

CSN-864.20

CSN/AIN/ALO/07/783

Hoja 1 de 63



## ACTA DE INSPECCIÓN

D. [REDACTED], D. [REDACTED], D. [REDACTED], D. [REDACTED] Y  
D. [REDACTED], funcionarios del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), acreditados y  
actuando como inspectores,

**CERTIFICAN:** Que los días 10 al 13 de julio y el 23 de julio de 2007, se han personado para  
realizar una inspección en el emplazamiento de la Central Nuclear de Almaraz, en adelante  
CNA, como equipo de inspección encargado de realizar una inspección multidisciplinar  
funcional de sistemas significativos para el riesgo.

Que la Inspección fue recibida por D. [REDACTED] D. [REDACTED] D. [REDACTED]  
[REDACTED] así como por otros representantes de la central, quienes manifestaron conocer y  
aceptar la finalidad de la inspección.

Que los representantes del titular de la instalación fueron advertidos previamente al inicio de  
la inspección que el acta que se levante de este acto, 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 los sistemas elegidos fueron dos, el relacionado con el sistema de control de presión del  
reactor y el sistema de la red eléctrica exterior.

La inspección se desarrolló siguiendo el procedimiento del CSN perteneciente al Sistema  
Integrado de Supervisión de Centrales de referencia PT-IV-218 denominado "Diseño y  
capacidad de funcionamiento de sistemas". En la inspección se han revisado los aspectos del  
procedimiento relacionados con Operación, Análisis de sistemas, Instrumentación y control,  
Eléctrico e Inspección en Servicio, reseñándose a continuación las actividades de inspección  
realizadas para cada una de ellas:

JK-135962

## **A. CONTROL DE PRESIÓN DEL PRIMARIO**

### **A.1. EN RELACIÓN CON ASPECTOS DE DISEÑO. BASES DE DISEÑO.**

#### Válvulas del Sistema

- Que las válvulas con funciones relativas al control de la presión del primario / presionador, en cada unidad, son las siguientes:
  - PCV445 y PCV444A, de alivio del presionador (PORV); son neumáticas de  con entrada de aire por arriba (que procede del sistema de aire de instrumentos, IA), y muelle bajo el diafragma, que es fijo. Estas válvulas, además de actuación por señales de alta presión, son actuadas por el sistema de protección frente a sobrepresiones en frío (COMS).
  - 8000A y 8000B, de bloqueo de alivio del presionador; son de compuerta de  con actuador  motor de corriente alterna.
  - PCV444B y PCV444C, de rociado del presionador; son neumáticas de  aire por arriba, muelle abajo.
  - PSV-8010A, PSV-8010B y PSV-8010C, de seguridad del presionador, que protegen al circuito primario frente a sobrepresiones; son de muelle, de .
- Que los representantes de CNA entregaron a la Inspección los siguientes planos, correspondientes a las válvulas incluidas dentro del alcance de la inspección:
  - PCV444A y PCV445: plano número D-166075 en revisión 9.
  - 8000A y 8000B: plano número 115E302 (revisión ilegible en la copia).
  - PCV444B y PCV444C: número de plano y revisión ilegibles en la copia.
  - 8010A/B/C: plano número DSC 56964 en revisión C.
- Que en cuanto a las válvulas de bloqueo de alivio del presionador, sus actuadores son SB-00/15 de . Los representantes de la central explicaron que en la recarga 17 de la unidad I (año 2005) se procedió a la sustitución de los dos actuadores de las dos válvulas de bloqueo. El origen de esta sustitución se debió a una carta de Westinghouse que informó a la Central de que los actuadores modelo SB-00 anteriores a un cierto

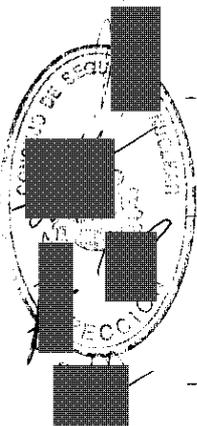
número de serie presentan un empuje máximo calificado de 16000 lb. Por encima de este valor podrían ser más susceptibles a la rotura frágil en las tapas de los muelles de compensación. Dado que en su momento estos actuadores fueron objeto de un re-rating en el que se subió el límite máximo del actuador hasta 18900 lb, se optó por cambiar ambos actuadores por otros de número de serie superior, que sí que están calificados para los valores de 18900 lb. Si bien, posteriormente se confirmó que a los actuadores de las válvulas 8000A y B que estaban instalados ya se les había sustituido la tapa por otras de acero dúctil a los valores del re-rating, por lo que no habría sido necesario el cambio.

Que para la unidad II, la empresa ██████ realizó diferentes análisis metalográficos sobre la superficie de varias tapas paquete de arandelas de posibles válvulas afectadas entre las que se incluyeron las citadas válvulas de bloqueo.

Que en el informe 06/2105 emitido por ██████ para el caso concreto de las válvulas de bloqueo, se ha concluido que presentan una microestructura típica de fundición dúctil, por lo que no es necesaria la sustitución de estos actuadores.

- Que de los cálculos de la central de los valores mínimos requeridos para estas válvulas se han obtenido 16230 lb para el cierre y 8378 lb para la apertura (ya incluido el margen de seguridad del 20%). El valor de presión diferencial considerado en los cálculos ha sido de 2486 psi al cierre y de 2236 psi en la maniobra de apertura.
- Que durante la inspección quedó pendiente por parte de la central que confirmase el factor de válvula utilizado en los cálculos de estos valores de esfuerzo, por lo que el titular acordó remitir dicha información al CSN.
- Que para la apertura, la maniobra termina por final de carrera, mientras que para el caso del cierre, la maniobra se termina por disparo del interruptor de par.
- Que con ayuda de equipos de diagnosis, se han medido los siguientes valores de esfuerzo en la maniobra de cierre:
  - Unidad I:      RC-1-8000A      17417 lb, con inercia hasta 18496
  - RC-1-8000B      16825 lb, con inercia hasta 17188
  - Unidad II:    RC-2-8000A      17236 lb, con inercia hasta 18637
  - RC-2-8000B      17045 lb, con inercia hasta 18470

- Que los valores expuestos son los medidos en las diagn sicas realizadas en la recarga 17R1 para las de la unidad I (año 2005) y en la recarga 15R2 para las de la unidad II (año 2004).
  - Que estas válvulas tienen asignado en el APS un riesgo medio, lo que junto con el hecho de que las RC-1-8000A, RC-2-8000A y RC-2-8000B tengan un margen medio (superior al 5%) respecto al valor mínimo requerido, da lugar a que se les realice la diagn sica cada cuatro recargas.
  - Que para el caso de la válvula RC-1-8000B, cuyo margen respecto al valor requerido es bajo (inferior al 5%), es necesario que se le realice diagn sica cada dos recargas.
- Que en relación al valor de temperatura a considerarse en el cálculo de capacidad del actuador, CNA remitió una carta a Westinghouse, con fecha 28 de marzo de 2005, para modificar el valor de temperatura a considerar de 171  C a 50  C.
- Que el valor de temperatura de 171 C se refiere al pico de temperatura más alto en contención en caso de accidente (rotura de una línea de vapor principal en el interior de la contención).
  - Que el argumento para modificar el citado valor se basa en que, en caso de que se requiriese el cierre del válvula después de un transitorio de presión del sistema de refrigerante del reactor (RCS), el operador dispondrá de suficiente tiempo (Paso 18, POE-1/2-E-0) para proceder a su cierre antes del fallo del disco de ruptura del tanque de alivio, por lo que las condiciones ambientales en contención serían las de operación normal (<50 C).
  - Que en el caso de que la actuación de las citadas válvulas tuviera que ser su apertura porque éstas estuvieran cerradas para evitar una fuga a través de las PORV y se requiriese la apertura de una PORV en caso de accidente de rotura de tubos del generador de vapor (GV) para disminuir la presión del primario, de forma análoga a lo indicado anteriormente, las condiciones ambientales en contención también serían las de operación normal (<50 C).



### Sistema neumático de actuación de las PORV

Que los representantes de CNA realizaron una descripción del sistema neumático de actuación de las PORV.

- Que para cada PORV se dispone de un sistema neumático de clase nuclear 3 que proporciona aire para su actuación. Que cada uno de éstos, alimentados desde el sistema IA, consta de dos acumuladores, (IA-1-TK-02A e IA-1-TK-02B para la actuación de la válvula PCV444A en la unidad I, IA-1-TK-03A e IA-1-TK-03B para la actuación de la válvula PCV445 en la unidad I, IA-2-TK-02A e IA-2-TK-02B para la actuación de la válvula PCV444A en la unidad II, IA-2-TK-03A e IA-2-TK-03B para la actuación de la válvula PCV445 en la unidad II), una válvula de retención (IA-1-601/602 para la unidad I e IA-2-601/602 para la unidad II) que separa el sistema IA del sistema de actuación de las válvulas de alivio, y dos válvulas de solenoide (SV-444A-1 / SV-444A-2 para la válvula PCV444A, y SV-445-1 / SV-445-2 para la válvula PCV445) que permiten el control de entrada/salida de aire del actuador de las válvulas de alivio.
- Que los sistemas neumáticos de actuación de las válvulas de alivio operan a una presión de 100psi. Que según indicaron los representantes de CNA, se dispone de un manorreductor en cada línea que limita la presión máxima en el actuador de las válvulas de alivio a 90 psi. Que dicho valor es inferior a la presión máxima recomendada por el fabricante para evitar daños en el actuador (100 psi). Que se requiere una presión entre 70 psi y 85 psi en el actuador de las válvulas de alivio para realizar la apertura de las mismas.
- Que los sistemas neumáticos de actuación de las válvulas de alivio no disponen de válvulas de seguridad que protejan las líneas del mismo frente a sobrepresiones. Que no obstante, a la salida de cada compresor del sistema IA se dispone de válvulas de seguridad (IA-1-3060 para el compresor de la unidad I, IA-2-3065 para el de la unidad II e IA-X-3062 para el compresor común) taradas a una presión de 9,1 Kg/cm<sup>2</sup> (129 psi). Que según manifestaron los representantes de CNA, dicha presión es inferior a la presión de diseño de la línea del sistema de actuación de las válvulas de alivio, (línea IA-14-155G), cuyo valor es 205 psi.

- Que los acumuladores para la actuación de las PORV dispondrían de una capacidad de 5100 litros cada uno. Que en relación a estos acumuladores la Inspección solicitó el análisis de capacidad de ciclado de las válvulas de alivio, en caso del fallo del sistema IA, para hacer frente al peor accidente en el que se requiera a las válvulas de alivio cumplir funciones de seguridad.
- Que el titular mostró a la Inspección el informe "Comprobación de los calderines IA-1/2-TK-02/03/A/B para las válvulas RC-1/2-PCV-444A/445 de alivio de presión del PZR" de referencia N° 01-CM-1582. Que en base a este cálculo el acumulador tiene capacidad para unos 100 ciclados de carreras completas hasta que su presión desciende a 86 psi. Que las presiones quedan comprendidas entre los 85 psi necesarios para abrir la válvula y los 100 psi de presión de diseño del sistema.
- Que la Inspección solicitó información sobre la capacidad de los actuadores neumáticos de las válvulas de alivio para funcionar en las condiciones base de diseño consideradas.
- Que los representantes de la central exponen que están dentro del grupo de válvulas neumáticas de las Centrales Nucleares que se ha creado en España.
- Que dentro del citado programa, Iberinco ha emitido el informe de "Control de los puntos de ajuste en la C.N. Almaraz", revisión 0, aprobado por la central con fecha 20 de diciembre de 2006, el cual tiene como objetivo comprobar que el ajuste de los puntos de tarado de los distintos componentes de la válvula se mantienen dentro de los límites facilitados por el fabricante.
- Que todavía no se ha terminado la fase de "Revisión de las bases de diseño" para verificar y documentar la idoneidad del dimensionamiento y los puntos de ajuste de las válvulas neumáticas y establecer las condiciones para las pruebas de verificación.

#### Criterio de éxito para Feed & Bleed

- Que en relación con la estrategia de Feed & Bleed (F&B), el criterio de éxito de APS es la apertura de dos PORV por parte del operador al alcanzar el 10% de nivel de rango ancho en los GVs; que además se requiere que no exista sumidero de calor y que haya un camino de aporte al RCS mediante el arranque de las bombas de carga. Que los representantes de la central manifestaron que las hipótesis de los análisis están basadas en las secuencia

requerida por las *Emergency Recovery Guidelines* – ERG de *Westinghouse Owners Group* y que por otra parte los tiempos necesarios para verificar el cumplimiento con el criterio de éxito se obtienen a partir de una serie de documentos entre ellos, el WCAP-9744 “Loss of Feedwater induced Loss of Coolant Accident Analysis Report” de mayo 1980 y el WCAP-9915 “PORV sensitivity study for LOFW-LOCA Analysis” de julio de 1981.

Que al tiempo postulado para el secado de los GVs de 1800 segundos se le ha añadido un tiempo de 10 min hasta que los operadores inician la estrategia de F&B, estando por tanto dentro de los valores requeridos para garantizar el criterio de éxito comprendido entre 2400 y 2500 segundos.

- Que asimismo se comprobaron las hipótesis para las secuencias del ATWS siendo alcanzado el criterio de éxito mediante la apertura de 3 válvulas de seguridad o bien 2 válvulas de alivio y 2 válvulas de seguridad. Que con relación a los accidentes que llevan a cabo la despresurización del RCS el criterio de éxito queda garantizado con 1 válvula de alivio. Que asimismo el titular indicó que al igual que en el F&B para estos accidentes también se han utilizado las hipótesis de las *Emergency Recovery Guidelines* – ERG de *Westinghouse Owners Group* y de otros documentos para establecer los tiempos de cada acción con el objeto de determinar el criterio de éxito.

#### Aspectos de Instrumentación y Control

- Que la Inspección preguntó por las pruebas a las que se ha sometido al Sistema de Control Digital del Reactor (SCDR) durante el proceso de desarrollo e implantación del mismo en la unidad I.
- Que el sistema ha sido sometido a diferentes tipos de pruebas, que son las siguientes: SWIL (Software-In-Loop), FAT (Factory Acceptance Test), de los lazos temporales de los trenes del sistema de extracción de calor residual (RHR), SAT (Site Acceptance Test), y por último, las pruebas de Commissioning.
- Que las pruebas SWIL (Software-In-Loop) tienen como objetivo probar la funcionalidad del sistema durante los transitorios de operación esperados. Estas pruebas se realizaron para las dos unidades en los Estados Unidos y posteriormente se han realizado en el simulador

de alcance total de CNA. En las pruebas en el simulador se contó, por parte de la central, con personal de las áreas de Operación, Ingeniería e I&C.

- Que la central presentó el informe de las pruebas SWIL del sistema de control del NSSS para ambas unidades, con referencia [REDACTED] revisión 0, así como del documento de análisis y resultados obtenidos de las pruebas del nuevo SCDR de CNA en simulador, referencia [REDACTED]

Que posteriormente se realizaron las pruebas FAT (Factory Acceptance Test), que tienen como propósito demostrar que el hardware y software del SCDR cumplen con la funcionalidad requerida del sistema y la aplicación del sistema en la planta. Que estas pruebas incluyen:

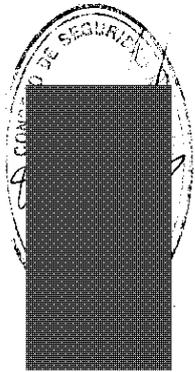
- Respuesta del sistema al fallo de un canal de entrada.
  - Fallos de canales múltiples en un grupo de entradas asociado con las medidas redundantes de una variable de proceso.
  - La respuesta apropiada del sistema con respecto a las alarmas, estado de contactos anunciador y respuestas de canales fallados.
  - Controlador redundante fallado para verificar el control manual de los controles de modulación de válvula usando las consolas SLIM.
  - Interacción de los controladores y las estaciones de trabajo con el sistema.
  - Fallos del sistema – suministro de potencia y de red.
- Que las pruebas de los lazos temporales de los trenes del RHR se ejecutaron en junio de 2006 para la unidad I y en Julio de 2006 para la unidad II. En estas pruebas estuvo presente, por parte de la central, personal de las áreas de Operación, Ingeniería, I&C, Garantía de Calidad y Mecánica.
  - Que tras las pruebas FAT se ejecutaron las correspondientes pruebas SAT (Site Acceptance Test) en la propia planta. En estas pruebas estuvieron presentes por parte de la central las áreas de Operación, Ingeniería, I&C, Garantía de Calidad y Mecánica.
  - Que además, se ejecutaron pruebas de “Commisioning” con el objeto de verificar la respuesta correcta de los lazos de control del SCDR, así como de los lazos temporales del

RHR. En estas pruebas estuvo presente por parte de la central personal de las áreas de Operación, Ingeniería, I&C, Garantía de Calidad y Mecánica.

- Que Westinghouse ha realizado un documento "NSSS Control Systems Single Failure Análisis", [REDACTED], revisión 0, emitido con fecha marzo de 2007. El citado documento tiene por objeto garantizar un alto grado de tolerancia al fallo y de fiabilidad del sistema SCDR. El análisis demuestra que los sistemas son diseñados con protección tolerante al fallo para procesadores, servidores, transmisión de datos, suministro eléctrico y para módulos de entrada/salida redundantes. En lo que se refiere a fallos de software el citado documento expone que se asume que el software implementado es acorde a la documentación usada como base para el estudio, de forma que errores de software son una clase de errores de diseño, que se podrían considerar como errores humanos que irían más allá del ámbito del citado documento.
- Que para el caso del sistema de control de presión y nivel del presionador, la Inspección preguntó sobre la consideración en el citado documento de análisis de fallo simple, de la apertura inadvertida de una de las válvulas de alivio. Los representantes de la central explicaron que de acuerdo con lo expuesto en el mismo, tanto las salidas de las PORV como de los calentadores de apoyo son a través de un contacto de salida que tiene que cerrar para actuar, y no se considera creíble que se pueda dar una actuación de ese tipo (fallo del contacto a cerrado).
- Que además, CNA solicitó a [REDACTED] un Análisis de Modos y Efectos de Fallo del sistema NSSS debidos a fallos simples en el sistema SCDR. Dicho análisis suplementa al de fallo simple realizado por Westinghouse. El citado informe tiene por referencia [REDACTED], rev. 0, con fecha de julio de 2007.
- Que la Inspección preguntó sobre el cumplimiento del requisito de fiabilidad establecido en la sección 3.3 de la especificación de requisitos funcionales del sistema de control de presión y nivel del presionador, según el cual se exige que la fiabilidad y disponibilidad del citado sistema sea igual o superior al 98.2%.
- Que los representantes de la central exponen que de acuerdo con la información suministrada por [REDACTED] suministrador del sistema Ovation, éste garantiza que sus sistemas de control están diseñados para alcanzar y demostrar una

disponibilidad total de 99.9%. Este valor incluye tanto el hardware como el software suministrado. Para demostrar el valor especificado de disponibilidad el sistema se prueba por un total de 90 días (2.160 horas) de forma continuada.

- Que en relación a la alimentación eléctrica del nuevo SCDR, se expone que se ha mantenido la alimentación existente anteriormente para los sistemas de control. Que se dispone de dos fuentes de alimentación por cada cabina de control, de forma que, para el caso de los controladores, cada controlador puede ser alimentado por la fuente principal o por la de reserva correspondiente de su cabina.
- Que los controladores del SCDR tienen como sistema operativo, el sistema Windows XP, sobre el que corre el software de las aplicaciones informáticas desarrolladas para el sistema SCDR de CNA.
- Que la Inspección preguntó sobre las actividades de Verificación y Validación realizadas por la central en el durante el proceso de desarrollo del sistema digital. Los representantes de la central exponen que el alcance de dichas actividades se ha limitado a la revisión de los procedimientos de prueba emitidos por Westinghouse.
- Que se ha creado el procedimiento DAL-61/U-1, Rev. 0, "Configuración Sistema SCDR-OVATION Unidad I", aprobado con fecha 29 de junio de 2007, con el objetivo de establecer el adecuado control de la configuración del hardware y software del nuevo sistema SCDR, así como de fijar las distribución de responsabilidades derivadas de dicho sistema.
- Que en relación a la notificación de fallos por parte de  relativos al sistema Ovation, los representantes de la central explicaron que el suministrador del sistema tiene una página Web de acceso privado para usuarios de sistemas Ovation, desde la cual es posible la actualización de los sistemas Ovation mediante el uso de "parches" de software, bajados a través de la red, para la corrección de ciertos errores software.
- Que el control de la configuración de las citadas actualizaciones software, se hace mediante el procedimiento DAL-61/U-1, citado anteriormente.
- Que en la presentación realizada por la central relativa al control de Presión del SCDR se observó que los dos canales del sistema de Protección contra sobrepresiones en frío

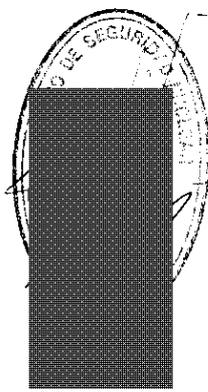


(COMS) se han incluido en el nuevo sistema SCDR. El controlador 5 situado en la cabina 5 del SCDR (antigua cabina 5 de control 7300) incluye el procesado del canal 1 de protección contra sobrepresiones en frío; y el controlador 10 situado en la cabina 8 del SCDR (anteriormente, cabina 8 de control 7300) incluye el procesado del canal 2 de protección contra sobrepresiones en frío.

- Que la Inspección mencionó que el sistema COMS no se debe considerar un sistema de control, ya que desempeña una función de protección de acuerdo con la normativa existente sobre el sistema.

- Que en relación a esto, la Inspección argumentó que en la Generic Letter 90-06, relativa a la fiabilidad de las válvulas de alivio y de bloqueo de las de alivio, se establece que las válvulas de alivio tienen una función relacionada con la seguridad dentro del sistema de protección contra sobrepresiones en frío. En la citada Generic Letter se expone que la NRC evaluó la mejora de los sistemas existentes para que cumplan completamente con los estándares de los equipos de seguridad, concluyéndose que no está justificado desde un punto vista coste beneficio, si bien también se expone que en las centrales americanas en general cumplen los requisitos establecidos en la BTP RSB 5-2.

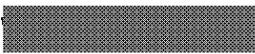
- Que la Inspección manifestó que CNA, al haber introducido el sistema COMS dentro de la modificación de diseño relativa al SCDR, debería haber considerado que las válvulas de alivio tienen una función relacionada con la seguridad dentro del sistema COMS.
- Que asimismo en la evaluación de seguridad de la modificación de diseño del SCDR 01-1-MDP-01790 no se hace mención explícita al sistema COMS.
- Que en relación a dicho sistema la Inspección manifestó que el sistema COMS está incluido en el capítulo 7, sección 6 del Estudio Final de Seguridad, que lleva por título "Otros sistemas requeridos para la seguridad" y que asimismo se encuentra dentro de la Especificaciones Técnicas de CNA (ETFs).
- Que además en el documento NUREG-800, "Standard Review Plant for the Review of Safety Analysis Reports for Nuclear Power Plants", también se incluye el citado sistema de protección contra sobrepresiones en frío en el capítulo 7, sección 6 "Interlock Systems Important to Safety". Entre los criterios de aceptación establecidos para este tipo



de enclavamientos se establece que se deben diseñar utilizando como guía los requisitos de las normas IEEE Std 603-1991 o la IEEE Std 279-1971 (dependiendo de la fecha del permiso de construcción de cada central). Además se establece que si los sistemas incluidos en esta sección incluyen componentes basados en ordenadores se deben utilizar la guía reguladora 1.152 "Criteria for Digital Computers in Safety Systems of Nuclear Power Plants", que endosa la IEEE-7-4.3.2-2003.

- Que además, la Branch Technical Position RSB 5-2, "Overpressurization Protection of Pressurized-water Reactors While Operating at Low Temperatures", cuya primera revisión es del año 1988, y cuya revisión 3, es de marzo de 2007, se establecen los criterios de aceptación del citado sistema.

- Que en la BTP, se establece que el sistema ha de ser capaz de realizar su función asumiendo cualquier fallo simple de cualquier componente activo. Además, se establece que el diseño del sistema debería usar la IEEE Std 603-1991 como guía (en las revisiones anteriores, se establece la IEEE Std 279-1971 como guía).

- Que la Inspección mencionó que el sistema SCDR implantado es un sistema de no seguridad, y como tal no ha seguido normas aplicables a sistemas de seguridad basados en tecnología digital, por tanto no es descartable la posibilidad de un modo de fallo en modo común debido al software del sistema que inhabilitaría los dos canales que procesan las ordenes de apertura y cierre a las citadas válvulas de alivio.
- Que en relación a la alimentación eléctrica, la BTP 5-2 establece que el sistema no debería depender de la disponibilidad de la red exterior para realizar su función. Debería de estar operable desde fuentes de tensión con baterías de reserva, no necesariamente clase 1E.
- Que dada la controversia surgida durante la inspección, sobre la Clasificación del Sistema COMS, la central transmitió la cuestión a Westinghouse.
- Que la central ha aportado la carta  emitida por Westinghouse, con fecha 12 de julio de 2007, en la que Westinghouse informa a CNA de que los criterios de diseño del COMS, si bien siendo éste un sistema importante para la seguridad, no le

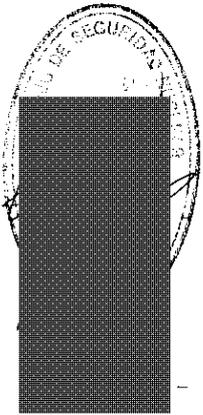
exigen cumplir requisitos Clase 1E, y que este diseño es el estándar en las plantas de diseño Westinghouse, y más concretamente el de Ascó y Vandellós.

- Que asimismo, Westinghouse envió en el mismo día, una segunda carta [REDACTED] en la que se indica que los requisitos funcionales del sistema de Control de Presión del Presionador, incluyen el COMS, por lo que Westinghouse lo considera claramente un sistema de control. Estos requisitos funcionales fueron revisados por última vez con motivo del proyecto de "Mini-Aumento de Potencia" y fueron reflejados en la sección 7 de los documentos WENX 94/45 Rev.2 y WENX 02/40 Rev. 0.

Que finalmente el titular entregó a la Inspección copia del documento "Clasificación de seguridad del sistema de mitigaciones en frío COMS", donde el titular expone sus consideraciones sobre la función del sistema COMS, concluyendo que *"a pesar de que el COMS pueda realizar funciones de seguridad, no es el sistema principal asignado a ella, ya que ésta es realizada por las válvulas de alivio del RHR" (que si son de seguridad), y por tanto el sistema no es la única ni la última barrera para mitigar el transitorio de presión en el RCS a bajas temperaturas"*.

- Que a este respecto la Inspección indicó que actualmente el único sistema licenciado para mitigar transitorios de sobrepresiones en frío es el COMS, tal y como se recoge en sus ETFs, en concreto en la 3.4.9.3. Que dicha ETF tiene su base en los análisis de seguridad [REDACTED] Rev.2, "Almaraz 1: Setpoint analysis for the Cold Overpressure Mitigating System (COMS)", y [REDACTED] Rev.0, "Almaraz 2: Setpoint analysis for the Cold Overpressure Mitigating System (COMS)". Que asimismo en dicho análisis no se da crédito a las válvulas de alivio del RHR, para definir el programa P-T de las válvulas de alivio.
- Que además las ETFs de CNA contemplan como único sistema de mitigación para transitorios de sobrepresión en frío el sistema COMS. Que dicha ETF está basada en el NUREG -0452, Rev 5. Que, por otra parte, en el NUREG-1431, Rev 1, además de las dos PORV actuando como sistema COMS también incluye como posibilidad de sistema de mitigación las dos válvulas de alivio del RHR, o la combinación de una válvula alivio del RHR y una PORV con su respectivo programa de setpoint. Que además se establecen una serie de requisitos de vigilancia para garantizar en todo momento su operabilidad.

- Que la Inspección preguntó acerca de la experiencia operativa respecto a la implantación del sistema COMS con tecnología digital en otras centrales americanas. Los representantes de la central manifestaron no disponer de experiencia operativa al respecto.
- Que la Inspección requirió al titular que verifique que el tiempo de respuesta de los canales de instrumentación del COMS, tras la implantación del SCDR, está dentro de lo considerado en el punto 11 "Time Response", del apartado relativo a "System Functional Requirements" del  rev.2
- Que se ha emitido la revisión 21 del documento "Precautions, Limitations and Setpoints", para la unidad I, con fecha de julio de 2007, para incorporar cambios como consecuencia de la implantación del sistema SCDR.
- Que la Inspección hizo comprobaciones en relación al permiso P-11, enclavamiento que permite bloquear la señal de Inyección de Seguridad por baja presión, cuando la presión en el presionador es igual o inferior a 144Kg/cm<sup>2</sup>. Este permiso enclava cerradas las válvulas de alivio si están en auto, existiendo aún la posibilidad de abrirlas manualmente por el operador.
- Que se pudo comprobar en los diagramas de cableado que la señal de permiso de P11 que interviene en la lógica de apertura automática las PORV proviene de un único relé, el relé K1011 situado en cabinas de Solid State Protection System. La energización del citado relé provoca a su vez la energización simultánea de los relés P11AX1 y P11BX1, cuyos contactos a su vez intervienen en la lógica de apertura automática de las válvulas PCV-445 y PCV-444A respectivamente, impidiendo que progrese la señal automática de apertura cuando la señal de P11 está presente. Según lo expuesto un fallo del relé K1011, manteniéndose energizado impediría la apertura automática de las dos válvulas de alivio. Asimismo, se comprobó que no existe indicación del estado del citado relé, por lo que su fallo no podría ser detectado a través de alarma o indicación de anomalía.
- Que la Inspección mencionó que esta posibilidad ya ha sido identificada en C.N. Ascó, teniéndose prevista una modificación para evitar la dependencia de un relé único para ambos trenes.



- Que los representantes de la central manifestaron que el fallo del relé K1011 está englobado en el APS del "Sistema de válvulas de alivio del presionador", como fallo de las tarjetas J104, de las que presenta dos sucesos, SS1J104 UCFA y SS1J104 UCFB, situados en las posiciones 13 y 14 en cuanto a la medida de importancia de la cuantificación de dicha función.

Que los representantes de la central se comprometieron a analizar la situación expuesta para determinar la conveniencia de modificar el diseño existente.

Que la Inspección preguntó por el rango existente para los transmisores PT-402 y PT-403, de medida de presión del RCS utilizados como instrumentación de post-accidente.

Que para estos trasmisores la guía reguladora 1.97, revisión 3, les requiere un rango de medida de 0 a 3000 psig, con la nota añadida de que este rango se debe de revisar en el valor superior para satisfacer los requisitos de un accidente ATWS.

- Que en el documento nº  edición 5, "Cumplimiento de la Central Nuclear de Almaraz (unidades I y II) con la guía reguladoras 1.97, rev. 3", se identifica para esta variable un rango de 0-2845 psig, aclarándose en una nota que la desviación respecto al rango indicado por la guía se justifica teniendo en cuenta que el rango utilizado cubre la presión de diseño (2485 psig, y el 110% (2750 psia) de la presión de tarado de la válvula de seguridad del RCS).
- Que la Inspección preguntó si con el rango actual de estos transmisores se satisfacen los requisitos del ATWS, que es lo requerido por la guía reguladora.
- Que los representantes de la central aportaron información del Análisis Probabilista de Seguridad, edición nº 8, en donde en el capítulo 3 del mismo "Determinación de sucesos iniciadores y delineación de secuencias de accidente", dentro del apartado de sucesos TW: disparos requeridos sin caída de barras (ATWS), se recoge que en caso de una pérdida completa del caudal de agua de alimentación, en la que no se produce el disparo del reactor se produce un aumento de presión en el primario de más de 188,08 Kg/cm<sup>2</sup> (2688 psia). Esta situación se puede ver agravada en caso de no producirse el disparo de turbina, pudiéndose alcanzar un pico de presión que alcanzaría los 249,7 Kg/cm<sup>2</sup> (3565

psia), si bien los representantes de la central manifestaron que postular el fallo de disparo de la turbina va más allá de la base de diseño considerada para el ATWS.

- Que en base a lo expuesto, el rango de los transmisores PT-402 y PT-403, de medida de presión del RCS utilizados, como instrumentación de post-accidente, está de acuerdo a la guía reguladora 1.97 rev. 3.

Que los calentadores del presionador, tanto el de control como los de apoyo, tienen alimentación eléctrica procedente de centros de fuerza Clase 1E, contándose para todos ellos de doble protección para las penetraciones eléctricas, teniendo la protección primaria con interruptor magnetotérmico y la secundaria con fusible.

Que los actuadores de las válvulas HV-8000A y HV-8000B, de bloqueo del alivio del presionador, tienen alimentación eléctrica de potencia clase 1E, contándose de doble protección para las penetraciones eléctricas mediante dos interruptores magnetotérmicos.

- Que los representantes de la central manifestaron que la alimentación eléctrica a las solenoides de las PORV PCV-445 y PCV-444A, no es clase 1E, sino que están alimentadas de trenes M y N respectivamente, que se refieren a "Circuitos Asociados", es decir, que no están separados físicamente o aislados eléctricamente de circuitos de clase 1E, mediante suficiente distancia, estructuras de seguridad, barreras o dispositivos de aislamiento.
- Que los circuitos asociados deben cumplir con alguno de los siguientes requisitos:
  - Cumplir con los mismos requisitos a los que estén asociados hasta el dispositivo de aislamiento e incluido este.
  - Ser analizados o ensayados para demostrar que los IE no pueden ser degradados por ellos por debajo de un nivel aceptable.
- Que en CNA el tren M se asocia a tren A y tren N se asocia a tren B.
- Que la alimentación a las bobinas OPX-A y OPX-B, relativas a la activación de la señal de apertura de las válvulas de alivio, por señal del COMS, tampoco es clase 1E, aunque su alimentación proviene de barras de tren M o N.

## **A.2. EN RELACIÓN CON LA RONDA POR SALA DE CONTROL**

- Que la Inspección realizó una visita a la Sala de Control (en adelante SC) de la unidad II con el objeto de revisar diversos aspectos relacionados con el control de presión del presionador (PZR), así como del sistema COMS, y del sistema IA.
- Que los controles relacionados al control de presión del presionador se encuentran ubicados en la sección D del panel 301, que entre ellos la Inspección preguntó por la ubicación, de las manetas de los calentadores del grupo de control (CS-PHC), de los calentadores de apoyo (CS-PHB1, CS-PHB2, CS-PHB3), de las PORV (PCV- 444A y PCV- 445), las válvulas de aislamiento de las PORV (HV-8000A y HV-8000B), de las válvulas de la ducha (PCV- 444B y PCV- 444C).
- Que la indicación de las válvulas de seguridad (8010A/B/C) se encuentra en la sección D del panel 301.
- Que asimismo la Inspección preguntó por la controladora maestra PK- 444A, así como por las controladoras PK-444B y PK-444C; que la controladora maestra es del tipo integral-proporcional y dispone de dos posiciones manual y auto en función del modo de control que se requiera; que para ello dicha controladora dispone de los pulsadores "Man" y/o "Auto" y de un potenciómetro de set-point mediante el cual se fija el valor de presión.
- Que en el momento de la inspección la planta se encontraba al 100% de potencia con el control de presión en "Auto". Que asimismo, durante la ronda se comprobó que la válvula de aislamiento HV-8000A asociada a la válvula de alivio PCV-444A se encontraba cerrada. Que los representantes de la planta indicaron que desde 14/07/2006 la válvula de alivio PCV-444A fugaba por el asiento, por lo que se había aplicado la CLO 3.4.1, procediendo a su aislamiento mediante la válvula HV- 8000A. Que se encontraba abierta una Orden de Trabajo la OTNP 674841 para la próxima recarga con objeto de corregir dicha fuga.
- Que asimismo la Inspección verificó las alarmas asociadas al sistema de control de presión en el presionador en el anunciador D-2 de SC; Que además la Inspección preguntó por las alarmas de alta temperatura en las líneas que van al tanque de alivio del

presionador procedentes de las válvulas de alivio y seguridad que permiten detectar posibles fugas a través de las mismas.

- Que con respecto al Sistema COMS la Inspección preguntó por la ubicación de las manetas de armado del COMS (CM-444A y CM-445); que dichas manetas se ubican en la sección F del panel 301 y se encontraban en posición de bloqueo.

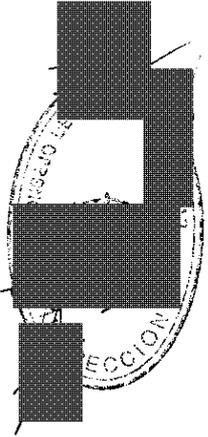
- Que asimismo la Inspección verificó las alarmas en los anunciadores F-3 y F-4 de SC asociadas a dicho sistema según el lógico del mismo.

- Que la Inspección preguntó por la indicación en SC relativa al permisivo P-11. Que finalmente se preguntó por la indicación y alarmas relativas al sistema IA, verificando que no existe ninguna indicación sobre la presión de los acumuladores de aire asociados a las PORV en caso de fallo del sistema de aire.

- Que se observó que las variables de nivel, presión y temperatura del tanque de alivio, no tienen un etiquetado específico que las identifique como variables post-accidente. Dichas variables están identificadas en el documento 01-EI-0155, de cumplimiento de la central con la guía reguladora 1.97 como variables tipo D, categoría 3.
- Que los representantes de la central explicaron que la aplicación del citado informe a la actualización de la sala de control la realizó [REDACTED], en contacto con el CSN, emitiendo el Informe [REDACTED] en cuyo anexo D10.E figura lo relacionado con la Instrumentación Post-accidente y su rotulación en panel de Sala de Control.
- Que el criterio de Tecnatom para la Codificación de la instrumentación Post-Accidente fue seleccionar todas las variables comprendidas en los tipos A, B, C ó categorías 1 y 2 del documento [REDACTED] por lo que las variables de presión, nivel y temperatura del tanque de alivio (categoría 3, tipo D) quedan fuera del alcance de este criterio.
- Que el criterio utilizado por [REDACTED] está de acuerdo con el especificado en la guía reguladora 1.97. En la citada guía no se dan instrucciones específicas respecto a la identificación de equipos categoría 3.
- Que la edición vigente del documento [REDACTED] es la número 6, emitida por [REDACTED] con fecha de septiembre de 2006.

### **A.3. EN RELACIÓN CON LAS PRUEBAS, CALIBRACIONES, ISI. RESULTADOS**

- Que respecto a las pruebas de accionamiento de válvulas de categoría B, según sección ISTC del código ASME OM, la Inspección solicitó el procedimiento aplicable a las pruebas de las PORV (PCV445 y PCV444A), válvulas de bloqueo de alivio (8000A/B) y válvulas de rociado (PCV444B/C) en ambas unidades.
- Que los representantes de CNA entregaron copia de los procedimientos IRX-PV-27.04 Rev.20, "*Prueba de Accionamiento de Válvulas Automáticas*", e IRX-ES-38 Rev. 12, "*Control de tiempos de actuación de válvulas automáticas*". Que en el primero de ellos se establecen los requisitos y condiciones aplicables a las pruebas de cada una de las válvulas incluidas en su alcance. Que mediante el procedimiento IRX-ES-38 se establecen los rangos de tiempo que se consideran aceptables en el desarrollo de las pruebas indicadas en el procedimiento IRX-PV-27.04.
- Que respecto a las válvulas de alivio de presionador, PCV444A y PCV445, el anexo III al procedimiento IRX-PV-27.04 incluye las condiciones de prueba específicas para dichas válvulas (hojas 46 y 49 para las válvulas PCV-444A y PCV-445 respectivamente). Que se comprobó en dichas hojas que la frecuencia correspondiente a la prueba de accionamiento es de una vez cada parada fría, pero que sin embargo, en las mismas no se indicaba el modo de operación de la planta en que se realizan. Que cada hoja contiene el alineamiento específico de las válvulas 8000A/B, requerido para el desarrollo de la prueba. Que en el procedimiento se identifica que la función de seguridad de ambas válvulas se realiza tanto a la apertura como al cierre de las mismas. Que se requiere la obtención de los tiempos de la apertura y cierre de las válvulas PCV-444A y PCV-445, actuándolas tanto desde el tren A como del B. Que los rangos de tiempo que se consideran aceptables según el procedimiento IRX-ES-38 son los siguientes:



Válvula	Unidad I		Unidad II	
	Apertura	Cierre	Apertura	Cierre
PCV-444A	5s ± 2,5s	≤2s	≤2s	≤2s
PCV-445A	3s ± 1,5s	≤2s	≤2s	≤2s

Que la Inspección indicó que los rangos que se consideran aceptables no dan cumplimiento a las limitaciones de tiempo que se fijan en los análisis del sistema COMS, contenidos en los documentos [REDACTED] Rev.2, "Almaraz 1: Setpoint analysis for the Cold Overpressure Mitigating System (COMS)", y [REDACTED] Rev.0, "Almaraz 2: Setpoint analysis for the Cold Overpressure Mitigating System (COMS)". Que a este respecto, los citados análisis establecen requisitos en cuanto a los tiempos de apertura y cierre de las válvulas de alivio, de forma que éstos se limitan a 0,5 segundos en la apertura y 0,2 segundos en el cierre, para ambas válvulas en ambas unidades. Que dichos límites se incrementan con 0,5 segundos para contemplar el retraso introducido desde que se generaba la orden de apertura/cierre, hasta que el vástago de la válvula comenzaba el desplazamiento. Que los representantes de CNA manifestaron que el tiempo medido en las pruebas de accionamiento se correspondía con tiempo empleado para el movimiento de la válvula, sin incluir el retraso de la señal. Que a la vista de los intervalos considerados como aceptables en el procedimiento IRX-ES-38, los límites requeridos por los análisis del sistema COMS no están siendo considerados en el desarrollo de las pruebas de accionamiento. Que puesto que la medida de tiempos no incluía el retraso de la señal, los límites que deberían figurar en el procedimiento IRX-ES-38, de acuerdo con los análisis del sistema COMS, deberían ser de 0,5 segundos a la apertura y 0,2 segundos al cierre, para ambas válvulas, en ambas unidades.

Que la Inspección solicitó los registros correspondientes a las últimas pruebas de accionamiento realizadas para las válvulas PCV444A y PCV445, en ambas unidades, así como un análisis que reflejara las tendencias en los tiempos de apertura y cierre registrados con anterioridad.

Que para la unidad I, los registros de las últimas pruebas de accionamiento realizadas tienen fecha de 22/10/2006 y 28/10/2006, para las válvulas PCV444A y PCV445 respectivamente. Que la Inspección comprobó que durante las mencionadas fechas, la planta se encontraba en modo de operación 6 (Parada Recarga). Que a este respecto la Inspección indicó que la aplicación de la carta genérica GL 90-06 requiere que las pruebas de accionamiento de las PORV se realicen en modo 3 (Espera Caliente) o modo 4 (Parada Caliente). Que la Inspección señaló la conveniencia de realizar las pruebas en los modos requeridos en aplicación de la GL 90-06.

Que los representantes de CNA indicaron que la exigencia de vigilancia 4.4.11.1a) requiere además de satisfacer los requisitos de la especificación 4.0.5 verificar la operabilidad de las válvulas de alivio en modos 3 o 4, realizando un ciclo completo de apertura/cierre de las válvulas de alivio. Que no obstante, el procedimiento que da cumplimiento a dicha exigencia, OPX-PV-04.16, no contempla la medida de tiempos durante la apertura y cierre de las válvulas, lo cual no permite cumplimentar la prueba de accionamiento según código [REDACTED] para las válvulas de alivio. Que la Inspección revisó el procedimiento OP1-PV-04.16, revisión 2 de fecha 14/01/05 del cual se entregó copia a la Inspección.

Que los representantes de CNA se comprometieron a modificar los procedimientos OP1-PV-04.16 y OP2-PV-04.16 de forma que junto a la actuación de las válvulas se proceda a tomar la medida de tiempos, cumplimentando así las acciones requeridas por la carta genérica GL 90-06.

Que las pruebas de accionamiento de la válvula PCV444A realizadas con fecha de 22/10/2006, reflejaron tiempos de apertura de 4,5 segundos y 5 segundos, cuando la válvula era accionada desde los trenes A y B respectivamente. Que los tiempos de cierre registrados fueron 0,6 segundos y 0,5 segundos, accionando la válvula desde los trenes A y B respectivamente. Que puesto que los resultados cumplían con el rango aceptable considerado en el procedimiento IRX-ES-38, la hoja de registro concluye que los resultados fueron aceptables. Que respecto a la válvula PCV445, las pruebas realizadas con fecha de 28/10/2006 reflejaron tiempos de apertura de 4 segundos y 4,4 segundos accionando la válvula desde los trenes A y B

respectivamente. Que los tiempos de cierre registrados fueron 0,8 segundos desde ambos trenes. Que dichos resultados eran coherentes con los rangos identificados en el procedimiento IRX-ES-38, por lo que se consideró que la prueba concluía con un resultado aceptable.

Que los representantes de CNA entregaron un análisis de tendencias respecto a los tiempos de apertura y cierre de las válvulas PCV444A y PCV445, que contiene resultados desde el año 2000 hasta la última prueba realizada en 2006. Que se observó que los tiempos a la apertura de la válvula PCV444A se situaban en todos los casos en un rango de 3 a 5 segundos. Que en lo que se refiere al cierre de la misma válvula, los resultados obtenidos estaban comprendidos en un rango de 0,5 a 1 segundo. Que para la válvula PCV445, se observó que los tiempos de apertura y cierre se situaban en intervalos de 2,8 a 4,4 segundos, y de 0,8 a 1 segundo, respectivamente.

Que la Inspección indicó que los tiempos de apertura y cierre que se están registrando en ambas válvulas no dan cumplimiento a los límites de tiempo recogidos en los análisis del sistema COMS, por lo que la operabilidad éstas debería cuestionarse cuando se han empleado como parte de dicho sistema.

Que para la unidad II, los registros de las últimas pruebas de accionamiento de las válvulas PCV444A y PCV445 tienen fecha de 31/03/2006. Que al igual que ocurría con las válvulas de la unidad I, las pruebas de accionamiento se realizaron fuera del modo de operación requerido por la carta genérica GL 90-06. Que se comprobó en los registros que los tiempos medidos tanto a la apertura como al cierre, desde ambos trenes de accionamiento, para ambas válvulas, fueron de 1 segundo. Que dichos resultados eran coherentes con los rangos identificados en el procedimiento IRX-ES-38, por lo que se consideró que la prueba concluía con un resultado aceptable.

Que los análisis de tendencias entregados contienen los resultados registrados en las pruebas realizadas desde el año 1995 hasta 2006. Que en los mismos se observó que los tiempos de apertura estaban comprendidos en todos los casos en el intervalo de 0,5 a 1 segundo para ambas válvulas. Que respecto al cierre, los resultados se situaban en todos los casos dentro del mismo intervalo.

Que la Inspección indicó que los tiempos que se vienen registrando al cierre y apertura de las válvulas superaban en algún caso los límites requeridos por los análisis del sistema COMS, si bien los márgenes con que se excedían eran inferiores a los de la unidad I. Que este hecho cuestiona la operabilidad estas válvulas cuando se han empleado como parte del sistema COMS.

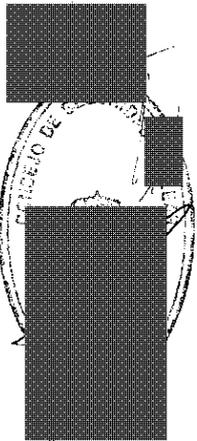
Que, con respecto a este asunto, la Inspección requirió al titular un análisis con los tiempos de apertura y cierre actuales de las PORV con objeto de comprobar el impacto de los mismos en la funcionalidad del COMS para no superar, en caso de transitorios de sobrepresión en frío, los límites de las curvas de: presión y temperatura de la vasija, del sello de las BRRs, y del golpe de ariete las PORV.

Que el titular se comprometió a llevar a cabo este análisis y en función de los resultados del mismo declarar la operabilidad o no del sistema COMS en los modos en que aplique.

Que los representantes de la central manifestaron a la Inspección que las medidas operativas previstas para la entrada en modo 4, 5 y 6 en ambas unidades estaban pendientes del resultado de los análisis por parte de Westinghouse para determinar la operabilidad del sistema COMS. Que, en cualquier caso, en todo momento estarán conectados ambos trenes del RHR permitiendo la apertura de las válvulas de alivio del RHR cuando alcancen su presión de tarado, en caso de un transitorio de sobrepresión en frío, limitándose así el pico de presión del RCS.

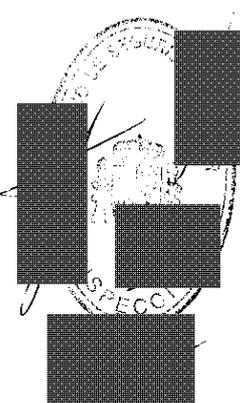
Que la Inspección preguntó por el valor de tarado de dichas válvulas de seguridad. Que el titular manifestó que dichas válvulas abren cuando la presión alcanza 31 Kg/cm<sup>2</sup> estando el RHR conectado a través de las válvulas de succión del RHR . Que asimismo las válvulas de succión del RHR 8702A y B tienen su enclavamiento de apertura a 27,15 Kg/cm<sup>2</sup>, habiéndose modificado recientemente este valor, desde 29,9Kg/cm<sup>2</sup>, con objeto de aumentar el margen hasta la apertura de las válvulas de alivio. Que el titular mostró a la Inspección el nuevo tarado de dichas válvulas en el PLS.

Que en el caso de que el resultado de los análisis implique que los tiempos de apertura y cierre de las PORV permiten mantener la presión del RCS por debajo de los



límites de la curva de fragilidad de la vasija, se declarará una condición de no conformidad y se procederá a ajustar los tiempos en parada fría en función de los nuevos análisis.

Que en el caso de que el resultado de los análisis implique que el sistema no garantiza su función se declarará la inoperabilidad del sistema y se aplicará la acción correspondiente, que requiere despresurizar y ventear el sistema refrigerante del reactor a través de un área mínima de 19,68 cm<sup>2</sup> en el plazo de 8 horas desde la entrada en la C.L.O 3.4.9.3.

 Que puesto que dicha acción aplica en modo 4 con el RCS sólido o cuando la temperatura en ramas frías sea igual o menor de 93°C, así como, en modo 5 y en modo 6, el titular indicó que estudiará la posibilidad de llevar a cabo una modificación temporal en el procedimiento IOP-IG-06 "De disponible caliente a parada fría" que le permita retrasar su entrada en la C.L.O. 3.4.9.3 por temperatura, con el objeto de que la despresurización de RCS requerida por la acción sea más lenta.

Que el titular se comprometió a enviar al CSN los resultados del nuevo análisis así como el plan de acción planteado para la parada de ambas unidades.

- Que respecto a las válvulas de bloqueo de alivio, 8000A y 8000B, el anexo III al procedimiento IRX-PV-27.04 incluye las condiciones de prueba específicas para dichas válvulas (hojas 50 y 51 para las válvulas 8000A y 8000B respectivamente). Que en dicho procedimiento se identifica que la función de seguridad de ambas válvulas se realiza al cierre de las mismas. Que se comprobó que la frecuencia correspondiente a la prueba de accionamiento al cierre que figura en el procedimiento es de una vez cada 3 meses. Que según el procedimiento IRX-ES-38, los tiempos de referencia al cierre de las válvulas 8000A y 8000B son 9 segundos para las de la unidad I y 14 segundos para las de la unidad II. Que la tolerancia alrededor del tiempo de referencia que se considera aceptable en las pruebas de accionamiento es de un 25% para la unidad I y un 15% para la unidad II.

Que la Inspección solicitó los registros correspondientes a las últimas pruebas de accionamiento realizadas para las válvulas 8000A y 8000B, en ambas unidades.

Que para la unidad I, los registros de las últimas pruebas de accionamiento realizadas para las válvulas 8000A y 8000B tienen fecha de 18/04/2007. Que en ambos casos se registró un tiempo de cierre de 9,6 segundos, considerado aceptable de acuerdo con la tolerancia fijada.

Que para la unidad II, los registros de las últimas pruebas de accionamiento realizadas para las válvulas 8000A y 8000B tienen fecha de 19/04/2007. Que los tiempos de cierre que se obtuvieron fueron de 14,8 segundos y 14 segundos para las válvulas 8000A y 8000B, respectivamente. Que de acuerdo con las tolerancias fijadas, ambos resultados se consideraron aceptables.

Que respecto a las válvulas de rociado, PCV444B y PCV444C, el anexo III al procedimiento IRX-PV-27.04 incluye las condiciones de prueba específicas para dichas válvulas (hojas 47 y 48 para las válvulas PCV444B y PCV444C respectivamente). Que en dicho procedimiento se identifica que la función de seguridad de ambas válvulas se realiza tanto a la apertura como al cierre de las mismas. Que se comprobó que la frecuencia correspondiente a la prueba de accionamiento que figura en el procedimiento es de una vez cada parada fría. Que según el procedimiento IRX-ES-38, los tiempos de referencia y tolerancias aceptables para las válvulas PCV444B y PCV444C son:

Válvula	Unidad I			Unidad II		
	Apertura	Cierre	Tol.	Apertura	Cierre	Tol.
PCV444B	6s	6s	50%	3s	3s	50%
PCV444C	9s	6s	50%	3s	3s	50%

Que la Inspección solicitó los registros correspondientes a las últimas pruebas de accionamiento realizadas para las válvulas PCV444B y PCV444C, en ambas unidades.

Que los registros de las últimas pruebas de accionamiento realizadas para las válvulas de las unidades I y II tienen fecha de 17/10/2006 y 11/07/2006, respectivamente.

Que en todos los casos se concluyó con un resultado aceptable al registrarse tiempos dentro de los intervalos indicados en el procedimiento IRX-ES-38.

- Que respecto a las pruebas de verificación de tarado según código ASME OM, la Inspección solicitó el procedimiento aplicable a las pruebas de las válvulas de seguridad del presionador, 8010A, 8010B y 8010C.

Que se entregó copia de los procedimientos IRX-PV-27.06 Rev.21, "Control Ejecución pruebas tarado válvulas de seguridad", y MMX-PV-02.03 Rev.7, "Prueba de tarado in situ de las válvulas de seguridad del presionador". Que el primero de ellos tiene por objeto establecer las normas administrativas a seguir respecto al tarado de válvulas de seguridad, sin fijar instrucciones en lo relativo a la ejecución de la prueba. Que el segundo procedimiento contiene las instrucciones específicas a seguir durante las pruebas de verificación de tarado y ajustes de tarado tras mantenimiento de las válvulas de seguridad del presionador.

Que según figura en el procedimiento IRX-PV-27.06, las válvulas de seguridad del presionador pertenecen al Grupo Definido de Prueba GDP-01. Que la frecuencia de prueba que le corresponde a dicho grupo es de 5 años, probando al menos un 20% de las válvulas del grupo cada 24 meses.

Que los representantes de CNA indicaron que las pruebas se realizaban durante el proceso de parada en modo de operación 3, "Espera Caliente" (en valores próximos a 283°C y 142 Kg/cm<sup>2</sup>). Que para proporcionar la fuerza adicional que logra la apertura de la válvula, se emplea un dispositivo neumático como el que se indica en el anexo 3 al procedimiento MMX-PV-02.03. Que el valor de la presión de tarado que figura en el procedimiento es 2484,27psig (174,70 Kg/cm<sup>2</sup>) para las tres válvulas en ambas unidades. Que los criterios de aceptación que se indican en el procedimiento MMX-PV-02.03, consideran aceptable obtener una presión de tarado dentro del rango 174,70 Kg/cm<sup>2</sup> ± 3% durante la prueba de verificación de tarado "As found". Que se fijan criterios para ampliación de muestra en caso de superar dicha desviación. Que en la prueba de tarado "As left" se considera aceptable obtener una presión de tarado dentro del rango 174,70 Kg/cm<sup>2</sup> ± 1%, en aplicación con las exigencias de vigilancia 4.4.2 y 4.4.3 correspondiente a la

especificación técnica de funcionamiento 3/4.4.2 y 3/4.4.3 de válvulas de seguridad en parada y en funcionamiento.

Que la Inspección solicitó al titular modificar el apartado de criterios de aceptación del procedimiento IRX-PV-27.06 Rev.21, "Control Ejecución pruebas tarado válvulas de seguridad"; que a pesar de que dicho procedimiento es el que garantiza administrativamente el cumplimiento con las Exigencias de Vigilancia (EV) 4.4.2 y 4.4.3 no incluye el criterio de aceptación establecido en ETFs sobre el tarado de las válvulas de seguridad (174,72 kg/cm<sup>2</sup> rel. +/- 1%) que garantiza la operabilidad de las mismas.

Que el titular se comprometió a incluir dentro de dicho apartado el criterio de aceptación requerido por ETFs y a referenciar el procedimiento con el que se ejecuta (MMX-PV-02.03 Rev.7, "Prueba de tarado in situ de las válvulas de seguridad del presionador").

Que los representantes de CNA entregaron un histórico de resultados de las pruebas realizadas, a lo largo del segundo y tercer intervalo de inspección en ambas unidades, sin que se destaque nada reseñable.

Que respecto al programa de pruebas de accionamiento de válvulas de retención, desarrollado en el Manual de Inspección en servicio (MISI), la Inspección solicitó el motivo por el cual las válvulas de retención IA-1-601, IA-1-602, IA-2-601 e IA-2-602, instaladas en el sistema neumático de accionamiento de las PORV, no estaban incluidas dentro del alcance de dicho programa. Que dichas válvulas, de clase nuclear 3, realizan una función de seguridad al cierre de las mismas, de forma que en caso de pérdida de la presión del sistema de IA se evite la pérdida de presión en los acumuladores que permiten el accionamiento de las válvulas de alivio. Que dichas pruebas son requeridas en aplicación de la acción 2 del anexo A, apartado 3.1 de la carta genérica GL 90-06. Que a este respecto, los representantes de CNA se comprometieron a analizar la omisión de dichas pruebas del MISI.

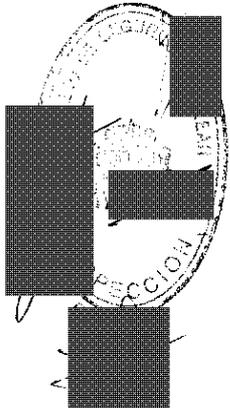
- Que respecto a la Exigencia de Vigilancia 4.4.11.1b, relativa a la "realización de una calibración de canal de la instrumentación de actuación de las válvulas de alivio", la misma se da cumplimiento a través de los procedimientos IC1-PV-66 y IC1-PV-22, que se ejecutan por parte de 

- Que con motivo del montaje e implantación del nuevo sistema de control del reactor SCDR-OVATION en la unidad I, se ha revisado el procedimiento IC1-PV-66 "Calibración de los canales del presionador, P-444 y P-445", emitiéndose la revisión 3, con fecha de aprobación de octubre de 2006.
- Que por el mismo motivo se revisó el procedimiento IC1-PV-22 "Calibración de los canales de disparo y actuación de salvaguardias relacionados con la Presión del Presionador", habiéndose aprobado la revisión 14 con fecha de mayo de 2007.

Que en cuanto al cumplimiento de la ETF 3/4.4.1, relativa a la operabilidad del presionador la Inspección revisó el procedimiento de vigilancia con el que se da cumplimiento a las exigencias de vigilancia EV 4.4.4.1 y a la E.V 4.4.4.2.

Que la EV 4.4.4.1 requiere demostrar la operabilidad del presionador comprobando cada 12 horas que el volumen de agua está dentro de sus límites. Que se entregó copia a la Inspección del procedimiento OPX-PV-00.01, "Exigencias de Vigilancia de 12 horas, modos 1 y 2", revisión 13 de fecha 29/11/04 que recoge todas las EVs a realizar en modo 1 y 2 cada 12 horas; que entre dichas EV a cumplimentar se encuentra la EV. 4.4.4.1 mediante el procedimiento OPX-PV-04.01 garantizando que el volumen de agua del presionador es inferior al 63,2%.

- Que la Inspección solicitó los registros de la última ejecución de la exigencia de vigilancia 4.4.4.2, relativa a la verificación, de frecuencia trimestral (92 días), de que la potencia mínima de los calentadores, confirmando que en al menos dos de ellos la potencia es superior a 125 kW.
- Que la exigencia de vigilancia se hace con el procedimiento OP1-PV-04.18 para la unidad I (OP2-PV-04.18 para la unidad II) y consiste básicamente en tomar lectura de los indicadores de intensidad de los calentadores situados en sala de control, obteniéndose la potencia a partir de dicho valor.
- Que para la unidad I, la ejecución de la prueba de vigilancia se realizó con fecha 03/05/2007, estando tanto el calentador de control como los cuatro de apoyo por encima de lo requerido.



- Que para la unidad II, la ejecución de la prueba de vigilancia se realizó con fecha 10/07/2007, encontrándose el calentador de control inoperable, y uno de los calentadores de apoyo en 126 kW.
- Que el motivo de la inoperabilidad del calentador de apoyo parece ser el envejecimiento de las resistencias, estando prevista la sustitución del mismo, en la próxima parada.
- Que en relación a la ETF 3/4.9.3 sobre el sistema de protección contra sobrepresiones la Inspección verificó que para ambas unidades el programa de P-T de las válvulas de alivio en su función de COMS coincide con los establecidos en los documentos [REDACTED] Rev.2, "Almaraz 1: Setpoint analysis for the Cold Overpressure Mitigating System (COMS)", y [REDACTED] Rev.0, "Almaraz 2: Setpoint analysis for the Cold Overpressure Mitigating System (COMS)". Que asimismo coincide con el que figura en el "Precautions, Limitations and Setpoints", en su revisión 21 de fecha julio de 2007.

Que la Inspección preguntó sobre las pruebas relativas al cumplimiento con las exigencias de vigilancia 4.4.9.3.1.a de ensayo funcional del sistema de protección contra sobrepresiones en el RCS, y 4.4.9.3.1.b de calibración de los canales de protección contra sobrepresiones en el RCS, centrándose en la unidad I.

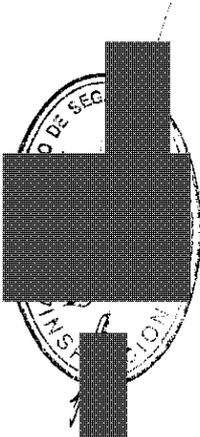
- Que la prueba funcional se realiza mediante el procedimiento IC1-PV-11, con frecuencia mensual realizándose el ensayo en los 31 días anteriores a entrar en una condición que requiera a las válvulas estar operables, de acuerdo con la Especificación de Funcionamiento 3.4.9.3.
- Que el procedimiento aplica a los canales de protección contra sobrepresiones en el RCS de la unidad I, desde los transmisores y sensores de temperatura (ambos excluidos) hasta el último relé de actuación de las válvulas de alivio situado en la cabina auxiliar del SSPS, incluyéndose las funciones de señalización y alarmas.
- Que la prueba de calibración de los canales de protección contra sobrepresiones en el RCS se realiza mediante el procedimiento IC1-PV-38, cuya revisión 14 incluye cambios como consecuencia de la implantación del sistema SCDR.

- Que el procedimiento tiene una periodicidad de 18 meses, estableciéndose en el mismo que se ejecutará en cualquiera de los modos de operación 4, 5 y 6 (preferiblemente 5 y 6), aunque en caso contrario, podrá ejecutarse en cualquier otro modo.
- Que el citado procedimiento aplica a los canales de protección contra sobrepresiones en el RCS de la unidad I, desde los transmisores y sensores de temperatura incluidos ambos hasta la actuación de las válvulas de alivio, incluyéndose las funciones de señalización y alarmas.
- Que el citado procedimiento se suele ejecutar previamente a la subida de potencia, de forma que dado, que su alcance es mayor que el exigido en la prueba funcional, ésta prueba es válida también como verificación de la prueba funcional.
- Que los representantes de la central realizaron una descripción de las instrucciones que se llevan a cabo en el procedimiento de calibración de los canales, incidiendo en los aspectos novedosos del mismo como consecuencia de la implantación del sistema SCDR.
- Que con este procedimiento se calibran los puntos de tarado de las curvas de limitación "presión-temperatura" de este sistema.
- Que el alcance de las exigencias de vigilancia relativas a la instrumentación post-accidente, está de acuerdo con el establecido en el NUREG-452 y NUREG-1431.
- Que la instrumentación de presión, nivel y temperatura del tanque de alivio del presionador están fuera de este alcance, por lo que su vigilancia se realiza a través de las lecturas efectuadas durante rondas.
- Que la Inspección solicitó las gamas de mantenimiento de esta instrumentación, quedando pendiente de suministrar por parte de la central.

#### **A.4. EN RELACIÓN CON LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN**

- Que la Inspección revisó los aspectos relacionados con el control de presión del presionador, con el Sistema de protección de sobrepresiones en frío incluidos en los procedimientos de operación general de la planta (de parada y arranque), en concreto el procedimiento IOPX-IG-06 "De disponible caliente a parada fría", revisión 17 de fecha 20/03/2007 y el IOX-IG-02 "De parada fría a disponible caliente", revisión 18, de fecha 24/10/06.

- Que en relación a estos procedimientos la Inspección verificó que para la unidad I, se habían incluido los cambios relativos al SCDR.
- Que con respecto a IOPX-IG-06 "De disponible caliente a parada fría" tiene como objetivo indicar las condiciones y maniobras que se han de realizar para llevar la planta de disponible caliente a parada fría (de modo 3 a 5). Que dentro del alcance de dicho procedimiento está el enfriamiento y despresurización hasta condiciones de puesta en servicio del RHR, la puesta en servicio del RHR, enfriamiento con el RCS sólido (colapsamiento de burbuja del PZR), enfriamiento con burbuja y parada de todas las bombas del refrigerante del reactor (en adelante BRRs). Que con relación a dicho procedimiento la Inspección verificó:



Que dentro del apartado 5.3.2 de precauciones con el RCS sólido se establecían una serie de controles administrativos para evitar transitorios de sobrepresiones en frío entre ellos el mantener operable una bomba de carga con el RCS sólido, quedando la del otro tren con su interruptor extraído y etiquetado así como que las válvulas motorizadas de aislamiento de los acumuladores estén cerradas y los interruptores de dichas válvulas abiertos y entarjetados. Que asimismo se establecen controles si se requiere arrancar una BRR con el RCS sólido y el RHR enfriando.

- Que según indicó el titular en el apartado 6.24 la activación del COMS se lleva a cabo por temperatura cuando esta alcanza los 176.7 °C, posicionando en armado las manetas CM 444A y CM 445 y comprobando que las válvulas de aislamiento 8000A/B están abiertas y las válvulas de alivio del PZR PCV- 444A y PCV-445 en Auto.
- Que, el titular indicó que, a continuación de armar el COMS se pone en funcionamiento el RHR cuando la temperatura y presión estén en 176°C y 27Kg/cm<sup>2</sup> respectivamente.
- Que asimismo la Inspección verificó, en el apartado 6.23 del procedimiento, que antes de pasar a modo 4 (cuando la temperatura desciende de 176,7 °C) operación comprueba que tiene realizadas las pruebas de vigilancia requeridas para dicho modo de operación.
- Que en el paso 6.17 se incluye para comprobar las acciones automáticas y manuales que ocurren como consecuencia de alcanzarse la presión en el primario de 144 kg/cm<sup>2</sup> (P-11), relativas al bloqueo de la I.S por baja presión en el PZR y por baja presión de vapor.

- Que el procedimiento IOPX-IG-02 “De parada fría a disponible caliente” tiene como objetivo indicar las condiciones y maniobras que se han de realizar para llevar la planta de parada fría a disponible caliente. Que dentro del alcance de dicho procedimiento están entre otras las maniobras de arranque de las BRRs, la retirada del RHR, la formación de burbuja del PZR, la puesta en servicio de los sistemas necesarios para llevar la planta a condiciones de presión y temperatura nominales. Que con relación a dicho procedimiento la Inspección verificó:

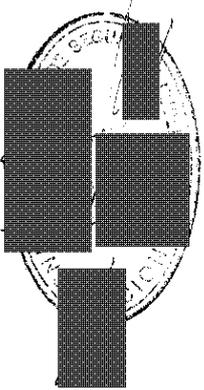
Que al igual que en el procedimiento IOPX-IG-06 en el paso 5.3.2 de precauciones con el primario sólido se establecen una serie de controles administrativos para evitar transitorios de sobrepresiones en frío.

Que asimismo la Inspección comprobó que el paso 6.5 requiere verificar que el sistema de protección de sobrepresurización a bajas temperaturas está en armado y que posteriormente en el paso 6.47 cuando la temperatura sobrepasa los 176,7°C se retira el COMS poniendo en posición de bloqueo las manetas CM/ 444A y 445A.

Que en relación a los controles asociados al permisivo P-11 la Inspección comprobó que cuando la presión supera 144Kg/cm<sup>2</sup>, se comprueba que están apagadas la alarma D1-42 y las luces de estado, E-42, E-16, E-25, E-34, E-43, relativas al permisivo P-11 y al bloqueo de la I.S por baja presión en el presionador así como el bloqueo de la I.S y el aislamiento de vapor por baja presión de vapor para ambos trenes.

- Que además la Inspección revisó otros procedimientos de operación de planta relativos a fugas de válvulas de alivio y de seguridad, a transitorios de presurización y despresurización, a actuaciones del COMS, a fallos del sistema de control de presión, a fallos en el sistema IA. Que se revisaron los siguientes procedimientos sin encontrar nada reseñable:
  - POA-1-ROT-6 “Variaciones de presión en el RCS”, Revisión OA de fecha 29/06/05; que dicho procedimiento permite hacer frente a presurizaciones y despresurizaciones del circuito primario, tanto con burbuja establecida como con primario sólido, sin tener en cuenta las que pudieran deberse a fugas en el propio RCS o en sistemas auxiliares de este ni las que resulten de fallos de la instrumentación asociada al presionador.

- OPX-ES-24 "Seguimiento de fugas por asiento de válvulas de alivio y seguridad del presionador" Revisión 2, de fecha 20/11/98, que tiene como objetivo describir las acciones a realizar en caso de fugas a través del asiento de dichas válvulas con el fin de efectuar un seguimiento eficaz de la evolución de las mismas.
- POA-1-INS-5 "Fallo de control de presión en el presionador", revisión OB , de fecha 28/06/07; que dicha revisión incluye los cambios relativos a la implantación del SCDR (modificación de diseño 01-1-MDP-01790); Que este procedimiento contiene las acciones a seguir en caso de fallo de la instrumentación que actúa sobre el control de presión del presionador, con el fin de minimizar el transitorio de presión y evitar así un disparo innecesario del reactor y/o actuación de la I.S.
- POA-1-AV-3 "Pérdida o fallo del aire de instrumentos" revisión 0 de fecha 22/7/04, que en dicho procedimiento la Inspección comprobó que en caso de pérdida del AI, se incluye un anexo para controlar los parámetros más importantes de la planta entre los cuales se encuentra el control de presión del reactor, donde se contempla que las PORV disponen de dos acumulador de aire con capacidad para 100 carreras completas.
  - Que finalmente la Inspección revisó los aspectos relacionados con la operación de purga y aporte al RCS incluidos en el POE-1-FR-H1 "Respuesta ante la pérdida de sumidero de calor" Revisión 2 de fecha 20/9/06.
  - Que la estrategia de purga y aporte conduce a la apertura de las dos PORV, y en el caso de que no se pueda establecer los dos caminos de purga, el procedimiento conduce a la apertura de las válvulas de venteo de la cabeza de la vasija. Que los representantes de la central indicaron que este procedimiento, así como todo el paquete de procedimientos de operación de emergencia, ha sido recientemente modificado para adaptarlos a la revisión 2 de los procedimientos genéricos (*Emergency Recovery Guidelines – ERG*) de *Westinghouse Owners Group*



#### **A.5. EN RELACIÓN CON EL MANTENIMIENTO CORRECTIVO. REGLA DE MANTENIMIENTO. INOPERABILIDADES**

Que en cuanto a mantenimientos correctivos/Regla de mantenimiento (RM), se trataron los siguientes temas:

- Que en relación a la RM la Inspección preguntó por las indisponibilidades y fallos relativos al presionador, destacando los siguientes:
  - AL1-06-F0061 (29/10/2006), en el que se detectó que la válvula RC1-PCV-444A no abría ni cerraba desde el panel de parada de emergencia.
  - AL1-05-I0039 (23/02/05) y AL1-05-I0040 (25/02/05) por las que se aíslan las válvulas PVC-445 y PVC-444A para comprobación de fuga por asiento, considerándose como indisponibilidades pero no como fallo funcionales.

Que en relación al fallo AL1-06-F0061, los representantes de la central manifestaron que el fallo se detectó estando el reactor en modo 4, modo en el que no es exigida la operabilidad de los equipos y componentes del panel de parada de emergencia.

Que se procedió a la sustitución de la citada maneta por otra nueva, ejecutándose el trabajo con fecha 3 de noviembre de 2006 y dándose por terminado el 16 de noviembre de 2006.

- Que se ha considerado que la causa del fallo ha sido la incorrecta actuación de los contactos de la maneta de actuación de la citada válvula.
- Que durante esas fechas se dieron fallos de otras dos manetas, la de apertura de la válvula IA1-HV-1849 y la de la válvula SI1-8808C, esta última también desde el panel de parada de emergencia.
- Que los representantes de la central entregaron copia del documento de "Análisis de determinación de causa por fallo de carácter repetitivo en manetas de válvulas sistemas IA, RC y SI", de referencia RGM-07/008, que incluye los sucesos de las tres válvulas citadas.

- Que según el citado análisis, la causa directa del fallo ha sido la acumulación de polvo en contactos y resortes de las manetas, por la inadecuada protección de las mismas durante los trabajos de mecanizado de la chapa de paneles del parada de emergencia.
- Que en relación con las indisponibilidades AL1-05-I0039 (23/02/05) y AL1-05-I0040 (25/02/05), el titular indicó que en el presente año el Panel de Expertos de la Regla de Mantenimiento (RM) ha decidido no considerar las indisponibilidades en la RM cuando dichas indisponibilidades se deban a fugas que pueden ser aisladas mediante las válvulas motorizadas. Que el titular consideró que en operación normal la función de seguridad de dichas válvulas por sobrepresiones en el primario las llevarían a cabo las válvulas de seguridad y que en el caso de las funciones de seguridad de las PORV, para la purga y aporte, dichas válvulas bajo el supuesto de fugas estarían operables para ser abiertas y poder llevar a cabo esta función.

Que la Inspección solicitó copia del acta del Panel de Expertos donde se definieron las funciones de las válvulas de alivio del PZR en relación con el riesgo. Que el titular acordó remitir dicha copia al CSN.

Que la Inspección preguntó si no se consideraban las indisponibilidades de las PORV para cumplir la función de mitigar transitorios de sobrepresiones en frío, que en relación a esto el titular indicó que RM no considera los fallos o indisponibilidades durante la parada de la planta.

- Que con respecto a las situaciones no conformidades la Inspección preguntó por la NC-AL-06/097 como consecuencia de la aparición de la alarma de alta temperatura en la línea de la válvula de seguridad del PZR RC2-8010B. Que el titular indicó a la Inspección que la acción aplicada pasaba por llevar a cabo un seguimiento de la temperatura de la válvula RC2-8010B tomando lecturas de la misma una vez por turno; Que el titular indicó que el seguimiento se llevaba a cabo mediante el procedimiento *OPX-ES-24 "Seguimiento de fugas por asiento de válvulas de alivio y seguridad del presionador"* Revisión 2, de fecha 20/11/98.
- Que la Inspección comprobó el adjunto 3 de dicho procedimiento "hojas de lecturas de parámetros del PRT" donde se recogen las lecturas desde la fecha 21/4/06 hasta que dicha válvula se reparada en la próxima recarga. Que el titular indicó que se ha emitido la

orden de trabajo OT-695709 para su reparación. Que asimismo se entregó copia de la hoja de entrada de la no conformidad, con identificación de entrada, NC-AL-06/097 y de la acción aplicada, con identificación de acción ES-AL-06-100.

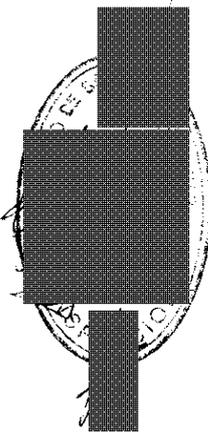
- Que en relación a las inoperabilidades se entregó copia a la Inspección de un listado, de ambas unidades, con las inoperabilidades ocurridas desde 2002 hasta la fecha de la Inspección. Que todas ellas eran debidas a fugas a través de las válvulas de alivio. Que en concreto la Inspección preguntó por la asociada a la válvula de alivio PCV-444A de la unidad II que se encontraba aislada por fugas a través del asiento desde 14/07/2006, por lo que se había aplicado la CLO 3.4.11 procediendo a su aislamiento mediante la válvula HV- 8000A. Que se había abierto una Orden de Trabajo (OTNP 674841) con objeto de repararla en la próxima recarga.

#### **6. EN RELACIÓN CON LA EXPERIENCIA OPERATIVA DE LOS INCIDENTES MÁS ELEVANTES**

Que en cuanto a incidentes ocasionados por el control de presión del presionador el titular indicó que no se había producido ninguno hasta la fecha de la Inspección. Que se entregó copia a la Inspección del listado de ISN's ocurridos desde el año 2002.

- Que asimismo la Inspección preguntó por los análisis de experiencia operativa externa de los incidentes ocurridos en C.N. Ascó, en concreto por el AS1-ISN-105 y el AS2-ISN-097 relativos a las PORV.
- Que el AS1-ISN-105 y el AS2-ISN-098 fue producido como consecuencia de un tarado inadecuado de las válvulas de seguridad en las líneas de aporte de suministro de Nitrógeno (120 psig) a las PORV con un valor superior al valor al recomendado por el fabricante (Copes Vulcan) para que el actuador no sufra daños (100psig).
- Que el titular indicó que en CNA las PORV son [REDACTED] pero no cuentan con suministro de emergencia de Nitrógeno a su actuador; que en el caso de pérdida del sistema IA estas válvulas disponen de dos acumuladores de aire de 5100 litros de capacidad cada uno conectados al sistema de IA, siendo por tanto la presión de los acumuladores la misma que del propio sistema de IA (100psig).

- Que la máxima presión de aire para la operación del actuador es de 85 psi y que la presión que no se debe exceder para evitar daños es de 100psi; que además las PORV disponen de un manoreductor a la entrada de aire al actuador, que limita la presión del aire al valor necesario para la actuación de la válvula, por ello aun cuando se produjera el fallo de éste la presión máxima que se aplicaría sería inferior a 100psi, por lo que el titular indicó que no se considera necesario disponer de válvula de seguridad que proteja el actuador.
- Que el AS2-ISON-097 fue producido como consecuencia de una discrepancia entre el valor de la carrera real de las PORV y el valor teórico indicado en la documentación de diseño. Que en relación a este suceso el titular indicó que tras su evaluación se verificó que en CNA el ajuste de la carrera real de estas válvulas también discrepaba del valor teórico, abriéndose una entrada de no conformidad de identificación NC-AL-07/011 de la cual se entregó copia a la Inspección junto la acción pertinente (ES-AL-07/012) requiriéndose un análisis por parte de ingeniería de la discrepancia observada.



Que según el análisis llevado a cabo por el titular las válvulas de la unidad I RC1-PCV-444A/445 tienen una carrera real de 0,67" y las de la unidad II RC2-PCV-444A/445 de 0,63" frente a las 0,75" de carrera teórica. Que según los cálculos realizados por Westinghouse considerando una incertidumbre de medida de 0.68mm (0,026") y el  $C_v$  de 55,3 establecido por el fabricante, las válvulas de la unidad I mantendrían la capacidad de alivio requerida en la tabla 5.5.13-1 del FSAR de 210000 lb/h con un valor superior, mientras que las válvulas de la unidad II quedarían ligeramente por debajo del límite. Que asimismo el titular indicó que el  $C_v$  considerado por el fabricante es inferior a los derivados de las pruebas del EPRI, que fueron llevadas a cabo en 1982, para este tipo de válvulas y que varían entre valores de 59,9 y 64,8; que con estos valores de  $C_v$  se supera ampliamente el caudal mínimo requerido en ambas unidades; que por tanto, dentro del desarrollo que CNA está realizando para la diagnosis de las válvulas neumáticas se definirán con exactitud los mínimos recorridos teniendo en cuenta el  $C_v$  del EPRI. Que se entregó copia a la Inspección del e-mail de asunto "Carrera de las PORV de Almaraz" de fecha 30.11.06 en el cual se recoge lo expuesto anteriormente.

- Que la Inspección solicitó al titular el envío al CSN de una justificación formal del fabricante y/o suministrador del Cv que finalmente adopte CNA para la carrera real de las PORV.
- Que a continuación la Inspección solicitó al titular el análisis de la aplicabilidad de los requisitos establecidos en la Generic Letter 90-06 (GL-90-06) de fecha 6/25/1990 Resolution of generic issue 70, "Power-operated relief valve and block valve reliability" and Generic Issue 94, "Additional low-temperature overpressure protection for light-water reactors" pursuant to 10CFR 50.54 del cual se entregó copia a la Inspección.

## **B. SISTEMA ELÉCTRICO EXTERIOR**

### **B.1. EN RELACIÓN CON ASPECTOS DE DISEÑO. BASES DE DISEÑO**

Que los representantes de la central manifestaron que el sistema eléctrico exterior a la central proporciona, a través de los parques de 220 y 400 kV del emplazamiento y líneas de interconexión asociadas, la energía eléctrica exterior para las necesidades de la central, constituyendo la fuente de energía preferente para el arranque y parada de la misma, así como para la alimentación de las barras de salvaguardia.

- Que cada unidad está conectada al parque de intemperie de 400 kV a través de un banco de transformación trifásico, compuesto por tres transformadores monofásicos, los cuales elevan la tensión de generación de 21 kV a la tensión de transporte de 400 kV.
- Que la energía producida por ambas unidades se incorpora al sistema de 400 kV para su transporte a los centros de consumo.
- Que los parques de intemperie de 220 kV y 400 kV están interconectados con sus respectivos sistemas por medio de varias líneas. A su vez, dichos parques se encuentran interconectados mediante un autotransformador de 410/230/33 kV.

#### **Fuentes de energía exterior**

- Que la alimentación eléctrica para la puesta en marcha y parada de la central y la energía preferente para las barras de salvaguardia procede del parque de intemperie de arranque de 220 kV. Dicho parque se encuentra interconectado con el sistema eléctrico exterior de 220 kV. Un autotransformador lo enlaza con el parque de intemperie de 400 kV del

emplazamiento con lo que todo el sistema eléctrico de 400 kV forma otra vía de aportación de energía para las necesidades de la central. Así pues, las dos líneas de 220 kV y el parque de 400 kV con todas sus líneas asociadas constituyen las fuentes exteriores disponibles que podrán aportar energía eléctrica para las cargas relacionadas con la seguridad y demás necesidades de la central en los distintos modos operativos de la misma.

- Que las líneas de transporte de 220 kV y 400 kV y sus estructuras asociadas están calculadas para soportar las sobrecargas de origen meteorológico que puedan prevalecer en la zona. Esto, unido a las diferentes direcciones que toman líneas que parten de la central, hace que la posibilidad de fallo simultáneo en el sistema sea difícil.

Que cada una de las dos líneas de 220 kV y la interconexión con el parque de interconexión de 400 kV, mediante el autotransformador, tiene capacidad suficiente para hacer frente a las necesidades de la central y en particular para la alimentación de las cargas relacionadas con la seguridad.

Que la configuración en anillo del parque de 220 kV proporciona una alta disponibilidad de los circuitos exteriores conectados al mismo, pues en el caso de producirse un defecto en cualquiera de estos circuitos, sus disyuntores asociados aislarán el circuito o línea averiada sin que ello afecte a la continuidad de suministro de energía a ninguno de los transformadores de arranque.

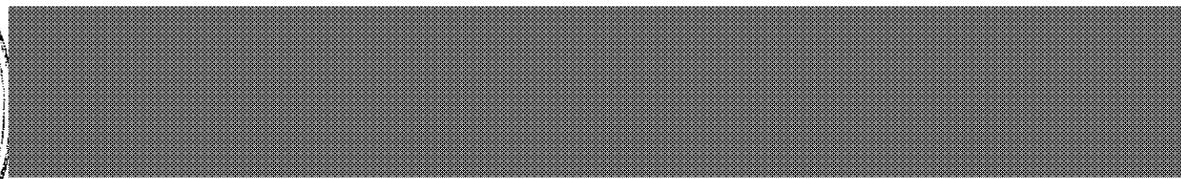
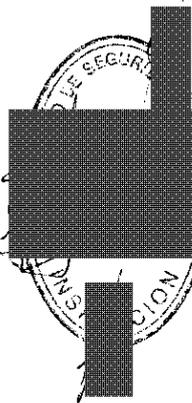
- Que las líneas de 220 kV junto con el sistema de 400 kV cumplen los requisitos que el "AEC General Design Criterion 17" y la "Regulatory Guide 1.32" imponen a los circuitos exteriores que aportan la energía eléctrica para las cargas relacionadas con la seguridad.

#### **Parque de 220 kV y Parque de transformación**

- Que el parque de 220 kV tiene como función proporcionar la energía eléctrica exterior para las necesidades de la central y en particular para el funcionamiento de los sistemas y componentes relacionados con la seguridad.
- Que la configuración del parque de 220 kV responde al tipo de "anillo" con dos llegadas de línea, una interconexión con el sistema de 400 kV por medio de un autotransformador y cuatro salidas a sendos transformadores de arranque,. El parque está previsto para la

adición futura de una nueva línea de transporte. La disposición en "anillo" confiere al sistema de 220 kV una gran flexibilidad, permitiendo que:

- Un fallo en una línea no afecte al servicio normal de ninguna otra.
- Un defecto sobre una parte del embarrado pueda ser aislado sin interrupción del servicio de cualquier línea o salida que no esté conectada a la sección de barras donde la falta se haya producido.
- Cualquier componente del sistema de 220 kV, línea, alimentación, interruptor, etc. pueda separarse del sistema para mantenimiento, sin que ello suponga la interrupción de la alimentación eléctrica al resto del sistema



Que para los circuitos de c.c. la central, por diseño ha provisto dos alimentaciones independientes, logrando así un alto grado de fiabilidad y continuidad de operación de todos aquellos componentes alimentados en c.c. Las cargas de 125 V c.c. disponen de dos baterías propias instaladas en la subestación. Las cargas de 220 V c.c. se alimentan desde las baterías de 220 V c.c. de la central.

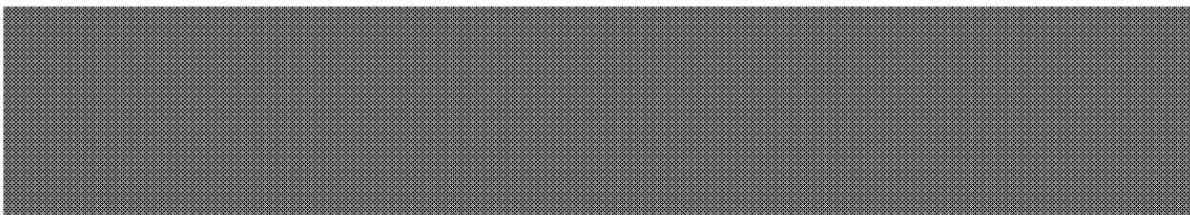
- Que todos los interruptores y seccionadores de 220 kV pueden accionarse remotamente desde la sala de control.
- Que el parque dispone de cuatro conexiones de salida a sendos transformadores de arranque T-1A2, T-1A3, T-2A2 y T-2A3. Los transformadores T-1A2 y T-2A2 están alimentados por medio de un cable de aceite fluido con un sistema de aceite independiente, mientras que los transformadores T-1A3 y T-2A3 lo están por medio de un cable de aislamiento seco.
- Que los transformadores de arranque están dispuestos en alojamientos separados mediante muros, lo que es una garantía contra fallos comunes.
- Que la configuración del sistema, es tal que permite desconectar cualquier componente del mismo para efectuar pruebas y operaciones de mantenimiento, sin que ello implique una pérdida de la alimentación eléctrica del exterior. En el caso de tener que desconectar

un transformador de arranque y su línea asociada, los otros tres transformadores disponibles podrán hacer frente a las necesidades de la central y podrán asimismo alimentar todas las barras de salvaguardia de la misma.

- Que el diseño del parque de 220 kV y las conexiones al sistema eléctrico exterior cumplen los requisitos del Criterio 18 de la "AEC General Design Criteria".

#### **Parque de 400 kV**

- Que el parque de 400 kV es la parte del sistema eléctrico exterior a la central que sirve para la distribución de la energía eléctrica generada por la misma a través de sus líneas de interconexión con la Red de Transporte Nacional.
- Que la disposición adoptada para este parque es la de doble barra con "interruptor y medio", lo que proporciona flexibilidad al sistema de 400 kV. Cada par de conexiones es servida mediante tres interruptores, excepto las llegadas de las unidades I y II que disponen, cada una, de dos interruptores para su conexión a sendas barras. Asimismo existe una conexión a reactancia de compensación.

- 
- Que los interruptores están equipados con una bobina de cierre y dos bobinas de apertura independientes. Las bobinas de apertura son activadas respectivamente por la protección primaria y de reserva de la línea correspondiente. Cada subsistema de protección y bobina asociada recibe alimentación de c.c. procedente de distintas baterías.
  - Que los interruptores y seccionadores del parque pueden ser accionados remotamente desde la sala de control.

#### **Parque de 33 kV**

- Que el parque de 33 kV corresponde al autotransformador de interconexión de los sistemas de 220 kV y 400 kV y a las reactancias de compensación.

### **Alimentaciones Eléctricas del Exterior**

- Que cada unidad está provista de un transformador auxiliar de unidad (T-1A1 y T-2A1 para las unidades I y II respectivamente). Dichos transformadores están conectados a las barras de generación de su unidad respectiva y proporcionan la alimentación eléctrica normal a las barras A1, A2 y A5 de 6,3 kV de su unidad.
- Que la energía eléctrica de corriente alterna para la puesta en marcha, parada y postparada de la central, así como para las situaciones de emergencia, procederá de la red de transporte exterior a través del parque de 220 kV y los transformadores de arranque T-1A2, T-1A3, T-2A2 y T-2A3.

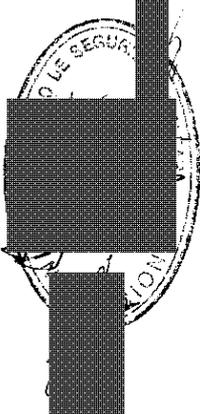
Que durante la puesta en marcha, las barras auxiliares normales de 6,3 kV A1, A2 y A5 de la unidad correspondiente están conectadas a los transformadores de arranque.

Que una vez que la unidad ha alcanzado las condiciones de funcionamiento y que el turbo-alternador ha sido sincronizado y conectado a la red de transporte exterior, la carga de cada barra es transferida manualmente a su transformador de unidad. Esta transferencia se realiza sin que se interrumpa el suministro de energía eléctrica, para lo que, momentáneamente, tales barras se conectarán al transformador de unidad y transformador de arranque simultáneamente.

- Que tras un acoplamiento en paralelo momentáneo, el transformador de arranque correspondiente se desconectará automáticamente y el turboalternador quedará alimentando las barras auxiliares normales asociadas. En el caso de pérdida de la alimentación desde generación, se producirá una transferencia automática rápida al sistema de arranque.
- Que las barras de salvaguardia de 6,3 kV, A3 y A4, de ambas unidades disponen de dos alimentaciones eléctricas desde el sistema exterior, una a través de las barras auxiliares normales y la otra directamente desde los transformadores de arranque, todo.
- Que en condiciones normales de funcionamiento de una unidad, o sea, con su turboalternador en servicio, una de las barras de salvaguardia está alimentada desde su correspondiente barra auxiliar normal, mientras que la otra lo está directamente desde el transformador de arranque respectivo.

- Que en el caso de pérdida de energía de generación, la alimentación de la barra conectada a la barra auxiliar normal quedará restablecida tan pronto se verifique la transferencia automática rápida en dicha barra auxiliar. Si esta transferencia fuese inefectiva, en la propia barra de salvaguardia, se efectuará una transferencia automática al transformador de arranque correspondiente. La alimentación a la otra barra de salvaguardia no sufrirá alteración siempre que ésta esté conectada directamente a un transformador de arranque.
- Que la configuración del sistema de arranque es tal que proporciona a las barras de salvaguardia de cada unidad conexión desde sus dos transformadores de arranque asociados. De esta forma, aún en el caso de un fallo simultáneo con pérdida de un transformador de arranque y de la alimentación de generación, ambas barras de salvaguardia podrán recibir alimentación de la fuente exterior. En el caso más desfavorable como el de pérdida del transformador de arranque conectado directamente a la barra de salvaguardia, la tensión en la otra barra de salvaguardia se restablecerá rápidamente de acuerdo con los procesos de transferencia descritos anteriormente. Que esta barra alimentará a uno de los grupos de carga de salvaguardia redundantes capaz de llevar a cabo la parada sin riesgo del reactor.
- Que la tensión en la barra de salvaguardia redundante podrá restablecerse en pocos segundos accionando manualmente los interruptores pertinentes desde la sala de control. Que los interruptores de alimentación de cada barra de salvaguardia están enclavados eléctricamente para impedir que ambas alimentaciones queden en paralelo.
- Que las transferencias automáticas de las barras auxiliares normales y de salvaguardia están concebidas para que se realicen únicamente en el sentido hacia arranque, ya que esta es la fuente de energía considerada como preferente.
- Que los representantes de la central manifestaron que cada uno de los circuitos de alimentación eléctrica exterior preferente comprende desde el interruptor de salida del parque de 220 kV, que alimenta al correspondiente transformador auxiliar de arranque, hasta la entrada al interruptor de alimentación a la barra de salvaguardia de media tensión.

- Que asimismo los representantes de la central manifestaron que los circuitos de alimentación eléctrica exterior tienen, como característica de diseño, independencia física de acuerdo con el criterio general de diseño 17 del "10 CFR-50, App. A", indicando que no hay un documento específico en el que se analice esta característica.
- Que cada una de las barras de media tensión (6'3 kV) de salvaguardia, está alimentada desde uno de los circuitos de alimentación exterior preferente, a través del correspondiente transformador de arranque. En caso de disparo de reactor no hay transferencia en estas barras que seguirán alimentadas desde los transformadores de arranque. En caso de pérdida de potencia exterior en alguna de estas barras no hay transferencia automática al otro transformador de arranque y se producirá el arranque y acoplamiento del generador diesel correspondiente.



Que para las barras de salvaguardia de media tensión existe un enclavamiento por llave Sistema de Enclavamiento de Simultaneidad (SES) que evita que las dos barras puedan alimentarse, inadvertidamente, desde el mismo transformador de arranque. En caso de necesidad (inoperabilidad de uno de los circuitos de alimentación exterior) las dos barras de salvaguardia pueden alimentarse desde el mismo transformador de arranque mediante una transferencia manual y la anulación previa del enclavamiento referido.

- Que para las barras de salvaguardia de media tensión existe un enclavamiento por llave Dispositivo Antiparalelismo (DA) que evita que los dos transformadores de arranque alimenten a la misma barra.
- Que las barras normales de media tensión también disponen de Sistema de Enclavamiento de Simultaneidad y Dispositivo Antiparalelismo.
- Que se trataron las transferencias automáticas rápida y lenta, de las barras normales a los transformadores de arranque.
- Que se facilitó copia de carácter informativo de documento de proyecto [REDACTED] Rev. 7 Mar-03 elaborado por [REDACTED] así como diagramas lógicos y esquemas de control y cableado de interruptores de las referidas barras normales.
- Que los representantes de la central manifestaron que, de la fase de diseño, no se dispone de un cálculo o análisis documentado de los transitorios de tensión e intensidad

resultantes en las transferencias de barras normales a transformadores auxiliares de arranque.

- Que se trató el comportamiento de los interruptores de las BRR en caso de transferencia automática lenta.
- Que durante la inspección se facilitó una copia en mano del Estudio: [REDACTED] de fecha Mayo de 2001 "Estudio de la transferencia automática a la red de 220kV con LOCA", en el que se parte de la situación inicial en que las barras 1 A 1, 1 A 2, 1 A 3 y 1 A 5, se alimentan del secundario del transformador auxiliar de grupo T1A1 y la barra 1 A 4 se alimenta del secundario del transformador de arranque T1A2 la estación de bombeo se alimenta del terciario de T1A2. Al detectarse la situación de LOCA se produce el disparo de la turbina con la consiguiente motorización del generador, se transfiere la barra 1 A 3 del secundario del transformador auxiliar de grupo T1A1 (alimentación normal) al secundario del transformador de arranque T1A2 (alimentación alternativa) y también se inicia la secuencia de conexión de cargas de LOCA. La orden de cierre del interruptor de la alimentación alternativa se da después de la apertura del interruptor de alimentación normal. A los 30 segundos se produce el disparo del generador y la transferencia de las barras 1 A 1, 1 A 2 y 1 A 5 del secundario del transformador auxiliar de grupo T1A1 (alimentación Normal) al secundario del transformador de arranque T1A 2 (para barras 1 A 1 y 1 A 5) y T1 A 2 (para barra 1 A 2). La orden de cierre de los interruptores de alimentación alternativa se da simultáneamente a la orden de apertura de los interruptores de alimentación a la alimentación normal. El estudio contiene, tanto la reaceleración de los motores que se transfieren como el arranque de los que se conectan en secuencia. El análisis considera que la toma inicial de los transformadores de arranque es aquella con la que se obtiene un tensión previa (antes de la señal de LOCA) en las barras de 6,3 kV lo más cercano posible al 104,5% (base 6,3kV).
- Que también se proporcionó copia de la descripción de las transferencias del capítulo 7.1.2.5.5 del LRD de los Sistemas Eléctricos ([REDACTED])
- Que los representantes de la central manifestaron que no están formalmente establecidos valores admisibles, mínimo y máximo, de la tensión en barras del parque de 220 kV dado que los transformadores de arranque disponen de regulador automático de tensión en

carga y que, dado que las barras de salvaguardia de media tensión están normalmente alimentadas desde el parque de 220 kV, se vigila la tensión en estas barras.

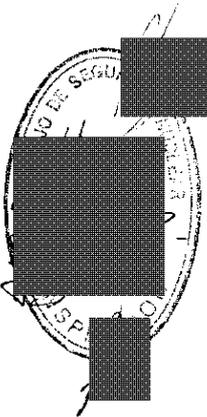
- Que, respecto a los valores de tensión del parque de 220 kV, en "Cumplimiento de los requisitos de la BTP PSB-1" se considera como valor de consigna de ajuste, obtenido del estudio de transferencia de coordinación y tarado de relés de 6,3 kv, una tensión mínima del 99,3 % (base 6,3kV) en parque de 220 kV, En relación con la tensión máxima se determina en el 107,1% (base 6,3kV). Siendo la tensión de consigna establecida de 104,5% (base 6,3kV).

- Que los transformadores auxiliares de arranque están equipados con un conmutador de tomas en carga tipo Jamsen, montado en el interior de la cuba, con un margen de variación de las tomas de +15 %, 11%, distribuido en 27 tomas útiles en escalones del 1,2%. El regulador opera normalmente en automático. El regulador tiene la posibilidad de operación manual desde sala de control y desde el panel local del propio transformador de arranque.

Que el motor de accionamiento del conmutador esta alimentado a 380 V, 50 Hz y protegido mediante interruptor automático tripular. El accionamiento del conmutador en carga puede hacerse manualmente mediante manivela, quedando bloqueados en este caso los circuitos de mando y fuerza. El conmutado en carga está provisto de indicador mecánico deposición y contador de operaciones.

- Que en el armario de mando del cambiador de tomas existe un conmutador selector de dos posiciones; "Local- Remoto", que en la posición "Local" impide la maniobra del conmutador en carga desde el cuadro de control principal. En el cuadro de control principal existe, para cada transformador, un panel de 23 lámparas indicadoras deposición y una lámpara indicadora de marcha, provisto de pulsadores para mando a distancia del conmutador en carga.
- Que la Inspección comprobó la adecuada potencia de los transformadores de arranque para alimentar las cargas eléctricas en los distintos modos de operación de la central. Esta comprobación se realizó comparando la potencia nominal de los transformadores en régimen continuo, según placa de características, con la obtenida a partir de la "Lista de totales de potencias por centros" correspondiente a la unidad I.

- Que en relación con el punto anterior se facilitó copia parcial del documento de cálculo N° [REDACTED] Edición 7 de fecha 23-03-2007 "Tabulaciones de cargas, grupos I y II" donde en su apartado 6.1.2 "Transformadores de arranque" se constata que existe una sobrecarga en el primario de los transformadores T1A2 y T2A2 cuando trabajan en arranque. La demanda de estos transformadores no será superior a 51,570 MVA (caso más desfavorable) frente a los 48 MVA nominales del primario. Para calcular esta demanda en el estudio se determina la potencia que se transfiere a los transformadores de arranque (las cargas transferidas correspondientes a 2 A 1 y 2 A 5 suman 18099 + 12962 = 31061 kVA. El valor máximo medido en planta es de 23,9 MVA, lo que supone un exceso de potencia transferida de 6,9 MVA). Para calcular esta demanda se considera que el terciario del transformador de arranque alimenta a la estación de bombeo (16MVA), pero existe un relé de sobreintensidad temporizado a 30 segundos que si detecta sobrecarga en el primario dispara el terciario, evitando así la sobrecarga.
- Que los criterios de ajuste de las protecciones eléctricas de los transformadores de arranque, así como los propios ajustes están contenidos en el documento [REDACTED] Edición 4 de fecha 31-10-06 titulado "Estudio de coordinación y tarado de relés. Sistema de 20 kV, 6,3 kV y 380 V".
- Que en el mismo estudio antes mencionado "Estudio de coordinación y tarado de relés. Sistema de 20 kV, 6,3 kV y 380 V", se trata los ajustes de los relés de sobreintensidad de las cabinas de barras de 6,3 kV, se incluye la verificación de la adecuada coordinación con los relés de sobreintensidad asociados a los transformadores de arranque. También contiene el ajuste de los relés de protección contra falta a tierra en las cabinas de barras de 6,3 kV, y en los centros de potencia se incluye la verificación de la coordinación con los correspondientes relés de sobreintensidad a tierra de los transformadores de arranque.
- Que se facilitó a la Inspección, y fue chequeado por ésta, copia documento [REDACTED] 00005 Edición 4 de fecha 31-10-06 titulado "Estudio de coordinación y tarado de relés. Sistema de 20 kV, 6,3 kV y 380 V". En dicho documento se comprueba la correcta coordinación y tarado de los relés de protección correspondientes a los sistemas de 220 kv, 6,3 kV y 380 V de CNA unidad 1, 2 y comunes. Además estudia los relés de protección de los Generadores Diesel. Pero el alcance de este estudio no contempla los



relés del sistema de 380 V correspondiente a las salidas de los Centros de Fuerza 1B6A, 2B6A, 1B6B, 2B6B, 12BC, 12BD y centros de Fuerza de la Osmosis; en este último caso tampoco se contempla el relé correspondiente a la entrada de este Centro de Fuerza.

- Que en paneles de sala de control, para cada una de las posiciones de salida del parque de 220 kV a los transformadores de arranque, se dispone de mando y señalización del interruptor y señalización del seccionador de línea y de los seccionadores de acoplamiento a barras del parque.
- Que en la sala de control, se dispone de información de los alineamientos de los parque de 400 kV y 220 kV (posición de interruptores y seccionadores) e indicación de la tensión en barras.

Que se facilitó a la Inspección copia del documento [REDACTED] Edición 4 de fecha Septiembre de 1998 titulado "Sistema 125 V.c.c. Clase 1E baterías 1B1, 2B2, 2B1 y 2B2, Unidad I y II", que tiene por objeto el estudio del sistema de Clase 1E de 125 V.c.c. de las unidades I y II de CNA, correspondientes a la baterías 1B1, 2B2, 2B1 y 2B2, y que contiene, entre otros apartados, el estudio de la coordinación de los relés asociados a los interruptores y fusibles de las baterías.

- Que a requerimiento de la Inspección, la Central facilitó copia del documento [REDACTED] Edición 3 de fecha 13-10-2004, titulado "Estudio de media tensión (6,3 kV) Unidad 1 y 2", que contiene el estudio de tomas de los transformadores auxiliares de grupo, transformadores de arranque y de la estación de bombeo. Cuando el sistema se alimenta de la red exterior (400 kv y 220 Kv), calcula las tensiones permanentes que aparecen en el sistema durante el régimen de marcha normal de los motores, y las tensiones transitorias durante el arranque del motor de mayor potencia.
- Que el estudio antes mencionado, [REDACTED] Edición 3, titulado "Estudio de media tensión (6,3 kV) Unidad 1 y 2" en los criterios de calculo se definen los márgenes de tensión en el sistema de 230 kV que se consideran son + 5% y -10% (base 230kV), entendiéndose que este margen es suficientemente amplio.
- Que a solicitud de la Inspección se facilitó copia parcial del documento [REDACTED] Edición 3 de fecha 30-10-2006 titulado "Validación de los cables de fuerza de media y

baja tensión” con el fin de comprobar que cumplen con las tablas sección- longitud indicadas en los resultados del capítulo 7 del Estudio [REDACTED] Edición 1 “Dimensionamiento de cables de fuerza de media y baja tensión”.

- Que se facilitó a la Inspección copia del documento [REDACTED] Edición 0 de fecha 25-10-1977 titulado “Ajustes de los relés parques 400,220 y 33kV”.

## **B.2. EN RELACIÓN CON LA OPERACIÓN. PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN.**

- Que el parque de 220 kV es el encargado de garantizar el suministro exterior de energía durante períodos de arranque o parada, condiciones de fallo, transitorio o accidente en los que el turbogruppo no suministra energía, y otras situaciones operativas que lo aconsejen.

Que el tipo de subestación utilizado en el parque de 220 kV es el de anillo. En estas instalaciones las barras están formadas por cada una de las salidas de línea, luego podremos considerar que no existen barras.

Que en CNA el parque de 220 kV tiene actualmente tres posibilidades de suministro exterior:

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

Estos suministros se disponen mediante líneas aéreas al anillo de 220 kV.

- Que los representantes de la central manifestaron que la configuración normal de alimentación a la planta desde el parque de 220 kV es la siguiente:
  - Un transformador de arranque de cada unidad se alimenta de la barra del tren B.
  - El transformador auxiliar de grupo (T1 A1 o T2 A 1) alimenta a la barra del tren A.
- Que se facilitó copia del procedimiento OPX-ES-44 “Relaciones de Central Nuclear de Almaraz con los Despachos Delegados” Rev.2, de fecha de aprobación 25 de Julio de 2005, relativo a información sobre producción, mantenimiento de la Unidades, comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades, programa de

mantenimiento de la red de transporte, control de tensión en la red y reposiciones de servicio.

- Que también se facilitó copia del procedimiento OPX-ES-05.09 Revisión 1 de fecha de aprobación 18/03/03 titulado "Solicitud descargos en parque de alta tensión", que es de aplicación a todos los trabajos que CNA pueda realizar en la instalaciones eléctricas de 220 y 400 kV dentro de las posiciones de CNA, y cuyo objeto es el de establecer la normativa a seguir en la solicitud de descargos de 220 y 400 kV, para que los trabajos sean seguros y eficaces.
- Que según manifestaron los representantes de la Planta el mantenimiento del parque de 220kV, hasta el 1 de Enero de 2006, era responsabilidad de CNA, pero a partir de esa fecha se ha producido una transferencia de titularidad de dicho parque a [REDACTED], por lo cual, la competencia actual de mantenimiento responsabilidad de CNA, en relación con la línea de 220kV, llega solamente hasta los succionadores de salida a los Transformadores de arranque.

Que como consecuencia del cambio de titularidad del parque de 220kV, CNA esta en proceso de revisión del procedimiento antes enunciado OPX-ES-05.09, para adecuarlo a la nueva realidad. Los representantes de la Central mencionaron que esta nueva revisión del procedimiento estará disponible antes de finales del este presente año 2007.

- Que los representantes de la Central indicaron, y mostraron a la Inspección una serie de cartas del Jefe de Central dirigidas a [REDACTED] para solicitar que este cambio de titularidad del parque de 220kV, no afecte al mantenimiento preventivo que se realice al parque de 220kV, requiriendo que sea idéntico al que se estaba realizando por la Central, al objeto de mantener y asegurar su total fiabilidad y disponibilidad. La Inspección se hizo partícipe de lo solicitado por la propia Central a [REDACTED].
- Que se trataron las alarmas disponibles en sala de control relacionadas con los transformadores auxiliares de arranque.
- Que se trataron y se solicitaron aclaraciones sobre algunos aspectos de los procedimientos: POA2-ELEC-01 Rev 0C de fecha 26/03/2004 "Alteraciones de la red

exterior”, POA2-ELEC-01 Rev 0C de fecha 23/02/2004 “Mínima tensión en barras de 6,3 kV” y POE-2ECA-00 Rev. 2 de fecha 26 /09/2006 “Pérdida total de corriente alterna”.

### **B.3. EN RELACIÓN CON LOS REQUISITOS DE VIGILANCIA**

- Que se revisaron los procedimientos de vigilancia que se aplican para verificar la operabilidad de los circuitos de alimentación eléctrica exterior en cumplimiento de los Requisitos de Vigilancia RV 4.8.1.1.1.a y RV 4.8.1.1.1.b de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento.

Que el procedimiento OP1-PV-08.07 Rev: 3 de fecha 14/10/2003 de “Transferencia de suministro de energía en las barras de salvaguardias desde circuito normal a circuito alternativo” de periodicidad cada 18 meses, corresponde a la demostración de la operabilidad de la transferencia tanto en manual como en automático del suministro de energía desde la alimentación normal a la alternativa en las barras de salvaguardia de 6,3 kV, para cumplir con las Exigencias de Vigilancia 4.8.1.1.1.b y 4.8.1.2.1.b de la unidad I (para la unidad II existe un procedimiento simétrico a este).

- Que los representantes de la central manifestaron que todas las comprobaciones requeridas en el OP1-PV-08.07 se realizan en los paneles de sala de control.
- Que se revisaron los protocolos (hojas de resultados) realizados, en fecha 11/10/2006 para la transferencia en barra 1 A 3, y en fecha 19/10/2006 para la transferencia en barra 1 A 4, con resultado de cumplimiento satisfactorio de los criterios de aceptación.
- Que el procedimiento OP1-PV-08.01 Rev. 9 de fecha de aprobación 06/11/2003 de “Alimentación desde la red de transporte exterior del emplazamiento” demuestra que están operables los dos circuitos de alimentación independientes físicamente desde la red de transporte exterior del emplazamiento al sistema de distribución de clase 1E verificando las correctas alineaciones de los interruptores y la disponibilidad de potencia, para cumplir con las Exigencias de Vigilancia 4.8.1.1.1a y 4.8.1.2.1a, de la unidad I para los modos 1,2,3,4,5 y 6 respectivamente (para la unidad II existe un procedimiento simétrico a este).

- Que el alcance del procedimiento mencionado anteriormente OP1-PV-08.01 Rev: 9, comprende la línea de 220 kV y autógrafo hasta interruptores de cabeza de barras de salvaguardia. La periodicidad de este procedimiento de prueba es cada 7 días y aplica a todos los modos de operación de la Planta.
- Que se revisaron las hojas de resultados del OP1-PV-08.01 Rev: 9 para la unidad I de fecha 09/07/2007, con resultado de cumplimiento satisfactorio de los criterios de aceptación.

#### **B.4. EN RELACIÓN CON MANTENIMIENTO Y PRUEBAS**

- Que con anterioridad a la Inspección, la Central había remitido al CSN un documento con el fichero histórico de los Transformadores de Arranque desde el 01/01/2002 hasta la fecha del 22/06/2007.

Que durante la Inspección fueron seleccionados, chequeados, y se solicitó alguna aclaración al respecto, de algunos de los trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo del fichero histórico de los Transformadores de Arranque desde el 01/01/2002 hasta la fecha del 22/06/2007, entre los que cabe destacar, entre otros, los siguientes:

- Transformador Arranque Grupo 1 T1A2: prueba de factor de potencia y medida de corriente de excitación a tensión reducida. trabajo realizado por [REDACTED] Genero el informe: [REDACTED]. Fecha ejecución 07/04/05
- Transformador Arranque Grupo 1 T1A2: prueba de factor de potencia y medida de corriente de excitación a tensión reducida. Se realizan ensayos de: capacidad y tg a bornas y trafo. Corriente de excitación, aislamiento de devanados. [REDACTED] informe: [REDACTED]. Fecha de ejecución 16/10/06.
- Transformador Arranque Grupo 1 T1A2: sustituir chimenea de alivio por válvula de seguridad. Se sustituye chimenea de alivio por válvula de seguridad. Informe: [REDACTED] Fecha de ejecución: 16/10/06
- Equipo Jamsen T1A2. Verificar estanqueidad, calefacción, nivel aceite, armario estanco, contactos principales, reapriete tortillería, limpieza, medir aislamiento. Revisión completa del conmutador. Midiendo el aislamiento y consumo al motor. Se comprobaron las resistencias de caldeo. Se revisaron los contactares, relés de mando y

finales de carrera. Se realizaron pruebas de actuación y prueba bloqueo por sobrintensidad. Revisión del equipo según gama EYG4522 Fecha de ejecución: 17/04/02. Periodicidad 1 recarga.

- Equipo Jamsen T1A2. Verificar estanqueidad, estado calefacción, nivel de aceite y que el armario es estanco. Medir aislamiento y consumo del motor. Equipo en buen estado, pero con varios tornillos y conexiones flojas. Revisión del equipo según gama EYG4521. Limpieza y reapriete de tortillería. Fecha de ejecución 27/05/02

- Que algunos de los trabajos reflejados en el listado de mantenimiento de los Transformadores de Arranque corresponden con la ejecución e implementación de la modificación de diseño de referencia MDE-01831, proyecto ASTA.

Que en el listado histórico de trabajos de mantenimiento preventivo de los Transformadores de Arranque, también se observa que se realizan controles periódicos del estado del aceite aislante de los TAA mediante análisis de gases disueltos y compuestos furánicos, análisis físico-químicos y análisis para la determinación del contenido de azufre corrosivo.

- Que se preguntó por los últimos informes disponibles de resultados de los análisis de gases disueltos y compuestos furánicos de los Transformadores de Arranque. Estos análisis son realizados por un laboratorio exterior y cada uno de los informes incluye un histórico de los resultados de los análisis precedentes.
- Que los representantes de la central manifestaron que los análisis para la determinación del contenido de azufre corrosivo se realizan una vez por ciclo.
- Que los representantes de la central informaron que la revisión general y de los reguladores de tensión (Equipo JAMSEN) se realiza con la gama EYG4522, cada recarga.

#### **B.5. EN RELACIÓN CON INCIDENTES**

- Que se preguntó y analizó el incidente ALI-ISON03/06 ocurrido el 03/05/2006, en la que se produjo la parada del reactor por caída de las barras de control y parada por pérdida de tensión del sistema de control de barras. Y en la que la causa de la actuación, del relé 87-T-CIA2 de protección diferencial de cable, fase T de alimentación de 220 kV al transformador de arranque T1A2, fue un defecto en el conexionado de los secundarios de

los transformadores de intensidad, lado entrada al transformador. Este defecto ocasiono que el relé diferencial no “viera” las intensidades de entrada al transformador de arranque, pero si las de salida del parque de 220 kV, y por ello, de acuerdo al ajuste del relé, se produjo la actuación indebida de la protección cuando en los cables de alimentación al transformador, se alcanzaban sobreintensidades del orden de 5 veces la nominal.

- Que en esas condiciones, al producirse el cortocircuito en las cajas de bornas de la bomba de condensado CDI-PP-02A, se produjo una sobreintensidad instantánea en los cables de alimentación al transformador T1A2, alcanzando el punto de ajuste del relé diferencial de la fase T, ocasionando su actuación. y el disparo del transformador.

Que la Central revisó el histórico de mantenimiento del transformador de arranque T1A2 y cajas de conexiones, y no encontró constancia de que a lo largo de los años de operación de la Planta, se hubiera efectuado actividad alguna que implicara la intervención en las conexiones de los secundarios de estos transformadores de intensidad, deduciendo, por tanto, que la anomalía en el conexionado era un error latente desde la época del montaje y pruebas iniciales.

- Que los relés de protección diferencial 87/C1A2, son tres relés diferenciales, uno por fase, que vigilan los defectos del cable de 220kV de alimentación al transformador auxiliar T1A2. Dado que el transformador tiene una alimentación desde el anillo de 220 kV, se puede alimentar desde los lados distintos del anillo, por lo que tiene unos transformadores de intensidad en ambos lados del anillo.
- Que el relé HU-1 de  suma las intensidades que entran al cable por el anillo y la intensidad que sale del cable y, por tanto, alimenta al transformador. El resultado de esa suma energiza las bobinas de operación O/HRV y O/DV. Las bobinas de retención R1, R2 y R3 hacen que el relé no tenga disparos intempestivos ante una intensidad elevada fuera de la zona de protección del relé a consecuencia de errores en los transformadores de intensidad. Las tomas del relé permiten ajustar la sensibilidad del relé. El relé estaba ajustado a la toma mínima de 2,9 amperios.

- Que el relé actúa a un intensidad mínima del 30% de la toma, que, en este caso, es de 0,87A. Dado que la relación de transformación de los transformadores de intensidad es de 1000/5A, corresponde con un intensidad primaria de  $1000/5 \times 0.87 = 174$  A.
- Que por otra parte, la intensidad a plena carga de los transformadores de arranque, teniendo en cuenta que su potencia nominal es de 48000kVA de se 120,5 A que corresponde a una intensidad secundaria de 0,6 A que es menor que 0,87A.
- Que esto explica que, aunque lo relés no recibiesen la intensidad de salida del cable, la suma de los intensidades de entrada al mismo no eran suficiente para vencer a los bobinas de retención y hacer actuar el relé. A consecuencia de unos puentes que faltaban, el neutro del relé no estaba conectado con los transformadores de intensidad en el lado transformador, por lo que el relé no “veía” estas intensidades. Como consecuencia de la falta eléctrica exterior, la intensidad, subió por encima de los 174 A, lo que ocasiono la actuación del relé.

Que las acciones tomadas por la Planta consistieron en:

- Por la pérdida del transformador T1A2 declararon inoperable esta fuente de suministro eléctrico exterior, aplicando la CLO 3.8.1.1, declarándose operable a las 18.06 tras ponerse de nuevo en tensión el transformador.
- Se revisaron de todos los relés de protección eléctrica de la bomba CD1-PP-02A, encontrándose en correcto estado, y no siendo preciso realizar ningún ajuste.
- Se revisaron y probaron los conductores de alimentación al motor de la bomba CD1-PP-02A y a su interruptor, así como el estado de las conexiones de las otras dos bombas de condensado.
- Se sustituyó el motor de esta bomba por otro de repuesto, realizándose las pruebas oportunas antes de su puesta en servicio
- Se reparó la bomba de la turbobomba A de agua de alimentación, y se efectuaron las pruebas necesarias previas a la puesta en servicio de la misma.
- Se efectuó un análisis de los cálculos y ajustes de los relés de protección diferencial de cable de alimentación de 220 kV a los transformadores de arranque, comprobando que se corresponden con los datos de diseño.

- Se efectuó la revisión del relé 87-T-C1A2, de las conexiones de las señales de intensidad de la protección diferencial de cable de las tres fases, medidas de intensidades, etc. y detectaron un defecto en el cableado de las señales de intensidad, consistente en la ausencia de dos puentes eléctricos en la caja final de bornas del transformador T1A2, entre las bornas A-77/A-79 y A-79/A-SL.

- Se realizó la comprobación de que en los otros transformadores de arranque, que las conexiones equivalentes eran correctas.

- Elaboraron una guía de intervención para la colocación de los puentes, y se llevaron cabo su instalación, sin contratiempos, el día 24 de noviembre de 2006.

Que para evitar que se vuelvan a repetir este tipo de incidentes, la Inspección indicó que se debía elaborar un programa de pruebas y mantenimiento de estos componentes para que su control y comprobación sea periódica. Que la Central estuvo de acuerdo con este planteamiento, e indicó que en estos momentos se está en proceso de ver que protecciones corresponde a Red Eléctrica de España y cuales a CNA, con el fin de lograr una adecuada coordinación entre ambas, en lo relativo a comprobación y pruebas.

- Que a preguntas de la Inspección, los representantes de la Central manifestaron que con posterioridad al suceso ALI-ISON03/06 de fecha 03/05/2006, no se había producido ningún suceso similar y que tras el suceso indicado se había comprobado, en los otros transformadores de arranque, que las conexiones equivalentes eran correctas.
- Que en relación al Suceso ALI-ISON03/06 se comprobó la realización de las acciones correctivas a fin de evitar la repetición de un incidente de este tipo, se llevaron a cabo las acciones siguientes:
  - Se analizó un cambio en la lógica de disparo automático de las bombas de agua de condensado, para garantizar que siempre dispararán por actuación de la protección de mínima tensión y evitar que se pueda perder totalmente el caudal de agua de condensado y la presión de aspiración en las turbobombas de agua de alimentación.
  - Se revisaron las instrucciones de operación aplicables para incorporar la recomendación de que en los arranques, cuando la alimentación a las barras de 6,3

kV se efectúa desde los transformadores de arranque y está en servicio una única bomba de condensado, ésta sea la CD-PP-02J3 o la CD-PP-02C.

- Se generó una actividad programada para que, con una cierta periodicidad, se realice la inspección de las cajas de bornas, y reapriete, de los motores de 6,3 kV que funcionan en continuo
- Que en el mes de noviembre de 2006 en la parada para recarga de la unidad I se reviso el relé de protección diferencial de cable S7-T-C 1A2 para verificar el correcto estado de sus componentes y conexiones.

- Que se facilitó a la Inspección una copia del informe que la planta realizó al respecto, identificado como [REDACTED] Rev: 0 de fecha de aprobación 15-06-2006, y titulado "Informe de la parada del reactor de la unidad I el día 3 de Mayo de 2006".

Que también se chequearon, entre otros, los Informes de Suceso Notificable (ISN) siguientes:

- AL2-ISN-08/03 REV1 (24/12/03) ALMARAZ 2 - Actuación automática del secuenciador de mínima tensión en barra 2A4 de 6,3 kV.
- AL1-ISN-02/05 (23/04/05) ALMARAZ 1 - Disparo de reactor por disparo de turbina más P-7, por actuación indebida de la señal de protección de imagen térmica del trafo principal, fase T.

## **B.6. EN RELACIÓN CON LAS MODIFICACIONES DE DISEÑO**

- Que en relación con este apartado de Modificaciones de Diseño, se revisó y chequeó, con un gran detalle, la MDP-01831 relativa al denominado proyecto ASTA ("Ampliación del Sistema de Trafos de Arranque").
- Que esta modificación de diseño forma parte del proyecto ASTA ("Ampliación del Sistema de Trafos de Arranque"). Esta MDE tiene su origen en la SMD-296 y consiste en:
  - Instalar un nuevo Transformador de Arranque para unidad II, pasando el que anteriormente era el común TI2A, a la unidad I. Alimentar el nuevo transformador y el antes común desde el parque de 220 kV con líneas enterradas que rodeen al parque de 400 kV por lados diferentes.

.- Instalación de una nueva barra de arranque de 6.3 kV para la unidad II, pasando la que anteriormente era la común, T12A, a la unidad I.

.- Conexión de un nuevo transformador de arranque con la nueva barra, respetando la separación, respecto a la otra barra, indicada en el Criterio General de Diseño 17, Realización de la conexión de la nueva barra de arranque con las barras de seguridad de la unidad II, 2A3 y 2A4, cumpliendo con el Criterio General de Diseño 17.

.- Análisis y modificación de los recorridos eléctricos de unidad I que unen las barras de arranque, T1A2 y T12A, con las de seguridad, 1A3 y 1A4, con el fin de aumentar la separación de los recorridos actuales,

Que la interconexión del nuevo transformador se realizó de la forma siguiente:

.- El primario del transformador (220kV) se alimenta ahora mediante un cable de aislamiento seco que discurre por una zanja a lo largo de la subestación desde el anillo de 220 kV. El tramo final de conexión al transformador se realizó mediante una línea aérea.

.- El secundario del transformador (6,3kV) se conectó mediante barras de fase agrupada a unas nuevas barras de arranque (T2A3) y, a través de una derivación de las barras de fases agrupadas, a las barras 2 A2.

.- El terciario del transformador (21kV) queda sin conectar.

.- El neutro del secundario del transformador se conectó a tierra a través de una resistencia mediante conducto de barras, el del primario se conectó rígidamente a tierra.

- Que asimismo, a con el fin de evitar que un incendio en la galería de cables de 220 kV inutilizase la capacidad de alimentación a barras de unidad I desde la red exterior, se modificó la alimentación del transformador T12A, pasando a realizarse por medio de cable aislado a través de un canalización totalmente independiente de la galería de cables, de forma análoga a como se ha señalado para el nuevo transformador de arranque.
- Que el nuevo transformador de arranque instalado en la Central, tiene unas características de potencia, tensión y funcionamiento idénticas a los que ya existentes.
- Que la causa de esta Modificación de Diseño fue el requisitos del CSN establecidos en carta CNALM/ALO/SGRAL/01 /21 (CSN-ATA- 171) de 18 de septiembre de 2001, en

relación con la Instrucción Técnica Complementaria nº 21 comunicada con carta CNALM/ALO/SCGRAL/00/37 (CSN-ATA-064) de 13 de junio de 2000.

- Que esta Modificación de Diseño del proyecto ASTA MDP-01831, para su análisis e implementación, se dividió en varios apartados, que son los siguientes:
  - Proyecto ASTA. Cables 220 kV Trafo T12A.
  - Proyecto ASTA. Emplazamiento 4º Trafo de Arranque.
  - Proyecto ASTA. Equipamiento salida para 4º Trafo en parque 220 kV.
  - Proyecto ASTA. Implantación nuevas barras 6.3 kV.
  - Proyecto ASTA. Control 6.3 kV.
  - Proyecto ASTA. Control 220 kV.
  - Proyecto ASTA. Ampliación Sistema Trafos de Arranque.
  - Proyecto ASTA. Redenominación Trafo/Barras T12A.
  - Proyecto ASTA. Separación física alimentación barras 1A3/4.
  - Proyecto ASTA. Corte de barra T12A.
- Que se chequearon con detalle los procedimientos asociados a la Modificación de Diseño MDE 0183, mostrando especial interés en los siguientes:
  - .- 01-2-AKF-E-00004 Edición 1 de fecha 19-06-03 titulado: "Procedimiento de pruebas funcionales del acoplamiento del transformador T2A3 a barras 2A2 y alimentación de barras 2A3 y T2B6B desde barras T2A3".
  - .- 01-2-AKF-E-00003 Edición 1 de fecha 19-06-03 titulado: "Procedimiento de pruebas funcionales del transformador T2A3"
- Que también se preguntó y chequeó la Modificación de Diseño MDE 01733, consistente en la instalación en los Transformadores de Arranque y auxiliares de automatismos para la actuación del cambiador de tomas de carga.
- Que con esta Modificación de Diseño MDE 01733 se automatizó el funcionamiento de los cambiadores de tomas en carga de los transformadores auxiliares y transformadores de

arranque, de manera que mantengan permanentemente una tensión adecuada en los secundarios de dichos transformadores. Para ello se instalaron relés en el panel de protecciones de grupo que ordena automáticamente los cambios de toma precisos para mantener la tensión en su respectiva barra dentro de sus márgenes de diseño. Y para evitar un hipotético fallo de los nuevos relés, se instaló junto a cada uno de ellos un selector de tres posiciones que permite mantener la capacidad de control manual sobre los cambiadores de tomas.

- Que respecto de la modificación anterior MDE 01733, hay que indicar que en el caso del transformador de arranque, el relé utilizado selecciona, mediante una orden externa, entre dos tablas que contienen valores diferentes para los diversos parámetros de ajuste. Ante una situación de transferencia con LOCA, el ajuste pasa a realizarse con la tabla que permite la recuperación más rápida de la tensión en la barra de arranque. Esta tabla de ajuste se utiliza hasta que transcurren 15 segundos desde la finalización de la secuencia de conexión de cargas, en que vuelven a utilizarse la tabla de ajuste de las transferencias sin LOCA.

#### **B.7. EN RELACIÓN CON LA GENERIC LETTER GL-2006-02 “FIABILIDAD DE LA RED Y OPERABILIDAD DE LAS CENTRALES NUCLEARES”**

- Que se trataron aspectos de carácter general de la referida GENERIC LETTER, GL-2006-02.
- Que en relación al alcance y plazos de las acciones enunciadas en la carta que CNA remitió al C.S.N. de referencia [REDACTED] de 15 de Diciembre de 2006 “C.N. Almaraz. Análisis de la GL-2006-02”, los representantes de la central manifestaron que por el momento no podían precisar el alcance ni los plazos pues el grupo de trabajo, con representación de todas las centrales españolas, estaba tratando estos temas.
- Que los representantes de la central manifestaron que, en principio, los estados de red enumerados en acciones enunciadas en la carta [REDACTED] (normal, alerta, emergencia y reposición) se corresponde con los definidos en el procedimiento de REE, P.O.-1.1 “Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico” y desarrollados en el procedimiento de REE, P.O.-8.2 “Operación de la red”.

- Que los representantes de la central manifestaron que las condiciones de tensión y frecuencia en la red corresponden a lo establecido en el procedimiento de REE P.O.-1.4 "Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema".
- Que el procedimiento P.O.-1.4 aplica a los niveles de 400 y 220 kV que constituye la alimentación exterior de CNA.

Que en relación con la actualización/reevaluación del proyecto [REDACTED] los representantes de la central manifestaron que teniendo en cuenta los cambios habidos en la red parecía necesaria su revisión y que, [REDACTED] era la organización que tendría que realizarla dado que es la que dispone de las herramientas de análisis y de los datos necesarios.

Que por parte de la Inspección se manifestó que algunos aspectos de la GL-2006-02 pueden no estar considerados o completamente cubiertos en el actual proyecto [REDACTED] y que en su actualización/reevaluación o revisión habrán de considerarse en detalle las cuestiones planteadas por la referida GL-2006-02.

#### **B.8. EN RELACIÓN CON LAS PRUEBAS PRESENCIADAS EN PLANTA.**

- Que el día 10 de Junio la Inspección presenció en la Sala de Control el procedimiento denominado OP2-IA-14 revisión 11 de fecha de aprobación 10/02/2006 y titulado "Suministro eléctrico sistema 6,3kV", que no es un procedimiento de Especificaciones Técnicas, y tiene por objeto el de desarrollar las distintas operaciones que pueden realizarse entre los distintos componentes, barras de 6,3 kV, transformadores auxiliar y transformadores de arranque del sistema de 6,3 kV.
- Que el procedimiento anterior denominado OP2-IA-14 se debe de realizar para poder ejecutar el procedimiento de Exigencia de Vigilancia OP2-PV-08.02.1 Revisión 12 de fecha de aprobación 13-02-2007 y titulado "Operabilidad del generador Diesel 2DG", que correspondía realizar en el generador Diesel.
- Que el procedimiento OP2-PV-08.02, también fue presenciado por la Inspección, y se utiliza para demostrar que el generador diesel GD2-2DG es operable para cumplir la Exigencia de Vigilancia 4.8.1.1.2a, 4.8.1.1.2 a 4, 4.8.1.1.2 b 2 a, 4.8.1.1.2e, para los

modos 1, 2, 3 y 4 y 4.8.1.2.2a, 4.8.1.2.2 a 4, 4.8.1.2.2b2a, 4.8.1.2.2e, para los modos 5 y 6 de la Especificaciones Técnicas de Funcionamiento de unidad II.

### **B.9. EN RELACIÓN CON LA RONDA POR PLANTA**

- Que en lo referente al sistema eléctrico exterior se realizó una ronda que incluyó las siguientes instalaciones y zonas: parque 220 kV, líneas de alimentación a transformadores de arranque, alimentación desde transformadores de arranque a barras de salvaguardia y sala de control.
- Que se prestó especial interés, en esta visita, a los cambios que en el parque de 220 kV ha supuesto la modificación de diseño de referencia MDE-01831.

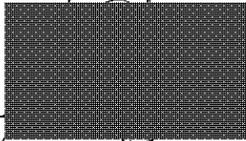
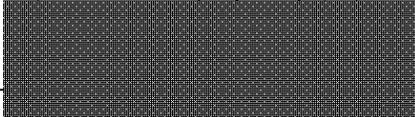
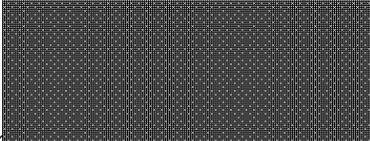
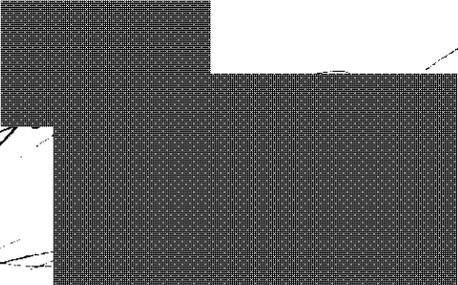
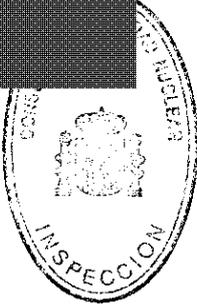
Que se visitó la acometida subterránea de alimentación a los transformadores de arranque T1A2 y T2A2 que discurre a través del túnel de acceso al parque de Alta tensión desde el parque de transformadores, así como para los transformadores T1A3 y T2A3, la acometida subterránea bajo canaleta, hasta los límites del parque, y posteriormente línea aérea hasta el transformador.

Que se visitó la sala de baterías clase 1E, de la unidad I, Tren B situadas en el cubículo EC-45, formadas por 60 celdas del modelo de  (2360Ah en 10 horas. Vfin. 1,75), y que en el momento de la Inspección el termómetro situado en la sala marcaba un valor de 34°C.

- Que se visitó en planta una válvula del sistema de agua de alimentación, que es muy similar a las PORV, con el fin de ver insitu, la mecánica, diseño, y funcionamiento de este tipo de válvulas.

Que por parte de los representantes de C. N. Almaraz se dieron las facilidades necesarias para la actuación de la Inspección.

Que con el fin de que quede constancia de cuanto antecede, y a los efectos que señalan la Ley 15/1980 de creación del Consejo de Seguridad Nuclear, la Ley 25/1964 sobre Energía Nuclear, el Reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiactivas y la Autorización referida, se levanta y suscribe el presente Acta, por triplicado, en Madrid y en la Sede del Consejo de Seguridad Nuclear, a diez de septiembre de dos mil siete.

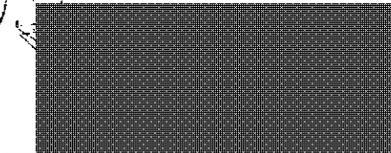
  
  
  
  


---

**TRAMITE:** En cumplimiento con lo dispuesto en el Artículo 45 del reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiactivas antes citado, se invita a un representante autorizado de la C. N. Almaraz para que con su firma, lugar y fecha, manifieste su conformidad o reparos al contenido del Acta.

---

CONFORME, con los comentarios que se adjuntan.  
Madrid, 27 de septiembre de 2007

P.O.   
  
Director General



**COMENTARIOS AL ACTA DE INSPECCION**

**DEL CONSEJO DE SEGURIDAD NUCLEAR**

**Ref.- CSN/AIN/ALO/07/783**



**ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/ALO/07/783**  
*Comentarios*

**Comentario general:**

1. Respecto de las advertencias que contiene en su carta de transmisión, sobre la posible publicación del acta o partes de ella, se desea hacer constar:

Que teniendo en cuenta el acuerdo 4 del Pleno del CSN de 18 de julio de 2006 que ha sido divulgado recientemente en Internet, dicho CSN deberá, previamente a la posible publicación del acta eliminar la información que por su carácter personal o confidencial no es publicable.

En este sentido hemos de 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.

Tampoco habrán de ser publicados los datos personales de ninguno de los representantes de la instalación que intervinieron en la inspección.

Todo lo anterior deriva de las limitaciones impuestas por la Ley 30/1992 LRJPAC (art. 37.4), la Ley 15/1999 de Protección de Datos de Carácter Personal (art. 3.a) y la reciente Ley 27/2006 de 18 de julio sobre acceso a la información en materia de medio ambiente (Art. 13.1 d) y e)), en relación con diversos preceptos constitucionales.

2. Que así mismo conforme al acuerdo nº 4 del pleno del CSN citado, hemos de recordar que sin perjuicio de los requerimientos expuestos en el punto anterior, la hipotética publicación, en caso de ser procedente en los puntos concretos en que fuese aplicable no podría realizarse hasta tanto la investigación estuviera plenamente concluida, habiéndose finalizado las fases de trámite y diligencia.

También deberá observarse por dicho CSN la experiencia piloto por parte de la OFIN a la que se refiere el punto 5 del acuerdo 4 indicado.

3. Tratándose, como el propio CSN reconoce, de una iniciativa novedosa, la central solicita ser informada previamente antes de la publicación si ésta se llevase a cabo, a fin de poder participar en la misma, manifestando las observaciones que estime convenientes al efecto.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/ALO/07/783  
*Comentarios*

**Página 1 de 63, cuarto párrafo**

Dice el Acta:

*“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”.*

Comentario:

Los representantes de la central manifestaron que, en principio, toda la información o documentación que se aporte durante la inspección tiene carácter confidencial o restringido, y sólo podrá ser utilizada a los efectos de esta inspección, a menos que expresamente se indique lo contrario.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/ALO/07/783  
*Comentarios*

**Hoja 3 de 63, quinto párrafo**

Dice el Acta:

*“Que durante la inspección quedó pendiente por parte de la central que confirmase el factor de válvula utilizado en los cálculos de estos valores de esfuerzo, por lo que el titular acordó remitir dicha información al CSN”.*

Comentario:

El factor de válvula empleado en el cálculo de las válvulas 8000 A y B es de 0,45.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/ALO/07/783  
*Comentarios*

**Hoja 10 de 63, tercer párrafo**

Dice el Acta:

*“Que los controladores del SCDR tienen como sistema operativo, el sistema Windows XP, sobre el que corre el software de las aplicaciones informáticas desarrolladas para el sistema SCDR de CNA”.*

Comentario:

Los controladores tienen sistema operativo Vxworks, que es un sistema operativo en tiempo real, diferente al Windows XP.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/ALO/07/783  
*Comentarios*

**Hoja 10 de 63, cuarto párrafo**

Dice el Acta:

*“Que la Inspección preguntó sobre las actividades de Verificación y Validación realizadas por la central durante el proceso de desarrollo del sistema digital. Los representantes de la central exponen que el alcance de dichas actividades se ha limitado a la revisión de los procedimientos de prueba emitidos por Westinghouse”.*

Comentario:

Las actividades de verificación y validación se han recogido en el documento IP-07/006 enviado al CSN. Este documento se ha elaborado con posterioridad a la inspección ya que durante la misma se indicó que no había un documento único que recogiera todas estas actividades, aunque posiblemente no se transmitió adecuadamente, pudiendo dar lugar a confusión.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/ALO/07/783  
*Comentarios*

**Hoja 10 de 63, quinto párrafo**

Dice el Acta:

*“Que se ha creado el procedimiento DAL-61/U-1, Rev. 0, “Configuración Sistema SCR-OVATION Unidad I”, aprobado con fecha 29 de junio de 2007, con el objetivo de establecer el adecuado control de la configuración del hardware y software del nuevo sistema SCDR, así como de fijar la distribución de hardware y software del nuevo sistema SCDR, así como de fijar la distribución de responsabilidades derivadas de dicho sistema”.*

Comentario:

Tal como se recoge en el documento IP-07/006, el proceso de información de averías/malfunciones se realiza mediante “Technical bulletins” (conforme a 10CFR21).



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/ALO/07/783  
Comentarios

**Hoja 11 de 63, último párrafo. Hoja 12 párrafos primero, segundo, tercero y cuarto**

Dice el Acta:

- *Que además en el documento NUREG-800, "Standard Review Plant for the Review of Safety Analysis Report for Nuclear Power Plants", también se incluye el citado sistema de protección contra sobrepresiones en frío en el capítulo 7, sección 6 "Interlock Systems Important to Safety". Entre los criterios de aceptación establecidos para este tipo ..."*  
*"... de enclavamientos se establece que se deben diseñar utilizando como guía los requisitos de las normas IEEE Std 603-1991 o la IEEE Std-279-1971 (dependiendo de la fecha del permiso de construcción de cada central). Además se establece que si los sistemas incluidos en esta sección incluyen componentes basados en ordenadores se deben utilizar la guía reguladora 1.152 "Criteria for Digital Computers in Safety Systems of Nuclear Power Plants", que endosa la IEEE-7-4.3.2-2003".*
- *"Que además, la Branch Technical Position RSB 5-2, "Overpressurization Protection of Pressurized-water Reactors While Operating at Low Temperatures", cuya primera revisión es del año 1988, y cuya revisión 3, es de marzo de 2007, se establecen los criterios de aceptación del citado sistema".*
- *"Que en la BTP, se establece que el sistema ha de ser capaz de realizar su función asumiendo cualquier fallo simple de cualquier componente activo. Además, se establece que el diseño del sistema debería usar la IEEE Std 603-1991 como guía (en las revisiones anteriores, se establece la IEEE Std 279-1971 como guía)".*
- *"Que la inspección mencionó que el sistema SCDR implantado es un sistema de no seguridad, y como tal no ha seguido normas aplicables a sistemas de seguridad basados en tecnología digital, por tanto no es descartable la posibilidad de un modo de fallo en modo común debido al software del sistema que inhabilitaría los dos canales que procesan las órdenes de apertura y cierre a las citadas válvula de alivio".*

Comentario:

C.N. Almaraz considera que el COMS realiza una función de seguridad de mitigación de sobrepresiones en frío, como apoyo a los procedimientos administrativos existentes encaminados a evitar la aparición de dichas sobrepresiones, pero no es un sistema relacionado con la seguridad. Sus requisitos, antes y después de la modificación de diseño en cuestión, no han variado; entendiéndose C.N. Almaraz que se siguen cumpliendo tras su implantación.

Tanto en la tabla 7.1 como en el apartado de criterios de aceptación del punto 7.6 de NUREG 800 se indica explícitamente que este tipo de sistemas únicamente deben cumplir con el punto 4.7.2 (dispositivos de aislamiento) de la norma IEEE 279, punto que sí que cumple el sistema SCDR.



**ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/ALO/07/783**  
*Comentarios*

Según el NUREG 800, las RG's se usan como base para la evaluación de la conformidad con los requisitos establecidos en los criterios de aceptación. Para los sistemas digitales relacionados con la seguridad, incluye la R.G. 1.152, dentro del apartado de guía suplementaria. En el correspondiente a los sistemas importantes para la seguridad no se recoge explícitamente y se indica que estos sistemas deben diseñarse de acuerdo a normas de calidad "commensurate with the importance of the safety function to be performed"

El requisito de tener que considerar fallos en modo común del software no es un criterio de aceptación recogido en NUREG 800 para este tipo de sistemas.

Se ha solicitado no obstante a Westinghouse un análisis más detallado del cumplimiento con los requisitos aplicables, incluida la parte digital; y cómo ha cumplido con las consideraciones del SRP para este sistema, clarificando los análisis y controles realizados para estar seguros de que la modificación no empeora la situación actual, sino, en todo caso, la mejora. Este análisis, que confirma lo anteriormente comentado, se transmitió al CSN por correo electrónico.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/ALO/07/783  
*Comentarios*

**Hoja 14 de 63, segundo párrafo**

Dice el Acta:

*“Que la inspección requirió al titular que verifique que el tiempo de respuesta de los canales de instrumentación del COMS, tras la implantación del SCDR, está dentro de lo considerado en el punto 11 “Time Response”, del apartado relativo a “System Functional Requirements” del [REDACTED]*

Comentario:

Con el tiempo de cálculo de 200ms se cumplen los requisitos de cálculo especificados.



ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/ALO/07/783  
Comentarios

Hoja 20 de 63, primer párrafo. Hoja 22 de 63, tercer párrafo. Hoja 23 de 63 tercer párrafo. Hoja 23 de 63 último párrafo. Hoja 24 de 63 párrafos segundo, tercero y cuarto

Dice el Acta:

*"Que la Inspección indicó que los rangos que se consideran aceptables no dan cumplimiento a las limitaciones de tiempo que se fijan en los análisis del sistema COMS, contenidos en los documentos [REDACTED] 2 "Almaraz 1: Setpoint analysis for the Cold Overpressure Mitigating System (COMS)", y [REDACTED] Rev. 0, "Almaraz 2: Setpoint analysis for the Overpressure Mitigating System (COMS)". Que a este respecto, los citados análisis establecen requisitos en cuanto a los tiempos de apertura y cierre de las válvulas de alivio, de forma que éstos se limitan a 0,5 segundos en la apertura y 0,2 segundos en el cierre, para ambas válvulas en ambas unidades. Que dichos límites se incrementan con 0,5 segundos para contemplar el retraso introducido desde que se generaba la orden de apertura/cierre, hasta que el vástago de la válvula comenzaba el desplazamiento. Que los representantes de CNA manifestaron que el tiempo medido en las pruebas de accionamiento se correspondía con el tiempo empleado para el movimiento de la válvula, sin incluir el retraso de la señal. Que a la vista de los intervalos considerados como aceptables en el procedimiento IRX-ES-38, los límites requeridos por los análisis del sistema COMS no están siendo considerados en el desarrollo de las pruebas de accionamiento. Que puesto que la medida de tiempos no incluía el retraso de la señal, los límites que deberían figurar en el procedimiento IRX-ES-38 de acuerdo con los análisis del sistema COMS, deberían ser de 0,5 segundos a la apertura y 0,2 segundos al cierre, para ambas válvulas, en ambas unidades".*

*"Que la Inspección indicó que los tiempos de apertura y cierre que se están registrando en ambas válvulas no dan cumplimiento a los límites de tiempo recogidos en los análisis del sistema COMS, por lo que la operabilidad debería cuestionarse cuando se han empleado como parte de dicho sistema".*

*"Que el titular se comprometió a llevar a cabo este análisis y en función de los resultados del mismo declarar la operabilidad o no del sistema COMS en los modos en que aplique".*

*"Que en el caso de que el resultado de los análisis implique que los tiempos de apertura y cierre de las PORV permiten mantener la presión del RCS por debajo de los ..."*

*"límites de una curva de fragilidad de la vasija, se declarará una condición de no conformidad y se procederá a ajustar los tiempos en parada fría en función de los nuevos análisis".*

*"Que en el caso de que el resultado de los análisis implique que el sistema no garantiza su función se declarará la inoperabilidad del sistema y se aplicará la acción correspondiente, que requiere despresurizar y ventear el sistema refrigerante del reactor a través de un área mínima de 19,68 cm<sup>2</sup> en el plazo de 8 horas desde la entrada en la C.L.O. 3.4.9.3".*



**ACTA DE INSPECCION CSN/AIN/ALO/07/783**  
**Comentarios**

*“Que puesto que dicha acción aplica en modo 4 con el RCS sólido o cuando la temperatura en ramas frías sea igual o menor de 93°C, así como, en modo 5 y en modo 6, el titular indicó que estudiará la posibilidad de llevar a cabo una modificación temporal en el procedimiento IOP-IG-06 “De disponible caliente a parada fría” que le permita retrasar su entrada en la C.L.O. 3.4.9.3 por temperatura, con el objeto de que la despresurización de RCS requerida por la acción sea más lenta”.*

*“Que el titular se comprometió a enviar al CSN los resultados del nuevo análisis así como el plan de acción planteado para la parada de ambas unidades”.*

Comentario:

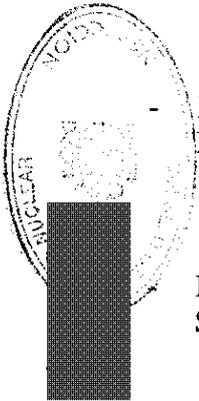
Los análisis y acciones previstas se adelantaron, con carácter preliminar, al CSN mediante correo electrónico. El análisis definitivo se enviará dentro del mes de septiembre. Se ha abierto la condición anómala CA-AL1-07/003.



## DILIGENCIA

En relación con el acta de inspección de referencia CSN/AIN/ALO/07/783, de fecha 10 de septiembre de 2007, los Inspectores que la suscriben declaran con relación a los comentarios y alegaciones contenidos en el Trámite de la misma, lo siguiente:

- **Página 3 de 63 – Párrafo 5º:**  
Se acepta el comentario.
  
- **Página 10 de 63 – Párrafo 3º:**  
Se acepta la corrección, si bien no se corresponde con lo manifestado durante la visita de inspección.



- **Página 10 de 63, párrafo 4º:**  
El comentario no modifica el contenido del acta.

**Página 10 de 63, párrafo 5º:**  
Se acepta el comentario como información complementaria aclaratoria.

- **Página 11 de 63, último párrafo. Página 12 párrafos primero, segundo tercero y cuarto:**

En relación a la consideración por parte de C.N. Almaraz del COMS como sistema no relacionado con la seguridad: no se acepta el comentario. No obstante, el tema está siendo objeto de análisis posterior a la inspección.

No se acepta ninguno de los comentarios relativos a la interpretación del NUREG 800.

En relación al comentario referido al análisis detallado solicitado a Westinghouse sobre el cumplimiento con los requisitos aplicables, incluida la parte digital: el comentario no modifica el contenido del acta.



CONSEJO DE  
SEGURIDAD NUCLEAR

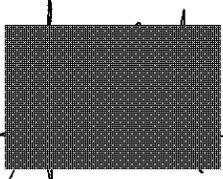
- **Página 14 de 63, párrafo 2º:**

No se considera que el comentario dé respuesta a lo requerido al titular en el párrafo del acta.

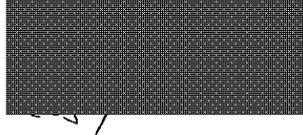
- **Hoja 20 de 63, primer párrafo. Hoja 22 de 63, tercer párrafo. Hoja 23 de 63 tercer párrafo. Hoja 23 de 63 último párrafo. Hoja 24 de 63 párrafos segundo tercero y cuarto**

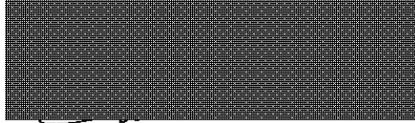
Se acepta el comentario, aunque no modifica el contenido del acta.

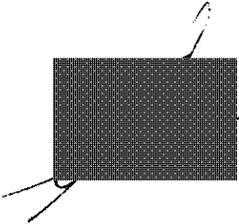
En Madrid, a 30 de octubre de 2007

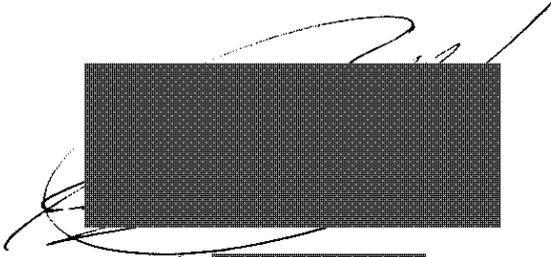
  
Fdo:   
Inspectora del CSN



  
Fdo:   
Inspector del CSN

  
Fdo:   
Inspector del CSN

  
Fdo:   
Inspector del CSN

  
Fdo:   
Inspector del CSN