

ACTA DE INSPECCIÓN

D. [REDACTED] y D. [REDACTED] funcionarios del Consejo de Seguridad Nuclear, acreditados como inspectores,

CERTIFICAN: Que los días veintiséis y veintisiete de febrero de dos mil diecinueve, se han personado en la Central Nuclear de Cofrentes (CNC). Esta instalación dispone de autorización de explotación en vigor concedida por Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha del 10 de marzo de dos mil once.

La finalidad de la inspección era realizar comprobaciones relativas al estado de cumplimiento de las Instrucciones Técnicas Complementarias emitidas a raíz del accidente de Fukushima en aspectos relativos a sistemas eléctricos y de instrumentación y control.

La inspección fue recibida por D. [REDACTED], del departamento de licenciamiento de la central, D. [REDACTED] y D. [REDACTED], del departamento de gestión de emergencias, así como otro personal técnico de CNC, quienes manifestaron conocer y acertar a la finalidad de la inspección.

Los representantes del titular de CNC fueron advertidos previamente al inicio de la inspección que el acta que se levante, así como los comentarios recogidos en la tramitación de la misma, tendrán la consideración de documentos públicos y podrán ser publicados de oficio, o a instancia de cualquier persona física o jurídica, lo que se notifica a los efectos de que el titular exprese qué información o documentación aportada durante la inspección podría no ser publicable por su carácter confidencial o restringido.

Respecto de las advertencias contenidas en el párrafo anterior, los representantes del titular de CNC manifestaron que, en principio, la documentación aportada durante la inspección tiene carácter confidencial o restringido y solo podrá ser utilizada a los efectos de esta inspección, a menos que se indique expresamente lo contrario.

Se realizó una reunión inicial de presentación de los objetivos previstos en la inspección, en la cual se detallaron algunos aspectos de la agenda remitida previamente y se planificó su desarrollo.

De la información suministrada por el personal técnico de la instalación a requerimiento de la inspección, así como de las comprobaciones tanto visuales como documentales realizadas directamente por la misma, se obtienen los resultados siguientes:

OBSERVACIONES

1. Programa de mantenimiento y pruebas de equipos eléctricos y de I&C

Este apartado trata sobre el programa específico de vigilancia y pruebas para equipos eléctricos y de instrumentación y control afectados por las modificaciones realizadas a raíz de las ITC post-Fukushima. En primer lugar, los representantes de la central realizaron una presentación sobre el "manual de requisitos de funcionalidad de la gestión de daño extenso" de la cual se facilitó copia. Además, a solicitud de la inspección los representantes de la central facilitaron copia de:

- PEI 4.04 edición 3 (octubre-2017) "Manual de requisitos de funcionalidad de la gestión de daño extenso".
- PEI 4.01 edición 5 (marzo-2018) "Equipo y material de emergencia, localización y mantenimiento".

El PEI 4.04 (MRF-EGDE) es el documento que establece los requisitos de funcionalidad y Comprobaciones de Funcionalidad (CF) para los sistemas, estructuras y componentes a los que se da crédito en la implementación de estrategias de mitigación de las Guías de Mitigación de Daño Extenso (GMDE), así como aquellos medios adicionales provistos para la gestión de la emergencia con daño extenso, tal y como se definen en la guía de GESTIÓN de Daño Extenso (GEDE). No obstante, todos aquellos sistemas, estructuras y componentes que estén controlados por Especificaciones Técnicas de Funcionamiento Mejoradas (ETFM) o Manual de Requisitos de Operación (MRO) son excluidos del MRF-EGDE, aunque sean utilizados en GMDE y/o GEDE.

A pregunta de la inspección, los representantes del titular explicaron que los procedimientos de prueba de las CF del MRF-EGDE están recogidos bien en el POS K93 "equipos de utilización de daño extenso", edición 4 (año 2018), o bien en el POS-XYO "CAGE: Centro Alternativo de Gestión de Emergencias", edición 2 (año 2017). Las ejecuciones de las pruebas revisadas en la inspección relativas a cada CF se incluyen en el siguiente apartado de la presente acta.

En cuanto a la edición actual del PEI 4.01, los representantes de la central explicaron que su objetivo es definir la documentación, el equipo y el material que debe estar disponible en caso de emergencia, indicar su almacenamiento y localización y fijar el tipo y la frecuencia de las comprobaciones y sustituciones que deben realizarse para asegurar su disponibilidad.

A continuación, la inspección preguntó acerca del programa de mantenimiento preventivo de los equipos incluidos en el MRF-EGDE o en el PEI 4.01. En relación con dichos mantenimientos preventivos, los representantes de la central manifestaron que se incluyeron en los programas de mantenimiento mecánico, eléctrico y de instrumentación y control de la central. Las comprobaciones relativas a pruebas y mantenimientos de equipos realizadas en la inspección se incluyen en el apartado 2 de la presente acta.

La inspección también preguntó acerca de las discrepancias entre lo reflejado en el punto 1.2 f) del apartado 4 del último informe semestral "C.N. Cofrentes. Seguimiento de actividades realizadas en el segundo semestre de 2017 en cumplimiento de la Instrucción Técnica Complementaria CSN/ITC/SG/COF/13/05 de adaptación de las ITC post-Fukushima" (referencia 1899983300371) y el PEI 4.01 "equipo y material de emergencia, localización y mantenimiento", edición 5 (año 2018). Las discrepancias consisten en que en el punto 1.2 f) se incluyen 2 tablas supuestamente extraídas del PEI 4.01, pero la edición actual 5 de dicho PEI 4.01 (edición 5) no las incluye. La primera tabla contiene el "Programa de comprobación de estrategias de mitigación de daño extenso" (validaciones de las Instrucciones Auxiliares (IA) asociadas a las GMDE) y la segunda contiene el "Programa de pruebas equipos portátiles área segura de almacenamiento".

En relación con el párrafo anterior, los representantes de la central aportaron las siguientes explicaciones:

- En relación con la frecuencia de validación de las IA, y dado que dichas IA son intrusivas, se decidió validar todas las IA juntas cada 10 años, durante la recarga, en vez de seguir el

calendario cíclico incluido en la primera tabla. Los representantes del titular también indicaron que la mayoría de las IA se probaron en el periodo 2012-2013.

- Respecto de las pruebas de equipos portátiles incluidos en la segunda tabla, los representantes del titular explicaron que todas las pruebas están incluidas en el Procedimiento de Operación de Sistemas (POS) POS K93 "equipos de utilización de daño extenso", mientras que los documentos que requieren dichas pruebas son bien el PEI 4.01 o bien el PEI 4.04 (MRF-EGDE).

La inspección comprobó que las únicas pruebas de dicha tabla de equipos portátiles almacenados en el Área Sísmica de Almacenamiento Seguro (ASAS) que no están incluidos en el MRF-EGDE se incluyen en el anexo N°9 del PEI 4.01. Dicho anexo incluye 3 pruebas, 1 para el camión de emergencias (prueba K93-A09-01M "prueba de funcionamiento del camión dedicado", de periodicidad mensual) y 1 para cada una de las luminarias portátiles (AEP-1 y AEP-2, prueba K93-A06-06M "prueba de funcionamiento de las luminarias portátiles", de periodicidad semestral).

Con posterioridad a la visita, los representantes del titular remitieron un listado con todos los requisitos de prueba recogidos en el MRF-EGDE y en el PEI 4.01. Dicho listado incluye, para cada requisito de vigilancia, el apartado del documento correspondiente al que da cumplimiento, el procedimiento aplicable, la periodicidad y la fecha de la última ejecución.

A posteriori, los representantes de la central remitieron un escrito titulado "aclaraciones acerca de la estructura de pruebas que se hacen a los equipos de estrategias frente a daño extenso" con objeto de actualizar a fecha de la inspección lo reflejado en el último informe semestral de actuaciones post-Fukushima remitido al CSN en enero de 2018.

2. Revisión de modificaciones de diseño eléctricas y de I&C

En este apartado se incluyen las comprobaciones hechas por la inspección en relación con las modificaciones de diseño eléctricas y de I&C relacionadas con las ITCs post-Fukushima, así como las comprobaciones relativas a mantenimiento y pruebas. Dichas comprobaciones están agrupadas en las siguientes áreas:

2.1 Instrumentación de piscina

Las mejoras en la instrumentación de la Piscina de Combustible Gastado (PCG) se han realizado mediante las Órdenes de Cambio de Proyecto (OCP) OCP 5173 "Instalación de la instrumentación de nivel y temperatura en las piscinas de combustible gastado. Fase I" y 5174 "Instalación de instrumentación de nivel y temperatura en piscina de combustible gastado Fase II", correspondientes a la instalación de los equipos de medida de nivel y temperatura en piscinas PACE (Este) y PACO (Oeste). Para evidenciar la implantación de la instrumentación de las piscinas de combustible gastado (OCP 5173 (fase I) y 5174 (fase II)) los representantes de la central adjuntaron el cierre de la acción de GESPAC (Acción 16 de la instancia 00000017800).

Respecto del mantenimiento de la instrumentación de la PCG, los representantes de la central entregaron, tras la inspección a la central, un documento explicativo del plan de Mantenimiento MI00289. En dicho documento se explica que su aplicación es de periodicidad bienal y que se aplica sobre los instrumentos G41NN019 y G41NN020 (termopares), G41NN022 y G41NN024 (transmisores de nivel) de la PCG. Respecto de las pruebas sobre

dicha instrumentación, dicho documento explica que a los termopares se les hace un chequeo funcional y que los transmisores de nivel están regulados por las CF del apartado 4.5.7 "CAPACIDAD de lectura de parámetros críticos" del MRF-EGDE.

En relación con las CF 4.5.7.1 y 4.5.7.2 del citado apartado 4.5.7, relacionadas con la instrumentación de nivel de la PCG, la inspección pidió las últimas comprobaciones de dicha instrumentación. Los representantes de la central explicaron que la verificación del cumplimiento de la CF 4.5.7.1 con respecto a la instrumentación de nivel de la PCG se realiza desde sala de control semanalmente, siguiendo el "requisito de vigilancia/prueba periódica 6.3.7.14.1". Por su parte, la verificación del cumplimiento de la CF 4.5.7.2 se realiza cada 2 años (en recarga) según la ICPEI periódica asociada a la prueba K93-A60-02A "comprobación de funcionalidad de instrumentación para emergencia".

Tras revisar dicha documentación, la inspección ha determinado que se produce un incumplimiento de la CF 4.5.7.2 en cuanto a su frecuencia de ejecución, ya dicha CF exige una verificación cada 3 meses, no cada recarga, y según el procedimiento K93-A60-03M "comprobación de funcionalidad de instrumentación para emergencia", tal y como se exige en el MRF-EGDE. Los representantes del titular alegaron manifestado que los procedimientos K93-A60-02A y K93-A60-03M son en esencia el mismo procedimiento, pero con la periodicidad aumentada desde los 3 meses a 2 años. La inspección pudo comprobar, a posteriori, que el contenido de ambos procedimientos es similar, salvo en la periodicidad de realización y otros cambios menores.

Este cambio en la periodicidad se introdujo en la edición 4 (2018) del POS K93. La justificación aportada para dicho cambio en la revisión 4 es la siguiente: "Se modifica la periodicidad de la prueba A60 por comentarios de INSTRUMENTACIÓN pasando a realizarse cada 2 años. El motivo es la comprobación de pérdida de la capacidad de lectura de algunos parámetros desde Sala de Control durante la realización de la prueba, lo cual determina la condición de operación en la que debe realizarse ésta. Se corrige referencia a apartado incorrecto en el punto 1.7 de la prueba por comentarios de Instrumentación (RAK). Se elimina la comprobación de los paneles de H22 por ser comprobados de forma periódica por Instrumentación". Sin embargo, los representantes del titular no hicieron el cambio previo necesario en la CF 4.5.7.2 del MRF-EGDE, con el fin de ajustar dicha CF a su nueva periodicidad y al nuevo procedimiento de prueba que se debe aplicar para verificar el cumplimiento de dicha CF 4.5.7.2.

Los representantes de la central explicaron que el lazo completo de medida es comprobado cada semana mediante el "requisito de vigilancia/prueba periódica 6.3.7.14.1" de las ETFM, a lo que la inspección ha replicado que dicho requisito no puede sustituir al procedimiento K93-A60, ya que el objetivo de este procedimiento es la medida de nivel de PCG con instrumentación de medida portátil con la frecuencia requerida por el MRF-EGDE vigente, no comprobar el lazo completo de medida de nivel desde sala de control. Este incumplimiento es extensible a toda aquella instrumentación que esté incluida en la tabla 4.5.7-1 y que contenga en el apartado "descripción" la expresión "medida portátil", ya que dicha expresión implica el cumplimiento del CF 4.5.7.2. Esto significa que el incumplimiento también afecta al transmisor local de exteriores de caudal de las bombas del sistema P11 (referencia P11NN002), abordado en el apartado 3.2 de la presente acta.

Por otro lado, la inspección preguntó acerca de las razones por las que la instrumentación de temperatura de la PCG no está incluida en el apartado 4.5.7 del MRF-EGDE. Los representantes del titular explicaron que sólo la medida de nivel es considerada como crítica en las estrategias de mitigación, y que la medida de temperatura es una medida complementaria.

2.2 Instrumentación crítica

La inspección preguntó por el listado de instrumentación crítica utilizado en Guías de Mitigación de Daño Extenso (GMDE). Los representantes del titular entregaron el documento PC-064 Apéndice IV "Guías de Mitigación de Daño Extenso", edición 2 (año 2018). La inspección comprobó que el Anexo 3 del Manual de Apoyo (MA) de dicho documento contiene el listado de la instrumentación utilizada en GMDE (MA-Anexo 3).

Al comparar el MA-Anexo 3 con el listado de instrumentación crítica contenido en la tabla 4.5.7-1 del apartado 4.5.7 del MRF-EGDE se constató que la instrumentación de nivel "boya visual del sistema P12", no está incluida en dicho MA-Anexo 3. Un hecho similar ya fue constatado en el Acta de Inspección (AIN) AIN/COF/13/809, ya que se echaba en falta la boya visual de nivel del DAC (referencia P11RR001), aunque dicho instrumento ya está incluido en la edición actual del MA-Anexo 3. A posteriori, los representantes de la central argumentaron que se ha optado por incluir otros instrumentos de nivel (LI-RR006 y LI-RR007) en las GDME y que, por esta razón, la boya visual del sistema P12 no se había incluido en dicho MA-Anexo 3. También a posteriori, los representantes del titular también indicaron que la instrumentación del MA-Anexo 3 se podría completar con dicha boya visual, ya que es comprobada diariamente en las rondas de encargados.

La inspección solicitó la validación (pruebas para demostrar la viabilidad de las acciones locales) de la IA-611 "prueba 611: comprobación de toma de lectura de parámetros con instrumento de medida portátil". Se facilitó a la inspección copia de la IA-611 ediciones 0 (año 2013) cumplimentada con la validación de la lectura de los parámetros de contención y del nivel del depósito de boro. Los representantes del titular explicaron posteriormente que se había editado la IA-611 edición 1 (año 2016) porque al validar la edición 0, detectaron que debía modificarse para incluir, entre otras mejoras, la medida de nivel de la PCG mediante instrumentación de medida portátil. Se facilitó copia de dicha edición 1 cumplimentada con la validación de la medida de nivel de PCG con instrumentación de medida portátil realizada en marzo de 2016.

Con posterioridad a la inspección, y tras revisar la documentación referida, la inspección constató que la validación de la lectura del nivel del depósito de boro con instrumentación de medida portátil presente en la edición 0 ha desaparecido de la edición 1. También se constató que ni en la edición 0 ni en la edición 1 estaban cumplimentadas las validaciones de las lecturas de los caudales del sistema P11 y del RCIC, con instrumentación de medida portátil. A posteriori, la inspección comunicó a CNC las dos cuestiones referidas en el párrafo anterior que han sido respondidas según se resume a continuación:

- En relación con el nivel del depósito de boro, los representantes de la central explicaron que la comprobación de esta medida está incluida en el POGN-13, relativo a las comprobaciones que realizan los encargados de las rondas por planta con periodicidad de 24h. También explicaron que el Requisito de Vigilancia (RV) RV 3.1.7.1 de las ETFM

Revisión 40 de CNC exige la comprobación del volumen de pentaborato sódico del tanque cada 24 horas. Por lo tanto, según los representantes de la central, ya no sería necesaria la comprobación cada 10 años de la parte de la IA-611 relativa a la medida de nivel de depósito de boro, ya que ésta se realizaría cada 24 horas a través del RV 3.1.7.1 de dichas ETFM.

- Respecto a Las validaciones de las lecturas de los caudales del sistema P11 y del RCIC con instrumentación de medida portátil, los representantes de la central facilitaron una nueva copia de la edición 0 de la prueba IA-611 totalmente cumplimentada. Se ha podido comprobar que las validaciones de las lecturas de caudales del sistema P11 y del RCIC están reflejadas en esta nueva copia, además de estar incluidas el resto de validaciones presentas en la edición 0. También se ha comprobado que toda la validación se realizaron entre octubre de 2013 y enero de 2014.

En relación con el incumplimiento de la CF 4.5.7.2 del MRF-EGDE vigente para el transmisor local de exteriores de caudal de las bombas del sistema P11 (referencia P11NN002), los representantes de la central a posteriori manifestaron que queda pendiente la modificación de dicha CF 4.5.7.2 para ajustarse a la nueva modificación de la frecuencia y procedimiento de prueba.

2.3 Alimentación de cargas de emergencia desde Grupos Electrónicos portátiles (GE)

En relación con la alimentación de cargas desde GE, los representantes de la central mostraron las OCP 5028 y 5044, las cuales contienen las modificaciones de diseño necesarias para poder conectar los GE a la planta, así como la adquisición de dichos GE. También mostraron las fechas de implementación y puesta en servicio.

La inspección requirió a los representantes del titular la validación de las IA relacionadas con la alimentación de cargas desde GE a través de Cuadros Eléctricos de Distribución en Emergencia y Recarga (CEDER). Los representantes de la central han aportado las validaciones: "prueba IA607: comprobación de funcionamiento de equipos de exteriores alimentados desde CEDER", edición 0 (año 2013), "prueba IA607 e IA620 en operación: comprobación de funcionamiento de equipos alimentados desde CEDER divisional de auxiliar en operación normal", edición 0 (año 2014), y "prueba IA607 e IA620: comprobación de funcionamiento de equipos alimentados desde CEDER divisional y habitabilidad de sala de control", edición 0 (año 2013). Tras revisar esta documentación, la inspección ha comprobado lo siguiente:

- El titular ha realizado la validación completa de la "prueba IA607".
- El titular ha realizado la validación del CEDER de auxiliar división I de la "prueba IA607 y 620 en operación". Los representantes del titular han argumentado que su objetivo es probar una división cada 10 años.
- El titular ha realizado las validaciones del CEDER de combustible división II y del CEDER de servicios división I de la "prueba IA607 y 620". De igual modo, los representantes del titular han argumentado que su objetivo es probar una división cada 10 años.

La inspección solicitó información sobre el mantenimiento preventivo realizado a los GE. Los representantes de la central facilitaron las GAMA 0773E "revisión general de grupos electrógenos de emergencia", 0775E "seguimiento de tendencias de grupos electrógenos de

emergencia", 0779E "sustitución de baterías en equipos de emergencia", un Working Package preventivo (WP) del GE-1, el listado del mantenimiento preventivo programado para el GE-1 en el año 2019 y las últimas ejecuciones de dichas GAMA.

La inspección comentó a los representantes del titular que dentro de las hojas de toma de datos de las ejecuciones de las GAMA 0773E y 0775E no está claro el significado del campo "temperatura CPU", ya que dicho campo contiene unos valores límite y, en varias de las ejecuciones de dichas GAMA, los datos tomados están fuera de rango. A posteriori, los representantes del titular entregaron un documento en el que se explica que los valores límites del campo "temperatura CPU" se corresponden con las temperaturas de arranque y parada de la resistencia de caldeo del motor de los GE. También se comprometieron a modificar las ejecuciones de dichas GAMA y a revisar las hojas de toma de datos asociadas de modo que figure "temperatura motor" en lugar de "temperatura CPU".

Las CF 4.7.1.1, 4.7.1.2 y 4.7.1.3 del MRF-EGDE están relacionadas con la vigilancia de los GE. Con respecto a las CF 4.7.1.1 y 4.7.1.2, los representantes de la central entregaron las últimas ejecuciones de las pruebas K93-A03-03M "prueba de arranque de los grupos electrógenos en vacío" y K93-A04-01A "prueba de arranque de los grupos electrógenos en carga", las cuales dan cumplimiento a las CF 4.7.1.1 y 4.7.1.2 respectivamente. La CF 4.7.1.3 no se ha requerido porque es un prueba que se debe realizar al menos 1 vez cada 10 años y aún no ha transcurrido ese periodo de tiempo desde la implementación del MRF-EGDE.

2.4 Centro Alternativo de Gestión de Emergencias (CAGE)

En relación con la puesta en servicio del CAGE, los representantes del titular mostraron a la inspección la OCP 5284, la cual contiene las modificaciones necesarias para la entrada en servicio del CAGE, incluyendo el traslado de la segunda centralita de comunicaciones (referencia R51PP070) desde el edificio EICO hasta el CAGE. Los representantes también enseñaron a la inspección el informe interno OPERA-GEMER-07-2016, el cual contiene las pruebas realizadas al CAGE y su operatividad, además de la revisión 22 del Plan de Emergencia Interior (PEI), que es la primera revisión del PEI que incorpora de manera oficial el CAGE. Dicha revisión fue formalmente aprobada mediante resolución ministerial el 29 de noviembre de 2016. Tras revisar esta documentación, se comprobó que el CAGE fue implementado en plazo, ya que la fecha tope de implementación del CAGE fue extendida hasta el 30 de noviembre de 2016 mediante las cartas CSN/C/SG/COF/15/03 y CSN/C/SG/COF/16/01.

En relación con el mantenimiento del CAGE, la inspección preguntó por el programa de mantenimiento del Generador Diésel del CAGE (GD-CAGE). A posteriori, los representantes de la central entregaron los programas de mantenimiento ME00998 y MM00998, los cuales incluyen las GAMA 0779, 0780 "seguimiento de tendencias del G.E. emergencia CAGE", 781 "revisión general del G.E. emergencia CAGE" y una revisión del GD-CAGE. Además, también entregaron el plan de mantenimiento recomendado por el fabricante, según el número de horas en funcionamiento del GD-CAGE.

En cuanto a las CF 5.1.1.1 y 5.1.1.2 del MRF-EGDE, relacionadas con el GD-CAGE, los representantes del titular explicaron que las pruebas para comprobar dichas CF se encuentran en el documento POS-XY0. También entregaron las últimas ejecuciones de las pruebas XY0-A01-01M "prueba funcional en vacío del generador diésel del CAGE" y XY0-A02-06M "prueba

funcional del generador diésel e interruptores de conmutación”, con las que dan cumplimiento a las CF 5.1.1.1 y 5.1.1.2 respectivamente.

Tras revisar dichas pruebas, la inspección constató que la prueba que se debe realizar para dar cumplimiento a la CF 5.1.1.2 es la prueba XY0-A03-01A “prueba funcional del generador diésel e interruptores de conmutación del CAGE con carga”, no la prueba XY0-A02-06M. Los representantes del titular argumentaron que ambas pruebas se hacen con todas las cargas del CAGE, con la diferencia que para la prueba XY0-A03-01A el GD-CAGE debe alimentar cargas cuya potencia combinada supere el 50% de la potencia nominal de dicho GD-CAGE. Dado que las cargas del CAGE representan un porcentaje menor del 50% de la potencia nominal del GD-CAGE, esta prueba todavía no puede realizarse. Los representantes de la central mostraron a la inspección la OCP-5456 “panel para conexión de resistencias a la salida del generador diésel del CAGE”. Con dicha OCP implementada, el titular sería capaz de aumentar las cargas conectadas al GD-CAGE por encima del 50% de su potencia nominal y así podría realizar la prueba XY0-A03-01A. Los representantes del titular manifestaron que dar cumplimiento al CF 5.1.1.2 mediante la ejecución de la prueba XY0-A02-06M es una solución de carácter temporal, hasta que dicha OCP-5456 esté implementada.

2.5 Comunicaciones

En relación con el sistema de comunicaciones, la inspección comprobó la finalización de la OCP 5026, sobre la instalación de la red de comunicaciones principal y redundante en relación con las ITC post-Fukushima.

Respecto del mantenimiento de las comunicaciones, la inspección preguntó por el programa de mantenimiento de los equipos de comunicaciones del sistema Digital Enhanced Cordless Telecommunications (DECT), implementados a raíz de las ITC post-Fukushima. Los representantes de la central comentaron que el sistema de comunicaciones en la central se le denomina “R51” y mostraron a la inspección las GAMA 0010E y 5406. Tras revisar dichas GAMA, la inspección comprobó que éstas no mencionan explícitamente a los equipos del sistema DECT. A posteriori, los representantes de la central enviaron un documento en el que se explica que el departamento de telecomunicaciones de Iberdrola España realiza el mantenimiento integral de todos los sistemas de telecomunicaciones desplegados en CNC, y que dentro de estos sistemas se incluyen aquellos que proporcionan canales de comunicación a la telefonía inalámbrica del CAGE. Todos estos sistemas están supervisados de forma continua por el Centro de Gestión de Red de Iberdrola (24x7) y dicho departamento de telecomunicaciones dispone de un retén de personal propio y contrata externas para dar servicio en la propia central durante las 24 horas del día.

En relación con el acta CSN/AIN/COF/14/840, la inspección solicitó información acerca del cumplimiento de la Regulatory Guide (RG) 1.180 “guidelines for evaluating electromagnetic and radio-frequency interference in safety-related instrumentation and control systems”, revisión 1 (año 2003). Los representantes del titular entregaron el informe PROYE/IC/2014-10 “análisis de cobertura de telefonía inalámbrica y evaluación de interferencias en C.N. Cofrentes”, del año 2014. La inspección pudo comprobar que los cálculos de distancias mínimas entre repetidores y/o teléfonos y las Estructuras, Sistema y Componentes (ESC) importantes para la seguridad fueron realizados según lo dispuesto en la RG 1.180.

Además, dicho informe incluye registros con las distancias reales entre cada repetidor y la ESC más cercana, así como registros con los valores de campo eléctrico medido en dichas ESC. En dichos registros se comprobó que la mayoría de las ESC están instaladas a una distancia de los repetidores mayor que la distancia mínima necesaria. También se comprobó que, para aquellas ESC instaladas a distancias inferiores a la mínima distancia necesaria, las medidas reales de campo eléctrico son inferiores al criterio de 4 V/m, que es el valor de referencia incluido en la RG 1.180.

2.6 Alumbrado

En relación con las mejoras en el alumbrado, los representantes del titular mostraron a la inspección la OCP 5275 "ampliación de autonomía del alumbrado de emergencia fase I" y la OCP 5338 "ampliación de autonomía del alumbrado de emergencia fase II" (OCP 5338). Dichas OCP están implementadas, pero sólo hacen mención al cumplimiento de lo dispuesto en la IS-30, sin hacer mención explícita al cumplimiento de las ITC post-Fukushima. A posteriori, los representantes del titular entregaron un listado con las Órdenes de Trabajo (OT) con las que se realizaron todos los cambios de la iluminación en relación con las ITC post-Fukushima, junto con las fechas de finalización de implantación. Dichas OT son la 12517422, 12517423, 12517425 y 12517426. En dicho listado se incluyen los cubículos afectados por los cambios de iluminación y las fechas de finalización de los cambios, entre otros datos.

La inspección también pidió los mantenimientos preventivos realizados en la luminaria portátil 1 (AEP-1, referencia K93SS003), y los representantes de la central entregaron las GAMA 0776E "revisión y pruebas de grupos electrógenos de alumbrado de emergencia" y 0779E. Al revisar esta documentación se pudo comprobar la implementación del programa de mantenimiento para las luminarias portátiles.

3. Revisión de puntos pendientes de inspecciones anteriores

3.1 Actas de inspección AIN/COF/16/873 y AIN/COF/14/840: revisión sistemática de los cableados de los CEDER

En el Acta AIN/COF/14/840 se dejó constancia de que CNC no tenía previsto realizar pruebas periódicas de arranque de todas las cargas conectadas a CEDER. En dicho acta se recordó a los representantes del titular que si sólo arrancaban la carga más representativa de cada CEDER podrían quedar tramos de cables sin verificar durante toda la vida de la central, por lo que los representantes se comprometieron a analizar dicha posibilidad. Por otro lado, en el acta AIN/COF/16/873 se dejó constancia de que el titular había analizado los tramos de cables desde los cuadros de conexión de los GE hasta las cargas, concluyendo que los únicos tramos que podrían quedar sin probar de manera sistemática durante toda la vida de la central son los cables que conectan los cuadros de conexión de los GE con los CEDER. A raíz de dicha conclusión, el titular se comprometió a establecer en 2016 un programa de mantenimiento con la GAMA 0904E "verificación de disponibilidad de los CEDER para la alimentación de cargas en emergencia", con el objetivo de comprobar cada 8 años, comenzando en abril de 2016, todos los cables entre los cuadros de conexión de los GE y los CEDER.

La inspección requirió a los representantes del titular la ejecución de la GAMA 0904E y una copia del plano 41ID001 "esquema unifilar de cuadros CEDER". De la revisión de toda esta

documentación se concluye que el titular tiene un programa de mantenimiento y verificación de los cableados desde los cuadros de conexión de los GE a los CEDER.

3.2 Actas de inspección AIN/COF/13/809 y AIN/COF/14/840: inventario y localización de los instrumentos de medida portátil "calibrador V/MA Fluke 715"

En el acta AIN/COF/13/809 y en el acta AIN/COF/14/840 se mencionan el uso de "instrumentos Fluke" para realizar medidas portátiles. La inspección preguntó acerca del control de inventario de dichos "instrumentos Fluke" y acerca de los programas de mantenimiento y calibración a los están sometidos. Los representantes de la central entregaron una hoja de inventario con todos los calibradores V/MA Fluke 715 (en adelante Fluke) que están disponibles en la planta. La inspección pudo comprobar documentalmente que en la central hay un total de 9 Flukes contabilizados en dicha lista, de los cuáles 2 deben estar en el armario de intervención rápida del CAGE y 3 más también pertenecen a la organización de emergencia, aunque deben estar disponibles los despachos de instrumentación y control. Tras revisar el PEI 4.01, se comprobó que el titular debe controlar la localización de los 2 Flukes situados en el armario de intervención rápida y de 1 de los Flukes situados en los despachos de instrumentación y control, mediante los impresos de revisión de equipos que figuran en el anexo nº3 del PEI 4.01. Los representantes del titular también entregaron la GAMA 8991I "contrastación y calibración del calibrador V/MA FLUKE 715" y la última ejecución de dicha GAMA para uno de los Flukes. Tras revisar esta documentación, se concluye que el titular ha implementado un programa de control de inventario, mantenimiento y calibración de los Flukes.

4. Revisión de temas específicos

4.1 Limitación de potencia de los generadores diésel cuando se refrigeran mediante el sistema P40 pero con equipos de bombeo portátiles

En el informe K93-5A038 "informe del cálculo hidráulico del sistema P40" se identificaron limitaciones en cuanto a las cargas máximas que pueden alimentar los Generadores Diésel (GD) de las divisiones I y II cuando son refrigerados mediante el sistema P40, pero con grupos de bombeo portátiles. Si un GD es refrigerado por 1 de los grupos de bombeo portátiles del Centro de Apoyo en Emergencias (CAE), su potencia está limitada al 83,3% de la potencia nominal, y si es refrigerado por el equipo de bombeo [REDACTED] del empíazamiento, un 71,1%. Los representantes del titular explicaron a la inspección que han incluido el MA-5.8 "precauciones con la refrigeración de los generadores diésel I/II al ser refrigerados por el grupo de bombeo portátil" en el documento PC-064 apéndice IV. Dicho MA contiene un listado de las potencias activas de las cargas que se pueden conectar a los GD de las divisiones I y II, con el fin de facilitar y agilizar los cálculos de suma de potencias de cargas que pueden ser alimentadas con dichos GD, cuando son refrigerados mediante el sistema P40 pero con grupos de bombeo portátiles.

4.2 Propuesta de mejora PM-6 del informe final de pruebas de resistencia: alimentación de las divisiones I o II desde el generador diésel de la división III

La Propuesta de Mejora (PM) PM-6 del informe "C.N. Cofrentes. Informe final de respuesta a la instrucción técnica complementaria sobre la realización de "pruebas de resistencia"

(referencia SETNU 11/03) está relacionada con el desarrollo de un procedimiento para alimentación de las barras EA1 o EA2 desde el GD división III. La inspección preguntó acerca del desarrollo de dicho procedimiento, a lo que los representantes del titular entregaron la IA-623 "energización de las barras EA1 o EA2 desde el GD div III" y la validación de la IA "prueba 623 y 626: comprobación de refrigerar piscina de supresión con el E12 y P40 alimentados desde la división III". La inspección comprobó que el titular ha desarrollado una IA para alimentar las barras EA1 o EA2 desde el GD división III y que durante la verificación sólo se ha probado la maniobra para acoplar el GD división III a la barra EA2. Al igual que en apartados anteriores, los representantes de la central argumentaron que el objetivo es probar 1 división cada vez que validan dicha IA.

5. Incidencias del sistema de gestión relacionadas con las mejoras a raíz de las ITC post-Fukushima

Los representantes de la central entregaron a la inspección varios "informes a la dirección" con incidencias ocurridas en los equipos e instalaciones utilizados en emergencias. Tras revisarlas, la inspección comprobó que el titular ha implementado un sistema de gestión de incidencias de los equipos e instalaciones utilizados en emergencias. A modo de ejemplo, una incidencia relacionada con la descarga de las baterías de los equipos almacenados en el ASAS, debido a la pérdida prolongada de tensión por actuación de los interruptores magnetotérmicos a causa de una tormenta, motivó la instalación de una luz indicadora de presencia de tensión en el exterior del ASAS, entre otras mejoras.

La inspección preguntó por el fallo al arranque del GE-3 el 8 de enero de 2019. Los representantes del titular facilitaron una copia del informe a la dirección número 2019-01, en el que se trata dicho incidente.

6. Rondas por planta en relación con los temas mencionados

La inspección realizó un recorrido por planta para inspeccionar los siguientes componentes y zonas:

- ASAS: en el momento de la inspección estaba almacenado el siguiente inventario: 3 de los 5 GE estaban almacenados en el ASAS y los otros 2 GE restantes estaban instalados fuera para unas pruebas que se iban a realizar el día siguiente. También estaban almacenadas en el ASAS las AEP-1/2, el grupo de bombeo portátil, las gasolineras portátiles, etc.
- CAGE: se inspeccionó el cubículo del GD-CAGE y el CAGE. Específicamente se comprobó la localización de la centralita de comunicaciones R51PP070, con el fin de comprobar si había sido trasladada desde el edificio EICO al CAGE.
- Exteriores: se inspeccionaron los cuadros de conexión de los GE y el inventario de los armarios adosados a dichos cuadros. Se comprobó la filosofía de "enchufar y usar" de los cables de conexión guardados en dichos armarios. Los cables tienen conectores "powerlock" con códigos de colores para cada fase y enclavamientos mecánicos para disminuir la tasa de errores humanos.
- Edificio auxiliar: se inspeccionó el CEDER R24-SS085 y la sala de baterías situada en las proximidades de dicho CEDER.

Antes de abandonar las instalaciones, la inspección mantuvo una reunión de cierre con la asistencia de D. [REDACTED] representante del titular, en la que se repasaron las observaciones más significativas encontradas durante la inspección y las aclaraciones y documentación complementarias pendientes.

La inspección mencionó un potencial hallazgo en relación con la periodicidad de ejecución de 2 años para la CF 4.5.7.2, la cual está establecida en 3 meses en el MRF-EDGE.

Por parte de los representantes de CNC se dieron las facilidades necesarias para la actuación de la Inspección.

Con el fin de que quede constancia de cuanto antecede, y a los efectos que señalan la Ley 15/1980, reformada por la Ley 33/2007, de Creación del Consejo de Seguridad Nuclear, la Ley 25/1964 sobre la Energía Nuclear, el Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas y el Reglamento sobre Protección Sanitaria contra las Radiaciones Ionizantes en vigor, así como la/s autorización/es referida/s, se levanta y suscribe la presente acta por duplicado en Madrid y en la sede del Consejo de Seguridad Nuclear a once de abril de dos mil diecinueve.



TRÁMITE: En cumplimiento de lo dispuesto en el Art. 45 del Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas citado, se invita a un representante autorizado de CNC, para que con su firma, lugar y fecha, manifieste su conformidad o reparos al contenido del Acta.

D. [REDACTED] en calidad de Director de Central manifiesta su conformidad al contenido de este acta, con los comentarios adjuntos.



ANEXO

AGENDA DE INSPECCIÓN A C.N. COFRENTES – ÁREA INEI

Instalación: C.N. Cofrentes

Participantes: 

Fechas Previstas: 26 y 27 de febrero de 2019

Objeto:

Inspección de seguimiento de las ITC post-Fukushima en cuanto a aspectos eléctricos y de instrumentación y control, en la que se consideraran los siguientes temas:

Revisión del cierre de modificaciones de diseño eléctricas y de I&C. Principales áreas de interés:

- Instrumentación de piscina.
 - Instrumentación crítica.
 - Alimentación cargas de emergencia desde GD portátiles.
 - CAGE (alimentaciones eléctricas).
 - Comunicaciones.
 - Alumbrado.
 - Programa de mantenimiento y pruebas de equipos eléctricos y de I&C. Incidencias significativas.
 - Revisión de procedimientos y resultados de pruebas del "Manual de requisitos de funcionalidad de equipos de gestión de daño extenso" para equipos eléctricos y de I&C.
 - Revisión de posibles puntos abiertos procedentes de inspecciones precedentes.
- Se realizará alguna ronda por planta en relación con los temas mencionados.

COMENTARIOS ACTA CSN/AIN/COF/19/938

Hoja 1 párrafo 5

Respecto de las advertencias contenidas en la carta de transmisión, así como en el acta de inspección sobre la posible publicación de la misma o partes de ella, se desea hacer constar que toda la documentación mencionada y aportada durante la inspección tiene carácter confidencial, afecta a secretos comerciales y además está protegida por normas de propiedad industrial e intelectual por lo que no habrá de ser en ningún caso publicada, ni aún a petición de terceros. Además, dicha documentación se entrega únicamente para los fines de la inspección. Igualmente, tampoco habrán de ser publicados los datos personales de ninguno de los representantes de la instalación que intervinieron en la inspección.

Hoja 3 párrafo 1 (viene de la hoja anterior)

Donde el acta indica "*Los representantes del titular también indicaron que la mayoría de las IA se probaran en el periodo 2012-2013*", se debería indicar "*Todas las IA derivadas de los stress-test de Fukushima fueron validadas en el periodo 2012-2013*".

Hoja 4 párrafo 4

Se debería omitir la alusión a personas concretas ocultando la referencia a las iniciales RAK.

Hoja 5 párrafo 3

Se ha abierto en GESPAC el registro 100000023984 al respecto.

Hoja 5 párrafo 5

El acta indica "*También se constató que ni en la edición 0 ni en la edición 1 estaban cumplimentadas las validaciones de las lecturas de los caudales P11 y RCIC...*". Se debe indicar que las validaciones de caudal de P11 y RCIC están incluidas en la edición 1 de dicha prueba de validación, existiendo en GESPAC la PM-16/00071 que recoge la cuestión. Lo que se mostró en la inspección correspondía no a la prueba realizada en campo, sino al documento de dicha prueba para validar (totalmente en blanco).

Hoja 6 párrafo 3

Se ha abierto en GESPAC el registro 100000023983 al respecto.

Hoja 6 párrafo 6, segundo y tercer guion

Se aclara que el objetivo de probar una división cada 10 años es una expectativa, que depende de cómo pueda ser la programación de las recargas. No se trata por tanto de un requisito (existe una gama de mantenimiento, que referencia la propia acta, que supervisa todo el cableado eléctrico a cargas).

Hoja 7 párrafo 2

Ya se han corregido estos aspectos en la Gama-0773E Rev.1 y en la Gama-0775E Rev.5.

Hoja 8 párrafo 2

Para que el acta sea más precisa se debería completar la frase que se indica a continuación, tal y como se propone:

“Los representantes de la central mostraron a la inspección la OCP-5456 “panel para conexión de resistencias a la salida del generador diésel del CAGE”, así como un informe de ingeniería, soportado por el fabricante, que exige de realizar dicha prueba debido al bajo número de horas de funcionamiento del mismo”.

Hoja 11 párrafo 1

En relación con el objetivo de probar una división cada vez que se valide la IA, aplica el mismo comentario realizado a Hoja 6 párrafo 6, segundo y tercer guion.

Hoja 11 último párrafo

En lugar de Edificio Auxiliar debería indicar Edificio de Servicios.

Hoja 12 párrafo 2

Se aclara que el programa de ICPEI instaurado en la central avisa de dicha frecuencia (3 meses para esta prueba), cumplimentándose el informe de ICPEI Únicamente está pendiente de modificación procedimental el MRF (PEI-4.04), para modificar dicha frecuencia a 2 años. Se ha abierto en GESPAC el registro 100000023983 al respecto.

DILIGENCIA

En relación con los comentarios formulados en el “Trámite” del Acta de Inspección de referencia **CSN/AIN/COF/19/938**, correspondiente a la inspección realizada a la Central Nuclear de Cofrentes, los días 26 y 27 de febrero de dos mil diecinueve, los inspectores que la suscriben declaran:

- **Hoja 1 párrafo 5**: El comentario no afecta al contenido del acta.
- **Hoja 3 párrafo 1 (viene de la hoja anterior)**: No se acepta el comentario.
- **Hoja 4 párrafo 4**: Se acepta el comentario.
- **Hoja 5 párrafo 3**: El comentario aporta información adicional.
- **Hoja 5 párrafo 5**: Se acepta el comentario.
- **Hoja 6 párrafo 3**: El comentario aporta información adicional.
- **Hoja 6 párrafo 6 segundo y tercer guion**: El comentario aporta información adicional.
- **Hoja 7 párrafo 2**: El comentario aporta información adicional.
- **Hoja 8 párrafo 2**: El comentario aporta información adicional.
- **Hoja 11 párrafo 1**: El comentario aporta información adicional.
- **Hoja 11 último párrafo**: Se acepta el comentario.
- **Hoja 12 párrafo 2**: El comentario aporta información adicional.

Madrid, 17 de mayo de 2019



Inspector CSN



Inspector CSN