

ACTA DE INSPECCION

D. [REDACTED] D. [REDACTED] D. [REDACTED]
[REDACTED] y D. [REDACTED] Inspectores del Consejo de Seguridad Nuclear,

CERTIFICAN: Que se personaron los días 1 a 3 de junio de 2015 en el emplazamiento de CN Cofrentes. La central cuenta con Autorización de Explotación concedida por el Ministerio de Economía, Turismo y Comercio en vigor de fecha 20 de marzo de 2011.

Que el objeto de la inspección era efectuar comprobaciones en relación con el proceso seguido por el Titular para el análisis de la Experiencia Operativa (EO).

Que la Inspección fue recibida por D^a. [REDACTED] Licencia y Seguridad, D. [REDACTED] Ingeniería, D. [REDACTED], Experiencia Operativa, D. [REDACTED] Operación, D. [REDACTED] Operación, D. [REDACTED] Operación, D. [REDACTED] Proyectos; D. [REDACTED] Ingeniería; D. [REDACTED] Ingeniería; **D. Oscar Uribes Mariadolores, SETNU.**

Que, los representantes del titular de la instalación fueron advertidos previamente al inicio de la inspección de 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.

Que la inspección se desarrolló de acuerdo con la Agenda que figura en el anexo I de la presente acta.

Que de las manifestaciones efectuadas por los representantes de la central y la documentación exhibida ante la Inspección resulta:

Que el procedimiento que regula el programa de experiencia operativa es el PG-013 y está en rev.7

Que el titular tiene definidos los puestos de coordinador de unidad para la Experiencia Operativa, tanto propia (EOP) como ajena (EOA).

Que el titular manifestó que han comprobado que los requisitos de los suministradores incluyen las notificaciones de deficiencias.

Que en las reuniones de [REDACTED] comprueban que han recibido todos los ISN emitidos.

Que el titular ha establecido un tiempo máximo de 2 meses desde la recepción de EOA hasta la solicitud de evaluación, recogido en procedimientos. Que disponen de un indicador para medir el número de evaluaciones realizadas en plazo con una ventana rodante de un año.

Que en la organización hay una persona encargada del cribado de la EOA, y la que se considera como aplicable se comunica a los coordinadores o a un técnico que se encarga de analizarla. Que no tienen reuniones de cribado, aunque en una reunión trimestral se revisa la EOA recibida.

Que han establecido un límite de 4 meses para las evaluaciones de EOA. El titular presentó una de las EO cuya evaluación ha superado los 60 días.

Que además disponen de indicadores de análisis en plazo, y de acciones cerradas en plazo.

Que no se puede hacer reprogramaciones del análisis, y sí de las acciones correctivas.

Que se hacen presentaciones mensuales al equipo de dirección de las acciones correctivas.

Que el titular manifestó que se revisan todas las Information Notices.

Criterios de notificación

Que se revisó el proceso que sigue el titular para notificar sucesos de acuerdo a la IS-10.

Que todas las licencias de Operación reciben formación, inicial y periódica, en notificabilidad. Se celebra un seminario anual de EO.

Que el responsable de las notificaciones de 1 hora y 24 horas es el jefe de turno. El responsable del ISN de 30 días es el responsable de EOP.

Que tanto a la reunión de dirección, como a la reunión de cribado, como al grupo de regla de mantenimiento y al Comité de Seguridad Nuclear de la Central asiste personal de Operación con formación en notificabilidad, sin perjuicio de que a alguna de estas reuniones también asista personal de EO.

Que en abril de 2015 se emitió la rev. 9 del PA O-13 "Sucesos notificables" (a partir de ahora PA O-13), que incorpora los criterios de notificación de la rev. 1 de la IS-10. El titular entregó copia del PA O-13 a los inspectores.

Que los inspectores aclararon que consideran correcto que el PA O-13 contenga aclaraciones a los criterios de notificabilidad de la IS-10, pero que estas aclaraciones no deben representar nunca restricciones al alcance de los criterios de notificación de la IS-10.

Que referente a los siguientes ítems del apartado 3.6.3 "Aclaraciones a la IS-10" del PA O-13:

- A1: Los inspectores manifestaron que la IS-10 habla únicamente de destrucción, extravío o alteración de documentos y registros a conservar, sin la restricción de que sean importantes para la seguridad; la importancia ya se habrá tenido en cuenta en la aprobación del reglamento de funcionamiento.
- B2: Los inspectores manifestaron que el criterio de la IS-10 habla de superación de los límites establecidos para colectivos y situaciones especiales. Que los límites para situaciones especiales son los recogidos en los artículos 10 y 11 del RPSCI así como los que se establezcan en la autorización de operaciones especiales autorizadas, y que la legislación vigente no establece límites para colectivos, por lo que este requisito aplicará cuando el CSN establezca algún límite colectivo en sus autorizaciones. Y que la aclaración correspondiente a este criterio, especifica que si la superación de cualquiera de los límites reglamentarios de dosis de los trabajadores es debida a una operación especial autorizada no constituirá suceso notificable, sin especificar la notificabilidad de la superación de los límites de dosis que se haya impuesto en la autorización de la operación especial.

Por otra parte, si no existen malfunciones de la dosimetría, para que ocurra este suceso tiene que haberse producido previamente la alarma del dosímetro electrónico en caso de exposición externa o (en lugar de y) presentarse una situación operativa no prevista de la que se pueda suponer que haya existido un riesgo de exposición interna que supere los límites de dosis contemplados.

- B3: Los inspectores manifestaron que tampoco se especifica la notificabilidad de la superación de los límites de dosis establecidos en caso de exposición especial autorizada.
- B4: Los inspectores manifestaron no entender el ítem de la aclaración:
 - La dosis recibida por el trabajador en la Central, sea mayor de 20mSv (de aplicación a los hipotéticos casos en que el/los trabajadores hubieran superado los 20mSv de dosis al año previamente a su entrada en la Central)

El titular manifestó que revisaría dicho párrafo para aclarar su significado.

C1: Los inspectores manifestaron que en el segundo párrafo de la aclaración se especifica que la liberación ha de ser no planificada o incontrolada, aclarando que por incontrolada se entiende que se produce fuera de los términos en que se planificó, lo que hace innecesaria y aún inconveniente la aclaración "y que se haya aplicado sin ningún tipo de control de efluentes radiactivos" que se añade al final del párrafo.

- C2: Los inspectores manifestaron que en el ítem b de la aclaración, se recoge que la reclasificación de la zona de libre acceso tendrá que ser a consecuencia de "contaminación desprendible mayor de 0,4 Bq/cm² en una superficie que implique su

acordonamiento con la instalación de una zona paso y no se pueda recuperar en menos de 12 horas” este criterio no se corresponde con el de la IS-10 que especifica que no se notificarán aquellas situaciones en las que se tenga identificado el momento de la liberación y se haya recuperado la zona de libre acceso en menos de 12 horas desde el momento de la liberación. Por ejemplo, una contaminación que se recogiera inmediatamente no requeriría establecimiento de zona de paso, pero sería notificable si no se conociera el momento de la emisión, o si conocido éste se hubiera producido con 12 horas de antelación a su retirada. En las aclaraciones a otros criterios de la IS-10 (ej. C3) también se habla de que si la situación se recupera en 12 horas no es notificable, sin especificar que para que no sea notificable ha de conocerse el momento en que se produjo el suceso y haberse producido con menos de 12 horas de antelación a la recuperación de la situación original.

- D3 y D4: A pregunta de los inspectores, el titular manifestó que el PA O-13 no incluye las aclaraciones de la carta CSN/C/DSN/COF/15/07 debido a que el procedimiento ya estaba en proceso de aprobación cuando se recibió la carta.

Los inspectores manifestaron que se deberían de incluir las aclaraciones de la carta en el procedimiento, y así mismo se debería incluir la aclaración de que el hecho de que un procedimiento de vigilancia (PS) no garantice el cumplimiento de su requisito de vigilancia (RV) es un incumplimiento formal del RV, aunque el análisis de los resultados históricos del PS indique que el RV se había cumplido satisfactoriamente en las ejecuciones efectuadas.

- D5: Los inspectores aclararon que este criterio se refiere a la superación de un parámetro de una CLO, y que por tanto, a diferencia de lo que dice el PA-0-13, la IS-10:
 - Requiere que se notifiquen las superaciones de las CLO: 2.1.1.1, 2.1.1.2, 2.1.1.3, 2.1.2, 3.1.4, 3.1.6, 3.2.4, 3.4.6, 3.6.1.4, 3.6.2.1 y 3.6.2.2
 - No requiere notificar la superación de las CLO: 3.4.1, 3.4.3, 3.6.1.1 y 3.6.5.1

- F4 a potencia y en parada caliente: Se consultó en planos que los cambiadores de calor del sistema G41 pueden refrigerarse bien con líneas que aportan agua del sistema P42, que a su vez se refrigera con agua del P41, o de uno de los sistemas P40 o P41, por lo que la pérdida exclusiva del P42 no supone notificación por este criterio.

F7: Los inspectores comprobaron que el PA O-13 ha incluido las aclaraciones de la carta CSN/C/DSN/COF/14/14, así como otras extraídas de la rev. 3 del NUREG 1022

H.1.b: Los inspectores comprobaron que el PA O-13 define como criterios de notificación los valores de:

- Vientos medidos en la torre meteorológica a una altura de m de velocidad en 15 minutos superior a 32,04 m/s (115,38 km/h)
- Inundaciones en zona protegida (zona interior al doble vallado de la Central) por lluvias de intensidad horaria superior a 126 mm

Los valores de velocidad de viento e intensidad de lluvias corresponden al 90% de los valores reflejados en el PEI; pero en el caso de intensidad horaria de lluvia en el PEI y en las aclaraciones del PA O-13 se condiciona a que se produzca una inundación, mientras que en la IS-10 no se requiere explícitamente dicha coincidencia lo que, unido a una falta de definición de inundación externa (en la IS-10 solo se define inundación interna), aconseja prescindir de la condición de inundación a efectos de notificación, por lo menos hasta que aclare qué se entiende por inundación.

A pregunta de los inspectores el titular manifestó que se dispone de señal en el ordenador que efectúa el promedio de 15 minutos.

Que las actividades de análisis de EOP y EOA se recogen en el procedimiento PG13 rev. 7, revisión 7 en el momento de la inspección, tanto la EO propia o interna (EOP) como la ajena o externa (EOA).

Que dicho documento PG13 ha sido revisado desde la última inspección de EO.

Experiencia Operativa Propia

Que la unidad responsable de recibir y analizar o coordinar el análisis de la EOP es la Oficina Técnica de Operación (OTOPE).

Que los sucesos se caracterizan en 4 niveles: A y B correspondientes a sucesos notificables, y C y D correspondientes a incidencias.

Que la EOP analizada incluye los sucesos notificables, los sucesos que provocan el incumplimiento del requisito de operación del MRO 6.3.0.3 y la entrada en sus acciones requeridas, incidentes menores y otros propuestos por la dirección de la central.

Que si una incidencia se considera candidata a ser un suceso notificable de acuerdo a los criterios de la IS10, se comunica al Jefe de Turno, quien la analizará y decidirá si es notificable, emitiendo, en su caso el correspondiente informe en los plazos marcados por la IS10.

Que todos los sucesos notificables son comunicados a la OTOPE para que los analice y realice el correspondiente análisis de causa raíz (ACR).

Que todas las acciones correctivas derivadas del análisis de los ISN se cargan en el PAC (GESINCA) y se actualizan a medida que se obtienen datos de los distintos análisis.

Que realizan los ACR con la metodología [REDACTED]. Se realiza un ACR, además de los sucesos notificables, de aquellos sucesos que consideran importantes para la seguridad. Que los representantes del titular manifestaron que el plazo para disponer del ACR es normalmente inferior a 30 días, de modo que cuando se emite el ISN a 30 días, ya incluye los resultados del ACR.

Que la OTOPE recibe un informe técnico de las unidades especialistas con las causas técnicas de los sucesos, para poder elaborar el ACR.

Que el ISN a 30 días se presenta en la reunión de dirección, donde se debe aprobar para su envío.

Que las condiciones de entrada de los sucesos a GESINCA se definen en el procedimiento PG003. Que las incidencias que no son sucesos notificables se analizan de acuerdo al mencionado procedimiento, se resuelven utilizando SAP y la regla de mantenimiento. Que tras su análisis, se determinan las acciones correctoras y finalmente se realiza un informe de tendencia del sistema de gestión integrada, de periodicidad semestral.

Que respecto a las definiciones de sucesos recurrentes y sucesos repetitivos, los representantes del titular manifestaron que no están en ningún procedimiento, si bien aparecen en los informes anuales de experiencia operativa, en los apartados de "*Análisis de tendencias de sucesos notificables y scrams*".

Que con respecto a las definiciones anteriores, en 2010 hubo un caso de repetitividad y otro de recurrencia mientras que en 2011 ambos fueron igual a cero. Que fue en ese año cuando se amplió el análisis a los aspectos transversales (como errores en procedimientos, disparos de las bombas de recirculación o notificaciones por D.4).

Que las tendencias en EOP son una media ponderada de los ISN, siendo el orden de importancia: fallo de equipo, prácticas de trabajo, diseño, fabricaciones, externos, mantenimiento y otros.

Que respecto a los sucesos recurrentes o repetitivos, no está recogido en procedimientos su análisis, pero según manifestaron los representantes del titular, está recogido en su trabajo de la sección (OTOPE) y seguirán incluyendo los resultados de los análisis en los informes anuales de experiencia operativa.

Que disponen de un método de autoevaluación, que mediante un sistema de puntuación permite valorar la calidad de los Informes Finales de Experiencia Operativa Interna (IFEOI)

Que se revisó la siguiente EOP:

- NC-15/00181. Apertura de la puerta A-16 de contención secundaria el día 30 de enero de 2015 para realizarle mantenimiento.

La puerta estuvo abierta por mantenimiento durante 8 minutos y la presión en la contención se mantuvo dentro de los márgenes. De acuerdo a lo manifestado por el titular, se estaba ajustando la chapa donde entra el pestillo y en todo momento estuvieron dos personas en la puerta y no se bloqueó la puerta abierta en ningún momento. Al no disponer de un valor del tiempo máximo de apertura de las puertas en las ETFM, el titular, tras analizar el suceso consideró que no era notificable.

Este suceso se ha difundido el suceso en la hoja informativa 08-15 (del 23 de febrero al 1 de marzo).

- Suceso de pérdida de presión de contención por disparo de los ventiladores del T40.

Durante maniobras debido a disparo del ventilador B del T40, arrancó el ventilador A, que fue parado por SC, arrancó el B y volvió a disparar, momento en el que se perdió la depresión en el anillo (-127 mm cda) valor indicado en el RV 3.6.4.1.1 de las ETFM .

El titular manifestó que cuando hay un cambio de ventiladores, hay una caída de la depresión, por lo que considera que es una respuesta esperada y no evitable por diseño del sistema.

El titular no consideró que el suceso fuese notificable y como justificación, envió el documento "*OPERA Disparo T40CC003B Revisión I*" de 01 de Abril de 2015 en el que se indica que ante un cambio de ventiladores del T40 se puede superar momentáneamente el límite establecido en las ETF de acuerdo al diseño del sistema.

- ISN nº1 de 2001. De acuerdo a la información incluida en el Informe Anual de Experiencia Operativa de 2012, se ha hecho una revisión 2 del IFEOI, pero no se ha emitido una nueva revisión del ISN, ya que la revisión del IFEOI ha sido para recopilar la información relacionada con este suceso y no se han generado nuevas acciones correctivas ni se ha cambiado el análisis de causa raíz.
- ISN nº 3/2013, ISN nº 8/2013. Aislamiento grupo 11 por fallo del P73.

Se revisó la implantación de las acciones correctivas para el ISN nº3.

Se revisó la AC-13/00414 en la que se indica que se ha modificado la ION del P73 de arranque normal del sistema, incluyendo una precaución para asegurarse de que el PLC está en el modo correcto para el alineamiento que se va a realizar con los siguientes pasos.

- NC-13/01048. Configuración prueba hidrostática.

Se revisó el análisis realizado por el titular, en el que se aclara la aplicación de la ETFM 3.10.1.

- NC-13/01288. Discrepancia entre el documento A62-8015 y la RG 1.75 sobre independencia física de sistemas eléctricos.

El titular identificó dos cables en la zona A3.01 que pasaban el primero de una bandeja div II a otra div III y el segundo de una bandeja no divisional a otra div III

En el primer caso el titular concluyó que debido a la protección propia del cable, se cumplen los requisitos de ambos documentos.

El segundo caso lo analizó con una CA, encontrando que ese cable se había tendido con una OCP que estaba bien diseñada pero mal ejecutada, con lo que rehacen la ejecución de la OCP para que el cable vaya por la bandeja no divisional y abre la AC-14/00065 para estudiar el caso y evitar posibles repeticiones.



- Puerta S.114 (envolvente de sala de control y RF)

La Inspección Residente comprobó que el día 2 de marzo de 2015 la puerta S.114 (envolvente de sala de control y RF) tuvo una intervención de mantenimiento según demanda de trabajo WS-12517591 entre las 18.15h y las 18.59h. El titular declaró la correspondiente inoperabilidad por barrera de incendio (MRO 6.3.7.11) pero no por envolvente de sala de control (ETF 3.7.4).

En base a las comprobaciones realizadas por la Inspección Residente, la puerta no se declaró inoperable por ETF y no se tomaron las acciones compensatorias que indica el PG048 en el apartado 6.4.1. por lo que cumple el criterio F7 de la I5-10

- Puerta CI y envolvente de sala de control S123 abierta un tiempo inferior a 15m el 16.02.15. No se considera notificable por no haberse incumplido la ETF (no D3) y ser una puerta doble habiéndose mantenida cerrada la otra puerta durante la inoperabilidad de la S123 (no F7).

Experiencia Operativa Ajena

Que la unidad responsable de recibir y seleccionar la EOA es Licencia, Seguridad y Experiencia Operativa (LISEO).

Que se revisó la siguiente EOA:

- SOER 2002/01. Severe weather.

El titular ha reanalizado este documento cuyas conclusiones se reflejan en el informe de ref. 1499983302005. Así mismo dispone del procedimiento POGA-SG26 rev 2 de actuación en caso de condiciones meteorológicas extremas.

- ISN nº 3 de 2013 de C.N. Ascó 2. Superación de tiempo específico en acción de ETF's tras detección de dos poros en la línea de aspiración del RHR.

El titular lo clasificó PARA INFORMACIÓN.

Del análisis realizado, el titular deduce que como las acciones correctivas no garantizan la no repetitividad del suceso y que habría que caracterizar los defectos en cada caso, se envía para información pero no lo consideran aplicable directamente.

- ISN nº 4 de 2014 de C.N. Almaraz 1 e ISN nº 5 de 2014 de C.N. Almaraz 2. Capacidad insuficiente de los acumuladores de aire de instrumentos de ciertas válvulas neumáticas.

El titular informó que ya ha analizado el suceso y concluye que al no tener este equipo, no es un problema que se vaya a producir en C.N. Cofrentes con la configuración actual.

- Caudal de agua de alimentación auxiliar menor que CLO. (Tema Genérico TEMGE 135)

Este TEMGE surge del ISN nº 150 de Ascó 2 (13-12-2008). En el informe anual de experiencia operativa de 2009 y se indica que se clasificó para información y que está cerrado.

No disponen de una justificación de porque se ha considerado para información porque el formato de justificación que se utiliza es posterior al análisis de este suceso y no estaba disponible en ese momento. No obstante, el titular manifestó que cuando envían un tema para información, dan la opción de que los especialistas al revisarlo lo consideren más importante y soliciten que se considere aplicable, por lo que consideran que la clasificación es correcta.

- Fallo de un relé de la lógica de inserción de barras de control que se podía haber evitado con análisis de EO ajena. TEMGE 136.

Este TEMGE surge del ISN nº 2 de 2009 de [REDACTED] (19-04-2009). En el informe anual de experiencia operativa de 2009 se indica que no aplica y que está cerrado.

El titular manifestó que no tienen este tipo de relés en equipos de emergencia y por ello no lo consideraron aplicable ni para información. Que además, se analizó el SER 27-89 en el que indican que los únicos relés de mercurio son los relacionados con la medida de temperatura (imagen térmica) de los transformadores para puesta en marcha de ventiladores y no son de seguridad.

Inoperabilidad de generadores Diesel por defectos de fabricación en los cojinetes de sus motores. TEMGE 139.

Este TEMGE surge del ISN nº 16 de 2009 de [REDACTED] (14-10-2009/FIO 1752). Aparece referencia a este suceso en el informe anual de experiencia operativa de 2009 y se indica que se clasificó para información y que está cerrado.

No disponen de una justificación de porque se ha considerado para información porque el formato de justificación que se utiliza es posterior al análisis de este suceso y no estaba disponible en ese momento. No obstante, el titular manifestó que cuando envían un tema para información, dan la opción de que los especialistas al revisarlo lo consideren más importante y soliciten que se considere aplicable, por lo que consideran que la clasificación es correcta.

- LER 2852012002 - Inadequate Qualifications for Containment Penetrations Renders Containment Inoperable. TEMGE 169.

Este TEMGE surge de un suceso de una central de EEUU e informa sobre la cualificación inadecuada de penetraciones dentro de contención, ya que el teflón, material usado en las mismas, se degrada ante las condiciones de radiación y temperatura que se alcanzan en accidentes base de diseño.

El titular no ha analizado el LER como tal, pero tienen analizada la IN 14-04 que se incluye en el informe anual de experiencia operativa de 2014. Puesto que la problemática del uso del teflón en condiciones agresivas era conocida antes de la puesta en marcha de Cofrentes, sus programas excluyen el uso de este material en toda la planta.

- Information Notice 2012-06 "Ineffective Use of Vendor Technical Recommendations". Referente a al análisis de esta IN, se ha incluido en el procedimiento PC-046 "Almacén y logística de materiales" edición 3 la instrucción:

"Comunicar a EXPERIENCIA OPERATIVA EXTERNA (EOE), la información recibida de los fabricantes, proveedores y/o agencias de compras en lo referente a fallos de componentes de seguridad así como la información en lo referente a los materiales identificados como FFMC (Falsos, Fraudulentos y/o de Mala calidad)"

El titular manifestó que considera que todas las recomendaciones de grandes fabricantes se tienen en cuenta, y que modificaría la instrucción anterior para ampliarla a todo tipo de recomendaciones (instalación, mantenimiento, etc.), sin limitarla a fallos de componentes; así mismo tratará con Garantía de Calidad la posibilidad de auditar cómo se ha tenido en cuenta hasta la fecha este tipo de recomendaciones.

Errores de Nivel en Tanques

Que el 18/07/2013 la DSN del CSN emitió la IT genérica CSN/IT/DSN/COF/13/03 sobre ESTIMACIONES DE NIVEL EN TANQUES DE SEGURIDAD, considerando sumergencia, temperaturas, geometría, presión, densidades, incertidumbres de medida, u otros adicionales, con un plazo para la respuesta de SEIS MESES.

Que el 23 de julio de 2013 dicha IT llegó a C.N. Cofrentes por lo que la fecha de comienzo del plazo de aplicación de la misma es el 23 de enero de 2014. El titular envió el día 22 de enero al CSN una carta de respuesta a la IT. Las conclusiones de esta carta están basadas en un informe de referencia L25-5A022 en el que se analiza lo requerido en la IT en los tanques de ETF.

Que en la carta de respuesta se identifican los siguientes tanques afectados:

- P60-AA003A/B/C. Tanques de almacenamiento de gasoil de los GD de emergencia.
- P11-AA001. Depósito de Almacenamiento de Condensado (DAC).
- Depósitos del sistema contraincendios (P64) y balsa de agua pretratada (P13) para el sistema contraincendios.

Además de estos depósitos, la inspección realizó una comprobación sobre los depósitos:

- C41-A001 del sistema de reserva de veneno líquido.
- P60-AA006A/B/C los depósitos día de gasoil de los GD de emergencia.

P60-AA003A/B/C. Tanques de almacenamiento de gasoil de los GD de emergencia.

En cuanto a los tanques de gasoil de los GD de emergencia (P60-AA003A/B/C), de acuerdo con las bases de diseño, deben cumplir que su contenido sea suficiente para que el GD funcione durante al menos 7 días en las condiciones requeridas.

De acuerdo con las ETF, el RV 3.8.3.1.a dice que se deben almacenar al menos 226627 l (59875 gal) para los GD A y B y consideran que este volumen corresponde a una altura de 5,9 m con una densidad de 0,799 Kg/cm³ a 100°F, aunque en la misma ETF, los valores de densidad admitidos según el RV 3.8.3.3 están entre 820 y 880 Kg/cm³.

El consumo de los GD a plena potencia según el estudio del titular es de 2376 Kg/h.

Los cálculos de nivel medido en SC se hacen con un rango de densidades entre 836,9 y 862,06 Kg/cm³ y no entre 820 y 880 Kg/cm³ como indica el RV.

Los volúmenes indicados garantizan una masa mínima de gasoil, suponiendo una densidad de 0,799 Kg/m³. Puesto que las ETF solo admiten gasoil con densidades mayores a la usada para los cálculos de los volúmenes mínimos requeridos, se garantiza que en todo momento se cumplirá con el requisito de masa mínima para los generadores diesel.

El titular manifestó que modificarán las bases de las ETF para explicar que lo que se requiere es una masa de gasoil para cumplir con la ETF y no estrictamente un volumen, que dependerá de la densidad. Además se recalibrará el instrumento de Sala de Control usado para la prueba de vigilancia, para que esté ajustado para una densidad de 0,799 Kg/m³, como se hizo en los cálculos para el diseño del sistema, de modo que en cualquier caso (distintas densidades de gasoil) se garantice la masa necesaria para la operación del equipo.

P11-AA001. Depósito de almacenamiento de condensado.

El titular proporcionó a la inspección la revisión 3 del informe L25-5A022, en el que se justifica la operabilidad del depósito.

P64 y P13. Balsas de suministro de agua contraincendios y de agua pretratada para contraincendios.

De acuerdo al informe L25-5A022, cumplen con los requisitos.

C41-A001. Depósito del sistema de control líquido de reserva.

En el informe L25-5A022 se indica que el análisis de la situación de este depósito fue tratado en el ISN nº3 de 2010.

De acuerdo a la el RV 3.1.7.1 de la ETF 3.1.7, el depósito del sistema C41 debe contener un volumen de disolución superior a 14396 l (3803 galones) y la concentración estará dentro de los márgenes definidos en la figura 3.1.7-1 de la mencionada ETF.

De acuerdo al informe anexo a la revisión 1 del ISN a 30D, el volumen real contenido en el depósito entre enero de 2004 y enero de 2010 fue inferior al requerido por el RV 3.1.7.1.

El titular mostró a la inspección la propuesta de cambio de ETF para la ETF 3.1.7 (PC-03-14 rev.0). De acuerdo a la nueva redacción de la ETF, se modifican los requisitos y se incluyen dos figuras con los límites de Volumen-Concentración y de Temperatura-Concentración. Con esta nueva redacción de la ETF tampoco se hubiera cumplido con el RV 3.1.7.1 ya mencionado, por lo que se confirma que fue un FFSS, como en su momento el CSN indicó

P60-AA006A/B/C. Tanques día de los GD de emergencia

En cuanto a los tanques día de los GD de emergencia, el titular indica que las ETF piden un volumen mínimo de 1484 l (div I y II) y 810 l (div III). Este caso es idéntico al de los depósitos P60-AA003A/B/C.

Otros depósitos y fuentes de agua.

El titular mostró a la inspección el informe de mantenimiento de referencia MTO 2011/14 rev. 0 en el que se revisan los instrumentos de nivel en la piscina de supresión para garantizar que su indicación es correcta y que cumple con las ETF. Es un informe que surge de los análisis del titular como extensión de causa.

Aspectos Sísmicos.

Con respecto a los análisis de experiencia operativa de la IN-2012-01 relativa a consideraciones sísmicas, C.N. Cofrentes había editado un informe monográfico para dar respuesta a la misma, de referencia L01-5A088 rev. 0, aprobado el 26/04/2013, que se mostró a la inspección.

El alcance incluido en el citado informe estaba formado por los dos aspectos generales identificados en la IN-2012-01:

- Comprobación de los criterios de llenado de los tanques en el diseño. Es decir, verificar si en el cálculo se había considerado el tanque lleno o vacío, según aplicara.
- Comprobación de conexiones de sistemas no sísmicos (no CS-I) con sistemas sísmicos (CS-I) y las consecuencias de una rotura en la operabilidad del sistema CS-I.

Para el análisis de las conexiones entre sistemas, se habían estudiado todos los sistemas clase con sus conexiones con sistemas no CS-I mediante los planos de Tuberías e

Instrumentación (TEIs). El titular manifestó que la norma ANSI/ANS 52.1 de 1983 es base de licencia de CNC, y que todos los sistemas de clase nuclear 1, 2 o 3 son a su vez CS-I.

Para el análisis de operabilidad se había considerado como hipótesis de partida la rotura de las líneas de tubería de aquellos sistemas no CS-I. Asimismo, según afirmaron los representantes del titular, los cambios de clase en las interfases de los sistemas de fluidos cumplían con los criterios de la norma ANSI 52.1. No obstante lo anterior, la inspección realizó una apreciación general acerca de la IN-2012-01 y de las conexiones entre sistemas CS-I y no CS-I. El hecho de cumplir con ANSI 52.1 en los criterios de separación entre sistemas no exime (como informa la IN-2012-01) de tener que justificar el cumplimiento de la función de seguridad especificada del sistema CS-I en el momento del alineamiento.

Según se indicó a la inspección, este análisis realizado cubría también el referente al ISN 12/004 de la central nuclear de [REDACTED] y parcialmente el ISN 12/008 de la central nuclear de [REDACTED]. Al respecto de este último ISN, el titular informó de que se estaba ultimando la respuesta a la carta de la DSN.

La inspección procedió a revisar en profundidad el análisis realizado por el titular y plasmado en el informe L01-5A088.

Según se dice en dicho informe, del análisis realizado se concluyó que todas las interconexiones entre sistemas CS-I y no CS-I se realizaban correctamente de acuerdo a sus bases de licencia, no encontrando ningún caso en que se hiciera mediante una única válvula manual normalmente abierta. Sí se habían detectado dos válvulas que, aunque normalmente cerradas (como consta en el TEI) no estaban recogidas en el procedimiento PC-40 "Control administrativo de válvulas enclavadas". Según manifestó el titular se había emitido la SCP-6011 para incluir estas válvulas en el listado. No obstante, según se comprobó, no se había actualizado en el momento en que tuvo lugar la inspección. Sin embargo las dos válvulas sí estaban dadas de alta en la aplicación informática como válvulas administrativamente cerradas. Posteriormente a la inspección, el titular envió información adicional a este respecto. Según se manifestó mediante correo electrónico, inicialmente esta modificación se propuso cerrar con la SCP 6011, sin embargo se anuló posteriormente y su alcance se incluyó en la SCP 6186. Se mostró la evaluación de dicha SCP 6186 en la que estas válvulas aparecen listadas (item 39 y 40).

La metodología e hipótesis utilizadas por el titular para verificar que las conexiones entre sistemas CS-I y no CS-I no impedían el cumplimiento de la función de seguridad especificada estaba basada en:

- Según informó C.N. Cofrentes, en la central existe un criterio de diseño de soportado sísmico de todas las líneas (clase y no clase) en edificios CS-I. Por lo tanto en caso de terremoto se mantendría la integridad estructural de la parte no clase en aquellos tramos que discurran en los Edificios del Reactor, Auxiliar y Combustible. Sin embargo no se pudo mostrar la referencia de este criterio en Documento Oficial de Explotación o Documento Base de Diseño alguno.

- También se habían cribado aquellas líneas que disponían de equipos automáticos de aislamiento (o que impidiesen el drenado del fluido como válvulas de retención) de sistema clase en caso de rotura de la parte no clase.
- Para un reducido número de casos en que no existe soportado sísmico de la parte no CS-I, se habían incluido las acciones manuales de cierre en el POGA SIMOS y en las instrucciones de operación para incluir instrucciones adicionales en caso de sismo. En estas instrucciones aparecen precauciones de que el operario esté próximo a la válvula y en comunicación con Sala de Control.

La inspección remarcó que todas acciones manuales, ya sean en campo o con acción remota desde Sala de Control deberán estar debidamente validadas y entrenadas de acuerdo al procedimiento de factores humanos aplicable en su caso, siendo una referencia válida el ANSI. Las válvulas identificadas en el análisis realizado por el titular son:

- E12F020
- E51FF025/E51FF026
- G41F023
- P11F065
- G51FF001
- P60FF092/93/94

La inspección solicitó al titular que verificara que estas acciones, en caso de no ser de muy corta duración, estaban validadas y entrenadas.

Adicionalmente el titular había identificado la necesidad de, tras la ocurrencia de un sismo, realizar la transferencia manual del sistema P41 a P40 y P42 a P40 con objeto de aislar las líneas:

- P41-3''-AD-C-GG018.1
- P42-10''-AD-D-GG002.9

La inspección verificó que esta transferencia no se encontraba debidamente validada ni entrenada.

En relación a los tanques con requisitos sísmicos, el titular había analizado la documentación de diseño de aquellos cuyo fluido almacenado era líquido, era relevante para el riesgo y no era de muy pequeño tamaño. Para todos aquellos que se requieren llenos en operación normal (el listado completo venía recogido en el anexo 9 del informe L01-5A088) se comprobó que los cálculos contemplaban esta situación. El titular, sin embargo, detectó una serie de tanques para los que no disponía de la documentación de diseño.

Para estos casos, nueve en total, el titular había realizado nuevos cálculos considerándolos llenos. Según se informó, la metodología adoptada para estos análisis había sido la misma en todos los casos. La inspección seleccionó uno de ellos y revisó los cálculos.

Se mostró el informe 82IBE13002540007, "Cálculo de comprobación sísmica del tanque de alimentación de resina G-36-A002" Rev. 0, con fecha del 18/04/2013. En este informe se documentaban los cálculos realizados mediante elementos finitos con el software comercial [REDACTED]. Para contabilizar los modos convectivo e impulsivo del fluido bajo la carga sísmica se había modelado la interacción fluido-estructura. Se había realizado la comprobación de la virola del depósito mediante un análisis modal bajo las cargas de nivel de SSE. Sin embargo no se había realizado la comprobación del anclaje del tanque; por lo que este análisis estaba incompleto.

El titular mostro copia a la inspección de la Condición Anómala de no conformidad abierta el 28 del 4 de 2013, que se encontraba aún vigente en el momento de la inspección. Esta Condición Anómala se había abierto con objeto de reflejar los cambios identificados tras el análisis de la IN-2012-01.

Que por los representantes de CN Cofrentes se dieron las facilidades necesarias para el desarrollo de la Inspección.

Que para que quede constancia de cuanto antecede y, a los efectos que señala la Ley 15/1980 de creación del Consejo de Seguridad Nuclear, la Ley 25/1964 sobre Energía Nuclear, el Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas en vigor y el Permiso referido, se levanta y suscribe la presente Acta por triplicado en Madrid y en la sede del Consejo de Seguridad Nuclear, a 29 de junio de 2015.

[REDACTED]

Fdo.: [REDACTED]
Inspector CSN

[REDACTED]
Fdo.: [REDACTED]
Inspector CSN

[REDACTED]

Fdo.: [REDACTED]
Inspector CSN

[REDACTED]
Fdo.: [REDACTED]
Inspector CSN

TRAMITE: En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 45 del Reglamento citado, se invita a un representante autorizado de CN Cofrentes para que con su firma, manifieste su conformidad o reparos al contenido de esta Acta.

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

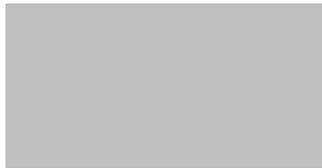
AGENDA DE INSPECCIÓN

Fecha propuesta: 1, 2, y 3 de junio de 2015 en planta.

Lugar de la reunión: C.N. Cofrentes.

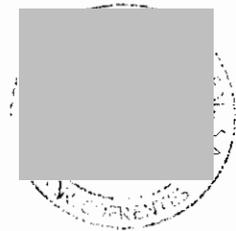
Objeto: Inspección sobre el análisis de experiencia operativa de C.N. Cofrentes.

Asistentes:



Representantes de C.N. Cofrentes encargados del análisis de la experiencia operativa.

1. Introducción: Objeto de la visita. Organigrama, responsabilidades y funciones de las áreas involucradas en el análisis de la experiencia operativa de C.N. Cofrentes. Cambios en los procedimientos del titular sobre la experiencia operativa.
2. Revisión del proceso de notificación de sucesos del titular.
3. Revisión de experiencias operativas no notificadas por el titular.
4. Análisis de la respuesta de la central a la IT de referencia CSN/IT/DSN/COF/13/03 sobre medida de nivel en depósitos relacionados con la seguridad.
5. Revisión del análisis de la central de la IN 2012-01 "Seismic considerations-principally issues involving tanks".
6. Análisis de la Experiencia Operativa: Informes de Experiencia Operativa de C.N. Cofrentes. Exposición por parte del titular del proceso seguido para la identificación, análisis, seguimiento y documentación de:
 - Experiencia Operativa Propia.
 - Experiencia Operativa Ajena.
 - Experiencia Operativa de CC.NN. españolas.
 - Experiencia Operativa de otras CC.NN.: SER y SOER de INPO/WANO
 - Evaluaciones correspondientes al 10 CFR 21.
 - Evaluaciones a petición del CSN
 - Seguimiento de algunos casos concretos.
7. Revisión de una muestra de los Análisis de Causa Raíz realizados por el titular.
8. Acciones correctivas del proceso de EO. Priorización, seguimiento e implantación.
9. Interrelaciones con el resto de las áreas: Garantía de Calidad. Formación.



COMENTARIOS ACTA CSN/AIN/COF/15/846

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 1, penúltimo párrafo

Se propone la siguiente redacción para este párrafo con el fin de recoger con mayor precisión lo indicado en la inspección:

“El titular manifestó que en sus especificaciones de compra de cualquier equipo se le indica al fabricante/suministrador la obligación de notificar cualquier anomalía o deficiencia del equipo adquirido a lo largo de su vida”.

Hoja 2 párrafos 1, 2 y 3

En relación con lo recogido en estos párrafos del acta, se proporciona la siguiente información aclaratoria:

El tiempo desde la recepción o publicación del suceso hasta la declaración de “no aplicable”, envío para información o solicitud de análisis (fase de cribado realizada por el responsable de Experiencia Operativa Externa (EOE), con ayuda de sus coordinadores) es de 2 meses y para controlarlo se tiene un indicador interno de EOE. Cuando se solicita el análisis de un suceso a alguna unidad organizativa, ésta tiene un plazo de 4 meses para entregar a EOE dicho análisis.

Hojas 3 párrafo 1 hasta hoja 5 párrafo 1

El acta refleja diversos comentarios de los inspectores al contenido del PA-O-13. Se modificará el PA-O-13 teniendo en cuenta estos comentarios.

Hoja 6 párrafo 3

En relación con lo reflejado en este párrafo del acta, se aclara lo siguiente:

Las incidencias se pueden resolver de diversas maneras, en función de la naturaleza de las acciones, siendo las demandas de correctivo en SAP y los análisis de Regla de Mantenimiento algunos de los mecanismos utilizados, pero no los únicos.

Hoja 6, párrafos 4 y 7

Al respecto de las observaciones contenidas en el acta sobre sucesos recurrentes y sucesos repetitivos, se aclara que ambas definiciones se encuentran en el procedimiento PG-021 "Análisis de tendencias del sistema de gestión integrada de no conformidades y acciones". Adicionalmente, el procedimiento PG-039 "Valoración de la efectividad de las acciones y del sistema integrado de no conformidades y acciones" recoge comprobaciones sobre recurrencia y repetitividad en el marco de la revisión anual de la efectividad que se describe en este procedimiento.

Hoja 8 párrafos 1 y 2

En relación con lo indicado en este párrafo, C.N. Cofrentes remitió información adicional al CSN con posterioridad a la inspección mediante correo electrónico de fecha 8 de junio de 2015.

En dicho correo electrónico se adjuntó el registro de seguridad física de la historia de actividades en relación con la puerta S-114 el día que se realizaron los trabajos en la misma. En el listado que registra el estado de la puerta se puede observar el tiempo máximo que de continuo permaneció abierta, comprobando que es inferior a 5 minutos. Por este motivo, C.N. Cofrentes considera que no aplica la declaración de inoperabilidad por rotura de la envolvente de sala de control, de acuerdo a lo establecido en el procedimiento PG 048 en el momento del evento.

Hoja 11 párrafo 3

Se corrige lo indicado en este párrafo con la siguiente redacción:

"El consumo de los GD A y B a plena potencia según el estudio del titular es de 2376 Lb/h".

Hoja 11 párrafo 4

Se corrige y matiza lo indicado en este párrafo con la siguiente redacción:

“Los cálculos de nivel medido en SC se hacen con un instrumento de nivel calibrado para la densidad de 0,847, aunque la densidad del gasoil en el tanque varía en un rango de densidades entre 836,9 y 862,06 kg/m³ y no entre 820 y 880 kg/m³ como indica el RV”.

Hoja 12 párrafo 3

Respecto a lo indicado en este párrafo, se aportan las siguientes aclaraciones:

La cantidad de boro establecida en la ETF procede de cálculos envolventes, y los cálculos realizados antes de cada ciclo para el diseño nuclear del combustible cubren también situaciones de final de ciclo con menor quemado del núcleo, y por tanto, mayor reactividad de la esperada.

Tras el suceso de 2010 se realizaron cálculos detallados con los que se demostró que el margen de parada con boro había estado ampliamente por encima de los límites de diseño, y que la capacidad de hacer subcrítico el reactor había estado garantizada con amplios márgenes.

Debido a lo anterior, y a la luz de lo reflejado en la revisión del Nureg-1022 vigente en el momento del suceso, se consideró que el suceso no constituía fallo funcional (FFSS). La carta del CSN de referencia CSN/C/DSN/COF/14/14 “Interpretación del criterio de notificación F7 de la Instrucción de Seguridad IS-10” se recibió con fecha 6 de mayo de 2014, siendo por tanto posterior el suceso.

Hoja 13 último párrafo

En relación con la referencia documental del criterio de soportado sísmico en edificios CS-I, se aporta la siguiente información adicional:

Con respecto a las líneas convencionales que discurren por edificios sísmicos, se tiene el documento de proyecto L02-8015 donde se establecen qué requisitos de carga se deben tener en cuenta a la hora de diseñar las tuberías y sus soportes. En base a estos casos de carga se realizan los job de análisis de tubería donde se comprueba que la línea con los tipos de soporte seleccionados cumple con las tensiones producidas en los distintos casos de carga. En base a las tensiones producidas en los tipos de soportes seleccionados, se diseñan los soportes para que cumplan con las tensiones transmitidas a los mismos.

En este documento se recoge que las tuberías dentro de edificios relacionados con la seguridad deben cumplir las condiciones nivel C y D, que incluyen el OBE y el SSE, siendo de aplicación a líneas que deben mantener su integridad y ubicación en caso de sismo aunque no se les exija operabilidad.

Hoja 14 penúltimo párrafo

Se aclara que las válvulas indicadas son fácilmente localizables y accesibles. No obstante, se incluirán en los programas de formación del próximo ciclo y se validarán las maniobras.

Hoja 15 párrafo 2

En relación con el tanque G36A002 se aclara que ha sido diseñado con los mismos criterios que el resto de tanques para los que sí se ha realizado una comprobación del anclaje. Se trata de un tanque no relacionado con la seguridad y no categoría sísmica I, al que se le requiere soportado sísmico por encontrarse en un edificio sísmico. Se aclara que se está en proceso de completar la comprobación del anclaje indicada.

DILIGENCIA

En relación con los comentarios formulados en el TRÁMITE del Acta de Inspección de referencia CSN/AIN/COF/15/846 correspondiente a la Inspección al proceso seguido por el Titular para el análisis de la Experiencia Operativa de Experiencia Operativa realizada en la Central Nuclear de Cofrentes, los Inspectores que la suscriben declaran:

Hoja 1, párrafo 5: Se acepta el comentario. No modifica el contenido del acta.

Hoja 1, penúltimo párrafo: Se acepta el comentario. Aclara el contenido del acta.

Hoja 2, párrafos 1, 2 y 3: Se acepta el comentario. Aclara el contenido del acta.

Hoja 3, párrafo 1 hasta hoja 5 párrafo 1: Se acepta el comentario. No modifica el contenido del acta.

Hoja 6, párrafos 4 y 7: Se acepta el comentario como información complementaria facilitada por el titular en el trámite, que no fue comprobada por la inspección. No modifica el contenido del acta.

Hoja 8, párrafo 1 y 2: No se acepta el comentario. Al estar inoperable de acuerdo a las ETF, el suceso debería haber sido notificado por el criterio F7 de la IS10.

Hoja 11, párrafo 3: Se acepta el comentario. Corrige una errata.

Hoja 11, párrafo 4: Se acepta parcialmente el comentario. La redacción del mismo queda como sigue:

"De acuerdo con las ETF, el RV 3.8.3.1.a dice que se deben almacenar al menos 226627 l (59875 gal) para los GD A y B y consideran que este volumen corresponde a una altura de 5,9 m con una densidad de 0,799 Kg/cm³ a 100°F, si bien los cálculos de nivel medido en SC se hacen con un instrumento de nivel calibrado para la densidad de 0,847 Kg/m³. En la misma ETF, los valores de densidad admitidos según el RV 3.8.3.3 están entre 820 y 880 Kg/cm³."

Hoja 12, párrafo 3: No se acepta el comentario.

Hoja 13, último párrafo: Se acepta el comentario, si bien no modifica el contenido del acta ya que el titular aporta información adicional a la manifestada durante la inspección; por lo que será valorada fuera del trámite de esta acta.



Hoja 14, penúltimo párrafo: Se acepta el comentario, si bien no modifica el contenido del acta al tratarse de una puntualización del titular no manifestada en el momento de la inspección.

Hoja 15, párrafo 2: No se acepta el comentario. Las comprobaciones de los anclajes de tanques se deben de hacer caso por caso; no tratándose de un caso envolvente.

Madrid, 08 de octubre de 2015

[Redacted signature]

Fdo: [Redacted name]
Inspector CSN

[Redacted signature]

Fdo [Redacted name]
Inspector CSN

[Redacted signature]

Fdo. [Redacted name]
Inspector CSN

[Redacted signature]

Fdo.: [Redacted name]
Inspector CSN