

ACTA DE INSPECCION

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

CERTIFICAN: Que se han personado los días diecinueve a veintiuno de noviembre de dos mil ocho, en la **Central Nuclear STA. M^a de GAROÑA** (en adelante CNSMG), propiedad de **NUCLENOR, S.A.** (en adelante NN), la cual se encuentra en la provincia de Burgos, y dispone de Permiso de Explotación prorrogado por Orden del Ministerio de Industria y Energía con fecha cinco de julio de mil novecientos noventa y nueve.

Que en la visita de inspección estuvieron acompañados por D. [REDACTED] (de la empresa de ingeniería SENER, S.A.), en calidad de asesor técnico de la Inspección.

Que la Inspección tenía por objeto comprobar aspectos relacionados con la documentación del **Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento** de CNSMG (en adelante PIEGE), en su revisión 2 de 2008, y de otros documentos relacionados con el mismo, según la agenda enviada con anterioridad a NN y posteriormente ampliada durante la visita de inspección, la cual se adjunta como Anexo I al acta.

Que la Inspección fue recibida por los Sres. D. [REDACTED] D. [REDACTED] D. [REDACTED] D. [REDACTED] D. [REDACTED] D. [REDACTED] y D. [REDACTED] todos ellos de NN, por D. [REDACTED] de la empresa de ingeniería NIP, S.A., por D. [REDACTED] de la empresa de ingeniería IDOM, S.A., por D. [REDACTED] de la empresa de ingeniería EE.AA., y por D. [REDACTED] de la empresa CTC del Sodercan, así como por otro personal de NN y de dichas empresas, quienes manifestaron conocer y aceptar la finalidad de la Inspección.

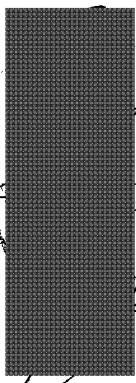
DK-145729

DK.145106

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 documentos recogidos en la tramitación de la misma, tendrían 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 de la información suministrada por el personal técnico de las citadas empresas, a requerimiento de la Inspección, y siguiendo el índice de cuestiones de la agenda antes citada, así como de las comprobaciones documentales realizadas, resulta lo siguiente:

1.- Acta reunión 1.- Metodología general; Alcance y selección de sistemas eléctricos y de I&C y del sistema HSC.

- 
- Que en relación con el punto 1.1 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, apdo. 3.7, págs. 3.1253/1254, se corregirá la referencia 3.3 del documento NEI. Que la referencia 3.21 referente al informe GALL es correcta.
 - Que en relación con el punto 1.2.a del acta de reunión, referente al Procedimiento **LP-2-01** (Alcance), rev. 4, los representantes de NN manifestaron que en la página 5 se había eliminado el texto que existía en la revisión 3, referente a sistemas eléctricos, por haber ubicado el texto en otro documento; que en las páginas 9, 12 y 14 se trataba de erratas y mejoras tipográficas; y que las válvulas de aislamiento de contención se habían transferido mediante la función CP-001.
 - Que en relación con el punto 1.2.b del acta de reunión, referente al Procedimiento **LP-2-02** (Selección), rev. 5, los representantes de NN manifestaron que en las páginas 9, 12 y 14 se trataba simplemente de erratas y mejoras tipográficas.
 - Que en relación con el punto 1.2.c del acta de reunión, referente al Procedimiento **LP-2-03** (PGE), rev. 4, los representantes de NN manifestaron que tanto en las páginas 13, 18 y 19 como en el Anexo D, página 4, se habían corregido erratas y se había mejorado el texto, pero

que no obstante había que modificar otra vez el texto, en la página 13 (Paso 5) sustituyendo, en la línea 2, "...según el Paso 4. La..." por "... según pasos anteriores. La...", para clarificarlo.

- Que en relación con el punto 1.2.d del acta de reunión, referente al Procedimiento **LP-2-04** (Experiencia Operativa), rev. 2, los representantes de NN manifestaron que en las páginas 12 y 13 se trataba simplemente de erratas y mejoras tipográficas.
- Que en relación con el punto 1.2.e del acta de reunión, referente al Procedimiento **LP-2-06** (RGE), rev. 2, los representantes de NN manifestaron que en la página 5 se había corregido la errata de la revisión y en la página 20 se había mejorado el texto en el Paso 6.b. Que en la página 20, Paso 6.a, se tenía que corregir el texto, y que en la página 23 se eliminaría la reiteración de texto existente.
- Que en relación con el punto 1.3 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, apdo. B.1.4.3, págs. B-10/16 y el informe **LP-00-043**, rev. 3, apdo. 7 y anexos 1 a 3, los representantes de NN manifestaron que la selección de sucesos expresada en el PIEGE es suficientemente representativa, aunque se podría ampliar a otros sucesos que han ocurrido en la central o en otras centrales nacionales y extranjeras, siempre que se indiquen claramente los criterios de selección de sucesos a incorporar.
- Que, a solicitud de la Inspección, los representantes de NN confirmaron que el mecanismo de degradación "erosión/corrosión" de los sucesos identificados para el sistema SW en el informe de experiencia operativa de ref. LP-00-043, rev. 3, eran erróneos, en base a las condiciones de operación del citado sistema. Que los representantes de NN asumieron el compromiso de revisar el documento ref. LP-00-043 para asegurar la corrección de errores tanto en el SW como en otros sistemas que pudieran estar afectados.
- Que en relación con el punto B.5 del acta de reunión, referente a las penetraciones entre la Sala de Equipos del HSC y edificios anexos (edificio de servicios y edificio de turbina), se solicitó justificación de que efectivamente éstas se habían considerado dentro del alcance de la RGE. Que los representantes de NN explicaron que las penetraciones se han organizado

por zonas y que las concernientes a la Sala de Equipos del HSC se encuentran en las zonas T4.01.00 y T4.02.00, por lo que para realizar la comprobación solicitada se recurrió a la documentación del edificio en el que se encuentran tales penetraciones. A título de ejemplo, se eligieron las penetraciones tipo [REDACTED] (material cerámico), que conectan la Sala de Equipos del HSC con el Edificio de Servicios. Se consultaron los documentos LP-00-040, rev. 3, anexo 8 y LP-00-210, rev. 3, anexo 3.B, en los que se comprobó que efectivamente se han incluido las zonas relativas al HSC y el componente asociado al tipo de penetración seleccionado, concluyéndose que efectivamente dichas penetraciones están dentro del alcance de la RGE.

- Que en relación con los puntos B.7 y B.8 del acta de reunión, referente al informe **LP-00-145**, rev. 4, anexos 4, 6, 7, se solicitó a NN que explicara cómo y dónde se habían incluido las puertas, anclajes y penetraciones de las unidades climatizadoras del HSC. Que los representantes de NN manifestaron que los anclajes se encuentran analizados en los correspondientes informes tipo LP-00-XXX de alcance y selección de las estructuras. Que, en particular y a título de ejemplo, se comprobó que los anclajes del climatizador (ANCL-ESV-02-AG-AAI relativo a la parte metálica de acero galvanizado y HOR-AAI relativo a la parte de hormigón) se encuentran analizados en los informes LP-00-040, rev. 3, anexo 8 y LP-00-210, rev. 3, anexos 2B y 3B, dentro del alcance de las mismas zonas de la Sala de Equipos del HSC señaladas en el punto anterior (T4.01.00 y T4.02.00).
- Que asimismo manifestaron que las puertas se consideran parte de la envolvente de los climatizadores y que las conexiones de las envolventes a los conductos están embridadas y por tanto la unión entre componentes se analiza dentro de los componentes "climatizador", "conductos de ventilación" y "pernos".
- Que en relación con el punto B.11 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, tabla 3.3.2-10 y el informe **LP-00-202**, rev. 3, sobre los componentes de sellado de las unidades climatizadoras y de filtración de emergencia, los representantes de NN explicaron que han sido recogidos en la nueva tabla 3.3.2-10 del PIEGE dentro los grupos JELA-AAE-AAI o JELA-AAI-AAI, que incluyen tanto las juntas de conductos como las juntas de sellado de las

envolventes de los climatizadores y equipo de filtración. Que, a solicitud de la Inspección, NN lo explicitará en el anexo 9 del informe LP-00-145.

- Que en relación con el punto B.12 del acta de reunión, referente al informe **LP-00-202**, rev. 3, sobre las rejillas situadas en la aspiración de los conductos de ventilación (tanto del circuito de ventilación normal como el de emergencia), los representantes de NN justificaron que finalmente se han considerado dentro del alcance de la RGE las rejillas tanto de aspiración como de escape situadas en los conductos del circuito de ventilación normal, y que en lo que respecta al circuito de filtración de emergencia, en su aspiración se dispone realmente de una malla anti-pájaros (no una rejilla) y por tanto, está excluida del alcance del PIEGE.

2.- Acta reunión 2.- Alcance y selección del sistema HPCI y de las estructuras Contención Primaria y Edificio del Reactor.

Que en relación con el punto HPCI-1 del acta de reunión, referente a posibles discrepancias entre el plano consolidado del **PIEGE** (plano LP.48.044) y los planos anexos al informe **LP-00-049** rev. 4, los representantes de NN aclararon lo siguiente:

- La línea de agua de alimentación (zona de conexión a la misma del HPCI), está marcada en color rojo en el plano correspondiente a la función NRS del documento LP-00-047, función FDW54, comprobándose durante la inspección que efectivamente así aparece en dicho plano, y explicando porqué no aparece marcada en rojo en el plano correspondiente del documento del HPCI (LP-00-049, función HPC51). Que igualmente ocurre con el tramo de conexión con el toro de la tubería de pruebas del LPCI, en la que desemboca la tubería de mínimo caudal de la bomba del HPCI. Este tramo pertenece al sistema LPCI y se comprueba que en el plano del documento correspondiente al mismo, LP-00-050, función LPCI52), el tramo en cuestión se encuentra destacado en rojo.
- El hecho de que, en el plano LP.48.044, se encuentre marcado en rojo un tramo de la tubería de prueba del HPCI es una errata, ocurriendo lo mismo en el plano LP.41.HPC02 del documento LP-00-049 del HPCI, en el que de forma errónea se ha marcado en color

azul el drenaje inmediatamente anterior a la válvula de retención CHKV-2301-7, en la línea de descarga de la bomba del HPCI. Los representantes de NN manifestaron que ambos errores serán subsanados.

- Se aclara que, en particular, en el apartado 2.3.2.1.4 del PIEGE *“Referencias para el sistema HPCI”*, se añadirán las referencias a los planos LP.48.XXX correspondientes a los planos LP.41.HPC51 (Hoja 4), LP.41.HPC01 y LP.41.HPC02 (Hojas 5) del documento LP-00-049 del HPCI. En este aspecto, el criterio general seguido ha consistido en referenciar en el PIEGE todos los planos utilizados en el documento de Alcance y Selección de cada sistema, ilustrativos de los componentes dentro del alcance por las distintas funciones propias.
- Que, a solicitud de la Inspección, NN se comprometió a verificar si, de acuerdo con dicho criterio general, aparecen referenciados en el capítulo 2 del PIEGE todos los planos incluidos en los respectivos informes de tipo LP-00-XXX de alcance y selección de cada sistema, y en su caso corregirlo.
- Que en relación con el punto HPCI-2 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, los representantes de NN manifestaron que la línea y ventilador de extracción de gases incondensables transportan un fluido (gases a baja presión) que por sus condiciones no es previsible que afecte de forma adversa a los componentes que lo contienen provocando su fallo, de tal forma que pudieran afectar a componentes con función de seguridad y que por ello entienden que no entra en los criterios de alcance y selección del PIEGE. Que asimismo se confirmó que, del condensador de vapor de sellos (CMB-2303-GSC), sólo el haz tubular está dentro del alcance por el criterio 10.CFR.54.4(a)(1).
- Que en relación con el punto HPCI-4 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, plano LP.48.044 y al informe **LP-00-049**, planos LP.41.HPC51 (1/4), LP.41.HPC01 y LP.41.HPC02, las dudas planteadas fueron tratadas con anterioridad, dentro del punto HPCI-1.
- Que en relación con el punto HPCI-6 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, los

representantes de NN justificaron mediante el plano LP.48.046, hoja 1/1, que la línea de descarga está marcada en el mismo, estando por tanto dentro del alcance por criterio NRS.

- Que en relación con el punto HPCI-8 del acta de reunión, referente a los informes **LP-00-049** y **LP-00-166**, los representantes de NN justificaron que el denominado tanque es en realidad un ensanchamiento de la tubería y que, por tanto, desaparece como elemento individualizado para pasar a ser accesorio de tubería de acero al carbono. Que así mismo indicaron que no estimaban como factible la acumulación de condensación en el interior del mismo por no tratarse de un tanque como tal.
- Que en relación con el punto HPCI-11 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, plano LP.48.099, y a los informes **LP-00-049** y **LP-00-166**, los representantes de NN explicaron que habían decidido mantener el componente en alcance ya que su fallo podría influir en una lectura errónea de nivel (tanque de agua de condensado), en la zona de succión de la bomba del HPCI. Que no obstante, tras la revisión de la gestión de envejecimiento realizada en el mismo, no se ha identificado ningún fenómeno de degradación que le resulte de aplicación.
- Que en relación con el punto HPCI-13 del acta de reunión, referente al informe **LP.00.049**, anexo 4, hoja 7 y anexo 7, hoja 1, los representantes de NN explicaron que en todos los sistemas aparece un componente genérico "XXX-Sistema" para poder realizar trabajos relacionados con equipos no denominados. Que no obstante, NN ha eliminado cualquier referencia, en los documentos tipo LP-00-XXX, a equipos anteriormente denominados como "No oficiales del sistema". En particular explicaron que no han eliminado el componente "Reductor 2302-R" de la bomba del HPCI porque es un equipo "con nombre", aunque por considerarse componente activo no ha superado la fase de alcance y selección.
- Que en relación con el punto CP/ED-RX A.1.3 del acta de reunión, referente a los informes **LP-00-016** y **LP-00-014**, los representantes de NN justificaron documentalmente que el equipo PNL-1003 está considerado dentro de los componentes tipo PNL-ERX y figura contemplado en el informe LP-00-014 (Alcance y selección de la estructura ED-RX), Anexo 9, zona R2.01.02.

3.- Acta reunión 3.- RGE del sistema HPCI, de la vasija e internos, de las estructuras Contención Primaria y Edificio del Reactor y del sistema RECIR.

- Que en relación con el punto HPCI-1 del acta de reunión, referente a errores en referencias documentales, dicha cuestión ya ha sido respondida en el punto 1.1 correspondiente al acta de reunión 1.
- Que en relación con el punto HPCI-3 del acta de reunión, referente a la posible confusión en la tipificación de los materiales “bronce” y “admiralty” respecto a los contenidos en el GALL (capítulo IX del Vol. 2), NN se comprometió a revisar el contenido de la tabla 3.0.3 del PIEGE y a introducir las correcciones pertinentes.

- Que en relación con el punto HPCI-4 del acta de reunión, NN explicó en primer lugar que las ediciones de los planos consolidados contenidos en el PIEGE y las ediciones de los planos de alcance (por funciones) contenidos en los documentos de Alcance y Selección correspondientes no tienen por qué coincidir, pero que por coherencia, la edición del plano consolidado debería ser siempre posterior a las ediciones de los planos de Alcance y Selección, ya que el plano consolidado se genera a partir de la información contenida en estos últimos.

Que se pudo comprobar que lo anterior no se cumple en el caso del sistema HPCI, ya que el plano LP.48.044 contenido en el PIEGE está en edición 1A de 22/01/08, mientras que el plano LP.41.HPC01 (integrado en el LP-00-049) está en edición 2B de 01/04/2008. Que los representantes de NN afirmaron que en la próxima revisión del PIEGE aparecerán los planos consolidados con la información procedente de las últimas versiones de los distintos documentos tipo LP-00-XXX.

- Que en lo que respecta a los planos consolidados, estos aportan respecto a los de Alcance y Selección (que coinciden con los planos oficiales de la planta) una aclaración de los sistemas involucrados, mediante las siglas características dentro de las banderas de delimitación.
- Que en relación con el punto HPCI-5 del acta de reunión, referente a denominación de ambientes, los representantes de NN señalaron lo siguiente:



- La válvula MOV 2301-35, por su situación, está en un punto frontera entre el ambiente “agua cámara de supresión”, aguas arriba de la misma, y “condensado (tanque)” aguas abajo. Que entienden que de los dos ambientes el primero es más conservador, y por tanto será el que se considere para su RGE, por lo que, consecuentemente, se modificará la Tabla 3.2.2-1 con las implicaciones del nuevo ambiente, así como el documento LP-00-166, dónde aplique.
 - En la Tabla 3.2.2-1 del PIEGE falta considerar para el componente “Mirillas de observación y nivel” un ambiente sustitutivo al de “agua desmineralizada” (aplicable en la anterior edición del PIEGE). Que esta omisión será solventada en la próxima revisión del PIEGE y de los documentos soporte.
 - En la línea de escape de la turbina del HPCI se ha empleado un ambiente interior distinto del real (en particular, “Nitrógeno/aire de la contención”) para aquellos componentes a los que aplica el fenómeno de “erosión/corrosión” (por ejemplo, válvula CHK-2301-74). Que el ambiente real es “aire húmedo”, pero que este ambiente no tiene asociado dicho fenómeno degradatorio, siendo esta la razón por la que se ha utilizado un ambiente ficticio. Que los representantes de NN se comprometieron a revisar esta cuestión con el objetivo de poder considerar el ambiente real, estudiando la posibilidad de crear un nuevo grupo RGE compatible con el fenómeno “erosión/corrosión”. Que, consecuentemente, NN realizará las modificaciones pertinentes en todos los componentes de la Tabla 3.2.2-1 del PIEGE dónde se hubiera considerado un ambiente distinto al realmente existente, así como en el documento LP-00-166.
- Que en relación con el punto HPCI-6 del acta de reunión, la Inspección pidió aclaración sobre los ambientes existentes durante los tiempos de “stand-by” y durante las pruebas del sistema. Que, al repasar algunos ítems de la Tabla 3.2.2-1, se detectaron ciertas incoherencias entre los ambientes de “stand-by” y “pruebas” y los fenómenos degradatorios asociados. Que a la vista de lo anterior, NN se comprometió a revisar completamente la Tabla 3.2.2-1 para asegurar que se han considerado tanto los ambientes de “stand-by” como los ambientes durante las pruebas que impliquen fenómenos degradatorios significativos. Que

NN indicará mediante una nota en la tabla, si se trata de un ambiente de “stand-by” o relacionado con las pruebas del sistema, y que asimismo se introducirán las aclaraciones pertinentes en el documento LP-00-166 clarificando qué ambientes aplican en una y otra situación operativa en las distintas partes del sistema.

- Que por otra parte, NN confirmó que no se había considerado el grupo RGE “Acero al carbono, acero de baja aleación y fundiciones en vapor/aire húmedo” en el apartado 5.1 del documento LP-00-166 y que esta cuestión será solventada mediante su inclusión en el mismo.
- Que NN confirmó igualmente que en la Tabla 3.2.2-1 faltaban las líneas de análisis correspondientes al ambiente externo de las placas tubulares de los condensadores de vapor de sellos (“condensado (tanque)”) y del enfriador de aceite (“aceite”).
- Que en relación con el punto HPCI-8 del acta de reunión, NN se comprometió a revisar el análisis recogido en la Tabla 3.2.2-1 de aquellos componentes de acero al carbono cuyo ambiente interior es “vapor”, para la consideración del fenómeno de corrosión general, actualmente no contemplado, para dicha combinación “material/ambiente”.
- Que en este mismo punto, se pidió aclaración a NN sobre aquellas líneas aparentemente repetidas que aparecen en la Tabla 3.2.2-1 (ejemplo: “Tuberías y accesorios de tuberías”, acero al carbono, ambiente interior “condensado” y “vapor”). Que al respecto respondieron los representantes de NN que en algunos casos se mantienen líneas por conciliación con el borrador del informe GALL. Que NN revisará esta cuestión para asegurar que no sobra ninguna línea y que las combinaciones “material/ambiente” consideradas en cada caso son las requeridas.
- Que en relación con el punto HPCI-9 del acta de reunión, referente a mecanismos de corrosión local por condensación, los representantes de NN expusieron que el condensador de vapor de sellos y el enfriador de aceite serían los únicos equipos del sistema dónde se podrían dar condiciones de condensación en su superficie exterior (carcasa) por existencia de un fluido interior a menor temperatura. Que, no obstante, y teniendo en cuenta la geometría

de los equipos junto con el hecho de que éstos funcionan únicamente durante las pruebas del sistema (una hora cada tres meses), y que el fluido refrigerante es agua procedente del tanque de almacenamiento de condensado, cuya temperatura no baja de los 30 °C, NN concluye que no es probable la ocurrencia de ningún fenómeno degradatorio asociado a posibles condensaciones en la superficie exterior de la carcasa de los equipos.

- Que en relación con el punto HPCI-12 del acta de reunión, referente a la posibilidad del mecanismo de erosión-corrosión, los representantes de NN confirmaron que la Tabla 5 del informe DBP correspondiente al programa PGE-11 ha sido correctamente actualizada con la lista de componentes sometidos al fenómeno de erosión-corrosión y por tanto dentro del alcance de dicho PGE. Que NN corroboró que el cuerpo de la turbina ha sido eliminado del alcance de este PGE ya que no existe experiencia operativa propia ni ajena sobre la ocurrencia del fenómeno de erosión-corrosión en este componente, y que igualmente se comprobó que el procedimiento LP-90-004, Anexo I, rev. 0 (programa asociado al PGE-11), recoge adecuadamente los componentes a los que aplica el fenómeno de erosión-corrosión y por tanto dentro del alcance de este PGE.
- Que en este mismo punto, se preguntó por la información recogida en el documento LP-00-166 relativa a la aplicabilidad del fenómeno de erosión-corrosión. Que los representantes de NN se comprometieron a clarificar, en el apartado 5.4.1.1 del mismo, las líneas en las que realmente se ha considerado este mecanismo de degradación, para hacerlo coherente con lo recogido en otras partes del documento y lo considerado en la Tabla 3.2.2-1 del PIEGE.
- Que en relación con el punto HPCI-13 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, apdo. 3.7, págs. 3.1253/1254, NN aclaró que el programa PGE-31 presenta una conciliación directa con el XI.M38 del GALL. Que, adicionalmente, NN aclaró que en la Tabla 5 del informe DBP correspondiente al PGE-31, el ambiente "aire húmedo" está considerado dentro del ambiente genérico "aire/gas" y por tanto los componentes del HPCI están incluidos dentro de este grupo. Que lo anterior se corrobora mediante una tabla extraída de la base de datos empleada por NN para la RGE, dónde se detallan los ambientes incluidos dentro del grupo "aire/gas" comprobándose que efectivamente se encuentra el ambiente en cuestión.

- Que en relación con el punto HPCI-14 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, apdo. B.2.1.35 y al informe **LP-00-002** (DB-PGE-37), los representantes de NN justificaron que la estrategia de control de las superficies externas de componentes inaccesibles durante operación/recarga está descrita en el documento LP-90-002, referenciado en la Tabla 1 del informe DBP correspondiente al PGE-37, explicando que la estrategia planteada consiste en aprovechar cualquier trabajo que haga accesible la superficie del componente (por requerir la retirada del calorífugo), para realizar una inspección visual de su superficie externa. Que a tal efecto, esta posibilidad se planteará cada vez que se realice un trabajo de mantenimiento correctivo o preventivo, así como cuando se ejecuten pruebas o controles relacionados con cualquier programa implantado en la planta (por ejemplo, el de erosión/corrosión).
- Que, según manifestaron, esta estrategia es similar a la empleada en otras centrales americanas, aunque NN estima que en el caso de CNSMG el volumen de inspección será realmente grande, pero a priori se prefiere, de forma conservadora, no imponer ningún tipo de restricción al respecto. Que en cualquier caso, y para verificar la efectividad del programa, NN hará un seguimiento estricto del mismo y cada dos años se analizará el cumplimiento de objetivos y el grado de cobertura asociado a las inspecciones realmente ejecutadas, analizando la necesidad de modificar la estrategia en caso de que las inspecciones realizadas no sean suficientemente representativas del conjunto de superficies a inspeccionar, sometidas a este programa.
- Que en relación con las discrepancias evidenciadas entre las propuestas de mejora recogidas en el PIEGE y en el informe DBP del PGE-37, esta cuestión fue tratada para este y otros PGE, comprometiéndose los representantes de NN a revisar los distintos documentos dónde aparezcan referidas las propuestas de mejora dando coherencia a todas las referencias.
- Que en relación con el punto HPCI-15 del acta de reunión, referente al informe **LP-00-166**, rev. 3, anexo 3.A, tabla pág. 63, esta cuestión fue tratada y resuelta en el punto HPCI-12 por lo que aplica lo mencionado en el mismo.
- Que en relación con el punto HPCI-16 del acta de reunión, los representantes de NN informaron que CNSMG tiene algunos requisitos de vigilancia de ciertos parámetros químicos

distintos a los impuestos por el BWRVIP-130. Que esto se había establecido de esta manera por las implicaciones particulares de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento de CNSMG. Que con objeto de adaptar las periodicidades a las establecidas por BWRVIP-130, ya había sido revisado el documento SQR-A-5, de tal forma que en la próxima edición del informe DBP del PGE-04 desaparecerá, por haber sido realizada, la propuesta de mejora ligada a esta adaptación.

- Que en relación con el punto HPCI-18 del acta de reunión, los representantes de NN explicaron que el control de la calidad del aceite se realiza contra una muestra tomada del tanque de aceite del HPCI (2301-A50) con una periodicidad de 3 meses. Que asimismo informaron que los trabajos asociados son: TPMM4698 (toma de muestras) y el TPMM10058 (análisis de la muestra). Que en relación con la frecuencia de inspección de los cambiadores de calor del sistema HPCI (cada 5 o 6 paradas de recarga), la Inspección solicitó justificación, en base a la experiencia operativa propia, de que esta frecuencia es adecuada, manifestando NN que no se tiene evidencia en base al histórico de mantenimiento que aconseje modificar la frecuencia de inspección, y añadiendo que estos cambiadores están sometidos a los controles de la Regla de Mantenimiento. Que, adicionalmente, los controles asociados a los mismos han sido revisados en una auditoría realizada por General Electric, no recomendándose ningún cambio en este sentido.
- Que en relación con el punto HPCI-21 del acta de reunión, en primer lugar la Inspección solicitó aclaración sobre los cálculos relativos a las líneas del HPCI sometidas a fatiga, y si éstas estaban dentro del alcance del AEFT-2.13, punto 4.3.11 del PIEGE. Que NN explicó que tanto para los tramos del HPCI de Clase 1 como para los tramos de Clase 2 sometidos a fatiga, la metodología de análisis ha consistido en calcular un factor de reducción de la tensión admisible, que para las líneas del HPCI implicadas resulta ser 1 (por ser un sistema de salvaguardia, su funcionamiento se limita a los momentos de prueba y por tanto no se supera el umbral de los 7.000 ciclos de operación considerando la operación a largo plazo, valor por encima del cual el factor sería menor que 1). Que se aclaró por NN que la referencia para el cálculo se encuentra en el AEFT 2.13, punto 4.3.11 del PIEGE para los tramos de Clase 2, y en el LP-00-044 para los tramos de Clase 1. Que este último informe remite, a su

vez, al Estudio de Seguridad dónde para estas tuberías se establece la aplicación nuevamente del criterio de los 7.000 ciclos y por tanto se obtiene nuevamente un factor de reducción igual a 1. Que por parte de la Inspección se expresó la conveniencia de aclarar en el apartado correspondiente del PIEGE, lo relativo a estos cálculos.

- Que seguidamente se plantearon por la Inspección ciertas dudas relativas a la correcta identificación de este fenómeno de fatiga para ciertos componentes, en el análisis de la Tabla 3.2.2-1. Que se identificó que en el caso del TNK-2301-DP1, ni el ambiente ni el fenómeno de fatiga estaban bien asignados, mientras que en el caso de la válvula MOV-2301-5, en teoría debería aplicarle este fenómeno y por el contrario no se contempla según lo reflejado en el Anexo 3.A del documento LP-00-166, rev. 3. Que, en consecuencia, los representantes de NN se comprometieron a revisar la Tabla 3.2.2-1 en lo que a fatiga se refiere, para asegurar una correcta identificación y asignación del fenómeno a los componentes afectados, así como el documento LP-00-166, en los apartados correspondientes.

Que en relación con el punto RPV-1 del acta de reunión, referente a discrepancias varias en la actualización del **PIEGE**, tablas 3.1.2-1.a y 3.1.2-1.b, se trataron los siguientes aspectos:

- La Inspección mostró a los representantes de NN un listado donde se recogen todas las discrepancias encontradas en relación al presente punto RPV-1.
- La Inspección expresó que el ítem IV.A1-8, que en la rev. 1 del informe GALL aplica para acero inoxidable, en la rev. 2 del PIEGE se aplica para los componentes: “anillos dentro zona belt-line, anillos fuera zona belt-line, fondo de la vasija y segmentos esféricos del fondo, tobera N11, tobera N12, tobera N5 del condensador aislamiento, toberas N1 de salidas recirculación, tobera N2 de entrada recirculación, toberas N3 de salida vapor principal, tobera N4 de agua de alimentación, tobera N6 del core spray y tobera N9 de instrumentación de bombas chorro”, todos ellos de acero aleado revestido con inoxidable y que, teniendo en cuenta la tabla 3.0.3 del PIEGE, el material “acero aleado revestido con inoxidable” equivaldría al material “steel” con lo cual el ítem mencionado no debería ser aplicable. Que los representantes de NN indicaron que debía de tratarse de un error, que sería corregido, de forma que fuese consistente con el informe GALL.

- Respecto del componente “bridas toberas acero inoxidable”, la Inspección expresó que en el PIEGE se aplica el ítem IV.A1-7 para el efecto de agrietamiento/corrosión bajo tensión/IGA, pero que esto debería ser un error ya que este ítem, de acuerdo a la rev. 1 del GALL, se aplica para el efecto de daño acumulado por fatiga, y que además, por otra parte, el propio PIEGE aplica el ítem IV.A1-1 para el efecto de agrietamiento/corrosión bajo tensión/IGA. Que además la Inspección señaló que el PIEGE, en la segunda fila de este componente, indica “no aplicable”, cuando en la rev. 1 del PIEGE sí había sido contemplado (como ítem IV.A1-6). Que los representantes de NN indicaron que estos errores serían corregidos, y que al añadir las tres columnas finales a la tabla se podía haber generado algo de confusión.
- Respecto de los “pernos de la tapa de la vasija”, la Inspección preguntó porqué el PIEGE no contempla el efecto de corrosión/SCC/IGA, dado que la rev. 1 del GALL en su ítem IV.A1-9 sí que lo tiene en cuenta para el caso de aire con fuga de refrigerante. Que los representantes de NN mostraron el anexo 3D del documento LP-00-213 “*Revisión de la gestión del envejecimiento del sistema de vasija del reactor (RX)*”, rev.2B, que en su pág. 1 de 37 trata este componente, y explicaron que el material de CNSMG es acero aleado, mientras que el ítem IV.A1-9 del GALL aplica a un material diferente (acero de baja aleación de alta resistencia).
- Respecto del componente “tapa de la vasija y segmentos esféricos de la tapa de la vasija”, la Inspección preguntó porqué no se aplica el ítem IV.A1-11 de la rev. 1 del GALL, que contempla la pérdida de material por corrosión intersticial y por corrosión por picaduras, y asimismo manifestó que la rev. 1 del PIEGE sí que ha contemplado este aspecto (con el ítem IV.A1-10 de la versión borrador del GALL). Que los representantes de NN indicaron que revisarían y corregirían este aspecto, para mantener la coherencia y consistencia con la rev. 1 del informe GALL.
- La Inspección preguntó porqué, en la tabla de la nueva revisión del PIEGE, en el componente “tobera N12 de drenaje del fondo vasija”, las casillas correspondientes a la rev. 1 del GALL están en blanco. Que los representantes de la central indicaron que los

huecos en blanco son para la reconciliación de la rev. 0 (borrador) con la rev. 1 del GALL, para que se vea cómo era la revisión anterior del PIEGE y que, por otra parte, esto se había acordado en la reunión nº 3.

- Respecto al componente “toberas N13/N14 de fugas alta/baja presión” de la rev. 2 del PIEGE, la Inspección preguntó porqué no se aplican los ítem IV.A1-5, IV.A1-7 y IV.A1-8 de la rev. 1 del informe GALL. Que los representantes de NN explicaron que no aplican ya que estos ítems consideran como ambiente agua del reactor, y que las dos toberas en cuestión constituyen el sistema de detección de fugas de la tapa de la vasija, y que por ello solo “ven” aire/nitrógeno de la contención (salvo cuando existiese una fuga). Que se mostró la página 5 de 10 del anexo 10 del documento IG-00-019 “Programa de inspección de internos de vasija”, en su rev.1, que presenta una figura aclaratoria del funcionamiento de estas dos toberas.
- En cuanto al componente “toberas N15/N16 de instrumentación” de la rev. 2 del PIEGE, la Inspección preguntó porqué no se aplica el ítem IV.A1-7 de la rev. 1 del GALL para el efecto del agrietamiento por fatiga, al igual que se ha hecho en la tobera N7, que es del mismo material. Que los representantes de NN indicaron que era un error en la tabla y que sería corregido.
- En lo relativo al componente “tobera N8 de instrumentación enfriamiento tapa vasija”, la Inspección requirió porqué en el nuevo PIEGE no se aplica el ítem IV.A1-11, dado que la rev. 1 del informe GALL contempla este ítem para todas las toberas de la tapa de la vasija, y que además la revisión 1 del PIEGE sí lo ha tenido en cuenta. Que los representantes de NN indicaron que esto era una errata y que sería corregido.
- En el componente “alojamientos de los CRD dentro de la vasija” de la tabla del nuevo PIEGE, la Inspección preguntó porqué no se considera el efecto de agrietamiento por fatiga mediante el ítem IV.B1-14 de la rev. 1 del GALL, a lo que los representantes de NN contestaron que este componente no está sometido a ciclos de tensiones por estar libre a la dilatación (el componente sí está sometido a ciclos térmicos, pero puede expandirse y contraerse libremente), por lo que no es necesaria una gestión del efecto de

fatiga. Que se mostraron las páginas 3 del anexo 3C, y 7 del anexo 3D, del documento LP-00-213, "*Revisión de la gestión del envejecimiento del sistema de vasija del reactor (RX)*", rev.2B, donde figura lo anteriormente explicado. Que por otra parte la Inspección preguntó porqué en la fila correspondiente al ítem IV.B1-15 no aparece el programa PGE-03 (inspección en servicio), dado que GALL hace referencia al código ASME XI. Que los representantes del NN contestaron que el capítulo 2 del MISI no exige examinar este componente.

- Que en relación con el párrafo anterior, la Inspección preguntó si el motivo de que el ítem IV.B1-14 de la rev. 1 del GALL no aplicase a los componentes "alojamientos CRD fuera de vasija, alojamientos de los in-core dentro de la vasija, alojamientos de los in-core fuera de la vasija, bombas de chorro de fundición acero inoxidable, pieza soporte combustible periférica, piezas soporte combustible, secador de vapor, barrilete de acero inoxidable e inconen, y tubos guía de barras control de acero inoxidable y fundición de acero inoxidable", es también la inexistencia de restricciones al movimiento y por tanto una libre dilatación que haría inexistente la aparición de ciclos de tensiones de fatiga, a lo que los representantes de NN contestaron que ese era el motivo.
- La Inspección indicó que en la pág. 3-86 del PIEGE, en el componente "conjunto bomba de chorro, base níquel", aparece una errata dado que para el agrietamiento por fatiga aparece el ítem IV.B1-13 en la rev. 1 del GALL, cuando lo correcto sería el ítem IV.B1-12.
- En cuanto al componente "secador de vapor" de la tabla de la rev. 2 del PIEGE, la Inspección preguntó porqué no aplica el ítem IV.B1-16 de la rev. 1 del GALL, correspondiente a las vibraciones inducidas por el caudal, máxime dado que en la reunión nº 3 se había acordado que se incorporaría. Que los representantes de NN indicaron que este error sería corregido. Que la Inspección examinó el anexo 11 "secador de vapor" del documento IG-00-019 "*Programa de inspección de internos de vasija*", rev. 1, que describe el programa de inspección de las distintas partes del secador. Que la Inspección preguntó cuáles son las zonas en las que hay mayor velocidad de caudal, con

objeto de comprobar si éstas estaban sometidas a inspecciones más frecuentes, a lo que los representantes de NN respondieron que el programa de inspección del secador cumple las recomendaciones del BWRVIP-139 "*Steam Dryer Inspection and Flaw Evaluation Guidelines*" de EPRI, y que esto se considera suficiente para garantizar la detección de posibles indicaciones producidas por vibraciones causadas por el caudal. Que asimismo comentó que, aunque la corrección de la tabla del PIEGE incluyera el ítem IV.B1-16, el anexo 11 de IG-00-019, y por tanto el programa de inspección del secador, no sufriría modificación alguna. Que los representantes de NN informaron además que el secador de vapor se extrae en cada recarga, por lo que si hubiera alguna indicación de importancia no pasaría desapercibida.

Que en relación con el punto RPV-2 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, tabla 3.1.2-1.a (hoja 1/19) y los informes **LP-00-163**, anexo 4 (hoja 4/5), **LP-00-018**, apdos. 3.3.1 y 4.9 y **LP-00-213**, apdos. 4.1/4.2, sobre el calorifugado de la vasija, los representantes de NN afirmaron que no habían encontrado referencias expresas sobre el calorifugado de la vasija y de las tuberías principales entre los documentos analizados de las solicitudes de renovación de licencia de centrales americanas, con excepción de la C.N. [REDACTED]

Que, según manifestaron, el aislamiento calorífugo que se ha considerado en el PIEGE es el que, según los criterios de la Regla de Mantenimiento (RM), tiene alguna función propia relacionada con la seguridad y/o está dotado de sistema de calentamiento tipo "*heat tracing*". Que lo manifestado consta, según se dijo, en el informe ref. IEP-2007, rev. 0, de fecha 11/09/07, de los resultados de la aplicación de la RM en CNSMG durante el ciclo XXIV.

- Que, a título de ejemplo, se explicó el caso del aislamiento de los conductos de ventilación del sistema HSC, el cual se incluye tanto en la selección de componentes como en la revisión de la gestión del envejecimiento por ser necesario para cumplir, a juicio de NN, la función HSC02 relacionada con la seguridad, además de estar incluido en la tabla del apartado 4 del citado informe IEP-2007, rev. 0, sobre la RM.
- Que así mismo manifestaron que, a su juicio, no se considera que el calorífugo genere efectos de envejecimiento (EERG), aunque, a pregunta de la Inspección, indicaron que lo

consideraban así por no haber encontrado en la bibliografía consultada nada que se oponga a ello.

- Que en relación con el punto RPV-3 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, tabla 3.1.2-1.b, y a la inclusión del ítem IV.A1-16 del GALL, vibraciones inducidas por el caudal, para el componente “secador de vapor”, este aspecto ya ha sido recogido con anterioridad en el anterior punto RPV-1.
- Que en relación con el punto RPV-4.b del acta de reunión, referente al programa **PGE-21**, nuevo plan de vigilancia de la vasija a largo plazo, los representantes de NN manifestaron que la elaboración formal de este programa aún está pendiente. Que, no obstante, previamente a la visita de inspección, NN había enviado al CSN, para su estudio, un correo electrónico con un fichero que contiene un avance de las líneas de trabajo y consideraciones principales que se van a tener en cuenta en la elaboración de dicho programa. Que, por otra parte, los representantes de NN indicaron que aún se desconocía la fecha de extracción de la tercera cápsula de vigilancia.

Que en relación con el punto RPV, 4.c del acta de reunión, referente al **PIEGE**, tablas 3.1.2-1.a/b, y los informes **LP-00-002**, **LP-90-003** y **LP-50-008** sobre el alcance de los programas **PGE-10** y **PGE-22** en cuanto a componentes de la vasija e internos, se trataron los siguientes aspectos:

- En cuanto al alcance del PGE-22 (Programa de inspecciones únicas), la Inspección expresó que la tabla 3.1.2-1.a (vasija) de la revisión 2 del PIEGE incluía los siguientes componentes en este programa:
 - Anillos de la vasija (dentro y fuera de belt-line).
 - Bridas de la vasija y bridas de la tapa de la vasija.
 - Bridas toberas acero inoxidable.
 - Fondo de la vasija.

- Safe-end acero al carbono y acero inoxidable.
- Soportes de barras guía, de líneas del core spray, de los rociadores de agua de alimentación, de sujeción del secador de vapor, del bastidor del programa de vigilancia, del secador de vapor.
- Tapa de la vasija y segmentos esféricos de la tapa.
- Toberas N10 (venteo tapa), N11 (retorno CRD), N 12 (drenaje fondo vasija), N5 (condensador aislamiento), N7 (presión diferencial núcleo), N1 (salida recirculación), N 13/N14 (fugas de alta y baja presión), N15 /N16 (instrumentación), N 2 (entrada recirculación), N3 (salida vapor principal), N 4 agua alimentación, N6 (core spray), N 8 (instrumentación enfriamiento tapa vasija), N 9 (instrumentación bombas chorro).

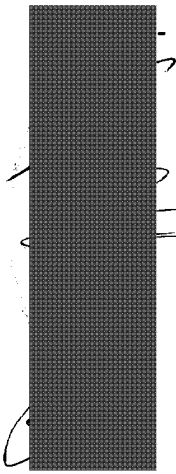
Mientras que la tabla equivalente de la rev. 1 del PIEGE prácticamente no los considera (tan sólo las toberas N13/N14 están incluidas) y manifestó también que la tabla 3.1.2-1.b (internos) de la rev. 2 del PIEGE incluye el componente "*stub- tubes*" en el alcance del PGE-22, mientras que la tabla equivalente de la rev. 1 del PIEGE no incluye ningún componente.

- Que en lo relativo a los componentes incluidos en el PGE-22 en la tabla 3.1.2-1.a del PIEGE, los representantes de NN explicaron que la manera de materializar el programa, que previene la corrosión intersticial y por picaduras, para todos estos componentes, es mediante la inspección VT-1 de tres zonas del interior de la vasija. Que las tres zonas mencionadas, con objeto de que sean representativas, según se explicó, se seleccionan en tres zonas de la vasija con diferente concentración de hidrógeno, y para ello se mostró la figura 7-1 "Protección con inyección de hidrógeno" de la rev. 1 del documento IG-00-019, que muestra, por colores, las distintas zonas de inyección de hidrógeno de la vasija.
- Que se mostró la orden de trabajo (en preparación) MM-40855, cuya ejecución se prevé en marzo de 2009, en cuyo apartado de instrucciones de ejecución se especifican con más detalle las tres zonas a inspeccionar:

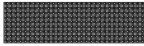


- No protegido con hidrógeno (zona secador de vapor), superficie aproximada 0,2 m².
 - Inyección moderada de hidrógeno (zona superior bombas de chorro), superficie aproximada 0,2 m².
 - Inyección baja de hidrógeno (zona próxima al mezclador de las bombas de chorro), superficie aproximada 0,2 m².
 - En lo relativo a los “*stub-tubes*” incluidos en el PGE-22, en la tabla 3.1.2-1.b de la nueva versión del PIEGE, los representantes de NN explicaron que esto era un error que sería corregido, dado que los “*stub tubes*” no estaban incluidos en el alcance del programa.
 - En cuanto a la inclusión de las toberas N13/N14 en el alcance del programa PGE-10 (Internos de vasija), la Inspección expresó que tal inclusión no figura en la tabla 3.2.1-1.a de la rev. 2 del PIEGE, a lo que los representantes de NN indicaron que se estaba ante una errata, aclarando que estas toberas sí están incluidas en el alcance del programa, como muestra la rev. 1 del documento IG-00-019, ya mencionado con anterioridad, que las incluye en su anexo 10 “Penetraciones de instrumentación”.
- Que en relación con el punto CP-6 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, tabla 3.5.2-1, hoja 15/20, sobre el ítem GALL III-B.1.3.10 y el ítem único 3.5.1-53, los representantes de NN expresaron que habían conciliado el programa PGE-25 (Inspección en servicio, Cap. 5, soportes) con el informe NUREG-1801 (GALL), pero que al no existir la combinación aplicada (material acero al carbono/ambiente agua de filtraciones) en el GALL, no figuraba en la tabla 3.5.2-1, aunque sí se había explicado mediante la nota 7 a la misma.
- Que en relación con el punto CP-12 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, tabla 3.5.2-1, hoja 4/20, sobre la zona “transición arena”, los representantes de NN justificaron documentalmente que las inspecciones de la chapa de acero del pozo seco mediante catas a través del hormigón se han incluido en el alcance del programa PGE-24 (Inspección en servicio, Cap. 10, contención).

- Que en relación con los puntos CP-14 y 15 del acta de reunión, referente a los informes **LP-00-002** (DB-PGE-28) y **LP-50-008 (PGE-28)**, sobre las PM-28.1, 2, 3 y 4, los representantes de NN explicaron que en el informe LP-50-008 sólo se incluye la mejora relacionada con el alcance (PM-28.1), ya implantada mediante la creación del informe IE-90-017 de desarrollo del PGE-28. Que, en cuanto se refiere a las otras mejoras, el informe LP-00-002 contiene las restantes: la PM-28.2, sobre detección de EERG, que debido a la experiencia propia de CNSMG se ha convertido en una excepción al programa GALL correspondiente, ya que la frecuencia de inspecciones será de 4 años en vez de los 2 años estipulados en GALL; las PM-28.3, sobre seguimiento y análisis de tendencias, y PM-28.4, sobre criterios de aceptación, que se están incorporando actualmente al informe IE-90-017, sin excepciones.



Que en relación con el punto ED-RX-4 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, tabla 3.5.2-2, hojas 2 y 3/29 y al informe **LP-00-204**, págs. 37/38 y anexos 3.D y 4, sobre otros elementos o componentes de hormigón enterrado (bajo cota del nivel freático), los representantes de NN manifestaron que habían considerado la combinación de material acero al carbono/ambiente agua de filtraciones, para los anclajes y soportes, tal como se observa en el anexo 2.B del informe LP-00-204, y que el correspondiente EERG será controlado mediante los programas PGE-25 (Inspección en servicio, Cap. 5, soportes) y PGE-27 (Estructuras). Así mismo manifestaron que además, en el informe LP-00-204, págs. 37/38, se trata la combinación material hormigón enterrado/ambiente agua de filtraciones.

- Que en relación con los puntos ED-RX-6 y 9 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, tabla 3.5.2-2, hojas 1 a 29/29, los representantes de NN informaron que siguen manteniendo que los ítems GALL solicitados no resultan de aplicación ni generan EERG, debido a la lenta velocidad de filtración de las aguas freáticas, manifestando que ello se demuestra en el informe hidrogeológico nº 4 "Modelización del acuífero. Modelo de flujo" preparado por  en 1999 para CNSMG.
- Que en relación con el punto ED-RX-10 del acta de reunión, referente a los informes **LP-00-002** (DB-PGE-27) y **LP-50-008 (PGE-27)**, sobre las PM-27.1 a 27.8, los representantes de



NN explicaron que en el informe LP-50-008 las 8 propuestas de mejora están relacionadas con el alcance, para incluir nuevos elementos, y que ya están incorporadas en los procedimientos PMM-P-064 o IE-90-006, dependiendo de que se refieran a componentes en el alcance de la RM o en el del PIEGE (no RM).

- Que la inspección solicitó las últimas revisiones de los procedimientos PE-RM-06, PMM-P-064 y PMM-P-064-A, para verificar si se habían introducido los cambios informados en su día por NN. Que la situación era la siguiente:
 - Respecto del procedimiento base PE-RM-06, cuya denominación actual es DB-RM-04, se comprobó que aún faltaba el proceso de sometimiento a los requisitos de garantía de calidad.
 - Respecto de la guía de inspección PMM-P-064, está en fase de revisión pendiente de aprobar. Dentro del contenido del mismo se pudo verificar que se ha incorporado la inspección de la lámina del pozo seco en la zona "transición de arena" (apartado 10.1, página 17), tal como se ha indicado anteriormente en el punto CP-12 de este acta de inspección.
 - Respecto del procedimiento PMM-P-064-A, está en fase de revisión pendiente de aprobar y remite al procedimiento PMM-P-064, apartado 12.2, para los criterios de aceptación, que son los mismos aplicados en la RM (aceptable/aceptable con deficiencias/inaceptable).
- Que en relación con el punto RECIR-7 del acta de reunión, referente a los informes **LP-00-002** (DB-PGE-13) y **LP-50-008 (PGE-13)**, sobre las Propuestas de Mejora PM-13.1 y 2, se comprobó que la PM-13.2 del DBP-13 sobre revisión de estado del interior del cuerpo de determinadas válvulas del SW-LPCI había sido adecuadamente implantada en las correspondientes gamas de mantenimiento.
- Que asimismo se comprobó que en la revisión 2C del DBP-13 "*Sistemas de refrigeración en circuito abierto*" se identificaba la Propuesta de Mejora 13.9 "*Someter los documentos referentes al programa hidrogeológico de vigilancia y control de agua de CNSMG a los*



requisitos de garantía de calidad", manifestando los representantes de NN que dicha PM será implantada en la próxima actualización del Informe de Garantía de Calidad.

- Que en relación con el punto RECIR-9 del acta de reunión, referente al **PIEGE**, tabla 3.1.2-2 (hoja 7/16) y los informes **LP-00-058**, anexo 4, **LP-00-018**, apdos. 3.3.1 y 4.9 y **LP-00-183**, apdos. 4.1/4.2, sobre el calorifugado de las tuberías, los representantes de NN se remitieron a lo manifestado en el anterior punto RPV-2 del acta de la reunión 3.
- Que en relación con el punto RECIR- Otros aspectos del acta de reunión, referente al informe **LP-00-183**, apdo. 5.4.1.3, pág. 19, sobre la corrección de las condiciones para pérdida de material por erosión-corrosión en función del fluido existente, la Inspección comprobó que en la revisión 3B del citado documento se había incluido correctamente un párrafo donde se explican las condiciones de operación del sistema, resultando que la pérdida de material debida a erosión- corrosión no es un efecto de envejecimiento que haya de considerarse.

Acta reunión 4.- RGE de sistemas eléctricos y de I&C.

Que en relación con los puntos ELEC-1 a ELEC-3.A.20 del acta de reunión, sobre el estado de preparación de los diversos documentos relacionados con la RGE de sistemas eléctricos y de I&C (cables, conexiones y equipos calificados), se trataron los puntos que se indican a continuación:

- En relación al punto 1, "*efectos de envejecimiento que requieren gestión*" los representantes de NN manifestaron que mejorarían el texto del punto 3.6 del PIEGE, rev.2, para indicar la aplicabilidad de efectos degradatorios por acción de la humedad sobre los cables de media tensión (*water treeing*) y que en consecuencia se eliminaría la mención a estos fenómenos en el apartado 3.6.2.3 "*Evaluaciones de la gestión del envejecimiento que son diferentes o no están contempladas en el NUREG 1801*".
- Que en relación con el punto 1.A, la Inspección solicitó información sobre las acciones realizadas en CNSMG en cumplimiento de la NRC GL-2007-1 "*Inaccessible or underground power cable failure that disable accident mitigation systems or cause plant transients*", comentándose en relación con este aspecto los nuevos requisitos que se establecen en la

Regulatory Guide 1.131, rev.1 de septiembre 2008, *"Qualification of safety-related cables and field splices for Nuclear Power Plants"*.

- Que en relación a lo anterior se analizó la situación de los cables incluidos en el anexo 6 al LP-00-200, rev.4 y en particular la de los cables C1281 A, C1282A, C1788 y C1789L. Que los representantes de NN manifestaron que los dos primeros cables se encuentran en el edificio eléctrico y discurren por el interior de un conduit embebido en losa de hormigón siendo inaccesibles en parte de su trazado, si bien se vigila su estado mediante ensayos eléctricos, realizados cada 4 años por ABB. Que en el caso de los cables C1788 C1789L, los representantes de NN se comprometieron a incluirlos dentro del programa de vigilancia descrito en el documento II-10-0199 rev.1.

Que en relación al punto 2.A, los representantes de NN manifestaron que modificarían el texto del informe DBP-29 para hacer mención al contenido del programa XI-E.3 del NUREG 1801 en relación al fenómeno del *"water treeing"*.

Que sobre el contenido del punto 6 del documento II-10-0199, rev.1, los representantes de NN admitieron que la descripción de los ensayos en muestras de cables retirados/extraídos, incluida en el punto 6.3, podía generar confusión en cuanto a su aplicabilidad, por lo que indicaron que realizarán las modificaciones de texto necesarias al respecto.

- Que a solicitud de la Inspección, los representantes de NN mostraron los documentos GA-07-092 *"Informe de inspección de vigilancia de cables en la parada de recarga 2007"* de [REDACTED] y GA-06-01 *"Diagnosis de muestras extraídas de cableado eléctrico de la CNSMG"* de [REDACTED]
- Que en relación a las conexiones eléctricas incluidas en la tabla 3.2.2-23 del LP-00-0200, rev.4, la Inspección preguntó porqué se eliminan de la misma las conexiones "3MQuick Term II" y "3M Cold Shrink" que antes se incluían en la rev.3 y que, sin embargo, sí se mencionan como requeridas a RGE en el punto 2.5.2.2.3 del PIEGE rev.2. Que los representantes de NN manifestaron que dichas conexiones se utilizan en las conexiones de cables de MT con las barras de fase, y que por error se han considerado inicialmente como existentes en el Pozo

Seco, cuando realmente solo existen en los edificios Eléctrico y de Turbina, con condiciones ambientales muy inferiores. Que al aplicar el análisis por áreas, para estas nuevas condiciones, dichas conexiones quedan eximidas del requisito RGE y que su inclusión en el PIEGE, rev.2 es asimismo un error que se corregiría.

- Que en relación al programa PGE-41 de vigilancia de conexiones eléctricas descrito en el punto B.2.1.27.2 del PIEGE, la Inspección preguntó por que razón se excluyen del mismo las partes metálicas de las conexiones de circuitos de control e instrumentación. Que los representantes de NN manifestaron que, en su opinión, el efecto de aflojamiento de las conexiones debido a ciclos térmicos podría desestimarse para dichos circuitos en base a las bajas intensidades y los cortos tiempos de actuación estipulados para los mismos en CNSMG.

Que en relación al punto 2.B "*identificación de cables*", los representantes de NN no pudieron dar una explicación convincente, en relación a la identificación correcta de los tres cables [REDACTED] con requisito de calificación ambiental, existentes en el Pozo Seco y Edificio del Reactor, según el Anexo III del documento II-10-0199 rev. 1.

Que en relación con el punto 2.C "*muestra de cables a vigilar*", los representantes de NN manifestaron, referente a los cables de los sistemas de vigilancia de flujo neutrónico, que los cables tipo [REDACTED] del sistema SRM son únicamente 4, por lo que el total de cables de estos sistemas es 100 y no 102, como se había indicado en el acta de la cuarta reunión. Que en la muestra de cables a vigilar se incluirán uno de 4 cables [REDACTED] del SRM, uno de 8 cables [REDACTED] del IRM y 9 de 88 cables [REDACTED] del LPRM.

- Que los cables asociados a las SRV-203-3 A/B/C se han incluido en la muestra de cables a vigilar por encontrarse afectados por puntos calientes identificados en inspección. Que de los cables asociados a las SRV-7 A/B/C, únicamente se incluirán en la muestra los de una de estas válvulas dado que se van a sustituir todos ellos en la parada de recarga de 2009. Que aunque inicialmente se manifestó que los cables de sustitución serían [REDACTED] de Afumex/Afumex, esta afirmación no fue finalmente confirmada en el transcurso de la visita de inspección.

- Que los representantes de NN tampoco pudieron confirmar el tipo de cables que habían sustituido a los 10 cables P [REDACTED] existentes en el Pozo Seco, sustituidos en el año 2005 mediante la modificación MD-399.
- Que en relación con los puntos 3.A-1 a 3.A-20 "*análisis de envejecimiento función del tiempo*", los representantes de NN manifestaron que estaban pendientes de recibir información sobre algunos equipos (transmisores [REDACTED], conectores [REDACTED] y cables de instrumentación nuclear) y que, en el caso de los finales de carrera [REDACTED] y presostatos [REDACTED] y [REDACTED] estos se sustituirían una vez recibidos los nuevos equipos, y que aun en el caso de no recibirlos para la recarga de 2009 podían sustituirse en operación y sin esperar a la recarga de 2011.

Que en relación al punto 3.A-17, correspondiente a los terminales [REDACTED] instalados únicamente según NN en los equipos TS-1291-50 A/C/B/D y 1291-53 A/C/B/D, la Inspección solicitó su sustitución por un modelo calificado ambientalmente.

Implantación de Programas de Gestión de Envejecimiento (PGE).

- Que en relación con el **programa PGE-01**, "*Gestión de la fatiga en barrera de presión*", dado que este programa ya había sido tratado en detalle en la reunión 3, páginas 5 y 6, puntos 9, 10 y 11, no se incidió en profundidad en el mismo, manifestando los representantes de NN que se ha desarrollado una nueva versión del código de cálculo [REDACTED] obteniéndose nuevos factores ambientales, más precisos y algo menos conservadores. Que sin embargo, todos los análisis de fatiga realizados no van a ser actualizados ni modificados con los resultados de esta nueva versión.
- Que en relación con el **programa PGE-04** "*Control químico del agua*", se mostró el informe LP-00-002, en rev. 2 de 30/06/08, en cuyo listado 2 se encontró el análisis DB-PGE-04, rev. 2B, realizado por IDOM, S.A., del que se desprende lo siguiente:
 - El programa PGE-04 es un programa existente, que se basa en el AMP XI.M2 del informe GALL.

- El objetivo del DB-PGE-04 es minimizar tanto la pérdida de material debida a la corrosión como el agrietamiento causado por la corrosión bajo tensión. En las tablas del anexo 5 del análisis se encuentran los EERG controlados, listados por mecanismo degradatorio, material, ambiente y componentes-tipo.
- El PGE-04 se implementa de modo general mediante los documentos "*Vigilancia de parámetros químicos*" ref. PCN-A-27, que fija los valores que determinan los niveles de acción, y el "*Plan de análisis de la sección química y radioquímica*" ref. SQR-A-5 que identifica principalmente las frecuencias de análisis.
- El documento DBP-PGE-04 identifica las propuestas de mejora PM-04.1 y PM-04.2 relativas a la revisión del procedimiento SQR-A-5 adaptándolo al BWRVIP-130 (EPRI 10088192) y a someter la aplicación del procedimiento SQR-A-5 a los requisitos de garantía de calidad, respectivamente. La Inspección comprobó que dichas propuestas de mejora ya habían sido implantadas, manifestando los representantes de NN que el documento DBP-PGE-04 será revisado de manera que se garantice la coherencia documental.

- Que en relación con los **programas PGE-05**, "*Conexiones soldadas al interior de la vasija*", **PGE-09**, "*Penetraciones a la vasija*" y **PGE-10**, "*Internos de vasija*", se tratan conjuntamente en un documento único, el IG-00-019, ya mencionado previamente. Que dicho documento fue remitido al CSN, en su rev. 1, para su estudio, habiendo sido tratados en apartados anteriores los comentarios de la Inspección acerca de este documento.

- Que en relación con el **programa PGE-12** "*Integridad de pernos*", se mostró el informe LP-00-002, en rev. 2 de 30/06/08, en cuyo listado 2 se encontró el análisis DB-PGE-12, rev. 2B, realizado por IDOM, S.A., del que se desprende lo siguiente:
 - El programa PGE-12 es un programa existente que se basa en el AMP XI.M18 del informe GALL.
 - El objetivo del DB-PGE-12 es la vigilancia de los pernos para la detección de posibles pérdidas de precarga, agrietamiento y pérdida de material debida a la corrosión. En las

tablas del anexo 5 del análisis se encuentran los EERG controlados, listados por mecanismo degradatorio, material, ambiente y componentes-tipo.

- El PGE-12 se implementa de modo general mediante el documento *“Programa de gestión del envejecimiento de integridad de pernos”* ref. IE-90-023, rev. OA, para soportes de equipos no relacionados con la seguridad, pendiente de aprobación. En el documento ref. DBP-PGE-12 se identifica como procedimiento para la implantación del programa el de ref. IE-90-022 *“Procedimiento. Inspección de pernos”*. Los representantes de NN afirmaron que el DBP-PGE-12 será revisado de manera que se garantice la coherencia documental.
 - El PGE-12 se implementa asimismo mediante el procedimiento *“Inspección de fugas-proyecto 2019”* ref. IE-40-008, rev. OB, pendiente de aprobación, para los componentes con uniones empernadas que sean retenedores de presión, tanto clase nuclear que estén fuera del alcance del MISI, como no nuclear.
 - El documento *“Discretización de componentes tipo perno y anclaje incluidos dentro del PGE-12”* ref. IT-14.182/013, rev. OA, pendiente de aprobación, cuantifica todos los componentes tipo perno o anclaje incluidos dentro del proyecto 2019 y que son gestionados mediante las actividades del PGE-12.
 - El documento DBP-PGE-12 identifica la propuesta de mejora PM-12.2 *“Revisar el alcance de las actividades ligadas al programa de pernos para incluir las recomendaciones del NUREG-1339 y EPRI NP-5769 que se consideren aplicables”*. Los representantes de NN confirmaron que dicha propuesta de mejora será implementada antes del periodo de operación a largo plazo.
- Que en relación con el **programa PGE-21**, *“Vigilancia de la vasija”*, los aspectos tratados al respecto ya han sido recogidos en el punto RPV-4.b.
- Que en relación con el **programa PGE-22**, *“Inspecciones únicas”*, se mostró el informe LP-00-002, en rev. 2 de 30/06/08, en cuyo listado 2 se encontró el análisis DB-PGE-22, rev. 2B, realizado por IDOM, S.A., del que se desprende lo siguiente:

- El programa PGE-22 en de nueva implantación en CNSMG desde 2006 y se ha conciliado, a través de los 10 atributos de valoración, con los programas XI-M.32 y M.35 del GALL, y aplica a 39 informes de gestión de envejecimiento (RGE) de 39 sistemas y estructuras de la central. No se han encontrado excepciones en la comparación pero sí mejoras que están pendientes de definir por NN.
- Entre los objetivos del DB-PGE-22 se encuentra el de verificar la efectividad de otros programas tales como PGE-04, PGE-20 y PGE-35. En las tablas del anexo 5 del análisis se encuentran los EERG controlados, listados por mecanismo degradatorio, material, ambiente y componentes-tipo.
- El PGE-22 se desarrolla mediante el procedimiento LP-90-003 "PGE-22, inspecciones únicas", cuya revisión 1 está en borrador y pendiente de aprobar.
- En este procedimiento se clasifican, dentro del apartado 7 y de su anexo A3, el total de componentes afectados, unos 5.100, en seis grupos, aplicando el grupo 1 a los que se refieren al programa XI-M.35 del GALL y los otros cinco a los del XI-M.32.
- Los grupos, a su vez, se dividen en subgrupos para determinar los tamaños muestrales que se inspeccionen, atendiendo a criterios de localización (mecanismos degradatorios, materiales, ambientes y experiencia operacional) del tipo *"al menos un componente en cada combinación material/ambiente de cada grupo, siempre que sea posible"*.
- Aplicando los citados criterios se ha obtenido una muestra de 95 componentes a inspeccionar (alrededor del 2% de la muestra total), de los que a la fecha de la visita quedan pendientes 34.
- Que, en lo que respecta a este programa PGE-22 de inspecciones únicas, para la vasija del reactor y sus internos, la Inspección examinó el mencionado borrador de la rev. 1 del documento LP-90-003, con objeto de comprobar si el alcance se corresponde con lo ya especificado en un párrafo anterior correspondiente al punto RPV-4.c, haciendo las siguientes constataciones:

- o La página 31 de 48 especifica, al respecto de las tres zonas de la vasija que se inspeccionarán: *“Las toberas de la vasija así como los internos de la misma están bajo el control de diversos programas de gestión del envejecimiento, los cuales someten a inspección periódica a dichos componentes. Adicionalmente, se proponen tres (3) inspecciones visuales sobre la superficie interior de la vasija en tres zonas con química del hidrógeno diferente. Las inspecciones únicas consisten en la inspección del sobreespesor de protección de acero inoxidable de la pared interior de la vasija. Las inspecciones serán del tipo VT-1 a determinar”*.
- o El anexo 3, en su tabla A3-1, *Lista de componentes en el alcance del PGE-22*, recoge en las páginas 34 y 35 los componentes de acero aleado revestido con inoxidable y de acero al carbono del sistema RX dentro del alcance del programa, y en la página 59 los de acero inoxidable. Estos componentes son los mismos que los que se han recogido en el párrafo anterior correspondiente al punto RPV-4.c, como incluidos en el alcance del programa según la tabla 3.1.2-1.a (vasija) del PIEGE, con excepción de la tobera N13/N14. De acuerdo a las explicaciones recibidas, las toberas N13/N14 no están en el alcance del PGE-22, pero sin embargo este alcance sí figura en la tabla del PIEGE para mantener la trazabilidad con la revisión anterior del PIEGE. Los representantes de NN manifestaron que era correcto que estas toberas no estén en el PGE-22, dado que no están en contacto con el agua del reactor.
- o Los “*stub tubes*” no figuran en el alcance del PGE-22, lo cual coincide con lo especificado por los representantes de NN al respecto, y recogido en el párrafo anterior correspondiente al punto RPV-4.c.
- o La tabla A3-10 lista las 3 zonas de la vasija que se van a inspeccionar con método VT-1, inspección que será ejecutada por [REDACTED]. Las tres zonas son 1ª: XXXX-201-1-*Belt-out*, área próxima a toberas MS, 2ª: XXXX-201-1-*Belt-in*, área próxima a tobera N1 (parte inferior de la *belt-line*), y 3ª: XXXX-201-1-*Belt-in*, área próxima a la cota superior del núcleo (parte superior de la *belt-line*). Esto coincide

con lo ya recogido al respecto en el punto RPV-4.c de la presente acta.

- Que en relación con el **programa PGE-27**, "*Programa de estructuras*", se mostró el informe LP-00-002, en rev. 2 de 30/06/08, en cuyo listado 2 se encontró el análisis DB-PGE-27, rev. 2B, realizado por IDOM, S.A., del que se desprende lo siguiente:
 - El programa PGE-27 es un programa ya existente en CNSMG y se ha conciliado, a través de los 10 atributos de valoración, con los programas XI-S.5, S.6 y S.7 del GALL, y aplica a 19 informes de gestión de envejecimiento (RGE) de 19 edificios y estructuras de la central. No se han encontrado excepciones ni mejoras en la comparación.
 - El objetivo del DB-PGE-27 es el de comprobar el estado de las partes accesibles de los edificios y estructuras en el alcance mediante inspección periódica. En las tablas del anexo 5 del análisis se encuentran los EERG controlados, listados por mecanismo degradatorio, material, ambiente y componentes-tipo.
 - El PGE-27 se desarrolla mediante el procedimiento IE-90-025 "*PGE-27, programa de estructuras*", cuya revisión OB está en borrador y pendiente de aprobar, complementado por la guía de inspección PMM-P-064, en rev. 4B (pendiente de aprobar), y los procedimientos IE-40-006, rev. OB (pendiente de aprobar) y PMM-P-064-A, rev. 2 (pendiente de aprobar).
 - En el procedimiento IE-90-025 se contiene un esquema de desarrollo e interrelaciones entre los diversos documentos descritos del PGE-27, según se trate de componentes listados en la RM o en el PIEGE (no RM), así como las listas, en su anexo I, de componentes en el alcance por sistemas/equipos/elementos-tipo estructurales, diferenciando los procedentes de la RM y los del PIEGE (no RM).
 - Los componentes dentro de la RM quedan cubiertos tanto por el procedimiento DB-RM-04 (antes denominado PE-RM-06) como por el PMM-P-064, determinándose la frecuencia de inspección y los criterios de aceptación por el PMM-P-064.
 - Los componentes dentro del PIEGE (no RM) quedan cubiertos por el procedimiento IE-

40-006, determinándose la frecuencia de inspección por este documento y los criterios de aceptación por el PMM-P-064.

- De la verificación cruzada entre los citados procedimientos y guía de inspección se detectaron incoherencias en las referencias documentales aplicadas así como propuestas de frecuencia de inspección fuera del rango generalmente admisible de 4 años, comprometiéndose los representantes de NN a corregirlas en la edición definitiva de los documentos citados anteriormente.
- Que en relación con el **programa PGE-35** *“Control físico químico de aceites”*, se mostró el informe LP-00-002, en rev. 2 de 30/06/08, en cuyo listado 2 se encontró el análisis DB-PGE-04, rev. 2B, realizado por IDOM, S.A., del que se desprende lo siguiente:
 - El programa PGE-35 es un programa existente, que se basa en el AMP XI.M39 del informe GALL.
 - El objetivo del DB-PGE-35 es vigilar la calidad de los aceites lubricantes empleados en sistemas mecánicos; para ello se realizan las tomas de muestras y los análisis físicos y químicos de los aceites procedentes de diferentes equipos de la planta. En las tablas del anexo 5 del análisis se encuentran los EERG controlados, listados por mecanismo degradatorio, material, ambiente y componentes-tipo.
 - El PGE-35 se implementa de modo general mediante los documentos PCN-A-027 *“Vigilancia de parámetros químicos”*, SQR-1-2-3 *“Determinación del contenido de agua en aceites”* y SQR-1-2-14 *“Determinación del contenido de agua en aceites por valoración coulombimétrica de Kart Fischer”*. Las tomas de muestras de aceites, así como los análisis a realizar en función de las frecuencias se encuentran en los documentos de la serie TP-MM números 875, 4379, 4390, 4698, 5626, 5763, 10058, 10059, 10060 y 10061.
 - El documento DBP-PGE-35 identifica las propuestas de mejora PM-35.01 y PM-35.02 relativas a la redacción de nuevos procedimientos o modificación de los existentes con el fin de incluir las acciones correctoras a tomar en el caso de superarse en los análisis de

las muestras de aceite alguno de los parámetros admisibles y a someter los procedimientos SQR-1-2-3, SQR-1-2-14 y trabajos programados aplicables al sistema de garantía de calidad, respectivamente. La Inspección comprobó que dichas propuestas de mejora no habían sido implantadas, afirmando los representantes de NN que en breve será emitido un informe que incluirá las acciones correctoras a tomar en el caso de superarse, en los análisis de las muestras, alguno de los parámetros admisibles.

- Que en relación con el **programa PGE-37** *"Inspección de superficies exteriores de componentes mecánicos"*, se mostró el informe LP-00-002, en rev. 2 de 30/06/08, en cuyo listado 2 se encontró el análisis DB-PGE-37, rev. 2B, realizado por IDOM, S.A., del que se desprende lo siguiente:
 - El programa PGE-37 es un programa existente, que se basa en el AMP XI.M36 del informe GALL.
 - El objetivo del DB-PGE-37 es el de revisar el estado de superficies externas de componentes metálicos y sus recubrimientos, aislamientos térmicos que realizan función propia, superficies exteriores de las baterías de intercambio térmico de las unidades climatizadoras y componentes metálicos cuyas superficies exteriores son de elastómeros. En las tablas del anexo 5 del análisis se encuentran los EERG controlados, listados por mecanismo degradatorio, material, ambiente y componentes-tipo.
 - El PGE-37 se implementa de modo general mediante el documento *"Programa de inspecciones de las superficies externas de componentes mecánicos"* ref. LP-90-002, rev. 0. Este documento lista los procedimientos, trabajos programados y gamas mediante los que se lleva a la práctica el programa; especifica qué métodos de inspección se utilizan; hace una descripción general del proceso mediante el que se analizarán los resultados e indica como utilizar la experiencia operativa adquirida en la aplicación del programa.
 - Los procedimientos, trabajos programados y gamas mediante los que se lleva a la práctica el programa son los siguientes:
 - Superficies metálicas de componentes metálicos:

- Componentes accesibles durante operación: PCN-PRL-003.
- Componentes accesibles en recarga: PCN-O-004.
- o Superficies elastoméricas de componentes mecánicos: GM-MM-802 y GM-MM-808.
- o Aislamientos térmicos con función propia TP-SV-0023 y GM-SV-99982.
- o Vigilancia de parámetros químicos: PCN-A-27.
- En la tabla de aplicabilidad de PGE del documento PG-50-008, rev. 3, se identifica el PGE-37 como un programa con propuestas de mejora de alcance, mientras que el documento DBP-PGE-37, en su apartado 4, refleja que las posibles excepciones y mejoras están pendientes de los resultados de la revisión de la gestión de los efectos de envejecimiento. Los representantes de NN afirmaron que se analizarán dichos documentos de manera que se garantice la coherencia.
- El procedimiento PCN-O-004, rev.1, no identifica alcance, frecuencia ni criterios de aceptación. Los representantes de NN afirmaron que este procedimiento será modificado antes de la próxima parada de recarga de manera que aparezcan los aspectos anteriores.
- Los representantes de NN afirmaron que se analizará la documentación relacionada con los DBP-PGE-43 (inspecciones internas) y DBP-PGE-37 (inspección de superficies externas) de manera que se garantice la coherencia de los programas y procedimientos asociados al PIEGE.
- Que en relación con el **programa PGE-43** “Inspecciones periódicas”, se mostró el informe LP-00-002, en rev. 2 de 30/06/08, en cuyo listado 2 se encontró el análisis DB-PGE-43, rev. 2B, realizado por IDOM, S.A., del que se desprende lo siguiente:
 - El programa PGE-43 es un programa nuevo, específico de planta, que no tiene programa de referencia en el NUREG-1801.

- El objetivo del DB-PGE-43 es el de vigilar la degradación en las superficies internas dentro de sistemas que operan con agua de río. En las tablas del anexo 5 del análisis se encuentran los EERG controlados, listados por mecanismo degradatorio, material, ambiente y componentes-tipo.
- El PGE-43 se implementa de modo general mediante el procedimiento *“Guía de selección, inspección y evaluación de resultados de componentes afectados por corrosión en sistemas de agua de río”* ref. PMM-P-091, rev.0. La sistemática de la inspección de componentes, evaluación de resultados y las acciones a tomar como resultado de dicha evaluación se determinan, para sistemas relacionados con la seguridad, en el documento PMM-P-082, rev.0 *“Guía de selección para inspección y evaluación de componentes afectados por corrosión del sistema de agua de servicios del LPCI”* y, para sistemas no relacionados con la seguridad, en el documento *“Procedimiento de inspección y evaluación de componentes afectados por el fenómeno de corrosión de los sistemas con agua de río no relacionados con la seguridad”* PMM-P-047, rev. 1.
- Tanto en el documento PMM-P-091 como en el PMM-P-047, apartado 7, se afirma que, simultáneamente a la inspección mediante ultrasonidos de los componentes, se realizará una inspección visual de la superficie exterior accesible de los mismos. Los representantes de NN afirmaron que se analizará la documentación relacionada con los DBP-PGE-43 (inspecciones internas) y DBP-PGE-37 (inspección de superficies externas) de manera que se garantice la coherencia de los programas y procedimientos asociados al PIEGE.
- Con respecto al atributo del programa “Alcance”, el DBP-PGE-43 afirma que el programa incluye dentro de su alcance bombas, tuberías, elementos de tuberías, válvulas y otros elementos que contienen agua de río. Por otra parte, los representantes de NN confirmaron que tanto el PMM-P-091 como el PMM-P-047 se refieren únicamente a tuberías. Los representantes de NN afirmaron que se analizará el alcance de dichos documentos de manera que se garantice la coherencia con el DBP-PGE-43.

Que por parte de los representantes de **NN (CNSMG)** y de las otras empresas citadas 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 las Leyes 15/1980, de 22 de abril, de Creación del Consejo de Seguridad Nuclear y 33/2007, de 7 de noviembre, de Reforma de la Ley 15/1980, la Ley 25/1964 sobre Energía Nuclear, los Reglamentos de Instalaciones Nucleares y Radiactivas y de Protección Sanitaria contra Radiaciones Ionizantes en vigor y el Permiso referido, se levanta y suscribe la presente Acta, por triplicado, en Madrid y en la Sede del Consejo de Seguridad Nuclear a quince de diciembre de dos mil ocho.

[Redacted signature area]

TRAMITE: En cumplimiento de lo dispuesto en el Art. 45 del Reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiactivas citado, se invita a un representante autorizado de NUCLENOR, S.A. (Central Nuclear Sta. M^a. de Garoña), para que con su firma, lugar y fecha, manifieste su conformidad o reparos al contenido del Acta.

COMENTARIOS EN HOJAS ADJUNTAS

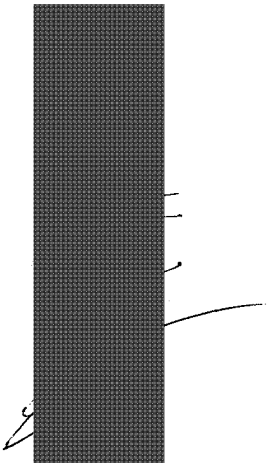


Santander, 14 de Enero 2009

[Redacted signature]
Director de Ingeniería

ANEXO I

AGENDA DE LA INSPECCIÓN SOBRE EL PLAN INTEGRADO DE EVALUACIÓN Y GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO (PIEGE) DE C. N. STA. M^a. DE GAROÑA



**INSPECCIÓN PBI SOBRE EL PLAN INTEGRADO DE EVALUACIÓN Y GESTIÓN DE
ENVEJECIMIENTO (PIEGE) DE C. N. STA. M^a. DE GAROÑA.**

FECHAS: 19 - 21/11/2008

LUGAR: Oficinas NN en CNSMG

EQUIPO AUDITOR CSN 

AGENDA:

Las cuestiones citadas a continuación se corresponden con los apartados 1 a 4 y los Apéndices A y B, del documento PIEGE, "*Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento de la C.N. Sta. M. Garoña*", rev. 2, Junio 2008, y con los documentos soporte de la información contenida en dichos capítulos.

Lo siguiente refleja la relación de cuestiones generales y particulares que se realizarán durante la visita de inspección, y cuya numeración se corresponde con los diversos apartados de las actas de reunión celebradas entre el CSN y NN, entre octubre 2007 y junio 2008, sobre la revisión 1 del PIEGE y sus documentos soporte.

Esta lista sólo es indicativa, pudiendo ser ampliada o reducida de acuerdo con los resultados de la visita de inspección.

1.- Acta reunión 1.- Metodología general; Alcance y selección de sistemas eléctricos y de I&C;

Alcance y selección del sistema HSC:

- 1.1. PIEGE, apdo. 3.7, págs. 3.1253/1254: las revisiones indicadas de NEI y GALL son erróneas.
- 1.2.a. Procedimiento LP-2-01 (Alcance), rev. 4: las páginas 5, 9, 12 y 14 se han modificado, pero no se explica porqué se ha cambiado; no se explica cómo se transfiere la función CP-001 en válvulas a la estructura CP.
- 1.2.b. Procedimiento LP-2-02 (Selección), rev. 5: las páginas 4, 8 (diagrama flujo) y 10 se han modificado, pero no se explica porqué se ha cambiado (se elimina texto?)
- 1.2.c. Procedimiento LP-2-03 (PGE), rev. 4: las páginas 13, 18/19 y anexo D (pág. 4) se han modificado, pero no se explica porqué se ha cambiado (se eliminan documentos de referencia, texto y el punto 6, respectivamente?)
- 1.2.d. Procedimiento LP-2-04 (Experiencia Operativa), rev. 2: las páginas 12 (paso A.3) y 13 (paso B.1, ref. 10: hasta 2003?) se han modificado, pero no se explica porqué se ha cambiado.
- 1.2.e. Procedimiento LP-2-06 (RGE), rev. 2: las páginas 5 (ref. 7, GALL sin identificar), 20 (paso 6.a: sigue errata en ESC), 20 (paso 6.b: se elimina texto?) y 23 (SRP y GALL sin identificar) no se han corregido o se han modificado sin explicarlo.
- 1.3. PIEGE, apdo. B.1.4.3, págs. B-10/16; LP-00-043, rev. 3, apdo. 7 y anexos 1 a 3: el nuevo apdo. B.1.4.3 y el apdo. 7 resultan muy escasos de información (sólo 5 sucesos, de ellos 2 en SMG) a la vista de que:
- sólo se cita un suceso de E-C cuando han habido múltiples sucesos en componentes de FW (43), MS (32), SW (17), FP (11), etc., y tanto en SMG como en la industria nuclear.

- no se recogen muchos de los sucesos procedentes de experiencia externa derivada de SIL de GE (p.ej. 105 y 207, para rociadores FW; 289 para líneas CS; 572 y 588 para tirantes y cuñas del barrilete; 644 para secador de vapor, etc.).
- no se recogen sucesos procedentes de experiencia externa derivada de la NRC (p.ej. IN-2006-01 para grietas en el toro, SER-05-06-GE para E-C en varios sistemas, etc.).

Por ello se estima oportuno ampliar la información de experiencia propia y externa, tanto en el PIEGE, apdo. B.1.4.3 como en el **LP-00-043**, apdo. 7.

- B.5.** **LP-00145**, rev. 4 y **PIEGE**, apdos. 2.1.4/2.1.5: verificación documental del análisis de las penetraciones del sistema HSC.
- B.7/B.8.** **LP-00-145**, rev. 4, anexos 4, 6, 7: explicar cómo y dónde se han incluido los anclajes, penetraciones y puertas de las unidades CLIM del sistema HSC.
- B.11.** **PIEGE**, tabla 3.3.2-10 y **LP-00-202**, rev. 3: justificar dónde están analizados el resto de los componentes de sellado (para filtración de emergencia, climatizador,...) y en qué tipo de componente de la tabla 3.3.2-10 están incluidos.
- B.12.** **LP-00-202**, rev. 3: justificar dónde se han analizado las rejillas del circuito de filtración de emergencia.

2.- Acta reunión 2.- Alcance y selección del sistema HPCI; Alcance y selección de estructuras Contención Primaria y Edificio del Reactor.

- HPCI, 1.** **PIEGE** y **LP-00-049**: justificar discrepancias entre plano LP.48.044 (PIEGE) y planos del LP-00-049 Rev. 4 (líneas dentro del alcance por criterio NRS). Además, en LP-00-049 se aportan dos planos adicionales relacionados con el sistema de almacenamiento de condensado y el sistema de condensado. Estos planos se

supone deberían estar también referenciados en el PIEGE.

- HPCI, 2.** **PIEGE:** Justificar porqué se incluyen dentro del alcance, por criterio NFS, el resto de componentes que conectan con el condensador de vapor de sellos, y no la línea y el ventilador en cuestión. Además, se sigue sin señalar en el PIEGE la conexión del sistema HPCI con el sistema SBT.
- HPCI, 4.** **PIEGE y LP-00-049:** En LP.48.044 del PIEGE se ha incluido la tubería dentro del alcance por NFS pero en el plano LP.41.HPC51 (1/4) del LP-00-049, no aparece señalada en color rojo. No coinciden revisiones de planos LP.41.HPC01 y LP.41.HPC02 y LP.48.044 del PIEGE.
- HPCI, 6.** **PIEGE:** la respuesta dada en el acta de la 2ª reunión responde a lo relativo a componentes relacionados con el condensador de vapor de sellos y la línea de drenaje al condensador principal, pero no a la última línea relacionada con el sistema de aceite. Justificarlo.
- HPCI, 8.** **LP-00-049 y LP-00-166:** ni en texto ni en planos se encuentra ninguna referencia a este componente, que en teoría debería aparecer individualizado e incorporado dentro de su tipología correspondiente. Al tratarse de un ambiente interior sujeto a condensaciones, evaluar posibles EERG en los puntos de drenaje.
- HPCI, 11.** **PIEGE, LP-00-049 y LP-00-166:** el componente permanece tanto en PIEGE (plano LP.48.099) como en el LP-00-049 y el LP-00-166. Aclarar si se ha revisado y se ha decidido que permanezca, o bien no ha sido sometido a revisión.
- HPCI, 13.** **LP-00-049, rev. 4, anexo 4, h.7 y anexo 7, h.1:** explicar porqué no se ha eliminado el equipo XXXX-2302-R (reductor bomba refuerzo) de las listas de equipos.
- CP y ED-RX, A.1.3.** **LP-00-016 y LP-00-014:** el equipo PNL-1003, según LP-00-016, anexo 7, h.1, se transfiere como estructura al informe de alcance y selección del ED-RX, pero no consta en LP-00-014, rev. 3, anexo 5 (transferidos) o

anexo 6 (componentes RGE). Justificar su ubicación documental.

3.- Acta reunión 3.- RGE del sistema HPCI; RGE de la vasija e internos; RGE de la estructura Contención Primaria; RGE de la estructura Edificio del Reactor; RGE del sistema RECIR.

HPCI, 1. PIEGE, apdo. 3.7, págs. 3.1253/1254: las revisiones indicadas de NEI y GALL son erróneas (ver Acta reunión 1, cuestión 1.1).

HPCI, 3. PIEGE: justificar la tipificación de algunos materiales respecto a los materiales “tipo” del GALL (bronce [REDACTED] y admiralty [REDACTED] [REDACTED])

HPCI, 4. PIEGE y LP-00-049: No coinciden revisiones de planos LP.41.HPC01 y LP.41.HPC02 y LP.48.044 del PIEGE. Además, en dichos planos se representa el cambio de especificación de materiales pero no de sistema. Además, en los dos primeros planos no aparecen correctamente rotuladas las tuberías de este material.

HPCI, 5. PIEGE y LP-00-166: Justificar el ambiente de la válvula MOV 2301-35 (“condensado (tanque)” y no “agua cámara supresión” como cabría esperar). En el caso del componente “Mirillas de observación y nivel”, no aparece ningún ambiente sustitutivo del antiguo “agua desmineralizada”. Aclarar por qué tipo de ambiente ha sido sustituido el ambiente inicial “agua desmineralizada” (“aire húmedo”, “agua cámara de supresión”, “condensado”, “condensado (tanque)”).

HPCI, 6. PIEGE y LP-00-166: En la misma línea que se expresó en el punto 5 aclarar razonadamente para cada componente, por qué ambiente en stand-by ha sido sustituido el ambiente de la Rev.1 del PIEGE. Aclarar ausencia de combinación “material/ambiente” del apartado 5.1 “acero al carbono, acero de baja aleación y fundiciones en vapor/aire húmedo”, que aparece luego en Anexos 2A y 3A. Además, para los intercambiadores de calor falta considerar los ambientes

“condensado (tanque) externo” y “aceite, externo”.

HPCI, 8. **PIEGE:** Al tratarse de un ambiente interior sujeto a condensaciones, evaluar posibles EERG en los puntos de drenaje.

HPCI, 9. **PIEGE:** Justificar la no ocurrencia de estos fenómenos en componentes que pudieran transportar fluidos a temperaturas inferiores que la del aire del entorno (ej: intercambiadores de calor).

HPCI, 12. **LP-00-002 (PGE-11), PIEGE tabla A.5 y LP-00-166:** no se señala ninguna mejora pendiente. Confirmar la actualización efectiva de estas referencias y otros posibles procedimientos implicados. Además, aclarar por qué en punto 4.4.1.1 del documento LP-00-166 sigue considerándose la ocurrencia de este EERG (“pérdida de material por erosión/corrosión”, acero al carbono en ambiente agua tratada/vapor).

HPCI, 13. **PIEGE y LP-00-002 (PGE-31):** Aclarar el hecho de que en el punto B.2.0 del Apéndice B del PIEGE y en el documento LP.00.002 rev.2 se afirme la conciliación directa entre el PGE-31 y el XI-M.38 del GALL (sin la implicación de ningún otro PGE). En lo que respecta al PGE-31, en el documento LP-00-002 rev.2 no se mencionan los ambientes “vapor” y “condensaciones” (sí recogidos por el AMP XI-M.38).

HPCI, 14. **PIEGE, apdo. B.2.1.35 y LP-00-002 (PGE-37), rev. 2:** justificar discrepancia entre PIEGE (ha desaparecido la PM-37.2, sólo hay una) y DB (se citan ambas PM pero no las contiene); justificar la implantación de las PM y mostrar el procedimiento PCN-A-27. Explicar en apartado 3.1 del LP.00.002 (PGE-37), “Alcance del Programa”, qué superficies serían las afectadas y cómo se llevarían a cabo las inspecciones de superficies no accesibles en operación/recarga en el caso particular de CNSMG.

HPCI, 15. **LP-00-166, rev. 3, anexo 3.A, tabla pág. 63:** justificar porqué se elimina la E-C

del cuerpo de la turbina HPCI; punto HPCI-12, del acta reunión 3 se refiere a líneas de vapor y drenajes, no al cuerpo de turbina.

HPCI, 16. Justificar estado del procedimiento SQR-A5.

HPCI, 18. En el caso del HPCI, concretar la frecuencia de seguimiento de la calidad del aceite, ("oscilará entre 3 meses y dos años según los casos"). En cuanto a la frecuencia de inspección de los cambiadores de calor, está pendiente comprobar resultados de la experiencia operativa propia (registros de mantenimiento).

HPCI, 21. **PIEGE y LP-00-166:** En lo relativo al AEFT-2.13 (punto 4.3.11), no figuran las líneas del HPCI. Para este EERG (fatiga) revisar ítems de aplicación del GALL, y discrepancias entre Tabla 3.2.2-1 del PIEGE y el análisis recogido en documento LP-00-166 (Anexos 2 y 3), para los componentes "Tanques, acumuladores, depósitos" (TNK-2301-DP1), "Tuberías y accesorios de tuberías", (TUB-HPC-CS-ACT), "Válvulas de retención" (CHKV-2301-40 y 74) y "Válvulas manuales" (varias). En el caso de la válvula motorizada MOV-2301-5, justificar la no ocurrencia de este fenómeno.

RPV, 1. **PIEGE, tablas 3.1.2-1.a y 3.1.2-1.b:** justificar discrepancias varias en la actualización llevada a cabo con la rev. 1 del informe GALL (NUREG 1801).

RPV, 2. **PIEGE, tabla 3.1.2-1.a (1/19), LP-00-163, anexo 4 (4/5), LP-00-018, apdos. 3.3.1 y 4.9 y LP-00-213, 4.1/4.2:** ni el SRP, apdos 2.1 (tablas 2.1.4, 2.1.5) y 2.3, ni el GALL (tablas 1, IV-A.1, IV-E) ni el NEI 95-10, apdos.3 y 4 (tablas 4.1.1, 4.1.2) y App. B, indican nada sobre calorifugado de la vasija; el PIEGE indica como ambiente externo de la RPV "aire/N2", excluyendo calorifugado; en **LP-00-163**, anexo 4, se cita el componente XXXX-201-4 "aislamiento RPV" como fuera de límites y sin función; el **LP-00-018** incluye información s/aislamiento como material, no como un ambiente externo; finalmente el **LP-00-213** no lo considera; por tanto, si el calorifugado no es un subcomponente [material] de la RPV, ni es un ambiente exterior de la RPV, quiere decir que no "existe" a ningún

efecto en el PIEGE?.

RPV, 3. **PIEGE, tabla 3.1.2-1.b:** sigue sin incorporarse el ítem IV.A1-16 del GALL.

RPV, 4.b. **PGE-21:** está pendiente de presentación el nuevo plan de vigilancia de la vasija a largo plazo.

RPV, 4.c. **PIEGE, tablas 3.1.2-1.a/b, LP-00-002 rev.2, LP-90-003 rev. 1, LP-50-008 rev.3:**
precisa aclarar el alcance del PGE-22 en cuanto a componentes de la vasija e internos. Asimismo, aclarar la aplicabilidad del PGE-22 a tres zonas del interior de la vasija especificado por NN en la reunión 3. Por otra parte, pese a que NN dijo que iba a incluirlas en el PGE-10, las toberas N13/14 no están incluidas en IG-00-19. Se revisará la rev. 1 de LP-90-003, comprobando también la materialización de los “buenos propósitos” de LP-00-002.

CP, 6. **PIEGE, tabla 3.5.2-1, h. 15/20:** las nuevas columnas GALL, rev. 1, no incorporan el ítem GALL III-B.1.3.10 ni el ítem único 3.5.1-53.

CP, 12. **PIEGE, tabla 3.5.2-1, h. 4/20:** en la zona “transición arena” no se incluye ningún PGE que cubra la inspección de la lámina metálica del drywell mediante catas, cuando se acordó en el acta reunión 3 que se incluiría en alguno de los PGE-22 o 27 o en uno específico para SMG.

CP, 14/15. **LP-00-002 (DB-PGE-28), rev.2 y LP-50-008 (PGE-28), rev. 3:** el DB-PGE-28 sólo contiene las PM-28.3 y 4; el LP-50-008 no contiene PM para el PGE-28; justificar discrepancias documentales y que las PM-28.1 (alcance), 2 (detección EERG), 3 (seguimiento) y 4 (criterios aceptación) están implantadas.

ED-RX, 4. **PIEGE, tabla 3.5.2-2, h. 2 y 3/29 y LP-00-204, rev.2, págs. 37/38 y anexos 3.D y 4:** justificar que se han considerado otros elementos o componentes de hormigón enterrado (bajo cota nivel freático) y cuáles elementos se han incorporado; justificar porqué en LP-00-204, págs. 37/38, no se considera como

EERG.

ED-RX, 6. PIEGE, tabla 3.5.2-2, h. 1 a 29/29: justificar porqué no se han considerado todos los ítems GALL solicitados en el acta reunión 3.

ED-RX, 9. PIEGE, tabla 3.5.2-2, h. 1 a 29/29: justificar porqué no se han considerado todos los ítems GALL solicitados en el acta reunión 3.

ED-RX, 10. LP-00-002 (DB-PGE-27), rev.2 y LP-50-008 (PGE-27), rev. 3: el DB-PGE-27 no contiene PM; el LP-50-008 contiene 8 PM para el PGE-27; justificar discrepancias documentales y que las PM-27.1 a 27.8 están implantadas; mostrar los procedimientos PE-RM-06, PMM-P-064 y PMM-P-064-A, revisados para corregir las inconsistencias detectadas sobre alcance, criterios aceptación y GC.

RECIR, 7. LP-00-002 (DB-PGE-13), rev.2 y LP-50-008 (PGE-27), rev. 3: el DB-PGE-13 contiene sólo la PM-13.2; el LP-50-008 contiene no PM para el PGE-13; justificar discrepancias documentales y que las PM-13.2 está implantada.

RECIR, 9. PIEGE, tabla 3.1.2-2 (7/16), LP-00-058, anexo 4, LP-00-018, apdos. 3.3.1 y 4.9 y LP-00-183, 4.1/4.2: ni el SRP, apdos 2.1 (tablas 2.1.4, 2.1.5) y 2.3, ni el GALL (tablas 1, IV-C.1, IV-E) ni el NEI 95-10, apdos.3 y 4 (tablas 4.1.1, 4.1.2) y App. B, indican nada sobre calorifugado de la vasija; el PIEGE indica como ambiente externo de las tuberías RECIR "aire/N2", excluyendo calorifugado; en LP-00-058, anexo 4, no se cita el aislamiento; el LP-00-018 incluye información s/ aislamiento como material, no como un ambiente externo; finalmente el LP-00-183 no lo considera; por tanto, si el calorifugado no es un subcomponente [material] de la RECIR, ni es un ambiente exterior de las tuberías RECIR, quiere decir que no "existe" a ningún efecto en el PIEGE?.

RECIR, Otros aspectos. LP-00-183, apdo. 5.4.1.3, pág. 19: justificar porqué no se han corregido las condiciones para pérdida de material por E-C, en

función del fluido existente.

4.- Acta reunión 4.- RGE de sistemas eléctricos y de I&C.

ELEC, 1 a 3.A.20. Estado de preparación de los diversos documentos relacionados con la RGE de sistemas eléctricos y de I&C (cables, conexiones y equipos calificados).

5.- Implantación de Programas de Gestión de Envejecimiento (PGE).

Se verificará la aplicación de los documentos anteriores mediante cuestiones específicas relativas al seguimiento de varios de los siguientes Programas:

- PGE-01,** *"Gestión de la fatiga en barrera de presión".*
- PGE-05,** *"Conexiones soldadas al interior de la vasija"*
- PGE-09,** *"Penetraciones a la vasija"*
- PGE-10,** *"Internos de vasija"*
- PGE-12,** *"Integridad de pernos"*
- PGE-21,** *"Vigilancia de la vasija"*
- PGE-22,** *"Inspecciones únicas"*
- PGE-27,** *"Programa de estructuras"*
- PGE-29,** *"Vigilancia de envejecimiento de cables eléctricos"*
- PGE-31,** *"Inspección de superficies internas de tuberías y conductos de ventilación"*
- PGE-37,** *"Inspección de superficies exteriores de componentes mecánicos"*

PGE-38, *"Lixiviación selectiva"*

PGE-41, *"Vigilancia de conexiones de cables eléctricos, no calificados, en localizaciones ambientales severas"*

Los PGE seleccionados se contrastarán con las Propuestas de Mejora y el análisis realizado por NN para la aceptación/rechazo de las Propuestas de Mejora que sean aplicables a los mismos, para verificar su implantación, así como los procedimientos de mantenimiento y pruebas aplicados y la documentación de los resultados obtenidos en la implantación.

Adicionalmente a lo anterior se verificará el estado de análisis y calendario de implantación de las Propuestas de Mejoras a los PGE así como la ejecución de las pruebas, ensayos, vigilancias y controles que se indican en los citados PGE.

Para la comprobación de algunos de los aspectos mencionados así como de la situación de algunos componentes y estructuras, se girarán las Visitas en Planta que se estimen oportunas.

COMENTARIOS AL ACTA DE INSPECCIÓN
REF.: CSN/AIN/SMG/08/579

HOJA 1 DE 49 ÚLTIMO PÁRRAFO

Donde dice: Que la inspección fue recibida por ...

Comentario: Eliminar nombres propios según punto 1 del Comentario al primer párrafo de la hoja 2 de 49.

HOJA 2 DE 49 PÁRRAFO 1º

Comentario:

Respecto de las advertencias que el acta contiene en el primer párrafo de su hoja 2 de 49 sobre la posible publicación de la misma o partes de ella, así como sobre la pregunta que en tal sentido se formuló por el CONSEJO DE SEGURIDAD NUCLEAR (CSN) a los representantes de la instalación, se desea hacer constar expresamente que la respuesta dada a dicha pregunta debería ser completada en los siguientes términos:

- 1.- 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 o restringido, y sólo podrá ser utilizada a los efectos de esta inspección, a menos que expresamente se señale lo contrario.

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, queremos indicar que, sin perjuicio de lo manifestado 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.

HOJA 5 DE 49 PÁRRAFO PENÚLTIMO

Donde dice: "... función NRS del documento LP-00-047, ...".

Debiera decir: "... función NFS (no función de seguridad) del documento LP-00-047, ...".

HOJA 7 DE 49 PÁRRAFO 1º

Donde dice: "... criterio NRS.".

Debiera decir: "... criterio NFS (no función de seguridad).".

HOJA 7 DE 49 PÁRRAFO 4º

Donde dice: "... es un equipo "con nombre", aunque ...".

Debiera decir: "... es "un equipo físico de la planta contenido en la base de datos de equipos", aunque ...".

HOJA 8 DE 49 PÁRRAFO 4º

Donde dice: "... debería ser siempre posterior a ...".

Debiera decir: "... debería ser siempre posterior o igual a ...".

HOJA 13 DE 49 PÁRRAFO 2º

Sustituir la última frase del párrafo, que dice: "Que, adicionalmente, los controles sentido."

Por esta otra: "Adicionalmente, las actividades sobre estos equipos se revisaron en el proyecto RCM (Reliability Centered Maintenance) realizado con la participación de [REDACTED]".

HOJA 13 DE 49 PÁRRAFO ÚLTIMO

Donde dice: "... que tanto para los tramos del HPCI de Clase 1 como para los tramos de Clase 2 sometidos a fatiga, ...".

Debiera decir: "... que para los tramos del HPCI no diseñados con ASME III Clase 1 sometidos a fatiga, ...".

HOJA 16 DE 49 PÁRRAFO 4º

Sustituir la última frase del párrafo, que dice: "Que los representantes de NN indicaron que esto era una errata y que sería corregido."

Por esta otra: "Aunque al tratarse de distinto material se concilia con la nota F y aparece como no aplicable."

HOJA 20 DE 49 PÁRRAFO 4º

Donde dice: "..., N13/N14 (fugas de alta y baja presión), N15/N16 ...".

Debiera decir: "..., N15/N16 ...".

HOJA 21 DE 49 PÁRRAFO 5º

Donde dice: "... tabla 3.2.1-1.a de la rev. 2 del PIEGE, a lo que los representantes de NN indicaron que se estaba ante una errata, ...".

Debiera decir: "... tabla 3.1.2-1a de la rev. 2 del PIEGE, como se indica en la nota 15 de la tabla anterior,...".

HOJA 23 DE 49 PÁRRAFO 1º

Donde dice: "... IE-90-006 ...".

Debiera decir: "... IE-40-006 ...".

HOJA 24 DE 49 PÁRRAFO 1º

Donde dice: "... del Informe de Garantía de Calidad."

Debiera decir: "... del Programa hidrogeológico de vigilancia y control del agua de CNSMG."

HOJA 25 DE 49 PÁRRAFO ÚLTIMO

Donde dice: "... rev. 2. Que los representantes de NN manifestaron que dichas conexiones se utilizan en las conexiones de cables de MT con las barras de fase, y que por error se han considerado inicialmente como existentes en el Pozo Seco, ...".

Debiera decir: "... rev. 2. Que los representantes de NN manifestaron que dichas conexiones se utilizan en algunas conexiones de cables de MT con alguna salida en las cabinas de las barras de MT, y en alguna conexión a motor (pero no en el Pozo Seco), y que por error se han considerado inicialmente como existentes en el Pozo Seco, ...".

HOJA 26 DE 49 PÁRRAFO 2º

Donde dice: "... en base a las bajas intensidades y los cortos tiempos de actuación estipulados para los mismos en CNSMG".

..."

Debiera decir: "... en base a las bajas intensidades que los mismos manejan en CNSMG".

HOJA 26 DE 49 PÁRRAFO 3º

Donde dice: "Que en relación al punto 2B "*identificación de cables*", los representantes de NN no pudieron dar una explicación convincente, en relación a la identificación correcta de los tres cables [REDACTED] EPR/Hypalon, con requisito de calificación ambiental existentes en el Pozo Seco y Edificio del Reactor, según el anexo III del documento II-10-0199 rev. 1".

Debiera decir: "Que en relación al punto 2B "*identificación de cables*", los representantes de NN, en relación a la identificación correcta de los tres cables [REDACTED] EPR/Hypalon, con requisito de calificación ambiental existentes en el Pozo Seco y Edificio del Reactor, según el anexo III del documento II-10-0199 rev. 1, comentaron que no existía ningún cable de estas características y que este aspecto obedecía a un error de contabilidad en la tabla resumen del mencionado anexo.

HOJA 26 DE 49 PÁRRAFO ÚLTIMO

Donde dice: "Que los cables asociados a las SRV-203-3A/B/C se han incluido en la muestra de cables a vigilar por encontrarse afectados por puntos calientes identificados en inspección. Que ...".

Debiera decir: "Que los cables asociados a las RV-203-3A/B/C se han incluido en la muestra de cables a vigilar por ser susceptibles de encontrarse afectados por puntos calientes potenciales identificados en inspección. Que ...".

HOJA 27 DE 49 PÁRRAFO 1º

Comentario:

Si bien durante la inspección no les confirmamos el tipo de cables con los que se sustituyeron los 10 cables [REDACTED] EPDM/Hypalon existentes en el Pozo Seco (MD-399), les comunicamos ahora que dichos cables fueron comprados a Pirelli con el pedido G509310Q, y que están avalados por el informe de calificación: Ing. CN 5-1/88, siendo por tanto cables [REDACTED] Afumex ("afumex afumex"), tal como les habíamos manifestado durante la reunión celebrada los días 10 y 11/06/08, y así consta en el acta de ref. CSN/ART/IMES/SMG/08707/03 (página 5 párrafo 2º) remitida en su carta de 05/09/08 (ref. CSN/C/DSN/08/142).

HOJA 29 DE 49 PÁRRAFO 2º

Donde dice: "... ref. IE-90-023, rev. 0A, para soportes de equipos no relacionados con la seguridad, pendiente de aprobación ...".

Debiera decir: "... ref. IE-90-023, rev. 0A, pendiente de aprobación ...".

HOJA 29 DE 49 PÁRRAFO 3º

Añadir el siguiente texto al final del mismo:

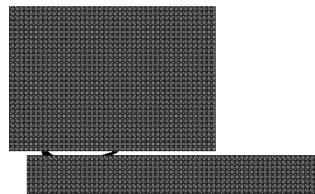
Además también incluye, entre sus actividades, algunos capítulos del MISI para uniones atornilladas de elementos retenedores de presión de clase nuclear y CP; MISI Cap 5 y PMG-G-024 para soportes relacionados con la seguridad; y los procedimientos PMM-064 y IE-40.006 para uniones atornilladas y anclajes de elementos estructurales y soportes no relacionados con la seguridad.

HOJA 29 DE 49 PÁRRAFO ÚLTIMO

Donde dice: "... el análisis DB-PGE-22, ...".

Debiera decir: "... el análisis DBP-PGE-22, ...".

Santander, 14 de Enero de 2009

A rectangular area that has been completely redacted with a black box, likely containing a signature or name.

Director de Ingeniería



CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

DILIGENCIA

En relación con los comentarios formulados en el “Trámite” del Acta de Inspección de referencia CSN/AIN/SMG/08/579, de fecha 15/12/08, correspondiente a la inspección realizada en la Central Nuclear de Santa María de Garoña los días 19, 20 y 21 de noviembre de 2008, los Inspectores que la suscriben declaran:

<u>Hoja 1 de 49, último párrafo:</u>	El comentario no afecta al contenido técnico del acta.
<u>Hoja 2 de 49, párrafo 1º:</u>	Se acepta, aunque el comentario no afecta al contenido técnico del acta.
<u>Hoja 5 de 49, párrafo penúltimo:</u>	Se acepta el comentario.
<u>Hoja 7 de 49, párrafo 1º:</u>	Se acepta el comentario.
<u>Hoja 7 de 49, párrafo 4º:</u>	Se acepta el comentario.
<u>Hoja 8 de 49, párrafo 4º:</u>	Se acepta el comentario.
<u>Hoja 13 de 49, párrafo 2º:</u>	Se acepta el comentario, como aclaración al contenido del acta.
<u>Hoja 13 de 49, párrafo último:</u>	Se acepta el comentario, como aclaración al contenido del acta.
<u>Hoja 16 de 49, párrafo 4º:</u>	No se acepta el comentario. La nota F no aplica, dado que, según Nuclenor (tabla 3.0.3 “Materiales” de la rev. 2 del PIEGE, pág. 3-11), el material de la tobera N8 (acero aleado revestido con inoxidable) corresponde al material identificado como “steel” en la rev. 1 del GALL (y que es el previsto en el ítem IV.A1-11).
<u>Hoja 20 de 49, párrafo 4º:</u>	Se acepta el comentario.
<u>Hoja 21 de 49, párrafo 5º:</u>	Se acepta el comentario.
<u>Hoja 23 de 49, párrafo 1º:</u>	Se acepta el comentario.
<u>Hoja 24 de 49, párrafo 1º:</u>	Se acepta el comentario, como corrección al texto del acta.
<u>Hoja 25 de 49, párrafo último:</u>	Se acepta el comentario.
<u>Hoja 26 de 49, párrafo 2º:</u>	Se acepta el comentario.

CSN

CONSEJO DE
SEGURIDAD NUCLEAR

Hoja 26 de 49, párrafo 3º:

El comentario no afecta al contenido del acta.

Hoja 26 de 49, párrafo último:

Se acepta el comentario.

Hoja 27 de 49, párrafo 1º:

El comentario no afecta al contenido del acta.

Hoja 29 de 49, párrafo 2º:

Se acepta el comentario.

Hoja 29 de 49, párrafo 3º:

Se acepta el comentario.

Hoja 29 de 49, párrafo último:

Se acepta el comentario, como corrección de errata en el acta, que afecta también, aunque NN no lo haya señalado, a las siguientes hojas y párrafos de la misma:

Hoja 27 de 49, párrafo penúltimo

Hoja 28 de 49, párrafos 1º y 5º

Hoja 32 de 49, párrafos 2º y 4º

Hoja 33 de 49, párrafos 3º y 5º

Hoja 34 de 49, párrafos 2º y 4º

Hoja 35 de 49, párrafo penúltimo

Hoja 36 de 49, párrafo 1º

Madrid, 2 de febrero de 2009

[Redacted signature]

Fdo.:

Inspector CSN

[Redacted signature]

Fdo.:

Inspector CSN

[Redacted signature]

Fdo.:

Inspector CSN

[Redacted signature]

Fdo.:

Inspectora CSN

[Redacted signature]

Fdo.:

Inspector CSN

