a la ITC-2, para comprobar si las áreas de mejora identificadas en dicha evaluación se habían resuelto. En el caso de CN. Cofrentes la ausencia de un plan de acción específico derivado de la evaluación de 2003 se valoró negativamente y asimismo se asoció al hecho de que, una vez realizadas esas actuaciones, el titular no llevara a cabo una valoración de su eficacia para resolver o mejorar las debilidades identificadas. En este sentido se considera que con la evaluación de 2003 y las actuaciones derivadas el titular no completó adecuadamente las etapas del proceso de mejora establecido.

Posteriormente, atendiendo a la periodicidad establecida en su programa de evaluaciones, en junio de 2009 se realizó la segunda evaluación externa de CS por la empresa estadounidense HPA (Human Performance Analysis Corp.) en colaboración con CIEMAT, con la misma metodología NOMAC que la empleada en 2003. En este sentido, es reseñable que el titular se planteó, para realizar la segunda evaluación externa de cultura de seguridad, utilizar metodologías alternativas (Synergy, Consulting Services Corp.), si bien finalmente desestimó esta opción. Se considera que la decisión final del titular de realizar la segunda evaluación utilizando la misma metodología, ya probada y consensuada, fue acertada.

Esta evaluación de 2009 ha permitido comparar los resultados obtenidos y hacer una valoración de la evolución de las dimensiones asociadas a la CS desde el año 2003. Cabe mencionar a este respecto que, si bien la evaluación ha identificado áreas de mejora, también concluye que la seguridad es un valor plenamente reconocido en la organización y que ésta tiene una cultura constructiva.

A partir de los resultados obtenidos, el titular ha elaborado un plan de acción para dar respuesta a las áreas de mejora identificadas, que tiene en consideración elementos importantes como son la integración o coordinación con otros planes de mejora existentes, la asignación en la organización de funciones claras para su desarrollo, el establecimiento de mecanismos de seguimiento de su implantación, y la definición de mecanismos de verificación de la eficacia. Con fecha octubre de 2010, el titular ha editado el informe SEGCA 2010/03 “Plan de Acción derivado de la Evaluación Externa de Cultura de Seguridad de 2009”, aprobado por la Dirección de Cofrentes.

Además de las actuaciones para la mejora de la seguridad anteriormente citadas, CN. Cofrentes ha puesto en marcha otros proyectos de interés: Trabajo en Equipo, Plan de Comunicación Interna, Supervisión e Involucración de la Dirección, Reentrenamiento en Cultura de Seguridad e Indicadores de Cultura de Seguridad.

- En CN. Cofrentes el Programa de Cultura de Seguridad guarda una estrecha relación con el Programa de OyFH y forma parte de la estructura del Sistema de Gestión Integrada. Existen por tanto mecanismos formales establecidos a distintos niveles que permiten el desarrollo y la coordinación de las actuaciones para la mejora de la Cultura de Seguridad internamente en la organización.
- El compromiso manifestado por el titular para dar continuidad de futuro a los temas relacionados con la organización y los factores humanos en general, es actualmente un valor declarado por la Dirección y recogido formalmente en los documentos de la planta.

De acuerdo con la información remitida por el titular al CSN sobre el Plan de Gestión 2008-2012, en abril de 2010, figura el proyecto “Profundización en Cultura de Seguridad. Gestión Integrada.” (en el capítulo de “Planes de seguridad y fiabilidad”, además de otros proyectos en el ámbito de OyFH, con el objetivo de “Reforzar y consolidar actitudes y comportamientos que garanticen que los aspectos de seguridad están presentes y reciben atención prioritaria en todas las decisiones”.

Desde el punto de vista de la documentación, la información sobre el Programa de CS presentada por el titular en el capítulo 4.7.2 del informe de la RPS de C.N. Cofrentes se considera adecuada, aunque se estima que es mejorable en los siguientes aspectos:

- Se echa en falta una mención a las actuaciones incluidas en el Plan de Gestión 2008-2012 en relación con el Programa de Cultura de Seguridad (Proyecto 3.1.1.11 “Profundización en Cultura de Seguridad. Gestión Integrada”).
- Se considera que la relación existente entre el Programa de Cultura de Seguridad y el de Organización y Factores Humanos debería reflejarse explícitamente en el informe. En relación con ello, la descripción realizada en la guía CEN 12 resulta más clara. Allí se recoge que los planes de mejora que se deriven de las actuaciones emprendidas para la mejora de la Cultura de Seguridad sean posteriormente llevados a cabo por la unidad funcional más adecuada dentro de la organización y recomienda que el conjunto de los planes de mejora esté incorporado, y se haga por tanto un seguimiento de su avance, dentro del Programa de Organización y Factores Humanos de la central. Se considera que una descripción de este tipo aportaría claridad sobre la estructura establecida por el titular para estos procesos.
- Sería interesante que el titular incluyera una valoración crítica sobre aquellas actuaciones que no han respondido a las expectativas para este tipo de programa (ausencia de un plan de acción específico derivado de la evaluación externa del año 2003, motivos por los que no se establecieron mecanismos para revisar la eficacia de las actuaciones de mejora puestas en marcha tras la evaluación de cultura de seguridad de 2003 ni para el seguimiento de los avances, retrasos habidos en la evaluación interna

y externa de CS, previstas para finales de 2006 y 2008 respectivamente, ausencia de plan de mejora derivado tras la evaluación interna de 2007).

- En el propio documento del Programa de Evaluaciones de CS se establece una frecuencia de revisión del Programa de 2 años. Según ello, el documento de 2006 que se incluye en el informe RPS debería haberse revisado al menos una vez desde su edición.

De acuerdo con ello, se considera que la revisión 1 del informe de la RPS que el titular remita al CSN tras la decisión sobre la renovación de la Autorización de Explotación, debería mejorar la descripción del capítulo 4.7.2 incorporando la información adicional señalada, han sido comunicadas al titular, junto con otras, mediante carta de la DSN el 27 de diciembre de 2010 (ref.: CSN-C-DSN-10-388, nº. reg. 9548).

En conclusión, de acuerdo con lo anteriormente expuesto, se estima que el titular dispone de un Programa de mejora de la Cultura de Seguridad aceptable, que en general responde a las expectativas del CSN sobre estos programas. Se considera que, aun manteniendo cierto potencial de mejora, el Programa de CN. Cofrentes está dando buenos resultados y que las actuaciones recientes revelan una atención creciente hacia este tema por parte del titular. Los pasos dados en relación con la evaluación externa de CS realizada en el año 2009 son un ejemplo de ello, constituyendo en sí mismos una mejora notable con respecto a la evaluación anterior. Adicionalmente, los propios resultados de esta evaluación reflejan un pleno reconocimiento del valor de la seguridad, la existencia de una cultura constructiva en la organización y el compromiso por parte de la Dirección hacia su mejora. No obstante, mediante la supervisión que se realice de este Programa desde el CSN, será necesario verificar que esta actitud se consolida y que las consideraciones hechas se concretan en mejoras organizativas y sobre la seguridad.

Mantenimiento de las bases de diseño

En marzo de 2002, CN Cofrentes editó la revisión 4 del documento “Recopilación de las Bases de Diseño de la C. N. Cofrentes” que contenía los requisitos y fundamentos de diseño de los sistemas y componentes relacionados con la seguridad nuclear y significativos para el riesgo.

El documento anterior fue evaluado en el CSN solicitando un conjunto de acciones de mejora (ref.: CSN-C-DSN-03-223, de 7 de noviembre de 2003) las cuales, según indica CN Cofrentes en su informe de la RPS han sido tenidas en cuenta durante la elaboración de las revisiones 5 y 6 de la “Recopilación de las Bases de Diseño de la C. N. Cofrentes”.

Teniendo en cuenta la información presentada por CN Cofrentes en su informe de la RPS, se considera que el titular dispone de un proceso de mantenimiento de Bases de Diseño, si bien no se ha realizado un análisis individualizado de cada uno de los documentos que las componen, ni se ha realizado ninguna inspección específica sobre este tema. No obstante, en la inspección del Plan Base de Inspección sobre Bases de Diseño de componentes, se han realizado verificaciones puntuales y no se han detectado deficiencias en este sentido.

Adaptación de la central a la normativa de aplicación condicionada

Es objeto de un apartado específico.

Actualización y mejora de las ETF

En septiembre de 2000, CN Cofrentes solicitó la aprobación de la revisión 0 de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento Mejoradas (ETFM) adaptadas a la revisión que se encontraba entonces vigente de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF, rev. 28). La Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) aprobó esta solicitud mediante resolución del día 12 de febrero de 2001 con las siguientes condiciones:

1. En el plazo de cuatro meses se remitirá al Consejo de Seguridad Nuclear una nueva revisión del Manual de Requisitos de Operación (MRO), en la que se incluya un apartado sobre sucesos notificables, similar al existente en las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento actuales.
2. Se presentará al Consejo de Seguridad Nuclear un informe sobre el incumplimiento de cada hito identificado en el programa de implantación de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento Mejoradas presentado con la solicitud, un mes después de la finalización de cada uno.
3. Tres meses antes de la fecha prevista para su entrada en vigor se remitirán a esta Dirección General y al Consejo de Seguridad Nuclear las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento Mejoradas, actualizadas de acuerdo con la revisión vigente de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento.
4. Las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento Mejoradas entrarán en vigor antes de finalizar el año 2002.”

En septiembre de 2002 CN Cofrentes solicitó una prórroga para la entrada en vigor de las ETFM y finalmente, después de diversas remisiones de documentación al CSN y en febrero de 2003 el titular envió al Ministerio de Economía una nueva solicitud de aprobación de la revisión 2 de las ETFM. La aprobación de las ETFM en revisión 2 tuvo lugar mediante Resolución Ministerial de 27 de mayo de 2003.

En septiembre de 2003, el CSN llevó a cabo una inspección (ref.: CSN/AIN/COF/03/526) con objeto de realizar comprobaciones en relación con la implantación de las ETFM, junto con las bases de estas ETFM y el Manual de Requisitos de Operación (MRO), siendo este conjunto de documentos el que sustituye a las anteriores ETF.

Desde su entrada en vigor, las ETFM, sus bases y el MRO han sufrido modificaciones consecuencia de la experiencia de explotación, de los cambios de diseño realizados en CN Cofrentes y de los requisitos impuestos por el CSN.

Respecto al proceso global de actualización y mejora de ETF de CN Cofrentes se ha seguido por parte del CSN mediante la realización de evaluaciones de la documentación aportada por CN Cofrentes, considerándose este proceso aceptable. En cuanto a la documentación incluida en el informe de la RPS se considera que CN Cofrentes cumple con lo indicado en la GS 1.10.

Reducción de dosis al personal de operación

El objetivo del Programa ALARA es desarrollar la organización y medios para conseguir que las dosis se reduzcan a valores tan bajos como sea razonablemente alcanzable. Este

Programa establece una estructura organizativa para garantizar el compromiso de todos los integrantes de la organización de acuerdo a sus competencias y se concreta en el Plan Director de Reducción de Dosis (PDRD) cuyo objetivo es sistematizar y ordenar las acciones encaminadas a la reducción de las dosis.

La valoración del proceso de implantación del PDRD que realiza el titular es positiva y afirma, además, que “Las acciones previstas en el PDRD se están implantando de forma progresiva, obteniéndose los resultados esperados (...)”. Estas conclusiones obtenidas por CN Cofrentes para el presente apartado difieren sensiblemente de las obtenidas por el CSN en el análisis de resultados.

En la evaluación de este apartado se han tenido en cuenta además de las conclusiones de los informes referenciados, el análisis comparativo de las centrales suecas y los resultados de las inspecciones realizadas desde el punto de vista de la protección radiológica operacional.

En la evaluación se indica que se ha cumplido con el objetivo general de CN Cofrentes de recuperar posiciones entre las CCNN BWR hasta situarse en la mediana de dosis colectiva de los BWR de USA, pero este objetivo no es un valor de referencia de otras centrales o un valor establecido por instituciones externas, sino que es el valor promediado de las dosis colectivas de los últimos años. En cuanto al resto de los objetivos de reducción de dosis planteados o bien no se han alcanzado o bien la tendencia y las expectativas apuntan a que no se van a alcanzar. Como conclusión de las evaluaciones previas se indica que si bien las medidas adoptadas por CN Cofrentes tendentes a reducir las dosis parecen estar consiguiendo dicha reducción, ésta no es lo suficientemente rápida como para alcanzar sus propios objetivos establecidos en el PDRD, seguir los estándares internacionales de INPO/WANO o situarse en mejores posiciones respecto a centrales similares.

Asimismo de la evaluación realizada se concluye que la aplicación del programa ALARA de CN Cofrentes no ha proporcionado los resultados de eficiencia deseados por lo que se considera que:

- CN Cofrentes debe realizar mayores esfuerzos para mejorar el control del término fuente y niveles de radiación en planta. CN Cofrentes deberá tomar acciones concretas encaminadas a un mayor control de los niveles de radiación en planta. Dichas acciones deberían ser objeto de análisis y seguimiento exhaustivo por parte de la planta para controlar su evolución, teniendo en cuenta el conocimiento actual y la experiencia y resultados de otras centrales.
- CN Cofrentes deberá realizar mayores esfuerzos en la gestión de los trabajos: planificación, seguimiento y aplicación de lecciones aprendidas.

Como parte del proceso de optimización de la implantación del Programa ALARA se propone que CN Cofrentes realice una auditoría independiente a dicho Programa, tanto en su aspecto organizativo y de responsabilidades asignadas, como en cuanto 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 de CN Cofrentes.

Dicha auditoría debe determinar entre otras cuestiones si los medios humanos y materiales puestos a disposición de la organización ALARA de la instalación son los adecuados para

dar cumplimiento al criterio ALARA y si la instalación está implantando de forma correcta los avances tecnológicos disponibles en la industria nuclear en cuanto a la reducción de dosis se refiere. Se debe determinar asimismo el grado de cumplimiento de CN Cofrentes con los compromisos adquiridos en el PDRD. Las conclusiones de la revisión de la aplicación del principio ALARA deben ser incorporadas a las prácticas operativas de CN Cofrentes.

En base a lo anterior se propone la emisión de dos ITC una de ellas relativa a la realización de la auditoría independiente y una segunda ITC que requiera la revisión del Plan Director de Reducción de Dosis el cual debe incluir 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 incluir además las mejoras que se deriven de otros análisis tales como el benchmarking, y deberá estar disponible para su aplicación en la próxima parada para recarga que se llevará a cabo en octubre de 2011.

Planes de autoevaluación

En la evaluación se analiza la información aportada por el titular respecto al plan, su seguimiento, responsabilidades, grado de cumplimiento del programa, acciones de futuro, etc., concluyendo que no hay puntos abiertos referentes a este apartado.

Formación del personal

En la evaluación se ha tenido en cuenta el cumplimiento de los programas de formación y del proceso de evaluación.

De esta evaluación se concluye que el tratamiento de la formación es adecuado y que en la actualidad, y a través de la aplicación de las IS 11 e IS 12, el CSN realiza un control y seguimiento adecuados de los programas de formación de CN Cofrentes, tanto para personal con licencia como para personal sin licencia (de plantilla y externo).

Adicionalmente, se propone emitir una ITC sobre el contenido del Informe anual de formación, al igual que en el caso de permisos renovados recientemente a otras centrales en los siguientes términos.

En la evaluación se valora el hecho de la disponibilidad en el emplazamiento del Simulador de Alcance Total (SAT) que constituye una herramienta fundamental para la formación del personal con licencia, las actividades que se han venido realizando sobre el mismo han sido encaminadas a mantener y mejorar las capacidades del simulador. Asimismo, se valora positivamente el simulador gráfico interactivo (SGI) como una herramienta de formación complementaria al SAT.

Garantía de Calidad

La central indica que el programa actual de Garantía de Calidad así como las actividades de control realizadas por la organización de Garantía de Calidad se mantendrán inicialmente para el próximo periodo sin ninguna variación. Además el desarrollo e implantación del Sistema de Gestión requerido por la IS-19 supondrá la inclusión en el programa de

Garantía de Calidad de una serie de actividades inicialmente no incluidas. En tal sentido una vez implantado y en funcionamiento el Sistema de Gestión (2010) se realizará un análisis por Garantía de Calidad para identificar aquellos aspectos del sistema de Gestión que deben pasar también a formar parte del programa de Garantía de Calidad y por tanto a ser auditados e inspeccionados por la organización de G.C.

En la evaluación se analiza la documentación presentada respecto al cumplimiento del programa anual de actividades realizadas por Garantía de Calidad (auditorías, inspecciones y revisiones documentales). Estas inspecciones y revisiones documentales están incluidas en los informes periódicos que la central remite y se siguen mediante los programas de supervisión establecidos por el CSN.

Revisiones sistemáticas independientes

La central recoge en este apartado los aspectos relacionados con las revisiones independientes externas, para cada una de estas evaluaciones externas se designa un coordinador de la central, quien, al final de cada evaluación, analiza los resultados y las acciones que hay que poner en práctica, las cuales actualmente se gestionan según el Programa de Acciones Correctoras (GESINCA)

De la documentación presentada se considera que no hay puntos abiertos respecto a este apartado.

Programa de acciones correctivas

En la evaluación se analiza la documentación presentada por el titular entre ellas los procedimientos relacionados con el programa de acciones correctivas y con la aplicación informática soporte (GESINCA).

Se evalúa también el control y seguimiento que se lleva a cabo, sus responsabilidades y actividades específicas de los distintos departamentos, así como la evolución global del proceso.

El programa de acciones correctoras está incluido dentro del programa base de inspección del CSN y en la evaluación se señala la discrepancia identificada en la inspección de septiembre de 2006 (ref: CSN/AIN/COF/06/610) en la que se reflejó que estos indicadores no eran suficientes para valorar la eficacia del sistema GESINCA y que se debería establecer un conjunto de indicadores con el fin medir la capacidad de la organización para identificar los problemas, resolverlos y valorar la eficacia de las acciones. En el año 2007 la C.N. Cofrentes complementó con los dos indicadores siguientes:

- NC 003: NC/PM/RR emitidas en el año.
- NC 004: NC/PM/RR cerradas en 12 meses consecutivos respecto a las emitidas en el mismo periodo.

Además, la Central ha definido otros 10 indicadores del Sistema GESINCA, controlados en una aplicación informática de 2º nivel y los ha integrado en los 4 indicadores específicos: del Cuadro de Indicadores Generales del Portal de la C.N Cofrentes.

Adicionalmente se han analizado las áreas de mejora detectadas en los 3 años de desarrollo del Sistema, algunas de ellas ya han sido implantadas.

De la evaluación se concluye que no hay puntos abiertos referentes a estos apartados por lo que el programa se considera aceptable.

Guías de Accidentes Severos y Procedimientos de Operación de Emergencia

La evaluación detalla el proceso de implantación, en la central, y evaluación, por parte del CSN, de los Procedimientos de Operación de Emergencia (POE) y de las Guías de Accidente Severo (GAS) en la CN Cofrentes.

La revisión de los POE basadas en la revisión 1 de las EPG/SAG, se puso en vigor en el año 2000 y en agosto del año 2000 el CSN realizó una inspección a CN Cofrentes (ref.: CSN/AIN/COF/00/432) con objeto de verificar aspectos asociados a la implantación de POE y GAS previamente a su entrada en vigor.

En febrero de 2002, el titular editó las revisiones 5A de POE y 1A de GAS. Las modificaciones introducidas en estas revisiones obedecían principalmente: a los compromisos adquiridos durante la inspección realizada en agosto del año 2000, a la reedición de los cálculos asociados a POE-GAS con motivo del aumento de potencia al 110% (APE 110%) e introducción de mejoras relacionadas con factores humanos, corrección de pequeños errores, etc.

Posteriormente los POE han sufrido otras modificaciones motivadas por la aplicación del Plan de Emergencia Interior. Además se han realizado otras dos inspecciones cuyo objetivo fue realizar un seguimiento de la implantación y mantenimiento tanto de los POE como de las GAS desarrollados por la central. En la actualidad los POE se encuentran en revisión 6 y las GAS en revisión 2. Estas revisiones son las correspondientes a la adaptación a la revisión 2 de las EPG/SAG.

Está previsto que la revisión 3 de las EPG/SAG se encuentre disponible durante el primer trimestre de 2012, tras lo cual CN Cofrentes procederá a llevar a cabo la siguiente revisión de sus POE/GAS.

El titular señala en su carta de compromiso (ref.: 10.999833.03570 y nº registro 42564) que la revisión de POE/GAS estará finalizada en el segundo semestre de 2013; conjuntamente con ello CN Cofrentes abordará una revisión general de las Instrucciones Auxiliares de POE/GAS.

En cuanto a las herramientas informáticas de apoyo en el Centro de Apoyo Técnico (CAT), CN Cofrentes cuenta con la herramienta SISIFO-GAS, que fue desarrollada en 2001 y está basada en el código MAAP. Los objetivos de esta herramienta, según indica el titular, son tanto suministrar formación y entrenamiento, como servir de ayuda en la gestión del accidente severo.

Una vez revisada esta documentación, cabe destacar lo siguiente:

1. Respecto a las ayudas informáticas para el seguimiento de las GAS en el Centro de Apoyo Técnico (CAT)

Según indicó CN Cofrentes durante la reunión mantenida el 22 de octubre de 2010 (ref.: CSN/ART/CNCOF/COF/1011/06), aprovechando la implantación del nuevo SIEC (Sistema integrado ERIS – Computador de Procesos), CN Cofrentes tiene previsto desarrollar nuevas pantallas específicas para mostrar la información necesaria para el seguimiento de situaciones accidentales y, en concreto, de las GAS. CN Cofrentes prevé que las nuevas pantallas estarán disponibles en marzo de 2012, tras la implantación del nuevo SIEC durante la recarga número 18.

El compromiso formal ha sido adquirido por el titular mediante carta el 15 de diciembre de 2010 (ref.: 10.999833.03570 y nº registro 42564) y consiste tanto en remitir al CSN en septiembre de 2011 una descripción general de las nuevas “pantallas” como en que éstas estén disponibles y operativas en un plazo máximo de 18 meses tras la AE.

2. Respecto a la actualización de las GAS

En el informe de RPS CN Cofrentes no incluye información sobre las tareas de mantenimiento que se llevan a cabo sobre las GAS. Durante la reunión mantenida el 22 de octubre de 2010 (ref.: CSN/ART/CNCOF/COF/1011/06) se trató este aspecto entre otros.

CN Cofrentes indicó que en el procedimiento PC009 “Procedimiento general para la regulación de los procedimientos de operación de emergencia y guías de accidentes severos” edición 0 de julio de 2003 se explicitarán las condiciones, plazos y metodología de revisión de POE/GAS. El titular prevé que la revisión de este procedimiento estará finalizada en diciembre de 2011, antes de acometer la próxima revisión de POE/GAS.

En su carta de compromiso de 15 de diciembre de 2010 (ref.: 10.999833.03570 y nº registro 42564) CN Cofrentes confirma que la revisión del procedimiento PC009 se llevará a cabo en los plazos anteriores. Asimismo, CN Cofrentes indica que la nueva revisión de este procedimiento incluirá la metodología de revisión de las Instrucciones Auxiliares de los POE.

3.2.8 Sistema de Gestión

Durante el año 2009 y de acuerdo a lo requerido en la IS-19 “Instrucción de Seguridad sobre los Requisitos del Sistema de Gestión de las Instalaciones Nucleares”, se ha revisado el Manual del Sistema de Gestión y se ha procedido a la implantación del Sistema de acuerdo a los nuevos requisitos de tal forma que esté plenamente operativo en el 2010.

Este Manual del Sistema de Gestión Integrada describe cómo da cumplimiento C. N. Cofrentes a los requisitos necesarios para conseguir una gestión segura, fiable y eficaz de diferentes aspectos particulares de la gestión como: la seguridad nuclear y la protección radiológica, la calidad, el medio ambiente y la prevención de riesgos laborales.

Durante el proceso de implantación del proceso de gestión han surgido modificaciones en documentos como el Reglamento de Funcionamiento y el Manual de Garantía de Calidad que fueron evaluados en su día en el CSN en el CSN y de los que no quedan condiciones ni puntos abiertos.

Los Manuales de Gestión Integrada no son actualmente evaluados. En la evaluación realizada para la RPS se analiza la documentación detallada por el titular en lo que se refiere a los procesos implantados y a las evaluaciones de CN Cofrentes al sistema de Gestión. De todo ello se concluye que desde el punto de vista de la Garantía de Calidad no hay puntos abiertos referentes a este capítulo.

3.2.9 Control de la configuración

En este apartado se resume la evaluación correspondiente a los apartados: Registro de datos operacionales y control de configuración, ambos relacionados con el control de documentos y los registros de calidad para mantener documentada y actualizada la configuración de la central y asegurar la disponibilidad, mediante un sistema de archivo controlado.

Por otro lado, el cumplimiento con la Instrucción del CSN IS-24, “Instrucción que regula el archivo y los periodos de retención de los documentos y registros de instalaciones nucleares” (publicada en el BOE con fecha 19 de Mayo de 2010) implicará una nueva revisión del Reglamento de Funcionamiento en lo que se refiere a la “conservación de documentos” por lo que se tratará en su momento durante el proceso de evaluación de la solicitud presentada por el titular y no requiere ser regulado a través de la RPS.

En el apartado de registro de datos operacionales en la evaluación se analiza la información aportada por el titular sobre el archivo de documentos, su control y la conservación y recuperación de documentos, además del número de auditorías realizadas por garantía de calidad y el número de acciones generadas. Asimismo la central incluye para el periodo analizado la emisión de No Conformidades en GESINCA (Gestión integrada de No Conformidades y Acciones).

En lo que se refiere al capítulo de Control de la Configuración, en la evaluación se analiza la documentación que se refiere al programa de control de configuración del proyecto, los procesos básicos que forman parte del programa de control de configuración del proyecto (la gestión de documentos y componentes y la gestión de cambios a estos, así como la gestión de la actualización de la información), además se analizan las auditorías de Garantía de Calidad y Acciones Correctivas que la central ha realizado o implantado referentes a este capítulo.

De la evaluación se concluye que no hay puntos abiertos referentes a estos dos capítulos y que son aceptables.

3.3 Evaluación del cumplimiento con la Normativa de Aplicación Condicionada

El titular ha analizado el cumplimiento por parte de la Central con la normativa que el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) acordó, en su reunión del día 29 de julio de 2009, establecer a CN Cofrentes como normativa de aplicación condicionada asociada a la nueva Autorización de Explotación de la central la Instrucción Técnica Complementaria (ITC) de referencia CNCOF/COF/SG/09/18. En los casos en que el titular ha encontrado desviaciones ha propuesto la realización de modificaciones de diseño. Se describe seguidamente la evaluación llevada a cabo por el CSN, tanto de los análisis presentados por

el titular, como de las propuestas de modificaciones realizadas por el mismo. Se resalta en negrita la normativa de aplicación condicionada establecida por el CSN.

3.3.1. Evaluación de la normativa incluida en la ITC de ref^a CNCOF/COF/SG/09/18

En este apartado se recoge la evaluación de las normas sobre las que fue requerido análisis mediante la ITC ref^a CNCOF/COF/SG/09/18.

RG 1.7, “Control of combustible gas concentrations in containment”. Rev. 3, marzo 2007

El titular deberá verificar la conformidad con la revisión de 2003 del 10 CFR 50.44 junto con la revisión 3 de la RG 1.7.

En la reunión mantenida con el titular el día 22 de octubre de 2010 (ref.CSN/ART/CNCOF/COF/1011/06) se plantearon las dudas del CSN respecto al cumplimiento con algunos puntos de la norma que requieren información adicional por parte del titular y se identificaron las posibles discrepancias entre los procedimientos de operación de emergencia (POE) y el estudio de seguridad de CN Cofrentes (ES) en relación con la puesta en marcha de los equipos del sistema de control de gases combustibles que se inician manualmente.

En la reunión mantenida con el titular el día 12 de noviembre (ref. CSN/ART/CNCOF/COF/1011/08) éste indicó que no estaba en condiciones de presentar la información adicional requerida por el CSN antes de dos o tres meses. Atendiendo a este plazo el CSN indicó que se emitiría una ITC recogiendo los puntos abiertos con el fin de garantizar el adecuado cumplimiento de la norma.

Una vez concluido el proceso de adaptación a la norma, el titular deberá incorporar a la base de licencia de CN Cofrentes la revisión de 2003 del 10 CFR 50.44 y la RG 1.7 rev.3.

En los párrafos siguientes se resume la evaluación de aquellos aspectos más relevantes de la norma.

Posición reguladora C1 (Sistemas de control de gases combustibles): El titular no analiza, ni valora, ni justifica la necesidad o no de disponer de ignitores en el pozo seco (de los que no dispone), ni en el texto del ES ni en los documentos que referencia. La evaluación del CSN entiende que sólo la eficacia del sistema de mezcla del recinto de contención/pozo seco podría permitir a CN Cofrentes no disponer de ignitores en el pozo seco, en cuyo caso el sistema de mezcla debería formar parte del propio sistema de control de gases combustibles y por tanto, le aplicarían los mismos requisitos aplicables a éste. Este aspecto debería haber sido abordado en el análisis requerido en el punto iv) del 10 CFR 50.44. La NRC considera, a priori, que las dos atmósferas (pozo seco y contención) deben disponer de ignitores. En cualquier caso, el titular deberá presentar el análisis completo según lo requiere el 10CFR 50.44 b.5 (respondiendo a cada uno de los puntos que se detallan). Este requisito se incluye en la propuesta de ITC.

Posición reguladora C2 (Monitorización): Con respecto al análisis del titular sobre esta posición reguladora surgen varias dudas que CN Cofrentes deberá aclarar.

- i) La adecuada monitorización del hidrógeno.
- ii) Tiempo de puesta en servicio de la monitorización del pozo seco.
- iii) Tiempo de calentamiento requerido por el sistema de monitorización, una vez iniciado, para proporcionar una medida fiable de concentración de H₂.
- iv) La última cuestión está relacionada con los sensores de H₂ asociados al sistema de mezclado de atmósfera de pozo seco (T52), venteo dedicado. El titular los menciona como algo adicional pero no los analiza bajo la RG 1.7 rev.3.

Posición reguladora C3 (Sistemas de mezcla): El titular indica (en su análisis y en el propio ES) que la mezcla completa de la atmósfera del pozo seco se asegura conjuntamente con los otros fenómenos que favorecen la turbulencia en el accidente de pérdida de refrigerante. En otro apartado del ES indica que el diseño y operación de los sistemas de vigilancia, mezclado y recombinadores depende en gran medida de la convección natural que tiene lugar en la contención tras un accidente con pérdida de refrigerante. Este aspecto requiere análisis adicional por parte del titular ya que la posición reguladora C3 indica que los modelos analíticos pueden sobreestimar los procesos de mezcla, en particular la convección natural.

Adicionalmente, los componentes activos del sistema de mezclado (compresores y válvulas motorizadas de descarga) se alimentan de los centro de control de motores (CCM) de salvaguardia EB11-2 y EB21-2. Ninguno de ellos dispone de suministro de potencia ininterrumpible de (UPS) por lo que, a priori, quedarían inoperables en “Station Black-Out” (SBO). Este aspecto deberá ser considerado conjuntamente con la cuestión planteada en la evaluación de la posición reguladora C1 y el cierre del “Generic Issue” (GI) 189 de la NRC, que aborda específicamente los requisitos de alimentación eléctrica en caso de SBO y que se comenta a continuación.

El GI-189. “Susceptibility of Ice Condenser and Mark III Containments to Early Failure from Hydrogen Combustion During a Severe Accident” de 17 de mayo de 2001: Analiza los beneficios de proporcionar una fuente de energía independiente a los ignitores en caso de SBO. Este GI-189 está a punto de cerrarse formalmente (diciembre de 2010) en Estados Unidos, ya que todas las centrales afectadas han implantado las correspondientes modificaciones de diseño. El titular debe analizar la resolución de este GI-189, entre otros aspectos para asegurar la capacidad de la UPS para alimentar a los ignitores junto al resto de cargas que cuelguen de esta barra en SBO. Se debe considerar además que, dado que CN Cofrentes no dispone de ignitores en el pozo seco, la operación del sistema de mezcla podría requerirse en SBO para garantizar la adecuada homogenización y monitorización de las dos atmósferas (pozo seco y contención primaria); si así fuera, los requisitos del GI-189 serían igualmente aplicables al sistema de mezcla.

Se propone la emisión de una ITC que recoja todos los puntos señalados anteriormente.

RG 1.23, “Meteorological Monitoring Programs for Nuclear Power Plants”, Rev.1, marzo. 2007.

Se considera que CN Cofrentes debe analizar las adaptaciones necesarias para cumplir con lo requerido en esta RG.

La evaluación del CSN analiza la posición del titular para cada una de las justificaciones aportadas sobre las posiciones reguladoras.

Posición reguladora C.4, sobre la precisión del sistema. C.N. Cofrentes señala que cumple con la norma ANSI/ANS-2.5-1984, cumplimiento requerido por el CSN mediante carta de referencia CSN/CNCOF/04/87 de 26/02/1987 que permite cumplir con los requisitos exigidos en la revisión 1 de la Guía, excepto para los canales de diferencia de temperatura que actualmente se está verificando con una precisión de $\pm 0,15$ °C/ 50 m y la nueva revisión exige una precisión de $\pm 0,10$ °C/ 50 m. El titular indica que cumplimiento de esta posición podría exigir la modificación de los canales de delta de temperatura de 10 m, 60 m, 60 m redundante, 100 m y 100 m alternativo pero no aportaría ninguna mejora sobre el sistema meteorológico, dado que la diferencia de precisión entre ambas revisiones es pequeña.

EL CSN en su evaluación señala que CN Cofrentes debe cumplir la norma ANSI/ANS-3.11-2005 para cumplir la rev.1 de la RG.1.23. La diferencia de precisión no es despreciable y sí aporta mejora significativa en la determinación de la estabilidad atmosférica. Se considera que debe cumplir con lo citado en la norma y debe aplicarla a las dos torres meteorológicas existentes en el emplazamiento.

Para verificar si es posible alcanzar la precisión exigida para la medida de diferencia de temperatura por la R.G.1.23 rev. 1, el titular afirma que con la instrumentación actualmente instalada no es posible, por lo que en la reunión mantenida el día 1 y 2 de diciembre de 2010, se compromete a cambiar el canal de medida, e indica que la nueva precisión requerida estaría disponible en diciembre de 2012.

Posición reguladora C.5, sobre el mantenimiento de la instrumentación y programa de mantenimiento. C.N. Cofrentes señala que cumple los criterios establecidos en la revisión 1 de la guía y garantiza una recuperación de datos de variables meteorológicas superior al 99%. En cuanto al cumplimiento del programa de mantenimiento, actualmente en C.N. Cofrentes no está contemplada la revisión de los cables tensores y anclajes según los estándares industriales. Indica que esta revisión no aportaría una mejora sustancial para el sistema de adquisición de datos meteorológicos actual.

La revisión de los anclajes y cables tensores como se dice en la rev.1 de la RG.1.23 está de acuerdo con los estándares de la industria. Con ello se garantiza la integridad de la torre meteorológica y de los sensores que están instalados en ellas, la verticalidad de la misma, y la orientación de las veletas. El balizamiento de las torres en los distintos emplazamientos se hace de acuerdo con las normas de la industria. Hasta ahora el CSN no había exigido ningún requisito sobre el mantenimiento de las torres.

El titular debe aplicar la rev.1 de la RG.1.23, ya requerida a otras centrales que han solicitado nueva autorización. La revisión de la guía actualiza los requisitos tras 35 años de vigencia de la anterior.

CN Cofrentes mediante carta de fecha 17 de diciembre de 2010 (ref.: 10.999833.03597, n.º registro 42599) informa que va a incluir revisiones periódicas de los anclajes (cada 3 años) y de los cables (cada año) de las torres meteorológicas, y que su previsión es tener a punto los correspondientes procedimientos en junio 2011.

Posición reguladora C.8 de la rev.1 de la RG 1.23, se pide a los sistemas de medidas meteorológicas de las centrales que sean tales que el titular tenga capacidad de evaluar los

fenómenos naturales que ocurran (p.e. vientos fuertes) para propósitos de clasificación en emergencia de acuerdo con el 10CFR 50.47(b) (4) y sección IV.B del Apéndice E al 10 CFR part 50 (Planes de emergencia). Esto hace necesario que se disponga de alarmas en Sala de Control relacionadas con los parámetros meteorológicos indicados en el Plan de Emergencia Interior (PEI). En la reunión de 1 de diciembre de 2010 el titular señaló que estudiaría la aplicación de este aspecto de la guía.

Durante el proceso de evaluación, el titular ha asumido una serie de compromisos sobre cumplimiento de cada una de las posiciones reguladoras anteriores de la RG 1.23, Rev.1 de 2007, remitidos al CSN mediante carta de fecha 17 de diciembre de 2010 (ref.: 10.999833.03597, n°. registro 42599).

El titular 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 exigidos en la revisión 1 de la guía. Además, debe implantar alarmas en Sala de Control relacionadas con los parámetros meteorológicos indicados en el Plan de Emergencia Interior (PEI), estos parámetros deberán estar disponibles antes de fin de 2012, por lo que se propone emitir una ITC al respecto.

Adicionalmente, el titular ha comunicado mediante la misma carta de compromisos referenciada antes que ha implantado la modificación del software para muestrear los datos de temperatura, diferencia de temperatura, punto de rocío y precipitación cada 5 segundos.

RG 1.32, “Criteria for Power Systems for Nuclear Power Plants”, rev 3, marzo 2004.

El titular debe realizar un análisis del diseño actual (basado en la revisión 2 de la RG y el IEEE 308-1974) frente a la revisión 3 de esta guía reguladora con el objeto de identificar áreas en las que pudieran inducirse mejoras.

De la evaluación del análisis presentado por el titular se extrae como más significativo lo siguiente:

La IEEE 323-1983 es la referenciada en la IEEE 308-2001 para cualificación pero actualmente no está endosada por una RG puesto que tanto la Rev.0 (1974) como la Rev.1 (1984) de la RG 1.89 endosan la IEEE 323/1974. No obstante la propuesta de C.N. Cofrentes de aplicar la IEEE 323-1983 en la cualificación de equipo nuevo supone una mejora y por lo tanto es aceptable.

En relación con el apartado 4.4 “Design Basis” de la IEEE Std 308-2001, donde se establece la información mínima que deben tener las bases de diseño de los equipos y sistemas de potencia clase 1E de la central, CN Cofrentes propone mantener la estructura actual del documento de Recopilación de Bases de Diseño, complementando con la información que establece dicho punto para los sistemas eléctricos lo cual se considera aceptable.

Por tanto, se consideran aceptables las propuestas planteadas por el titular en su respuesta a la ITC sobre la NAC, incluidos en su carta de compromisos de 17 de diciembre de 2010 (ref.:10.999833.03595 n° registro 42597) en lo que se refiere a:

- Completar la información de los documentos de “Recopilación de Bases de Diseño” de acuerdo con el punto 4.4 de la IEEE 308-2001.
- Empleo de la norma IEEE 323-1983 para cualificación ambiental de equipos nuevos.
- Estudios de los efectos de los armónicos mediante mediciones en las barras Clase 1E de 120 Vca y 125 Vcc cuando se introduzcan elementos perturbadores.

La fecha prevista de finalización de esta acción: 31 de marzo de 2013.

Adicionalmente, el CSN realizó una inspección a planta, los días 3 y 4 de noviembre de 2010 para verificar el estado de diversos aspectos de los sistemas eléctricos e instrumentación en relación con la RPS (ref.: CSN/AIN/COF/10/723), en esta inspección se solicitó al titular mayor información respecto a los sistemas de corriente continua. De la información aportada por CN Cofrentes y comprobada por la inspección se extrae como más significativo lo siguiente:

- La coordinación de protecciones está analizada en el “Estudio sistema de corriente continua 125 V. Sistema de salvaguardia” (R42-8015 Rev.11), si bien en el referido estudio no está documentada la justificación de la coordinación de protecciones en paneles.
- Los interruptores de los cargadores generan alarma, en caso apertura, de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE 308-201, punto 6.1.
- Los cargadores disponen de vigilancia de sobretensión (relé 59) que genera alarma en sala de control pero no produce disparo de la alimentación al cargador. Este disparo está establecido en la IEEE 308-201, punto 6.1.

El CSN planteó a CN Cofrentes la verificación de la coordinación (selectividad) en paneles de corriente continua y el titular en su carta de compromisos de 17 de diciembre de 2010 (ref.:10.999833.03595 n° registro 42597) se comprometió a analizar y documentar convenientemente esta coordinación antes de 31 de marzo de 2013. Una vez implantadas estas acciones, la revisión 3 de la RG 1.32 será incorporada como base de licencia de CN Cofrentes, con las matizaciones que corresponda respecto a su cumplimiento.

Por otro lado, el disparo de la alimentación a cargadores por sobretensión en su salida está recomendado en el apartado 6.1 “Surveillance methods” de la norma, en el cual se identifica una tabla con una propuesta de métodos de vigilancia para los principales componentes del sistema de potencia de clase de seguridad. La evaluación considera que este disparo es una mejora significativa puesto que protege de sobretensión a todas las cargas de corriente continua y la sobretensión puede ser una causa de fallo en modo común, teniendo en consideración el suceso de 25/06/2006 en la central sueca de Forsmark y la evaluación de este mismo asunto realizada en permisos anteriores, por lo que se concluye que CN Cofrentes debe instalar en los cargadores de 125 Vcc Clase 1E una protección de sobretensión con el ajuste apropiado y que produzca el disparo de la alimentación a los cargadores (finalizado en la recarga de 2013). Se propone emitir una ITC al respecto.

RG 1.45: “Guidance on monitoring and responding to reactor coolant system leakage”, Rev.1, mayo 2008.

El titular deberá analizar la conformidad de su diseño con la revisión 1 de la guía reguladora, excluyendo del alcance del análisis aquellos aspectos de la posición reguladora C.2 que afectan a la sensibilidad y tiempo de respuesta requeridos a la instrumentación de vigilancia de fugas en contención así como a los sistemas correspondientes a incluir en ETF.

Los puntos que CN Cofrentes no cumple totalmente con respecto a lo requerido por la RG son los siguientes:

Posición reguladora C3.2.ii: requiere que se establezca un plazo máximo de indisponibilidad permitido a nivel de procedimientos para la instrumentación de detección de fugas que no esté en las ETFM. CN Cofrentes no tiene establecidos plazos máximos de indisponibilidad para equipos de detección de humedad, temperatura o cámaras en circuito cerrado de TV. El titular propone una acción para mejorar la disponibilidad de los sistemas de detección de humedad y cámaras de vigilancia del pozo seco durante las recargas de 2013 y 2015 que se considera aceptable.

La posición evaluadora con respecto a este punto, tal y como se transmitió al titular en la reunión de 22 de octubre de 2010 es que el titular debe completar su estudio y analizar la contribución de estos equipos en la aplicación del procedimiento POGA RP01 “Pérdida pequeña de inventario en el pozo seco”, para valorar si la indisponibilidad de los mismos afecta a la aplicación correcta de éste y, en función del resultado, establecer o no un plazo máximo de indisponibilidad permitido.

Posición reguladora C.4.1: La ETFM de CN Cofrentes, en coherencia con el NUREG 1434 que le sirve de referencia, no incluye una condición límite de operación (CLO) para limitar las fugas entre sistemas (salvo límites para válvulas de interfase alta baja presión (PIV)), aunque CN Cofrentes dispone de capacidad de detectar fugas entre sistemas mediante sensores de radiación en los cambiadores de calor del sistema de extracción de calor residual (E12) y del sistema de limpieza de agua del reactor (G33) que producen alarma en SC y que desencadenarían las acciones destinadas a aislar la fuga. En la evaluación efectuada por el CSN no se han identificado otros posibles sistemas a tener en cuenta, por lo que se considera aceptable la no inclusión en ETFM de límites específicos de fugas entre sistemas, dado que los controles administrativos existentes permitirían una gestión adecuada de la situación, aunque en la reunión de 22 de octubre se preguntó al titular por las acciones aplicables en caso de inoperabilidad de los monitores de radiación asociados a los sistemas E12 y G33 que menciona el titular.

El titular en su carta de compromiso de 15 de diciembre de 2010 (ref.: 10.999833.03571 n° registro 42565) expone que adoptará las siguientes acciones:

- Revisar el POGA RP01 “Pérdida pequeña de inventario en el pozo seco” antes del 30 de junio de 2011 para tener en cuenta el efecto combinado de las inoperabilidades de los métodos de detección que denomina “directos” (requeridos en ETFM) y las indisponibilidades de los métodos “indirectos”.

- Con respecto a la segunda cuestión, el titular indica que al monitor del sistema cerrado de agua de enfriamiento (P42) que vigila las fugas entre el G33 y el propio P42 le aplica el RO 6.3.3.7 del MRO (manual de requisitos de operación) y al monitor del sistema P40 (agua de servicio esencial) que vigila las fugas entre E12 y éste le aplica igualmente el RO 6.3.3.7; en caso de inoperabilidad de ambos monitores se requeriría muestreo y análisis del parámetro vigilado cada 24 h.
- La sustitución de las cámaras de TV del pozo seco que propone como acción de mejora en el informe LISEO 06/10 se llevará a cabo durante las recargas de 2011 y 2013.

La evaluación del CSN considera aceptable la propuesta del titular, que actualizará en las bases de licencia de CN Cofrentes la RG 1.45 excepto la posición reguladora C2 en lo que se refiere a la sensibilidad de equipos. El resto de las posiciones reguladoras también se incorporarán a la base de licencia, con los salvedades que se detallan en la carta de compromiso señalada arriba con respecto a las posiciones C 3.2.ii y C.4.1.

RG 1.76: “Design-Basis Tornado and Tornado Missiles for Nuclear Power Plants”, Rev. 1, marzo 2007.

El titular deberá realizar un análisis de aplicabilidad al diseño actual de la revisión 1 de esta guía. A falta de otros datos o estudios que pueda presentar el titular, el tornado potencial a considerar será, al menos, el indicado como “región III” en la RG 1.76 (rev.1), asociado con una velocidad máxima equivalente a un tornado de intensidad F1.

La evaluación considera positivo el trabajo desarrollado por el titular orientado a identificar las vulnerabilidades ante un posible tornado.

Sin embargo, mientras no se disponga de resultados sobre climatología de tornados como fruto del acuerdo suscrito entre el CSN y la Agencia Estatal de Meteorología, no hay fundamento para emitir requisitos al respecto. Cuando se disponga de datos concretos, resultado de dicho acuerdo, aplicables al emplazamiento de CN Cofrentes, se requerirá al titular que analice el comportamiento de la planta ante el tornado adecuado.

RG 1.105: “Setpoints for safety-related instrumentation”, Rev.3, diciembre 1999.

El titular realizará un análisis de una muestra seleccionada de parámetros. El análisis incluirá los aspectos de la revisión 3 de la RG relativos a aplicación de la metodología de cálculo de puntos de tarado mediante una “aproximación gradual” propuesta en la ISA-S67.04-94. La muestra deberá incluir instrumentación que se utilice en la vigilancia de variables que: i) permitan mantener límites contemplados en las ETFM (aunque la instrumentación no esté relacionada con la seguridad), ii) impliquen acciones en procedimientos de operación de emergencia o iii) estén en la RG 1.97.

La evaluación realizada se limitaba a aquellos aspectos de la guía aplicables a la instrumentación de sistemas de no seguridad pero que vigila variables (y conlleva acciones) de ETFM, de POE, o de RG 1.97 y en esos términos se requirió a CN Cofrentes el análisis de cumplimiento que ahora debería ser objeto de evaluación.

Sin embargo, debido a las características genéricas de la problemática asociada a las incertidumbres de la instrumentación, este tema ha quedado fuera de los procesos de la NAC en evaluaciones de permisos anteriores; en coherencia con lo anterior la inclusión de requisitos sobre las incertidumbres de la instrumentación se realizará en las futuras Instrucciones del CSN sobre ETF y POE, cuya elaboración está ya muy avanzada a la fecha de emisión de esta evaluación. Los plazos de resolución se establecerán mediante las correspondientes disposiciones transitorias.

Por este motivo no se ha evaluado el análisis de cumplimiento con la RG 1.105 realizado por CN Cofrentes en el ámbito de la NAC.

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 deberá realizar un análisis de cumplimiento con la revisión 2 de la guía que debe abarcar todas las unidades de filtración de la planta salvo las correspondientes al Sistema de Filtración de la Sala de Control y el Sistema de Reserva de Tratamiento de Gases.

La evaluación del CSN se centra en comprobar el alcance de equipos y sistemas de la central para el cumplimiento de la norma, así como las modificaciones en los equipos necesarias para cumplir con las pruebas requeridas en ella y las justificaciones donde no se puede ajustar a lo requerido.

De acuerdo con ello se concluye que:

a) Las unidades de filtración consideradas en el ámbito de esta RG son: las unidades de filtración del edificio de servicios (X93ZZ003A/B), unidad de filtración HVAC del edificio de residuos (V41ZZ002), filtro de purga manual (L05ZZ001) y la futura unidad del taller caliente. Se excluyen las unidades de filtración XV3ZZ008A/B, unidad de filtración gases bomba de vacío (N63ZZ001) y sistema de tratamiento de residuos gaseosos (N64D011-D016).

b) Para el diseño de futuras instalaciones y modificaciones de las existentes se aplicará la revisión 2 de la R.G. 1.140.

c) El titular realizará las mejoras indicadas en el punto 4 del 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. Las mejoras consisten en la instalación de caudalímetros en algunas de las unidades, de un indicador de presión diferencial en separador de gotas, y la determinación de ajustes de alarma de alto/bajo y disparo para medida de temperatura del aire aguas debajo de un calentador eléctrico

d) El titular llevará a cabo el programa de pruebas para los equipos afectados (detallado en el punto 5 del 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, que se ajusta a lo requerido en el ASME

N510-1989, con la puntualización de que las pruebas de estanqueidad del housing se deberán efectuar en el ciclo 19 (y así se ha confirmado posteriormente) y que, la necesidad o no de aplicar la sección 12 del ASME N510, depende de la disposición del sistema y del método de prueba y se realizará en cada caso. A todos los efectos (criterios de eficiencia, periodicidad, etc.) la normativa aplicable a este programa de pruebas serán los indicados en las secciones 6 y 7 de la RG 1.140 rev. 2.

Se emitirá una ITC en el que se recoja el cumplimiento con la RG 1.140 comprometido en la carta arriba señalada, asimismo se incluirá la revisión 2 de la RG 1.140 como BL para modificaciones futuras. Las modificaciones necesarias para su implantación completa deberán estar implantadas tras la recarga de 2013.

RG 1.153: “Criteria for Safety Systems”, rev. 1, junio 1996.

El titular deberá verificar hasta qué punto el diseño actual recoge lo considerado en la IEEE 603-1991. El análisis inicial se acotará al aislamiento de la ventilación de los diversos edificios y conexión de la ventilación de emergencia, donde aplique.

El alcance de los sistemas a los que el titular ha realizado la evaluación es el siguiente: T40 HVAC Edificio Reactor, X63 HVAC Edificio Combustible, X73 HVAC Edificio Auxiliar, X93HVAC Edificio Servicios (excepto Sala de Control), XA3 HVAC Edificio Generadores Diesel, XG3 HVAC Sala de Control.

La conclusión del titular es que los sistemas de HVAC incluidos en el alcance del informe cumplen los requisitos de la RG 1.153 Rev.1 y de la IEEE 603-1991. CN Cofrentes indica que en el diseño de los sistemas se aplicó la IEEE 279-1971, aunque no estaba requerida por tratarse de sistemas auxiliares (a excepción de XG3) y su análisis no detectó ningún incumplimiento. Este hecho, comprobado por el CSN, es el que ha permitido que estos sistemas cumplan con los requisitos incluidos en la IEEE 603 ya que la IEEE 603 es la que ha sustituido a la IEEE 279.

Por tanto, la evaluación considera que el planteamiento del documento de análisis de cumplimiento con la RG 1.153 Rev. 1, y por lo tanto con la IEEE 603-1991, es correcto, y el alcance del mismo de acuerdo con lo requerido al respecto en la ITC sobre normativa NAC. Por tanto, no se deriva ninguna acción respecto a esta norma.

RG 1.167: “Restart of a nuclear power plant shut down by a seismic event”, Rev.0, marzo 1997.

El titular deberá verificar la conformidad con la revisión 0 de la RG 1.167 para determinar cuándo es posible re-arrancar la planta tras un sismo que supere el OBE o que cause daños significativos en la planta.

EL titular propone como acción el desarrollo de un procedimiento de acuerdo con la RG 1.167. Considera que su elaboración puede resultar laboriosa porque requiere trabajo de ingeniería para la identificación de equipos y propone, como límite de implantación, el 30 de junio de 2013.

La evaluación considera que la conclusión del análisis de CN Cofrentes coincide con la de la evaluación del CSN por lo que la propuesta del titular se considera aceptable y el titular deberá incorporar la RG a su base de licencia.

Por parte de las áreas evaluadoras, el límite de implantación propuesto, 30 de junio de 2013, podría ser excesivo, pero no obstante al valorar este plazo en el marco global de evaluación de los plazos necesarios para la implantación de las modificaciones y acciones de mejora ligadas a las condiciones, ITC y compromisos del titular asociados a la autorización de explotación se considera aceptable.

RG 1.199: “Anchoring Components and Structural Supports in Concrete”, Rev. 0, noviembre de 2003.

El titular deberá analizar la posición reguladora 1.6 sobre comprobaciones en la instalación de pernos de anclajes que debe considerarse como referencia en los procedimientos de inspección aplicables en la Regla de Mantenimiento y en los Programas de Gestión de Vida de estructuras.

En la evaluación se destacan los apartados de la norma no cubiertos en CN Cofrentes y que el titular confirma que no están cubiertos por procedimientos de la central, por lo que se propone una acción consistente en revisar el procedimiento de “Montaje de Pernos de Expansión” PGMM-0007M, estableciendo un punto de inspección en el proceso de instalación de pernos previo a la realización del taladro, en el que se haga constar la necesidad de inspeccionar el estado del hormigón (ausencia de huecos) sobre el que se pretende realizar el anclaje, e inspeccionar que el mortero y la lechada, para pernos de anclaje, se mezcla e instala de acuerdo con las especificaciones.

La evaluación considera la acción adecuada para dar cumplimiento con la posición reguladora 1.6 de la RG 1.199, si bien considera necesario fijar un plazo para dicha implantación.

El titular en su carta de compromiso de 15 de diciembre de 2010 (10.999833.03571, nº registro 42565) fija el 30 de junio de 2011 como fecha límite de implantación de las modificaciones, lo que se considera aceptable.

RG 4.21: “Minimization of contamination and radioactive waste generation: life-cycle planning” revisión 0, junio de 2008.

El titular deberá llevar a cabo un análisis detallado del contenido de la RG y su aplicación en la instalación.

En la evaluación se analiza la respuesta de Cofrentes en relación con el cumplimiento de esta norma en todos sus aspectos. La RG describe los mecanismos a emplear durante todas las etapas de la vida de una instalación para cumplir con los requisitos establecidos en el 10 CFR 20.

La RG comprende aspectos como minimizar la contaminación en la instalación y en el medio ambiente, facilitar el desmantelamiento de la instalación y minimización de la generación de residuos. La evaluación de la aplicabilidad se realiza desde el punto de vista de las acciones del titular en lo que se refiere a la gestión de residuos radiactivos

concluyendo que con los mecanismos implantados en la CN Cofrentes no sería necesarias acciones adicionales para dar cumplimiento a las recomendaciones establecidas en la RG 4.21.

La evaluación considera aceptable el análisis del titular y que, para asegurar su cumplimiento, se deberá incluir la RG 4.21, en lo que se refiere a la gestión de residuos radiactivos, en la ITC que el CSN tiene previsto emitir sobre nueva normativa a incluir en la BL de C.N. Cofrentes.

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

El titular deberá verificar la conformidad del diseño del sistema de purga de la contención con las GL 79-46 y 79-54, así como la BTP CSB 6-4 (en su totalidad) y el punto 5 de la GL 83-02.

Evaluación de los aspectos relacionados con la GL 79-46,

La GL requiere demostrar la operabilidad de las válvulas de aislamiento de la purga de la contención en base a tres aspectos: i) Margen y capacidad del actuador y tiempo límite de cierre, ii) integridad estructural, e iii) integridad del sellado.

En la reunión mantenida el día 12 de noviembre de 2010 (Ref.: CSN/ART/CNCOF/COF/1011/08) el titular aclaró algunas dudas relacionadas con el cumplimiento con los requisitos de la GL 79-46 para cada uno de los puntos anteriores. A continuación se recogen los aspectos destacables de la evaluación para cada uno de los puntos:

i) Margen y capacidad del actuador y tiempo límite de cierre.

La GL requiere que los titulares demuestren que la capacidad del par del actuador tiene suficiente margen como para cerrar la válvula completamente desde el 100% de apertura superando los esfuerzos que se oponen al cierre en el tiempo límite especificado bajo condiciones de presión de en accidente de pérdida de refrigerante (LOCA). Este punto puede ser evaluado mediante análisis, pruebas en banco, pruebas in-situ (bajo condiciones que simulen las del accidente base de diseño) o una combinación de los tres.

CN Cofrentes indica que el fabricante (Walton Weir Pacific) llevó a cabo un análisis de operabilidad de las válvulas cuyo resultado se describe en la respuesta a la pregunta 6.2.22 del documento preguntas y respuestas del EFS (febrero de 1984) y su conclusión es que la operabilidad está asegurada por las pruebas y análisis del suministrador.

La evaluación del CSN considera que el titular debe verificar que el actuador cumple con lo establecido. Este requisito ha quedado recogido en una ITC que

se detalla sobre esta norma y que recoge todos los aspectos a considerar, según se indica a continuación.

El titular plantea dos posibilidades para justificar la operabilidad de las válvulas bien la información del fabricante o bien los cálculos del programa de válvulas neumáticas, en ambos casos la evaluación plantea los puntos que deberá cumplir el análisis.

En cuanto a las válvulas de 36", cuya apertura actualmente está limitada a 65° mediante tope mecánico en el actuador, CN Cofrentes indica que esta limitación tiene por objeto "permitir un mayor margen con objeto de cumplir con los tiempos máximos de cierre y minimizar el impacto de la lenteja sobre el asiento de elastómero, evitando en mayor medida su deterioro y proporcionando una mayor estanqueidad", pero no consta que esté basada en ningún cálculo o análisis de operabilidad que tenga en cuenta el tiempo de cierre requerido. Si la opción de CN Cofrentes es demostrar la operabilidad de las válvulas de aislamiento de la purga por la vía del fabricante, deberá verificar la idoneidad del cálculo inicial de Walton Weir Pacific a la luz de las conclusiones del NUREG/CR-4648 para asegurar el adecuado cumplimiento de la GL 79-46, aplicado tanto a las válvulas de 18" como a las de 36".

Si la opción del titular es demostrar la operabilidad de las válvulas de aislamiento de la purga a través de los cálculos a nivel de componente del programa de válvulas neumáticas (AOV), deberá demostrar:

- a) que las hipótesis de los análisis teóricos efectuados sobre las válvulas de 18" y 36" de las líneas de purga son consistentes con los requisitos de análisis de la GL 79-46, reflejándolo así en el estudio y
- b) que bajo esas hipótesis el margen del actuador es suficiente para cerrar completamente las válvulas, desde el 100% de apertura en el caso de las de 18" y desde la posición de apertura limitada a 65° (o el límite que sea necesario) en el caso de las de 36", en el tiempo requerido.

En cualquiera de las dos opciones (información del fabricante o cálculos del programa de AOV):

- Si el valor máximo de apertura es necesario para garantizar el cumplimiento de los requisitos de la GL 79-46 y el punto 1A de la BTP 6-4, el titular deberá recoger este valor en el Estudio de Seguridad e incluir en ETFM un requisito de vigilancia para la verificación periódica de dicha limitación; en caso contrario, las pruebas de accionamiento (tiempo de cierre) se deberán realizar partiendo de las válvulas completamente abiertas.
- Si por motivos no relacionados con el resultado del análisis de operabilidad la apertura máxima de las válvulas de 36" está limitada durante la operación el titular deberá garantizar la coherencia entre la situación operativa real de las válvulas, las prácticas operativas (requisitos de vigilancia) y el ES.

Por último, el titular indica que la operabilidad se verifica, además de por análisis, mediante las pruebas de tiempos de cierre, y propone como mejora el desarrollo de un modelo de simulación para el estudio de tiempos según las diversas condiciones de las válvulas. Esta propuesta, de ser viable, se considera aceptable y debería servir para revisar el criterio de aceptación de la prueba de tiempos de cierre teniendo en cuenta que la prueba no se realiza en las peores condiciones de presión para la válvula, condición de accidente (ver punto 1.F de la BTP 6-4).

(ii) Integridad estructural

La RG requiere la evaluación de los elementos estructurales para asegurar que disponen de margen suficiente para soportar los esfuerzos que se producen durante la maniobra de cierre en condiciones de accidente base de diseño. La respuesta del titular a este punto es genérica, y se refiere a los cálculos de fabricante, sin embargo se considera que no ha verificado si las hipótesis consideradas y el alcance de los cálculos realizados satisfacen los requisitos de la GL, por lo que este tema se considera abierto y se incluirá en la ITC prevista.

Así mismo el titular indica que dentro del programa de válvulas neumáticas tiene previsto realizar un cálculo de “puntos débiles”, lo que se considera aceptable. El compromiso de realización de este cálculo, como ya se ha indicado, quedará recogido en el plan de actuación que el titular presente para dar cumplimiento a la ITC.

(iii) Integridad del sellado

La GL requiere que una vez verificada la operabilidad y la integridad estructural por análisis, prueba o ambos, se evalúe la integridad del sellado tras el cierre y la exposición a largo plazo al ambiente de la contención, poniendo especial énfasis en el efecto de la radiación y los aditivos químicos (si los hubiera) y otros aspectos como el efecto de la temperatura exterior y potenciales debris.

Las pruebas de fugas periódicas a las que alude el titular para justificar el cumplimiento de este punto no se pueden considerar aceptables; estas pruebas, realizadas a presión de accidente, permiten verificar el comportamiento de las válvulas, es decir si ha habido o no degradación durante la operación normal, para así asegurar que los valores de tasa de fugas se mantienen dentro de los límites. Sin embargo, el cierre previo de la válvula no se realiza a presión de accidente ni las válvulas están sometidas a condiciones ambientales adversas antes y durante la prueba como requiere la GL. El NUREG/CR- 4648 concluye que aunque los elastómeros del asiento soporten esfuerzos de compresión, la expansión térmica debida a las altas temperaturas podría aumentar la compresión que el sello está sufriendo, que en algunos casos podría superar los límites del material, indica así mismo, que el comportamiento de los elastómeros puede ser diferente en función del diseño de la válvula, y que materiales como el EPT (etileno-propileno) parecen más vulnerables a experimentar fugas tras la exposición a altas presiones y temperaturas. En el análisis de cumplimiento con la GL 83-02 el titular indica que el material del

sello de las válvulas de aislamiento de la purga es EPT. Por los motivos anteriormente expuestos la respuesta del titular no se considera aceptable y deberá aportar información adicional que demuestre la integridad del sellado de las válvulas de acuerdo con el espíritu de la norma. Para su correcto seguimiento se propone su inclusión en una ITC.

Evaluación de los aspectos relacionados con GL 79-54:

A lo largo de todo el ciclo CN Cofrentes mantiene en operación permanente el sistema de purga de bajo caudal (18") por lo que no se minimiza el tiempo de apertura, contrariamente a lo requerido por la GL. Así pues, a priori, mientras el titular no haya demostrado que se cumplen los requisitos de la GL 79-46 y de la BTP 6-4, debería aplicar las medidas provisionales que establece la GL.

No obstante y aunque formalmente no se puede dar por cerrada la verificación del cumplimiento con los requisitos de la GL 79-46, no existen dudas razonables, a priori, sobre la operabilidad de las válvulas, por lo que no se considera necesario que el titular aplique las medidas provisionales que establece la GL mientras no concluya el proceso formal de verificación de cumplimiento con la GL 79-46, BTP 6-4 y GL 83-02 dentro de los plazos que a tal fin se establezcan en la ITC correspondiente. Sin embargo, si a lo largo del proceso de verificación surgiese alguna duda razonable en relación al cumplimiento de los requisitos de la GL 79-46, el titular debería proceder de forma inmediata a la aplicación de las medidas provisionales que establece la GL 79-54. Este requisito se incluye en la propuesta de ITC.

Aparte de las medidas provisionales, el aspecto más relevante a considerar dentro del análisis de cumplimiento de esta GL es la demostración de que la anulación de una señal de aislamiento no anula las otras señales de aislamiento de las válvulas de purga; este aspecto ha sido demostrado por el titular en su evaluación de detalle por lo que este punto se considera cerrado.

Evaluación de los aspectos relacionados con la BTP-CSB 6-4.

La conclusión del análisis efectuado por el titular es que el sistema de purga y venteo de CN Cofrentes cumple con todas las recomendaciones específicas de la norma BTP 6-4. Indica así mismo que respecto a las recomendaciones generales de la norma BTP 6-4, CN Cofrentes difiere únicamente respecto al uso rutinario del sistema, debido a que el sistema de purga y venteo está en funcionamiento continuo durante operación normal (ya que las válvulas se encuentran permanentemente abiertas). Manifiesta sin embargo que esta configuración está justificada porque el control de la presión en la contención primaria durante la operación normal de la central que realiza el sistema es una función que tiene relación con la seguridad.

La evaluación de cumplimiento se ha llevado a cabo sobre la configuración actual de aislamiento de las líneas de impulsión y extracción de la purga de la contención. Asimismo, en la reunión mantenida el día 12 de noviembre se plantearon y aclararon algunas dudas en relación con los resultados de la evaluación del CSN que se identifican a continuación:

1A. Demostración de la operabilidad de las válvulas de aislamiento de la purga “on line” en condiciones de accidente (ver la evaluación del cumplimiento con la GL 79-46).

1B. Requiere una única línea de aporte y una única línea de extracción. CN Cofrentes cumple con este requisito y no se requieren acciones adicionales.

1C. Requiere que las líneas de purga no superen las 8”, o justificación detallada para diámetros mayores, basada en análisis de consecuencias radiológicas del LOCA (10 CFR100).

En el caso de CN Cofrentes las líneas de purga de bajo caudal (condiciones de operación 1, 2 y 3) son de 18” pero la propia BTP matiza que para BWR Mark-III el requisito de 8” puede ser muy conservador desde el punto de vista radiológico debido a las características de diseño de la contención.

De acuerdo con lo indicado en el ES el titular sólo ha considerado fuga máxima admisible a través de estas válvulas, cuando según la RG 1.183, si la purga se abre en operación normal el titular debería considerar el escape a través de las válvulas de purga mientras las válvulas permanezcan abiertas, y considerando para la estimación del vertido el máximo inventario de radionúclidos en el refrigerante admitido por las ETFM. En la reunión mantenida el 12 de noviembre el titular confirmó que no había tenido en cuenta vertido a través de la purga mientras ésta permanece abierta. El titular ha tratado esta desviación como una condición anómala de no conformidad, en su evaluación de seguridad señalan que la contribución se espera muy reducida frente a la contribución debida al resto de componentes aportando los motivos alegados para esta valoración, así mismo se ha emitido una orden al turno de operación como medida compensatoria, hasta la actualización de los cálculos.

1D. La configuración del aislamiento de la contención para las líneas de purga debe cumplir los estándares aplicables a las salvaguardias tecnológicas.

CN Cofrentes cumple con los CGD 54 y 56 del apéndice A del 10 CFR 50 aplicables a las penetraciones de las líneas de purga. Se solicitó información adicional y de la respuesta del titular se concluye que este punto se considera cerrado, sin que se requieran acciones adicionales por parte del titular.

1E. Los sistemas de aislamiento y control que aíslan las líneas de purga deberían ser independientes y actuar por causas diversas.

Las válvulas de aislamiento de la purga de la contención de CN Cofrentes pertenecen al grupo 8 de aislamiento y cierran por señales diversas. Este punto se considera cerrado y no se requieren acciones adicionales por parte del titular.

1F. Los tiempos de cierre, incluido el retardo de la instrumentación, no deben ser superiores a 5 segundos.

Este criterio trata de facilitar el cumplimiento con los requisitos del 10 CFR100 (10 CFR 50.67 en el caso de CN Cofrentes). El titular indica que este es el

tiempo de cierre requerido a estas válvulas según la ETF y que éste es el criterio de aceptación del procedimiento de prueba (POS del T40).

Sin embargo el área evaluadora ha comprobado que el tiempo medido en la prueba según los procedimientos T40-A03-03M y T40-A02-24M es el tiempo transcurrido desde que se lleva la maneta a cerrar hasta que se apaga la luz roja de válvula abierta y se enciende la luz verde de válvula cerrada. El tiempo medido en estas condiciones es un tiempo inferior al tiempo de cierre según lo define la BTP ya que no incluye el retardo de la parte inicial de la lógica (desde que se alcanza el valor de tarado, por cada una de las tres causas de activación, hasta los contactos de la maneta) sino sólo la parte final; probablemente tampoco contempla el cierre total hasta el 100%, ya que la luz verde va ligada al final de carrera, que puede estar situado en un punto cercano pero no necesariamente el 100%.

CN Cofrentes deberá por tanto revisar sus prácticas operativas para asegurar que el tiempo medido en la prueba se corresponde con el tiempo de cierre según lo establece la BTP. El titular mediante carta de compromiso de 22 de diciembre de 2010 ref.: 10.999833.03631 y n° registro 42623) se ha comprometido a llevar a cabo esta revisión antes de la recarga de 2011; este compromiso se considera aceptable.

1.G. El debris que pudiera acompañar al vapor liberado en caso de LOCA no debe impedir el cierre de las válvulas de aislamiento de la purga.

CN Cofrentes dispone de rejillas para evitar el atascamiento de las válvulas por arrastre de detritus originados como consecuencia del LOCA que pudiera impedir su cierre. No se requieren acciones adicionales con respecto a este punto, que se considera cerrado.

2. El sistema de purga no debe ser utilizado para control de temperatura y humedad en contención.

El titular indica en su análisis que es el sistema de enfriamiento y no la purga la que realiza las funciones de control de humedad y temperatura de acuerdo con el documento de recopilación de bases de diseño. Esta respuesta se considera aceptable; sin embargo, en las bases de diseño del sistema de purga se indica que una de sus funciones es mantener las condiciones ambientales de la contención para el funcionamiento de equipos y la entrada de personal. El titular confirmó en la reunión del día 12 de noviembre que esta función es únicamente de apoyo y que el funcionamiento del sistema de control de temperatura y humedad es independiente del sistema de purga (alto y bajo caudal), por lo que este punto se considera cerrado y no se requieren acciones adicionales por parte del titular.

3. Las necesidades de purga deberían minimizarse disponiendo de sistemas de purificación de la atmosfera de la contención.

El titular indica que "...esta consideración no tiene aplicación directa a CN Cofrentes ya que no hay definido un sistema específico para realizar la limpieza

del ambiente de la contención, siendo estas funciones asumidas por el sistema de purga de bajo caudal o por el de alta purga en función del modo en que se encuentre la planta...”. Esta respuesta del titular no se considera aceptable porque se desvía plenamente del espíritu de la norma. El área evaluadora considera que CN Cofrentes no cumple con este requisito de la BTP por lo que se incluye en la propuesta de ITC.

4. La disponibilidad de la función de aislamiento y la tasa de fugas de las válvulas de aislamiento deben probarse durante la operación del reactor.

El titular realiza diversas pruebas sobre el sistema de acuerdo con sus ETFM. Durante la evaluación han surgido cuestiones sobre la diferente frecuencia en las pruebas de accionamiento. Se verifica que se trataba de un error y el titular se ha comprometido a modificar el manual de inspección en servicio (MISI) para identificar las válvulas de 18” T40-FF119/120/121/122 como válvulas activas, asignándoles una frecuencia de prueba de actuación de una vez cada tres meses, así como otras pruebas que por ser consideradas activas les sean aplicables. CN Cofrentes propone realizar estos cambios en la revisión de MISI-CO actualmente en curso y que concluirá antes de la próxima parada para recarga prevista para octubre de 2011. Esta propuesta se considera aceptable.

CN Cofrentes indica así mismo, mediante carta el 22 de diciembre de 2010 ref.: 10.999833.03631 y n° registro 42623) que ya ha efectuado con resultado satisfactorio la prueba de accionamiento de las válvulas de aislamiento de 18” de acuerdo con el procedimiento T40-A03-3M en el que se han incluido provisionalmente las válvulas T40-FF119, 120, 121 Y 122, indicando así mismo que los procedimientos de prueba serán oficializados antes de la siguiente prueba trimestral, prevista para marzo de 2011. Todo esto se considera también aceptable

5. La BTP requiere que el diseño del sistema de purga de contención esté avalado por un conjunto de análisis:

5.A. Análisis de consecuencias radiológicas del LOCA. (ver el punto 1.C.)

5.B. Análisis que demuestre la aceptabilidad de las medidas de protección contra la pérdida de función de equipos de seguridad situados aguas abajo de las válvulas de purga provocada por la corriente de aire y vapor saliente a través de la línea.

El titular indica que los únicos componentes de seguridad del sistema son las válvulas de aislamiento, y sólo para dicha función de aislamiento. Este punto se considera cerrado y no se requieren acciones adicionales por parte del titular.

5.C. Análisis de la reducción en la presión de contención causada por la pérdida parcial de la atmósfera de la contención durante el accidente para la determinación de la contrapresión de los sistemas de emergencia (ECCS).

El objeto de este punto de la BTP está orientado a la valoración del impacto de la pérdida parcial de la masa de aire de la contención sobre los análisis de

capacidad de los ECCS en caso de LOCA. Dado que la metodología de análisis de LOCA de CN Cofrentes considera, conservadoramente, presión atmosférica constante en contención para el cálculo de descarga de masa y energía en los análisis de efectividad de los ECCS, y aunque la respuesta de CN Cofrentes no se ciñe estrictamente al requisito de la BTP, no se requieren acciones adicionales del titular sobre este punto, que se considera cerrado.

5.D. Determinación específica de la máxima tasa de fugas admisible a través de las válvulas de purga en función del tamaño y de la máxima tasa de fugas de la contención permitida.

Estas válvulas disponen de un límite de fugas individual calculado en función de su diámetro y del límite máximo admisible de fugas en la contención, de acuerdo con los requisitos del apéndice J del 10 CFR 50, opción B, base de licencia de CN Cofrentes. Se considera adecuado que estas penetraciones se consideren de derivación de contención primaria (RV 3.6.1.3.9) y no de derivación de contención secundaria, por lo que no se requieren acciones por parte del titular con respecto a este punto.

Evaluación de los aspectos relacionados con la GL 83-02 “NUREG-0737 Technical specifications”. Punto 5

Con respecto a esta GL indicar que el NUREG 1434, rev.1 (CLO 3.6.1.3) que sirve de referencia a las ETFM de CN Cofrentes se ajusta completamente al espíritu de la norma y requiere que las válvulas que no cumplen la BTP se mantengan enclavadas cerradas mientras la contención sea requerida, su estado sea vigilado cada 31 días (RV 3.6.1.3.1) y no permite su apertura ni siquiera bajo control administrativo. Con respecto a la purga que cumple con la BTP, el RV 3.3.1.3.2 del NUREG requiere verificar que están cerradas cada 31 días e incluye una NOTA que permite su apertura bajo control administrativo cuando así se requiera para el control de presión, por criterios ALARA o requisitos de calidad del aire para la entrada de personal, siempre que la línea de purga del DW se mantenga aislada.

Además, también en coherencia con el punto 5 de la GL 83-02, el NUREG 1434 incluye un requisito de vigilancia específico (3.6.1.3.6) para la prueba de fugas de las válvulas de aislamiento de la purga que dispongan de sello elástico (caso de CN Cofrentes), que se debe realizar cada 184 días (6 meses) y una vez en el intervalo de 3 meses tras la apertura de la válvula. Obviamente esta frecuencia es mucho más restrictiva que las que se establecen en el marco de aplicación de la opción B del apéndice J (y que el NUREG 1434 contempla con carácter general).

Sin embargo la ETFM de CN Cofrentes (CLO 3.6.1.3) se desvía del NUREG 1434, y por tanto del espíritu de la GL 83-02, a fin de salvaguardar la práctica de CN Cofrentes de mantener la purga de bajo caudal operando en continuo. Tampoco establece limitación alguna al uso de la purga de alto caudal y aunque la línea de 36” dispone de brida ciega, no existe ningún requisito en ETFM que impida la apertura de estas líneas; al contrario, la CLO incluye una NOTA en el apartado ACCIÓN que permite que los caminos de flujo de las penetraciones (sin excepción) sean abiertos intermitentemente bajo controles administrativos. Tampoco existe un RV para la

realización de la prueba de fugas de las válvulas de aislamiento de la purga con frecuencia diferente a la establecida según la opción B del apéndice J.

La evaluación del CSN ha identificado así mismo que en la tabla B3.6.1.3-1 de la base asociada a la CLO 3.6.1.3 (documento DB07), se incluye una nota (f) que afecta a las válvulas de aislamiento de la purga de las líneas de suministro. Esta nota permitiría dejar la línea abierta en determinadas condiciones con una válvula de aislamiento inoperable en contra de lo requerido en la condición A del apartado ACCIÓN de la CLO, que requiere aislar (mediante válvula automática desactivada cerrada, manual cerrada, etc) en 4 horas cualquier penetración de la contención con una válvula de aislamiento inoperable excepto si es debido a fuga excesiva, en cuyo caso aplicaría la condición C del apartado ACCIÓN.

El análisis de cumplimiento del titular concluye que cumple adecuadamente con la GL ya que las válvulas se mantienen abiertas de manera continua por motivos relacionados con la seguridad (control de presión en contención). A pesar de lo indicado por el titular, el CSN considera que control de presión no es una función de seguridad propia del sistema de venteo, calefacción y aire acondicionado del edificio de contención (T40) el requisito de seguridad es mantener la presión de la contención por debajo de un límite recogido en las ETFM para que, de producirse un LOCA, no se superen los límites de presión de contención; pero este requisito no justifica la apertura en continuo de la línea de purga de bajo caudal, porque el titular está dando prioridad a la función de control de presión frente a la función de aislamiento de la contención, que es de seguridad.

Por otra parte, en un documento remitido por el titular al CSN durante el proceso de evaluación de cumplimiento de los requisitos de la BTP que se llevo a cabo en los años 90, CN Cofrentes justificó en su momento la necesidad de mantener la purga abierta en continuo sobre la base de un cálculo radiológico en el que se estimaba la necesidad de mantener la purga de bajo caudal abierta un 80% del tiempo de funcionamiento a potencia de la central para mantener los nivel de radionúclidos en contención por debajo de los límites operacionales (10 CFR20).

Con respecto a esta justificación del titular, indicar lo siguiente:

- Sin entrar a valorar las hipótesis ni las consideraciones del cálculo, un 80% del tiempo no es el 100% del tiempo, que es la solución adoptada, sin limitación alguna para la operabilidad de la purga.
- De acuerdo con la BTP (punto 3) las necesidades de purga de la contención deberían minimizarse mediante sistemas de purificación de la atmósfera de contención localizados en su interior que CN Cofrentes no cumple.
- El titular indica que los sellos de las válvulas se vigilan según la GAMA de mantenimiento 2059, pero no indica si la gama requiere la sustitución periódica del sello como requiere la GL (entendiendo que la periodicidad deberá establecerse según las recomendaciones del fabricante). El titular deberá aportar información adicional en cuanto al alcance y objetivos de la gama de mantenimiento para poder valorar el cumplimiento de este requisito de la norma.

- Según información suministrada por el titular la citada GAMA de mantenimiento no incluye el requisito de sustitución periódica de la junta. Por este motivo, en la propuesta de ITC se incluye también este requisito para dar adecuado cumplimiento a la norma.

De la evaluación pormenorizada realizada del cumplimiento con las GL 79-48, 79-54, BTP 6-4 y GL 83-02 se concluye que CN Cofrentes no cumple la BTP 6-4 en lo que se refiere al uso continuo de la purga on-line (sistema de purga de bajo caudal en condiciones 1, 2 y 3 de operación) para el control de la presión y de la atmosfera de la contención. Cabe indicar que todo ello se reforzó posteriormente con el requisito de la GL 83-02 de mantener la purga cerrada y sólo abrirla para operaciones relacionadas con la seguridad, que a su vez se incorporó al NUREG 1434 rev.1 que, como ya se ha indicado, sirve de referencia a las ETFM de CN Cofrentes.

Por todo lo anterior la evaluación del CSN considera necesario requerir a CN Cofrentes mediante ITC que presente una propuesta de cumplimiento con la BTP 6-4 y con la GL 83-02, así como una propuesta de cambio de ETFM para adaptarse al NUREG 1434 rev.1 que le sirve de referencia en lo que se refiere a la redacción y requisitos de la CLO 3.6.1.3 aplicable a válvulas de asilamiento de la contención, incluido el requisito de prueba de fugas con la frecuencia que el NUREG establece. Así mismo, el titular deberá eliminar la nota (f) de la tabla B3.6.1.3-1 del documento DB07. En caso de que el titular considerase la posibilidad de mantenerla dentro del contexto establecido por la ITC, deberá incluirla como una NOTA en el apartado ACCIÓN de la ETF 3.6.1.3 (en la correspondiente propuesta de cambio).

El titular deberá incluir en las bases de licencia de CN Cofrentes la GL 79-46, la BTP-CSB-6-4 completa y el punto 5 de la GL 83-02.

GL 80-02 “Quality assurance requirements regarding diesel generator fuel oil”

El titular deberá asegurar que el gasoil de los generadores diesel de emergencia está sometido al mismo programa de garantía de calidad de la CN Cofrentes que un elemento relacionado con la seguridad.

La evaluación del CSN considera que el análisis realizado por Cofrentes es aceptable y las propuestas adecuadas, únicamente se consideraba excesivo el plazo de implantación de las acciones pues se indicaba final del 2011.

El titular ha emitido la carta de compromiso de fecha 15 de diciembre de 2010 (ref.: 10.999833.03571 y nº registro 42565) en la que ha fijado el plazo de inclusión del suministrador del gasoil en la lista de suministradores homologados referenciada en la Q-list. Con este compromiso asumido, al gas-oil le aplican todas las exigencias para estos componentes, por lo que el no cumplir con el requisito de no disponer de una auditoría de calidad al suministrador de este componente supone una no conformidad que ha sido abierta por CN Cofrentes en su sistema de control de acciones correctoras, que ha sido remitido al CSN. CN Cofrentes se compromete a realizar la correspondiente auditoría antes de abril de 2011, que la evaluación del CSN considera aceptable.

GL 89.22: “Potential for increased roof loads and plant area Flood runoff depth at licensed NPP due to recent change in PMP criteria developed by the National Weather Service”, octubre 1989.

El titular analizará la aplicabilidad de los cálculos de la capacidad del drenaje superficial del emplazamiento, y de las terrazas y cubiertas de los edificios según lo señalado en esta GL.

CN Cofrentes ha evaluado, tanto la capacidad de los drenajes de las cubiertas como la del emplazamiento, para evacuar la máxima precipitación probable (PMP), y que el agua que podría acumularse en las cubiertas de los edificios no sobrepasa en ningún punto el nivel que provoque una sobrecarga inaceptable de las estructuras.

A la vista de los cálculos presentados y la metodología utilizada, la evaluación del CSN considera aceptable la conclusión de CN Cofrentes y no se requieren acciones adicionales.

IEB: 74-14 “BWR Relief Valve Discharge to Suppression Pool”, de 13/11/74.

El titular deberá analizar con objeto de verificar que todas las acciones identificadas en el IEB están cubiertas.

El titular considera que en CN Cofrentes están adecuadamente cubiertas las áreas de operación para controlar la temperatura de la piscina de supresión y asegurar una refrigeración adecuada, lo que supone la barrera principal para asegurar que en la piscina de supresión no se podría producir el tipo de daño planteado en este Boletín.

El titular indica que dado que la problemática planteada se considera cubierta con las acciones operativas, no se considera que las inspecciones indicadas por la norma (punto e) aporten un beneficio para la seguridad. No obstante, en caso de una descarga prolongada de una o más válvulas de alivio y seguridad (SRV) a la piscina de supresión, propone, bajo determinadas circunstancias, realizar una inspección visual con cámaras en las zonas potencialmente afectadas. Propone implantar esta acción durante el ciclo 19 (fecha estimada de finalización en septiembre de 2013).

El CSN había solicitado el análisis de cumplimiento con el punto “e” del IEB sobre inspección visual de la piscina de supresión tras la descarga prolongada de las SRV, el titular indica en su análisis que no tiene recogida en procedimientos esta inspección, pero que dentro del programa de inspección en servicio se inspecciona periódicamente (cada 10 años). Propone, adicionalmente, valorar, en caso de una descarga prolongada de una o más SRV, las acciones operativas y la evolución de la temperatura y, si se concluye que pudiera haber habido daño a las estructuras según lo planteado en el IEB, realizar una inspección visual con cámaras en las zonas potencialmente afectadas.

El titular se ha comprometido mediante carta de fecha 15 de diciembre de 2010 (ref.: 10.999833.03571 y nº registro 42565) a elaborar un procedimiento en el que se recojan:

- i) criterios para valorar el potencial impacto sobre estructuras en caso de una descarga prolongada de una o varias SRV, y
- ii) acciones a llevar a cabo y plazo de realización, si se concluye que pudiera haber daño potencial a estructuras.

El procedimiento estará implantado antes del 30 de junio de 2011 y la evaluación del CSN lo considera aceptable. El titular deberá incluir el IEB 74-14 en sus bases de licencia con el matiz que introduce la carta de compromiso en relación con el punto “e”.

ASME N511, 2007: “In-service testing of nuclear air treatment, heating, ventilation and air-conditioning systems”.

El titular deberá analizar el cumplimiento de las distintas de las pruebas de los sistemas de ventilación relacionados con la seguridad con esta norma.

En la evaluación realizada por el CSN a la respuesta del titular se analiza los puntos alegados como se resume a continuación:

- El N511 sólo afectaría a los sistemas XG3 y P38. Aunque su diseño se efectuó, por razones de fecha con el ASME N509, es compatible realizar las pruebas requeridas por el N511 con un mínimo de modificaciones. Gran parte de las pruebas requeridas por el N511 deberían estar ya incluidas en procedimientos y gamas actualmente vigentes en la central.
- Instrumentación y programa de calibraciones: Está aceptado por el CSN que CN Cofrentes no aplique el ASME NQA-1. Por tanto, a efectos de cumplimiento del N511, CN Cofrentes deberá aplicar su Manual de Garantía de Calidad vigente.
- Valores de referencia: CN Cofrentes debería establecer los valores de referencia en la primera ocasión que realice cada una de las pruebas especificadas por el N511. Esta posibilidad está contemplada en la sección 3.2.2 de la misma.
- Pruebas de barrera de presión: El objeto del Apéndice II del N511 es conductos y housing. Para estos sistemas en CN Cofrentes aplica el N510-1975 y éste no contempla la realización periódica de las pruebas periódicas de fugas de los housing. Por tanto, teniendo en cuenta este aspecto y los mencionados por el titular en su contestación, se considera aceptable que CN Cofrentes no aplique este Apéndice II (como ya se ha citado por parte del CSN en ocasiones anteriores).
- El titular recoge una serie de mejoras que ha detectado que son necesarias, en una primera revisión, para el adecuado cumplimiento de la norma. No se realiza una valoración de las modificaciones propuestas.
- El titular considera que existen las siguientes desviaciones al ASME N511-2007:
 - a) Periodicidad inspección visual ventiladores: La inspección visual que requiere el Apéndice I del N511 no requiere dejar sin tensión los equipos. La discrepancia indicada por el titular se puede solventar realizando la inspección visual trimestral

de acuerdo con el Apéndice I y manteniendo la que realiza actualmente, más exhaustiva, con frecuencia bienal.

b) Prueba de fugas en la barrera de presión de los ventiladores: CN Cofrentes debería comprobar con las especificaciones de diseño que las carcasas de los ventiladores se consideran como barrera de presión en sus sistemas.

c) Prueba de fugas por el asiento de las válvulas: El titular no indica ningún comentario en su contestación. Se entiende que se refiere a las pruebas de fugas de válvulas y compuertas diseñadas con límite de fugas admisible. Dado que en el diseño original se establecieron unos límites de fugas admisibles, el titular debe de asegurar que dichos límites se siguen cumpliendo para verificar que el diseño sigue cumpliendo las especificaciones originales. Las modificaciones a realizar en planta, si se requieren, son de pequeña entidad y para un número muy limitado de componentes. Se considera que es necesario que el titular cumpla los requisitos de este tipo de pruebas.

d) Prueba de fugas en conductos y housing: No se requiere el cumplimiento del Apéndice II.

e) Inspección visual del asiento de las válvulas: La justificación dada por el titular no aplica dado que el Apéndice I no requiere la inspección del asiento de las válvulas. Lo que requiere es la inspección visual de los asientos de las lamas de las compuertas que por diseño tengan un límite de fugas. La periodicidad de 2 años se requiere porque estos asientos generalmente son de un material orgánico susceptible de degradación; este fenómeno depende del material, de las condiciones ambientales, del fluido transportado por el conducto, etc. Por tanto, salvo que el fabricante justifique la no necesidad de dichas inspecciones, se debería realizar la inspección visual requerida con el alcance que se indica en el Apéndice I.

Como conclusión final se indica que el titular debe de incluir esta norma como base de licencia. De acuerdo con las justificaciones aportadas por el titular recogidas en la carta de 19 de noviembre de 2010 (ref.: 10.999833.03310 n° de registro 42272) “C.N. Cofrentes. RPS_NAC. Propuesta de cumplimiento con la R.G. 1.140 rev.2 y el ASME N511-2007” se acepta excluir de la misma las pruebas periódicas de conductos y housing.

Esta norma recoge todos los requisitos aplicables a las pruebas periódicas de los sistemas de ventilación relacionados con la seguridad en centrales nucleares; recoge la experiencia de la industria americana al respecto y su aplicación garantizaría que dichos sistemas están siendo probados correctamente y de forma completa.

Se incluirá en una ITC como BL para pruebas periódicas excluyendo las pruebas periódicas de conductos y housing.

3.3.2 Evaluación de otra normativa no incluida en la ITC de ref^a CNCOF/COF/SG/09/18

Se incluye aquí la evaluación realizada de las normas inicialmente incorporadas en el proceso de análisis para determinación de la NAC pero que durante el mismo se descartaron o dejaron fuera de la ITC

GL 81-38, “Storage of low-level radioactive waste at power reactor sites”.

En reunión mantenida con el titular, en febrero de 2009 (ref.: CSN/ART/CNCOF/COF/0902/01), se le transmite la necesidad de realizar un análisis preliminar sobre la aplicabilidad, si bien el CSN consideraba que dado el contenido de la GL la consideraba de aplicación sin que su análisis aportara cambios significativos.

En el análisis preliminar presentado por Cofrentes en mayo de 2009, el titular indica que ciertos aspectos de la guía son tenidos en cuenta en las modificaciones de la central sin identificar qué aspectos son considerados y cuáles no. Posteriormente CN Cofrentes remitió por correo electrónico información adicional sobre la aplicabilidad de esta GL.

El CSN, en su evaluación, concluye que la GL debe formar parte de la base de licencia de CN Cofrentes y debe ser aplicada a modificaciones futuras, por tanto se incluirá la GL 81-38 en la ITC que el CSN tiene previsto emitir sobre nueva normativa a incluir en la BL de C.N. Cofrentes.

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

Esta norma fue evaluada durante el proceso de la determinación de la NAC (ref.: CSN/PDT/CNCOF/COF/0907/165 y se concluyó en la necesidad de requerir la revisión 2 de la guía en modificaciones de diseño futuras. Se consideró de esta forma puesto que el titular demostró un alto grado de cumplimiento con ella y, en particular, con la RG 1.151 “Instrument sensing lines”, base de licencia de CN Cofrentes, que incluye consideraciones relativas al cumplimiento del criterio de fallo único en las líneas sensoras de instrumentos redundantes. Sin embargo, según ha podido verificar posteriormente la evaluación del CSN, CN Cofrentes podría estar incumpliendo el criterio de fallo único en alguna de las líneas sensoras.

La evaluación realizada con relación a esta norma se circunscribe a las partes mecánicas (tubings) de la instrumentación, que ante un fallo único no deben impedir el desempeño de la función de seguridad del sistema de protección, de acuerdo con el espíritu de la RG 1.53.

Las líneas donde se podría estar produciendo el incumplimiento del criterio de fallo único serían:

1.- La rotura de la rama de alta para el aislamiento de tuberías de vapor principal (TVP) y drenajes de TVP por alto caudal de vapor impediría el aislamiento de los drenajes de TVP por esta causa. Para cada TVP, la lógica de aislamiento de los drenajes es una lógica 2 de 2 (A y D ó B y C); la toma de alta para los instrumentos de los canales A y B es compartida, igual que la de baja, y lo mismo para los instrumentos de los canales C y D. Así, la rotura de la rama de alta provocaría que los canales A y B (ó C y D) vieses bajo caudal en la línea impidiendo el aislamiento de los drenajes de TVP en caso de rotura de una TVP, mientras que las propias TVP sí se aislarían, dado que su cierre responde a una lógica 1 de 2, 2 veces: A ó C y B ó D.

2.- La rotura de la línea de alta de la lógica de aislamiento del sistema de limpieza de agua del reactor (G33-RWCU) por alto caudal diferencial impediría el aislamiento del sistema

por esta causa. El canal A (división I) produce el aislamiento de las válvulas exteriores y el canal B (división II) el aislamiento de las líneas interiores. Cada pareja de instrumentos de canales respectivos A y B comparten la toma de alta y la de baja; la rotura de la toma de alta provocaría que tanto en el canal A como en el B los transmisores afectados vieran bajo caudal, no llegándose a producir la señal de alto caudal diferencial en caso de rotura del sistema.

La evaluación considera necesario que el titular confirme si el diseño actual de las lógicas mencionadas se mantiene, analice si existen otras señales afectadas por una problemática similar a la identificada, teniendo en cuenta no sólo la rotura del tubing sino también la obturación o cierre de la válvula raíz y presente una propuesta de modificación que garantice el cumplimiento adecuado del criterio de fallo único para el diseño de las líneas sensoras, o de lo contrario, demuestre mediante análisis de seguridad que la función que desempeña la lógica que no cumple el criterio de fallo único no es de seguridad.

Por ello se propone la emisión de una ITC al respecto.

Regulatory Guide 1.75 Rev.3 “Criteria for Independence of Electrical Safety Systems”. (Febrero 2005).

En la evaluación de esta norma además de lo señalado en el informe A62-5A058 “Informe para evaluar la aplicabilidad de la RG 1.75 Rev.3 en C.N. Cofrentes”, se tiene en cuenta los resultados de la inspección realizada los días 3 y 4 de noviembre de 2010 (ref.: CSN/AIN/COF/10/723) relativa a temas de sistemas eléctricos y de instrumentación relacionados con la Revisión Periódica de la Seguridad y Normativa de Aplicación Condicionada.

Durante la visita de inspección realizada con fecha 3 y 4 de noviembre de 2010 CN Cofrentes manifestó, y se pudo verificar en planos, que las cinco cargas, para las que se propone usar interruptores de aislamiento, son las únicas que estando alimentadas de barras 1E no tienen disparo por señal de accidente, asimismo se comprobó la correcta coordinación de las protecciones de estas cargas respecto a los correspondientes interruptores de cabecera, en concordancia con la RG.

Además se comprobó que según el diseño, con excepción de las cinco cargas referidas, las cargas no-1E alimentadas de barras 1E están agrupadas en barras cuya alimentación dispara por señal de accidente y en estos casos la protección de la alimentación a cada barra no-1E está coordinada con el correspondiente interruptor de cabecera (alimentación a la correspondiente barra 1E) por lo que en el supuesto de cortocircuito múltiple en cargas no-1E se garantiza la coordinación con el interruptor de alimentación a la barra 1E. CN Cofrentes se comprometió a verificar que en los análisis de coordinación está incluida la intensidad nominal de las cargas 1E de cada barra.

Según el punto 6.1.3 de la IEEE 384-1992 (RG 1.75 Rev.3) las áreas de distribución de cables son “áreas de no riesgo” y el criterio de separación de las áreas de no riesgo (punto 6.1.3.2) es que la separación debe estar acorde con los riesgos localizados en áreas adyacentes o bien estar separada por barrera de 3 horas. En el informe de CN Cofrentes se identifica que las áreas de distribución de cables no están completamente separadas de las salas adyacentes por una barrera de 3 horas; adicionalmente, en la inspección realizada los

días 3 y 4 de noviembre se comprobó que CN Cofrentes no dispone de un análisis documentado que justifique esta situación y se considera que este análisis debe realizarse. Teniendo en cuenta los riesgos potenciales existentes en áreas adyacentes se considera que la situación actual puede quedar debidamente justificada por análisis, en caso contrario se deberían realizar las acciones que se deriven del análisis.

Consecuentemente, se considera que se debe requerir a CN Cofrentes la realización de la acción 5.C de su informe consistente en estudiar la separación existente y en caso de que no se justifique satisfactoriamente realizar las acciones que se deriven de dicho estudio.

Respecto a la compatibilidad con equipo mecánico el criterio general es similar en la IEEE 384-1974 (R.G. 1.75 Rev.2) y en la IEEE 384-1992 (R.G. 1.75 Rev.3) y consiste esencialmente en que el fallo mecánico de equipos de una redundancia no provoque la inhabilitación de circuitos o equipos de la otra redundancia. La IEEE 384-1992 (endosada por la R.G. 1.75 Rev.3) desarrolla este criterio general en sus apartados 6.1.6, 6.1.7 y 6.1.8, estableciendo criterios nuevos para la clasificación de “áreas de riesgo de rotura de tubería”, “áreas de riesgo de proyectiles” y “áreas de riesgo de incendio” así como nuevos criterios de tendido (ruteado) de cables. Estos criterios son similares para los tres tipos de áreas de riesgo (rotura tubería, proyectil, incendio) y, básicamente, limitan a un único tren los circuitos que puede haber en una de estas áreas y en el caso de que los efectos del riesgo (rotura tubería, proyectil, incendio) requieran acciones de protección no se permite el paso de cables 1E, salvo cuando den servicio a equipos situados en la propia área. La norma admite la justificación por análisis de desviaciones al cumplimiento de los requisitos de tendido en áreas de riesgo.

Adicionalmente la IEEE 384-1992 (R.G. 1.75 Rev.3) en su punto 6.1.3.1(4) establece que para las áreas de no riesgo (áreas de distribución de cables adyacentes a Sala de Control, en CN Cofrentes) debe haber un control administrativo de actividades de operación y mantenimiento que limite y controle la introducción de riesgos potenciales en estas áreas.

Teniendo en cuenta lo anterior, por parte de la evaluación se planteó la realización de acciones referentes a:

- Control administrativo de riesgos en áreas de distribución de cables.
- Valoración de la separación física de las salas de distribución de cables respecto a salas adyacentes.
- Comprobación del grado de cumplimiento de los nuevos criterios de ruteado de cables en áreas de riesgo de rotura de tuberías, proyectiles e incendio, según se establecen en la IEEE 384-1992.

En la reunión celebrada el día 10 de diciembre de 2010 (ref.: ART/INEI/COF/1012/10), en cuanto a los aspectos referentes a análisis de áreas de riesgo de rotura de tuberías, proyectiles e incendio, se revisaron el alcance y aspectos principales de los informes L13-8045: “Análisis de daños de protección contra proyectiles” Rev.3, L13-8065: “Estudio de protección contra los efectos de aspersión por rotura de tuberías” Rev.0 y A62-8015: “Criterios de designación, identificación y separación de cables, conducciones y equipos” Rev.6. En particular se comprobó que el documento A62-8015 Rev.6 (sept/1985), que contiene los criterios de diseño de C.N. Cofrentes respecto a la separación de cables, incluye adecuadamente los criterios correspondientes a los puntos 4.4 (Compatibilidad con sistemas mecánicos) y 5.1.1 (Criterio general de ruteado de cables en áreas de riesgo) de la

IEEE 384-1974, referentes a la consideración de los riesgos debidos a equipo mecánico en la ubicación de cables y equipo eléctrico. La IEEE 384-1974 está endosada tanto por la RG 1.75 Rev.1 como por la RG 1.75 Rev.2.

CN Cofrentes ha remitido la carta de fecha 17 de diciembre de 2010 (ref.: 10.999833.03596 y nº de registro 42598) “C.N. Cofrentes. RPS-NAC. Información complementaria relativa a los apartados 6.1.6 y 6.1.7 de la norma IEEE 384-1992” en la que se resumen los criterios básicos del diseño respecto a la ubicación de conductos y equipo eléctrico en áreas con riesgo de rotura de tuberías y de proyectiles, que están de acuerdo con la IEEE 384-1974 (endosada tanto por la rev.1 como por la rev.2 de la RG 1.75), y adicionalmente propone realizar una comprobación de cumplimiento de los criterios de la IEEE 384-1992 (endosada por la RG 1.75 Rev.3) en los siguientes términos:

- A fin de comprobar el grado de cumplimiento con la RG 1.75 Rev. 3, CN Cofrentes realizará un muestreo, en lo relativo a los nuevos criterios de clasificación de áreas peligrosas aplicables a Rotura de Tuberías y Proyectiles, recogidos en la IEEE 384-1992. El objetivo del muestreo sería conocer si el diseño actual de CN Cofrentes, basado en la RG 1.75 Rev.2 en lo relativo a la compatibilidad con los sistemas mecánicos y cuyo objetivo no es otro que evitar que el fallo de un sistema mecánico pueda dejar inoperable esa misma función en el tren redundante, sigue cumpliéndose con los nuevos criterios de la RG 1.75 Rev. 3 (IEEE 384-1992).

Para ello, y en base a los estudios L13-8045 “Análisis de Daños. Protección contra Proyectiles” y L13-8065 “Estudio de Protección contra los efectos de aspersión por rotura de tuberías”, se propone seleccionar dos sistemas de la planta que se consideren representativos. Una vez seleccionados los sistemas, se identificarán las áreas de riesgo conforme a los criterios recogidos en los apartados 6.1.6.1 y 6.1.7.1 de la IEEE 384-1992, y se comprobará el cumplimiento con los criterios de ruteado recogidos en apartados 6.1.6.3 y 6.1.7.3 de la misma.

El plazo previsto para cumplir el compromiso anterior es hasta el 30 de abril de 2012.

- En relación con las salas de distribución de cables, CN Cofrentes se ha comprometido a recoger en sus procedimientos el control administrativo de actividades de operación y mantenimiento en las salas adyacentes a sala de control para ajustarse a lo indicado en el punto 6.1.3.1 la IEEE 384-1992, respecto al control y limitación de la introducción de riesgos en dichas salas.

El plazo previsto es de seis meses a partir de la renovación de la Autorización de Explotación.

- Dado que en la IEEE 384-1974 (RG 1.75 rev.2) no se trata de forma explícita de áreas de riesgo de incendio, CN Cofrentes no dispone de un documento que recoja la situación actual en cuanto a la localización de cables y equipo eléctrico en áreas de riesgo de incendio (según se definen en el punto 6.1.8 de la IEEE 384-1992). Se ha considerado por parte de INEI que la situación de la central debe estar documentada y CN Cofrentes se ha comprometido a realizar un análisis del grado de cumplimiento del punto 6.1.8 de la IEEE 384-1992 (áreas de riesgo incendio).

El plazo previsto para este compromiso es hasta 31 de marzo de 2012.

Asimismo se propone una ITC en los siguientes términos:

En relación con la RG 1.75, Rev. 3, CN Cofrentes llevará a cabo la acción 5.C del informe A62-5A058 rev.0 “Informe para evaluar la aplicabilidad de la R.G. 1.75 Rev.3 en C.N. Cofrentes”, referente al estudio de los límites de separación de las salas de distribución de cables respecto a las salas adyacentes y a la realización de las modificaciones que pudieran resultar de dicho estudio, para completar la separación.

El plazo para finalizar el estudio será de un año a partir de la renovación de la Autorización de Explotación, mientras las posibles modificaciones que se deriven del mismo deberán finalizarse en la parada de recarga de 2013.

Regulatory Guide 1.9, “Application and Testing of Safety-Related Diesel Generators in Nuclear Power Plants”, Rev. 4 (2007).

Esta norma fue evaluada por el CSN en el proceso de selección de la NAC (CSN/PDT/CNCOF/COF/0907/165). En la evaluación realizada se consideró que no era necesario requerir su inclusión dentro de la ITC de la NAC, si bien se requería el análisis de cuatro puntos concretos:

- IEEE Std 387, apartado 4.1.2.a) “Design conditions”.
- IEEE Std 387, apartado 4.2.2 “Operation”, en lo que concierne a funcionamiento del generador diesel sin carga o a baja carga.
- IEEE Std 387, apartado 4.5.4 “Protection”, fundamentalmente en lo que concierne a anunciadores y alarmas de las protecciones existentes de sobrevelocidad, protección diferencial, y la protección de segundo orden de sobreintensidad con frenado de tensión, y a las características de diseño requeridas a la circuitería de los baipases, así como lo reflejado al respecto en RG 1.9, apartado C.1.8 en relación con el diseño de los circuitos de baipas.
- IEEE Std 387, apartado 6.3 “Aging”.

Para la evaluación de la aplicación de esta norma se ha tenido en cuenta la evaluación de la misma en el proceso de evaluación de la NAC en permisos de explotación anteriores al de Cofrentes. La evaluación del CSN ha considerado como aspectos de interés, susceptibles de mejora, los correspondientes a las posiciones reguladoras C.1.8, C.2.2.6 y C.2.2.11. En la inspección realizada los días 3 y 4 de noviembre de 2010 (ref.: CSN/AIN/COF/10/723) relativa a temas de sistemas eléctricos y de instrumentación relacionados con la Revisión Periódica de la Seguridad y Normativa de Aplicación Condicionada, se realizaron comprobaciones respecto a estos aspectos de interés y a los cuatro puntos concretos relacionados en el párrafo anterior, resultando:

- La modificación de diseño (OCP 4190), complementada con la OCP 4280, se realizó para cumplir la posición reguladora 1.8 de la RG 1.9 Rev.3, referente a protecciones de los generadores diesel. Esta OCP se realizó a solicitud del CSN y ha dado lugar a un cambio de ETFM (PC-03-08, aprobado por Resolución de la DGPEYM de 14/04/09) por lo que ha sido revisada en el CSN. La posición reguladora no ha cambiado en la Rev. 4 por lo que CN Cofrentes cumple en este asunto la RG 1.9 Rev.4.
- La posición reguladora C 2.2.6 “Combined and SIAS and LOOP test” establece que se realice la prueba combinada en los órdenes posibles (señal inyección de seguridad (IS-

LOCA) más señal de pérdida de potencia exterior (LOOP) en distinto orden) y con un decalaje de tiempo entre ellas. De acuerdo con sus ETFM, CN Cofrentes realiza la prueba simulando las dos señales prácticamente de forma simultánea por lo que se solicitó a la central un análisis de si las pruebas que actualmente se realizan cubren las diferentes situaciones de orden de aparición de señales de IS y de LOOP y las implicaciones que tendría la aplicación de dicha posición reguladora.

En respuesta CN Cofrentes se ha comprometido a la realización de un análisis funcional de la actuación de los generadores diesel y cargas asociadas en las hipótesis de LOOP conjuntamente con LOCA, pero considerando ambas señales decaladas (LOOP seguido de LOCA cuando la secuencia está en curso, y viceversa) de acuerdo con la posición reguladora C 2.2.6. A la vista del análisis se valorará la conveniencia de realizar pruebas adicionales a las que se vienen realizando en la actualidad, a fin de demostrar tal funcionalidad.

- Además del baipás de los disparos de segundo orden, se prueban periódicamente cada 24 meses los disparos de primer orden de los generadores diesel; específicamente, se comprobó que para el generador diesel A el procedimiento es el R43-A28-24M “prueba de disparo del generador diesel A” lo cual está de acuerdo con la posición C.2.2.11 de la RG 1.9 rev.4.

La evaluación del CSN considera que C.N Cofrentes cumple de forma satisfactoria las posiciones C.1.8 y C.2.2.11.

Durante la citada inspección se comprobó que el titular tenía pendiente de analizar algunos puntos concretos, que se ha comprometido a completar, de forma que la evaluación del CSN considera satisfactoria, en el apartado D de la carta de Iberdrola de 17 de diciembre de 2010 (ref.: 10.999833.03595 y nº de registro 42597) donde se señala:

- En relación con la posición C.2.2.6 “Combined SIAS and LOOP test” de la RG 1.9 Rev.4, la central realizará un análisis funcional de la actuación de los generadores diesel y cargas asociadas en las hipótesis de LOOP conjuntamente con LOCA, pero considerando ambas señales decaladas (LOOP seguido de LOCA cuando la secuencia está en curso, y viceversa). A la vista del análisis se valorará la conveniencia de realizar pruebas adicionales a las que se vienen realizando en la actualidad, a fin de demostrar tal funcionalidad.

La fecha prevista de finalización de la acción: 30 de septiembre de 2011.

- CN Cofrentes analizará los apartados 4.1.2.a) “Design Conditions”, 4.2.2 “Operation”, 4.5.4 “Protection” y 6.3 “Aging”, de la IEEE Std 387-1995 identificados en la nota de reunión CSN/ART/CNCOF/COF/0906/05.

La fecha prevista de finalización de la acción: 30 de junio de 2011.

Regulatory Guide 1.204. “Guidelines for Lightning Protection of Nuclear Power Plant”, Rev. 0, 2005

La valoración de la aplicabilidad de esta norma en CN Cofrentes quedó emplazada a la revisión de los estudios R57-8025 (02-IE-0324) Rev.0 “Protección contra descargas

atmosféricas-pararrayos” además de L70-8015 (02-IE-2201) Rev.1 “Coordinación de aislamientos parque de 400kV” y R57-8015 (02-IE-0313) Rev.2 “Estudio de la red general de tierras”. Tras la revisión de estos estudios se consideró necesario incluir este tema dentro del objeto de la inspección realizada a la planta con fecha 3 y 4 de noviembre de 2010 (ref.: CSN/AIN/COF/10/723)

A la vista de los estudios revisados y de las comprobaciones realizadas en la inspección mencionada, la ubicación de los cuatro pararrayos existentes, la evaluación considera que se debe requerir a CN Cofrentes la actualización del diseño de la protección contra descargas atmosféricas basada en la RG 1.204 o normativa equivalente.

Por tanto, se propone requerir a CN Cofrentes la actualización del diseño mediante ITC .

Regulatory Guide 1.128 “Installation of Vented Lead-Acid Storage Batteries for Nuclear Power Plants”, Rev.2 (Febrero/2007)

Para la evaluación de la aplicabilidad de esta norma se ha tenido en cuenta la experiencia posterior en la evaluación de la NAC para permisos emitidos con anterioridad al de CN Cofrentes donde esta norma se ha incorporado a las bases de licencia. Por tanto, siguiendo el mismo criterio, a los efectos de actualización de normativa, se considera que se debe actualizar las bases de licencia con la Rev.2 de la RG 1.128, con la excepción de lo referido al límite del 2% en la máxima concentración de hidrogeno en salas de baterías

En la actualización de las bases de licencia se debe indicar que la concentración de hidrógeno es inferior al 2% como una excepción a la Rev.2 de la RG 1.128, que se considera aceptable.

IEEE 765-2006 “IEEE Standard for Preferred Power Supply (PPS) for Nuclear Power Generating Stations (NPGS)”.

Para la evaluación de la aplicación de esta norma se ha tenido en cuenta los resultados de la inspección realizada los días 3 y 4 de noviembre de 2010 (ref.: CSN/AIN/COF/10/723) relativa a temas de sistemas eléctricos y de instrumentación relacionados con la Revisión Periódica de la Seguridad y Normativa de Aplicación Condicionada. Como resultado de la inspección se obtuvo lo siguiente:

- CN Cofrentes facilitó copia del Informe R20-5A068 rev.0 “Proyecto ESCENRED. Análisis dinámico C.N. Cofrentes”.
- CN Cofrentes, en base a los resultados del proyecto ESCENRED, había abierto una acción en GESINCA (PM-10/00237) para revisar el estudio de transferencia rápida R20-8065.
- Se revisó el estudio R20-5008 rev.0 de 12/11/98 “Estudio de viabilidad de trasferencia de SSAA a 138 kV” que constituye un análisis para la implantación de una transferencia iniciada por mínima tensión en 20 kV que, dados los resultados de este análisis, fue descartada por no aportar ventajas sobre la trasferencia lenta existente. La transferencia lenta existente se inicia por baja tensión en las barras de salvaguardia de 6’3 kV.
- La central no dispone de un análisis documentado de la transferencia lenta actual.

- La central no dispone de un análisis documentado de la capacidad de cada una de las dos alimentaciones de 132 kV como fuente de alimentación exterior si bien dispone de estudios que contemplan este asunto como el citado informe R20-5A068 rev.0 y el R20-8015 (1984) “LOCA con un solo transformador de arranque”

La IEEE Std 765- 2006 requiere en su punto 4.4 que cada una de las alimentaciones exteriores tenga capacidad suficiente, y en su punto 5.3.3 requiere que se demuestre la adecuación de los esquemas de transferencias existentes. Además la IEEE 308-2001 (Endosada por la RG 1.32 Rev.3) requiere en su punto 8.1 un estudio documentado de transferencias que analice el impacto del voltaje, ángulo de fase y frecuencia en barras y motores antes, durante e inmediatamente después de las transferencias automáticas.

Teniendo en cuenta lo anterior, la evaluación del CSN considera que, adicionalmente a la revisión de estudio de transferencia rápida, CN Cofrentes deberá elaborar un estudio de la transferencia lenta existente y documentar de forma explícita el análisis de capacidad de cada una de las alimentaciones exteriores de 138 kV. En los estudios de transferencias se debe considerar la conveniencia de incluir supervisión (permisivos) que la bloqueen en caso de que las condiciones no sean adecuadas.

Los compromisos de CN Cofrentes respecto a la IEEE 765-2006 están plasmados de forma satisfactoria en el apartado C de la carta de Iberdrola de 17 de diciembre de 2010 (ref.: 10.999833.03595 y nº de registro 42597) en los siguientes términos:

- Con respecto a las transferencias entre alimentaciones eléctricas exteriores (R.G. 1.32, rev.3; IEEE 765-2006, G.L.2006-02 y resultados del proyecto ESCENRED), CN Cofrentes revisará el estudio de transferencia rápida como acción derivada del proyecto ESCENRED, y reanalizará la transferencia lenta actualmente existente teniendo en cuenta los resultados del estudio R20-5008: “Estudio de viabilidad de transferencia de SSAA a 138 kV” rev.0, 12/11/98, y del informe R20-5A068: “Proyecto ESCENRED. Análisis dinámico C.N. Cofrentes”, rev.0, 16/09/2010, valorando la conveniencia de incorporar supervisión.

Fecha prevista de finalización de la revisión del estudio de transferencia rápida: 1 de febrero de 2012.

Fecha prevista de finalización del reanálisis de la transferencia lenta: 31 de diciembre de 2012, identificando los plazos de implantación de las modificaciones que pudieran derivarse.

- CN Cofrentes documentará el análisis de capacidad para cada una de las fuentes de alimentación exterior de 132 kV, considerando los puntos 4.3 (función) y 4.4 (capacidad) de la referida norma. La fecha prevista de finalización: 31 de marzo de 2012
- CN Cofrentes reflejará en el documento K98-8105 “Recopilación de Bases de Diseño” sus bases de diseño (de la alimentación eléctrica exterior) considerando el punto 4.7 (bases de diseño) de la norma.

Se prevé incorporar dicha información en la revisión del documento K98-8105 que se realizara tras la recarga 18.

- CN Cofrentes valorará la inclusión de la norma IEEE 765-2006 en sus bases de licencia en base al estudio de aplicabilidad completo de la misma.

3.4 Modificaciones

La aprobación solicitada o las implicaciones asociadas a la misma suponen:

- Modificación del impacto radiológico de los trabajadores: NO
- Modificación física: SI
- Se han realizado y se van a realizar las modificaciones de diseño descritas en los diferentes apartados de la presente Propuesta de Dictamen Técnico
- Modificación de Bases de diseño / Análisis de accidentes / Bases de licencia: SI

Se modifican las Bases de Diseño de las ESC sobre las cuales se han realizado o se van a realizar las modificaciones de diseño descritas en la presente Propuesta de Dictamen Técnico.

Se modifican las Bases de licencia de la Central como consecuencia de la operación a largo plazo y del cumplimiento con la Normativa de Aplicación Condicionada.

3.5 Hallazgos: NO

3.6 Discrepancias respecto de lo solicitado: NO

No existen discrepancias respecto de lo solicitado en cuanto a que se propone informar favorablemente la solicitud de renovación de la Autorización de Explotación presentada por el titular, si bien, se propone asociar a la misma los Límites y Condiciones descritos en el anexo I, así como, las Instrucciones Técnicas Complementarias incluidas en el anexo II a la presente Propuesta de Dictamen Técnico.

Relación de condiciones específicas relacionadas en el anexo 1.

- Las ocho primeras condiciones se refieren a requisitos de tipo genérico para todas las centrales nucleares, resumidamente las siguiente: identificación del titular y explotador responsable, potencia máxima autorizada y almacenamiento de combustible y otros elementos irradiados, documentos oficiales de explotación de la central, informes anuales requeridos por el RINR, salida de bultos radiactivos fuera del emplazamiento, condiciones de solicitud de una futura prórroga de la AE, requisitos para solicitar el cese de la explotación y programas de mejora y Revisión Periódica de la seguridad.
- Condición 9.- Se refiere a la necesidad de optimizar el Programa ALARA de la central

Relación de ITC asociadas a la AE de marzo de 2011 específicas relacionadas en el Anexo II.

- Las nueve primeras ITC se refieren a requisitos genéricos para todas las centrales nucleares, que desarrollan determinadas condiciones de la AE y el contenido de los informes anuales mencionados en el RINR.
- N^o 10. Se refiere a requisitos genéricos para establecer acciones de mejora en los programas de experiencia operativa interna y externa.
- N^o 11. Se refiere a requisitos relacionados con la revisión de seguridad que se realiza en el marco de la RPS y se refieren a:
 - a) la aplicación de la Regla de Mantenimiento a Estructuras de la central.
 - b) la Calificación Ambiental de equipos
 - c) la Gestión de Accidentes.
 - d) los Análisis Probabilistas de Seguridad
 - e) los Estudios Deterministas de Inundaciones Internas
 - f) las actualizaciones de los estudios de APS de Inundaciones y Estudios Deterministas de inundaciones.
 - g) los estudios de APS de Sucesos Externos, Márgenes Sísmicos.
 - h) la Revisión del Estudio de Seguridad.
 - i) los Paneles de Parada Remota
 - j) 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”
- N^o 12. Instrucciones Técnicas asociadas a la Normativa de Aplicación Condicionada.
- N^o 13. Asociada a la condición n^o 9. Detalla el contenido de la revisión del Programa ALARA y la realización del proceso de Auto evaluación.
- N^o 14. Instrucción Técnica asociada al plazo de Revisión de la RPS.

En la propuesta de límites y condiciones asociados a la Autorización de Explotación se ha tenido en cuenta la existencia del nuevo Reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiactivas (Real Decreto 35/2008, de 18 de Enero) y de las Instrucciones de Seguridad del CSN siguientes:

- Instrucción de Seguridad IS-02, rev. 1, del 1 de Septiembre de 2004, por la que se regula la documentación sobre actividades de recarga en centrales nucleares.
- Instrucción de Seguridad IS-11, del 21 de Febrero de 2007, sobre licencias de personal de operación en centrales nucleares.
- Instrucción de Seguridad IS-12, del 28 de Febrero de 2007, por la que se definen los requisitos de cualificación y formación del personal sin licencia, de plantilla y externo, en el ámbito de las centrales nucleares.
- Instrucción de Seguridad IS-15, del 31 de Octubre de 2007, sobre requisitos para la vigilancia de la eficacia del mantenimiento en centrales nucleares.

- Instrucción de Seguridad IS-21, del 28 de Enero de 2009, sobre requisitos aplicables a modificaciones de diseño en centrales nucleares.
- Instrucción IS-22, sobre requisitos de seguridad para la gestión del envejecimiento y la operación a largo plazo de centrales nucleares.
- Instrucción IS-23, sobre inspección en servicio en centrales nucleares.
- Instrucción IS-24, por la que se regulan el archivo y los periodos de retención de documentos y registros de las instalaciones nucleares.
- Instrucción IS-25, sobre criterios y requisitos sobre la realización de los análisis probabilistas de seguridad y sus aplicaciones a las centrales nucleares.
- Instrucción IS-26, sobre requisitos básicos de seguridad nuclear aplicables a las instalaciones nucleares.
- Instrucción IS-27, sobre criterios generales de diseño de centrales nucleares.
- Instrucción IS-29, sobre criterios de seguridad en instalaciones de almacenamiento temporal de combustible gastado y residuos radiactivos de alta actividad.

4.- CONCLUSIONES Y ACCIONES

4.1. Aceptación de lo solicitado: SI

Se propone informar favorablemente la renovación de la Autorización de Explotación solicitada y asociar a la misma los límites y condiciones incluidos en el Anexo I e Instrucciones Técnicas Complementarias incluidas en el Anexo II a la presente Propuesta de Dictamen Técnico, según se indica en el apartado 3.7 de la misma.

4.2. Requerimientos del CSN: SI

Se propone asociar a la nueva Autorización de Explotación los límites y condiciones, así como, las Instrucciones Técnicas Complementarias incluidas en el Anexo I y en el Anexo II a la presente Propuesta de Dictamen Técnico, según se indica en el apartado 3.7 de la misma.

4.3. Recomendaciones del CSN: NO

4.4. Compromisos del Titular: SI

Si bien no pueden definirse como compromisos, el titular ha presentado diversas propuestas que deberá llevar a cabo en cumplimiento con las condiciones e Instrucciones Técnicas Complementarias establecidas por el CSN.

4.5. Hallazgos: NO