

IDENT.: CSN/IEV/IMES/SMG/0711/631

REV:	0
SUPL:	

SUPLEMENTOS						
--------------------	--	--	--	--	--	--

TITULO: Informe de evaluación del "Plan integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento", rev. 1 (Junio 2006), para la renovación de la Licencia de C.N. Sta. M^a. de Garoña. Capítulos 3 "Resultados de la Revisión de la Gestión del Envejecimiento", 4 "Análisis de Envejecimiento Función del Tiempo", y Apéndices A y B.

Aspectos asociados a los sistemas mecánicos de la vasija del reactor e internos.

En respuesta a la SITE: S.02.10.02.04.01

Código : SMG

CONCEPTO	NOMBRE	PUESTO DE TRABAJO	FIRMA	FECHA
AUTORES				
REVISADO				
APROBADO				

(1) AUTOR, REVISADO, APROBADO, VISTO BUENO, CONFORMADO

INDICE

1. OBJETO
 2. ALCANCE
 3. NORMATIVA APLICABLE
 4. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN
 5. EVALUACIÓN
 - 5.1 Resultados de la Gestión de Envejecimiento del Sistema de Vasija del Reactor y Programas Utilizados para su Gestión.
 - 5.1.1 Componentes: Materiales; Ambientes externo e interno; Efectos de Envejecimiento que Requieren Gestión (EERG); Programas que se aplican.
 - 5.2 Análisis de los Programas Aplicados por CNSMG en la Gestión de los Efectos de Envejecimiento para el Sistema de la Vasija del Reactor (Apéndice B).
 - 5.3 Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo Identificados en el Sistema de la Vasija del Reactor.
 - 5.4 Análisis del Suplemento al Estudio de Seguridad (Apéndice A) relativo al Sistema de la Vasija del Reactor.
 6. CONCLUSIONES
- ANEXOS

1. OBJETO

El presente informe tiene por objeto evaluar los documentos, remitidos por el titular NUCLENOR (NN), relativos a la "*Solicitud de renovación de la autorización de explotación de C. N. Santa María de Garoña (CNSMG)*" para el periodo 2009-2019, en las materias competencia del área IMES relacionadas con el Sistema de la vasija del reactor y sus internos (Sistema RX).

2. ALCANCE

Para la solicitud de Renovación de Licencia para el Permiso de Autorización de Explotación, en operación a largo plazo de la central, se requiere la siguiente documentación:

- Revisión Periódica de la Seguridad (RPS),
- Suplemento al Estudio de Seguridad, en el que se incluyen los estudios y análisis que justifican la operación a largo plazo de la central,
- Revisión de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento Mejoradas,
- Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento,
- Estudio Radiológico, y
- Revisión del Plan de Gestión de Residuos Radiactivos.

El documento "Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento", consta, además de los capítulos 1, 2, 3 y 4, de los apéndices:

- A, que recoge la propuesta de Suplemento del Estudio de Seguridad
- B, que presenta el listado de programas y actividades de gestión del envejecimiento
- C, que no se utiliza
- D, dedicado a la propuesta de Revisión de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (NN indica que no se requiere ningún cambio).

Los Capítulos 1 y 2 del Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento, referentes a los criterios y metodología seguidos por NN para definir el alcance y selección de estructuras y componentes sujetos a Revisión de Gestión de Envejecimiento (RGE), están evaluados en el Informe CSN/IEV/IMES/SMG/0707/602, Rev. 1.

Como complemento al Informe CSN/IEV/IMES/SMG/0707/602, en el Informe CSN/IEV/IMES/SMG/0707/616 se ha evaluado, correspondiente al capítulo 2, el alcance y la selección del sistema de la vasija del reactor (estructuras y componentes de la vasija del reactor e internos).

Por tanto el alcance de este informe se refiere a la evaluación técnica del "Sistema de la Vasija del Reactor" del documento "*Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento*", rev. 1 (Junio 2006); en concreto, se refiere a los siguientes capítulos y apartados:

- **Capítulo 3:** Resultados de la Revisión de la Gestión del Envejecimiento
 - Apartado 3.1: Gestión del Envejecimiento de los Sistemas de Refrigeración del Reactor.
 - Sección 3.1.2.1: Resultados de materiales, ambientes, efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas de gestión del envejecimiento del Sistema de la Vasija del Reactor.
- **Capítulo 4:** Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo
 - Apartado 4.1.1: Identificación y Resolución de los Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT).
 - Apartado 4.1.2: Identificación y resolución de exenciones.
 - Apartado 4.2: Fragilización Neutrónica de la Vasija del Reactor e Internos.
 - Apartado 4.3: Fatiga de los Metales
 - Apartado 4.3.1: Análisis de Fatiga de la Vasija del Reactor
 - Apartado 4.3.2: Análisis de Fatiga de las Toberas de Succión de Recirculación (N1)
 - Apartado 4.3.3: Análisis de Fatiga de las Toberas de Descarga de Recirculación (N2)
 - Apartado 4.3.4: Análisis de Fatiga de las Toberas de Agua de Alimentación
 - Apartado 4.3.5: Análisis de Fatiga de las Toberas del Sistema de Rociado del Núcleo (CS)
 - Apartado 4.3.6: Análisis de Fatiga de las Toberas de Instrumentación de las Bombas de Chorro
 - Apartado 4.3.7: Análisis de Fatiga Térmica de bajos Ciclos del Soporte de la Envoltura del Núcleo
 - Apartado 4.3.8: Análisis de Fatiga Térmica de bajos ciclos en los Tirantes de la Envoltura del Núcleo
 - Apartado 4.3.9: Análisis de Fatiga en la Soldadura del Difusor de las Bombas de Chorro con la Placa Soporte
 - Apartado 4.3.13: Efectos del Ambiente del Refrigerante del Reactor en la Vida a Fatiga de los Componentes y Tuberías (Generic Safety Issue GSI-190)
 - Apartado 4.3.14: Análisis de Fatiga de los Alojamientos de las Penetraciones de la Instrumentación Nuclear
- **Apéndice A:** Suplemento al Estudio de Seguridad
 - Apartado A.1: Programas de Gestión del Envejecimiento con Programa de Referencia en el NUREG-1801
 - Apartado A.1.1: Inspección en Servicio de Componentes Clase 1, 2 y 3
 - Apartado A.1.2: Control Químico del agua
 - Apartado A.1.3: Inspección de los Pernos de la Tapa de la Vasija
 - Apartado A.1.4: Conexiones ("attachments") Soldadas al Interior de la Vasija
 - Apartado A.1.5: Toberas del Agua de Alimentación en Vasija
 - Apartado A.1.6: Tobera de la Línea de Retorno de los CRD

- Apartado A.1.7: Corrosión Bajo Tensión en BWR
 - Apartado A.1.8: Penetraciones a Vasija
 - Apartado A.1.9: Internos a Vasija
 - Apartado A.1.30: Programa de Gestión de la Fatiga en la Barrera de Presión
 - Apartado A.2: Programas de Gestión del Envejecimiento Específicos de Planta
 - Apartado A.2.5: Control de la Penetraciones de los CRD en la Vasija
 - Apartado A.2.7: Programa de Inspecciones Periódicas
 - Apartado A.3.1: Fragilización Neutrónica de la Vasija del Reactor e Internos
 - Apartado A.3.2: Fatiga de Metales
- **Apéndice B:** Programas de Actividades de Gestión del Envejecimiento
- Apartado B.1.1: Preámbulo
 - Apartado B.2.1: Descripción de los Programas de Gestión del Envejecimiento
 - Sección B.2.1.1: Inspección en Servicio de Componentes Clase 1, 2 y 3
 - Apartado B.2.1.2: Control Químico del Agua
 - Apartado B.2.1.3: Inspección de los Pernos de la Tapa de la Vasija
 - Apartado B.2.1.4: Conexiones (attachments) Soldadas al Interior de la Vasija
 - Apartado B.2.1.5: Toberas del Agua de Alimentación en Vasija
 - Apartado B.2.1.6: Tobera de la Línea de Retorno de los CRD
 - Apartado B.2.1.7: Corrosión Bajo Tensión en BWR
 - Apartado B.2.1.8: Penetraciones a Vasija
 - Apartado B.2.1.9: Internos a Vasija
 - Apartado B.2.1.19: Vigilancia de la Vasija del Reactor
 - Apartado B.2.1.20: Inspecciones Únicas
 - Apartado B.2.1.34: Control de las Penetraciones de los CRD en la Vasija
 - Apartado B.3.1: Programa de Gestión de la Fatiga en la Barrera de Presión

De manera adicional y como complemento a la información suministrada en el Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento, se ha examinado asimismo el documento de ref. LP-00-213 *“Revisión de la Gestión del Envejecimiento del sistema de vasija (RX), rev. 1 de 21/06/06.*

3. **NORMATIVA APLICABLE.**

Para la evaluación de los apartados indicados anteriormente se considera aplicable la siguiente normativa y guías de evaluación:

- *“Condiciones para la Operación a Largo Plazo de las Centrales Nucleares”, CSN, Abril 2005.*
- 10 CFR 54. *“Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants”, USNRC, de 8 de Mayo de 1995.*
- Regulatory Guide 1.188. *“Standard Format and Content for Applications to Renew Nuclear Power Plant Operating Licenses”, Rev. 1, USNRC, Julio de 2001.*

- NEI 95-10. "Industry Guideline for Implementing the Requirements of 10 CFR Part 54- The License Renewal Rule". Rev. 4. Nuclear Energy Institute.
- NUREG-1800. "Standard Review Plan for Review of License Renewal Applications for Nuclear Power Plants" (SRP-LR). Rev. 1, USNRC. Septiembre 2005.
- NUREG-1801. "Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report". Rev.1, USNRC. Septiembre 2005.
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section III, Nuclear Vessel, Edition 1965, including Addenda 1966.
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section III, Division 1, Nuclear Power Plant Components:
 - Subsection NA and NB, 1968 Edition with Addenda to and including Winter 1970,
 - 1977 Edition with Addenda Summer 1977,
 - Subsection NB, Class 1 Components, ed.1980 with Addenda to and including Summer 1982.
 - 1989 Edition
 - Code Case N-196.
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section XI, Division 1. Rules for Inservice Inspection of Nuclear Power Plant Components. American Society of Mechanical Engineers.

4. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN.

En el capítulo 2 del Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento se identifican las estructuras y componentes sujetas a Revisión de la Gestión del Envejecimiento (RGE). En el Informe CSN/IEV/IMES/SMG/0707/616 se realizó la evaluación referente al alcance y selección de los componentes del sistema de la Vasija del Reactor y sus internos (sistema RX) que requerían Revisión de Gestión del Envejecimiento (RGE).

En el capítulo 3 se presentan los resultados de la Revisión de la Gestión del Envejecimiento de las estructuras y componentes identificados en el capítulo 2 como sujetos a RGE. La revisión de la gestión del envejecimiento requiere la demostración de que los efectos de envejecimiento serán adecuadamente gestionados, de forma que se mantengan consistentes con las bases de licencia actuales durante el periodo de operación a largo plazo.

En las secciones 3.1 a 3.6 del NUREG-1800 (SRP-LR) se describen los criterios de aceptación, los métodos para las Revisiones de Gestión del Envejecimiento (RGE), y los Programas de Gestión de Envejecimiento (PGE) para determinar si el solicitante ha cumplido con los requerimientos del 10 CFR 54.12 de la NRC.

La gestión del envejecimiento tratada en las secciones 3.1 a 3.6 se refiere, respectivamente, a seis grupos de sistemas:

- Sistemas de refrigeración del reactor
- Sistemas de salvaguardias tecnológicas
- Sistemas auxiliares
- Sistema de vapor y conversión de energía
- Contenciones, estructuras y soportes de componentes
- Sistemas eléctricos, de instrumentación y control.

Dentro de los sistemas de refrigeración del reactor se incluyen:

- Sistema de la vasija del reactor (vasija) (sistema RX)
- Sistema de la vasija del reactor (internos) (sistema RX)
- Sistema de recirculación (sistema RECIR)
- Sistema de instrumentación de la vasija (sistema RPVI)
- Sistema de refrigeración de la tapa de la vasija (sistema RHCS)

Como se ha indicado en el apartado 2 de este Informe (Alcance), la evaluación se refiere al **Sistema de la Vasija del Reactor (RX) incluidos sus internos**.

En el SRP-LR de la USNRC (NUREG-1800) se hace referencia a un procedimiento que puede utilizar un solicitante para la RGE y que consiste en cumplir con las recomendaciones establecidas en el NUREG-1801 (Informe GALL). El solicitante puede elegir otra metodología que la del Informe GALL para demostrar el cumplimiento del 10 CFR 54.21(a)(3).

El NUREG 1801 es un documento de bases técnicas al NUREG-1800, que proporciona al grupo de trabajo de la NRC una guía para revisar una solicitud de renovación de licencia.

El NUREG 1801 contiene la evaluación genérica, desde el punto de vista de gestión del envejecimiento, de programas de plantas existentes en centrales que responden a la regulación de la USNRC. Dicho informe contiene los fundamentos técnicos que permiten decidir en qué casos los programas existentes son adecuados, sin modificaciones para el periodo de vida extendida, y en qué otros casos los programas deben ser ampliados.

Los resultados de la evaluación genérica incluida en el informe GALL (NUREG-1801) indican que muchos de los programas existentes son adecuados, sin introducir ningún cambio, para gestionar los efectos de envejecimiento en estructuras y componentes dentro del alcance de la RGE.

El informe también incluye recomendaciones sobre aspectos concretos que deben ser ampliados o introducidos en los programas para el periodo de operación a largo plazo.

El informe GALL se presenta en dos volúmenes. El volumen 1 resume las revisiones de la gestión de envejecimiento que están comentadas en el volumen

2. El volumen 2 (Tabulación de los Resultados) lista las revisiones de gestión de envejecimiento genéricas de los sistemas o componentes que pueden estar en el alcance de las solicitudes de renovación de licencia, e identifica los programas que son aceptables para manejar los efectos de envejecimiento.

Los programas de gestión de envejecimiento (PGE) de los componentes del sistema de refrigeración del reactor están descritos y analizados en el Capítulo IV del NUREG-1801, Tabla 1, del Volumen 1, que se adjunta como Anexo 1. En estas tablas se presenta una primera columna con un número identificador (ID), seguida de las columnas de: tipo de diseño de planta (en este caso BWR), componente, combinación efecto/mecanismo de envejecimiento, programas de gestión de envejecimiento, evaluación adicional recomendada, ítem genérico referido e ítem único.

Además, en las Tablas IV-A1 y IV-B1 del Volumen 2 del NUREG-1801, que se adjuntan como Anexos 2 y 3, se presentan los componentes de la vasija y de sus internos, respectivamente, con las siguientes columnas:

- ítem único (coincide con la última columna de la Tabla 1 del volumen 1)
- Componente
- Material
- Condiciones ambientales
- Efecto / mecanismo de envejecimiento (coincide con la columna 4 de la Tabla 1)
- Programa de gestión de envejecimiento, con una explicación más detallada de los programas de gestión de envejecimiento que la presentada en la Tabla 1 (Volumen 1).
- Evaluación adicional recomendada (cuando aplica)

5. EVALUACIÓN.

Teniendo en cuenta los materiales constructivos de los componentes de la vasija del reactor de CNSMG y los ambientes a que están expuestos, tanto por el interior como por exterior del componente, los efectos que requieren la gestión por su potencial desarrollo son:

Por ambiente interno

- Pérdida de material por corrosión general
- Pérdida de material por corrosión intersticial
- Pérdida de material por corrosión por picaduras
- Agrietamiento por corrosión bajo tensión
- Reducción de la resistencia a la fractura por fragilización por irradiación
- Reducción de la resistencia a la fractura por fragilización térmica
- Agrietamiento por fatiga

Por ambiente externo

- Pérdida de material por corrosión intersticial
- Pérdida de material por corrosión por picaduras
- Pérdida de material por desgaste
- Agrietamiento por corrosión bajo tensión
- Reducción de la resistencia a la fractura por fragilización por irradiación
- Reducción de la resistencia a la fractura por fragilización térmica
- Agrietamiento por fatiga.

Los programas acreditados según NN, para la gestión de los efectos de envejecimiento asociados al sistema de la vasija del reactor de CNSMG son:

- PGE-01. Programa de gestión de la fatiga en la barrera de presión [Nuevo].
- PGE-03. Inspección en servicio de componentes de clase 1, 2 y 3 [Existente].
- PGE-04. Control químico del agua [Existente-Requiere mejoras]
- PGE-05. Conexiones soldadas al interior de la vasija [Nuevo]
- PGE-06. Toberas de agua de alimentación de la vasija [Existente]
- PGE-07. Tobera de la línea de retorno de los CRD [Existente]
- PGE-08. Corrosión bajo tensión en BWR [Existente-Requiere mejoras]
- PGE-09. Penetraciones a vasija [Nuevo]
- PGE-10. Internos de vasija [Nuevo]
- PGE-21. Vigilancia de la vasija del reactor [Existente-Requiere mejoras]
- PGE-22. Programa de inspecciones únicas [Nuevo]
- PGE-36. Control de las penetraciones de los CRD en la vasija [Existente]
- PGE-42. Inspección de los pernos de la tapa de la vasija [Existente].

Como se ha indicado anteriormente, en la Tabla 1 del NUREG-1801 se presenta una columna de evaluación adicional recomendada en la que se indica, para cada componente, si se requiere o no una evaluación adicional y de que tipo. En el NUREG-1800 (Sección 3.1.2.2) se establecen las bases para identificar aquellos programas de gestión del envejecimiento de la vasija, de sus internos y del sistema del refrigerante del reactor en los que se recomienda realizar dicha evaluación.

Teniendo en cuenta los criterios anteriormente expuestos, la evaluación de la RGE del sistema de la vasija del reactor se presenta de la siguiente forma:

- 1º.- Evaluación de los resultados de la gestión de envejecimiento del sistema de la vasija del reactor basada en su consistencia con el NUREG-1801 y los programas aplicados en la evaluación adicional. (**Apartado 5.1** del presente Informe)
- 2º.- Análisis de los programas utilizados para la gestión de envejecimiento asociados al sistema de la vasija del reactor. (**Apartado 5.2** del presente Informe)

- 3°.- Evaluación de los análisis de envejecimiento en función del tiempo (AEFT) de los componentes de la vasija del reactor que requieran dicho análisis en su gestión de envejecimiento. (**Apartado 5.3** del presente Informe).
- 4°.- Análisis del suplemento al Estudio de Seguridad relativo al sistema de la vasija del reactor. (**Apartado 5.4** del presente Informe).

5.1 Resultados de la Gestión de Envejecimiento del Sistema de Vasija del Reactor y Programas Utilizados para su Gestión.

En la Sección 3.1.2.1 y en las Tablas 3.1.2-1.a (Vasija) y 3.1.2-1.b (Internos) del Capítulo 3 del documento “Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento” de CNSMG, las cuales se adjuntan como Anexos 4 y 5, se presentan los resultados de la gestión del envejecimiento del Sistema de la Vasija del Reactor. En las Tablas 3.1.2-1 se resumen las evaluaciones de gestión del envejecimiento llevadas a cabo en CNSMG, teniendo en cuenta el material, las condiciones ambientales, el efecto de envejecimiento y los programas de gestión para cada tipo de componente del sistema de la vasija del reactor, y sus correlaciones con el Informe GALL del NUREG-1801.

5.1.1 Componentes: Materiales; Ambientes externo e interno; Efectos de envejecimiento que requieren gestión (EERG); Programas que se aplican.

A continuación se analizan los componentes del sistema de la vasija, incluyendo sus internos, comparando las Tablas 3.1.2-1.a (Vasija) y 3.1.2-1.b (Internos) de CNSMG con las Tablas del NUREG-1801 (Informe GALL).

Nota:

NN indica para los componentes de la vasija del reactor que por el exterior el ambiente que actúa es el nitrógeno/aire de la contención. NN justifica la imposibilidad de acumulación de humedad sobre estas superficies externas de la siguiente manera: “Las superficies externas del componente se encuentran a temperaturas superiores a 100°C, por lo que no existirán acumulaciones permanentes de agua sobre las mismas”. La justificación se considera aceptable; no obstante CNSMG deberá aclarar cómo se considera el calorifugado/aislamiento para determinar posibles efectos del envejecimiento en componentes. En la documentación evaluada no se ha encontrado análisis o explicación respecto a la posible interacción del calorifugado/aislamiento con el componente.

- 5.1.1.1** En el componente Anillos de la vasija del reactor se considera: una zona fuera de la “Beltline” (anillos 3, 8, 9 y 10) y otra dentro de la “Beltline” (anillos 4, 5, 6 y 7).

Material: Acero aleado revestido con inoxidable

Ambiente- Actuación:

Por el interior: Agua del reactor y flujo neutrónico (dentro de la beltline) y Agua del reactor (fuera de la beltline).

Por el exterior: Nitrógeno/aire en contención (No aplicable según NN. Véase Nota del apartado 5.1.1, página 8).

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En este componente, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: pérdida de material por corrosión intersticial y por corrosión por picaduras; y agrietamiento por fatiga. Además, en la zona de la "Beltline" debido al flujo neutrónico, se produce una reducción de la resistencia a la fractura debido a la fragilización por irradiación.

En la **Tabla 3.1.2-1.a**, CNSMG indica que:

- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras y agrietamiento por fatiga, no es aplicable un ítem que se corresponda con el informe GALL; ya que la combinación componente, material y ambiente en la pared de la vasija en la zona de la beltline no está identificado en el GALL.
- Para el efecto de reducción de la resistencia a la fractura debido a la fragilización por irradiación, se identifica con el ítem IV.A1-13 (R- 63) del informe GALL (en la rev. 1 del NUREG-1801 se refiere al ítem IV.A1-14) ya que el componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes a los del informe GALL.

Los programas de gestión del envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, se aplican los programas de: Inspección en servicio de componentes clase 1, 2 y 3 (**PGE- 03**), y Control químico del agua (**PGE- 04**).
- Para el agrietamiento por fatiga, se realiza un **Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT)** de acuerdo con los requerimientos del 10 CFR 54.21(c).
- Para la reducción de la resistencia a la fractura debido a la fragilización por irradiación se establece un seguimiento del material de la vasija mediante el programa de vigilancia específico (**PGE- 21**). (Aplicable únicamente a la zona de la "Beltline")

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- A1** (Volumen 2) del NUREG-1801, Rev.1, se deduce que:

- Para la **zona de la "beltline"**, hay dos ítem IV.A1-13 (R-62) y IV.A1- 14 (R-63) referidos a los anillos de la pared de la vasija del reactor y las soldaduras intermedias en la pared de la "beltline". Tanto en el ítem IV.A1-13 como en el ítem IV.A1-14, se refiere al efecto de la reducción de la resistencia a la fractura debido a la fragilización por irradiación.
- Para la **zona fuera de la "beltline"**, hay dos ítems IV.A1-7 y IV.A1-8 referidos a la pared de la vasija. En el ítem IV.A1-7 se considera el efecto del agrietamiento por fatiga para el material acero al carbono; mientras que en el ítem IV.A1-8 se considera el efecto de pérdida de material por corrosión intersticial y por picadura, pero el material es acero inoxidable.

Los programas de gestión identificados en los ítems del NUREG-1801 son:

- En el ítem IV.A1-14 se requiere un programa de gestión del envejecimiento y remite al Capítulo XI.M31, "Reactor Vessel Surveillance".
- En los ítems IV.A1-7 y IV.A1-13 se requiere un Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT) teniendo en cuenta el periodo de operación extendida, siguiendo los requerimientos del 10 CFR 54.21(c)(1); y además, para componentes de clase 1, se considera los efectos ambientales sobre la fatiga.
- En el ítem IV.A1-8 remite al Capítulo XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR y al Capítulo XI.M32, "One-Time Inspection" para un programa de verificación aceptable.

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas a utilizar por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en la pared de la vasija, dentro y fuera de la zona de la beltline, son:

- Para la reducción de la resistencia a la fractura debido a la fragilización por irradiación, el programa PGE-21 es equivalente al programa XI.M31 propuesto en el ítem IV.A1-14 del NUREG 1801.
- Para el efecto de agrietamiento por fatiga, un AEFT de acuerdo con los requerimientos del 10 CFR 54.21(c), propuesto por CNSMG, coincide con los indicados en los ítems IV.A1-7 y IV.A1-13.
- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, el material de la pared de la vasija (ver Nota 1) no corresponde con los indicados en el ítem IV.A1-8. Los programas propuestos por CNSMG de inspección en servicio (PGE-03) y de control químico del agua (PGE-04) se consideran adecuados, ya que siguen los criterios de evaluación adicional recomendados en el punto 3.1.2.2.2 del NUREG-1800, para gestionar dichos efectos. El programa PGE-03 de inspección en servicio de componentes de clase 1, 2, y 3, de acuerdo con los requerimientos de ASME XI, es más completo que el programa XI.M32 de inspecciones únicas referenciado en el ítem IV.A1-8 (ver Nota 2).

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en los anillos de la vasija, de forma que mantengan sus funciones propias con las bases de licencia actuales durante el periodo de operación a largo plazo, se consideran adecuados.

Notas:

- 1) De acuerdo con la Tabla 3.0-3 (Materiales) del Capítulo 3, del documento evaluado, el acero aleado revestido con inoxidable equivale a "steel" del NUREG-1801. En el ítem IV.A.1-8 no está el material steel.
- 2) El programa XI.M32 de inspecciones únicas, evaluado de forma genérica en el informe GALL, tiene por objeto realizar medidas que verifiquen que no se está produciendo una degradación inaceptable del componente y, por tanto, validar la efectividad de los programas existentes o confirmar que no es necesario gestionar determinados efectos de envejecimiento durante el periodo de operación a largo plazo.

5.1.1.2 En los Componentes: Tapa de la vasija y segmentos esféricos de la tapa, Fondo de la vasija y segmentos esféricos del fondo, y Brida de la vasija y brida de la tapa de la vasija se considera:

Material: Acero aleado revestido con inoxidable

Ambiente- Actuación:

Por el interior: Agua del reactor.

Por el exterior: Nitrógeno/aire en contención (No aplicable según NN. Véase Nota del apartado 5.1.1, página 8).

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En los componentes indicados, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: pérdida de material por corrosión intersticial y por corrosión por picaduras; y agrietamiento por fatiga.

En la **Tabla 3.1.2-1.a**, CNSMG indica que:

- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, el componente tapa de la vasija y sus segmentos esféricos lo identifica con el ítem IV.A1-10 (R-59) del informe GALL (en la rev.1 del NUREG-1801 se refiere al ítem IV.A1-11), ya que el material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL. El resto de los componentes (fondo y bridas) no hay un ítem aplicable para estos efectos que se pueda identificar en el informe GALL, ya que el material (equivalente al "steel") de estos componentes no está identificado en el GALL.
- Para el efecto de agrietamiento por fatiga lo identifica con el ítem IV.A1- 6 (R-04) del informe GALL (en la rev. 1 del NUREG-1801 se refiere al ítem IV.A1-7), ya que el componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, se aplican los programas de: Inspección en servicio de componentes clase 1, 2 y 3 (**PGE-03**), y Control químico del agua (**PGE- 04**).
- Para el agrietamiento por fatiga, se realiza un AEFT cumpliendo con los requerimientos del 10 CFR 54.21(c). Además, para la tapa de la vasija se aplica el programa de gestión de fatiga en la barrera de presión (**PGE-01**).

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- A1** (Volumen 2) del NUREG-1801, Rev. 1, se deduce que:

- Hay dos ítem IV.A1-7 (R-04) y IV.A1- 8 (RP-25) donde se identifican los componentes fondos y bridas de la vasija (entre otros componentes); además, hay un ítem IV.A1-11 (R-59) específico para la tapa de cierre de la vasija. En el ítem IV.A1-7 se considera el efecto del agrietamiento por fatiga, para un material (entre otros) acero al carbono. En el IV.A1- 8 se consideran los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, pero entre los distintos materiales que presenta no aparece el material acero al carbono (steel). En el ítem IV.A1-11 los efectos de envejecimiento son la pérdida de

material por corrosión intersticial y corrosión por picaduras, para el material acero al carbono.

Los programas de gestión identificados en los ítems del NUREG-1801 son:

- En el ítem IV.A1-7 se requiere un Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT) teniendo en cuenta el periodo de operación extendida, siguiendo los requerimientos del 10 CFR 54.21(c)(1); y además, para componentes de clase 1, se considera los efectos ambientales sobre la fatiga.
- En los ítems IV.A1-8 y IV.A1-11 remite al Capítulo XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR, y verificar la efectividad del control de la química del agua. Para esta última condición, remite al Capítulo XI.M32, "One-Time Inspection", para un programa de verificación aceptable.

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas utilizados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en la tapa y fondo de la vasija, con sus segmentos esféricos y en las bridas correspondientes a la vasija y a su tapa, son:

- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, los ítems IV.A1-8 y IV.A1-11 remiten a los programas XI.M2, de control químico del agua, y XI.M32 de inspección única. Los programas propuestos PGE-03 y PGE-04 se consideran adecuados, ya que siguen los criterios de evaluación adicional recomendados en el punto 3.1.2.2.2 del NUREG-1800, para gestionar dichos efectos. El programa PGE-03 de inspección en servicio de componentes de clase 1, 2 y 3, de acuerdo con los requisitos de ASME XI, es más completo que el programa XI.M32 de inspecciones únicas referenciado en ambos ítems. La aplicación conjunta de los programas PGE-03 y PGE-04 proporcionará una seguridad razonable de la gestión de estos efectos de envejecimiento.
- Para la gestión del agrietamiento por fatiga, CNSMG realiza un AEFT de los componentes indicados de la vasija, y además tiene en cuenta los efectos ambientales del refrigerante del reactor en la vida de fatiga para el periodo de operación extendida, de acuerdo con el programa de gestión requerido en el ítem IV.A1-7. El programa de gestión de fatiga PGE-01 (ver Nota) que se aplica a la tapa de la vasija para el periodo de operación extendida se evalúa en los apartados 5.2.1 y 5.3.2.11 del presente informe.

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en los componentes indicados, durante el periodo de operación a largo plazo, se consideran adecuados.

Nota:

El programa PGE-01, de gestión de fatiga de la barrera de presión, es un programa nuevo que monitoriza el número de ciclos de tensión significativos a los que están sometidos algunos componentes metálicos, con objeto de asegurar que no se supera el límite de diseño del factor de uso acumulado. La selección de los componentes se establece como resultado de los AEFT, en los que se tiene en cuenta los efectos del refrigerante del reactor en la vida de fatiga de los componentes, que tienen un factor de uso acumulado a 60 años mayor de 1.

5.1.1.3 En el componente **Bridas de toberas de acero inoxidable** se considera:

Material: Acero inoxidable

Ambiente- Actuación:

Por el interior: Agua del reactor.

Por el exterior: Nitrógeno/aire en contención (No aplicable según NN. Véase Nota del apartado 5.1.1, página 8).

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En este componente, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: pérdida de material por corrosión intersticial y por corrosión por picaduras; agrietamiento por fatiga; y agrietamiento por corrosión bajo tensión.

En la **Tabla 3.1.2-1.a**, CNSMG indica que:

- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras no es aplicable un ítem que se corresponda con el informe GALL, ya que el material no está identificado en el GALL.
- Para el efecto de agrietamiento por fatiga lo identifica con el ítem IV.A1- 6 (R-04) del informe GALL (en la rev.1 del NUREG-1801 se refiere al ítem IV.A1-7), ya que el componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL.
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA (Intergranular Attack), no es aplicable un ítem que se corresponda con el informe GALL, ya que el material no está identificado en el GALL.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para el agrietamiento por fatiga, se aplica el programa de inspección en servicio de componentes clase 1, 2 y 3 (**PGE-03**).
- Para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, se utilizan los programas de: Inspección en servicio de componentes clase 1, 2 y 3 (**PGE-03**), y Control químico del agua (**PGE- 04**).
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, se utilizan los programas de: Inspección en servicio de componentes clase 1, 2 y 3 (**PGE- 03**), Control químico del agua (**PGE- 04**) y Corrosión bajo tensión en BWR (**PGE-08**).

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen1) y **IV- A1** (Volumen 2) del NUREG-1801, Rev.1, se deduce que:

- Hay dos ítems IV.A1-7 (R-04) y IV.A1- 8 (RP-25) referidos a las bridas de las toberas de material acero inoxidable. En el ítem IV.A1-7 se considera únicamente el efecto del agrietamiento por fatiga y en el IV.A1- 8 se consideran los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras. En ninguno de los dos ítems hace referencia al agrietamiento por corrosión bajo tensión.

Los programas de gestión identificados en los ítems del NUREG-1801 son:

- En el ítem IV.A1-7 se requiere un Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT) teniendo en cuenta el periodo de operación extendida,

- siguiendo los requerimientos del 10 CFR 54.21(c)(1); y además, para componentes de clase 1, se consideran los efectos ambientales sobre la fatiga.
- En el ítem IV.A1-8 remite al Capítulo XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR y al Capítulo XIM32, "One-Time Inspection" para un programa de verificación aceptable.

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en las bridas de toberas de acero inoxidable, son:

- Para la gestión del agrietamiento por fatiga, aunque el programa de gestión de CNSMG es diferente al programa identificado en el ítem IV.A1-7, el programa PGE-03 de inspecciones periódicas para componentes de clase 1, 2 y 3, está orientado, entre otros efectos, a detectar el inicio y crecimiento de grietas, proporcionando una seguridad razonable para la gestión del agrietamiento por fatiga, e incluso más completa que la indicada en el ítem IV.A1-7.
- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, el material del componente coincide con el del indicado en el ítem IV.A1-8. El programa PGE-03 propuesto por CNSMG es más completo que el programa de evaluación genérica XI-M32 y el programa PGE-04 es equivalente al XI.M2, ambos referenciados en el ítem IV.A1- 8.
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA no hay un ítem referido a las bridas de toberas que considere este efecto. Los programas propuestos por CNSMG PGE-03 (Inspección en Servicio), PGE-04 (Química del Agua) y PGE-08 (Corrosión bajo Tensión en BWR) se consideran adecuados, ya que siguen los criterios de evaluación adicional recomendados en el punto 3.1.2.2.4 del NUREG-1800. La aplicación conjunta y continuada de los programas PGE-03, PGE-04 y PGE-08 proporciona una seguridad razonable de la gestión de este efecto de envejecimiento, para que las bridas de las toberas de inoxidable continúen desarrollando sus funciones propias.

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en las bridas de toberas de acero inoxidable, durante el periodo de operación a largo plazo, se consideran adecuados.

5.1.1.4 En los componentes parte superior, inferior y brida soporte del faldón de la vasija se considera:

Material: Acero al carbono

Ambiente- Actuación:

Por el exterior: Nitrógeno/aire en contención

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En estos componentes, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: el agrietamiento por fatiga.

En la **Tabla 3.1.2-1.a**, CNSMG indica que:

- Para el efecto de agrietamiento por fatiga lo identifica con el ítem IV.A1- 7 (R-70) del informe GALL (en la Rev.1 del NUREG-1801 se refiere al ítem IV.A1-6), ya que el componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para el agrietamiento por fatiga, se realiza un AEFT de acuerdo con los requerimientos del 10 CFR 54.21(c).

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- A1** (Volumen 2) del NUREG-1801, Rev.1, se deduce que:

- El ítem IV.A1- 6 esta referido al faldón soporte de la vasija. En el ítem IV.A1- 6 se considera únicamente el efecto del agrietamiento por fatiga.

Los programas de gestión identificados en el ítem del NUREG-1801 son:

- En el ítem IV.A1- 6 se requiere únicamente un Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT) de acuerdo con los requerimientos del 10 CFR 54.21(c)(1).

Conclusiones:

La conclusión a la propuesta del programa indicado por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en la parte superior, inferior y brida soporte del faldón, es:

Para la gestión del agrietamiento por fatiga, la realización de un AEFT de acuerdo con los requerimientos del 10 CFR 54.21(c) coincide con lo requerido en el ítem IV.A1- 6 del informe GALL.

Por tanto, en principio la propuesta del programa indicado por CNSMG para gestionar el efecto de envejecimiento de agrietamiento por fatiga en la parte superior, inferior y brida soporte del faldón, durante el periodo de operación a largo plazo, se considera adecuado.

- 5.1.1.5 En los componentes Toberas: N1- Salidas de recirculación, N2- Entradas de recirculación, N3- Salidas de vapor principal, N5- Del condensador de aislamiento, N12- Drenaje del fondo de la vasija, N9- Instrumentación de bombas de chorro, N10- Venteo de la tapa la vasija, N8- Instrumentación de la tapa de la vasija y N6- Rociado del núcleo (Core Spray) se considera:

Material: Acero aleado revestido con inoxidable o acero al carbono

Ambiente- Actuación:

Por el interior: Agua del reactor.

Por el exterior: Nitrógeno/aire en contención (No aplicable según NN. Véase Nota del apartado 5.1.1, página 8).

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En estos componentes, los efectos de envejecimientos que requieren gestión son: pérdidas de material por corrosión intersticial y corrosión por picaduras; y agrietamiento por fatiga. Además de estos efectos, en la tobera N12 se puede presentar pérdida de material por corrosión general.

En la Tabla **3.1.2-1a**, CNSMG indica que:

- Para el efecto de agrietamiento por fatiga identifica:
Las toberas N1, N2, N3, N5, N12, N9, N8 y N6 con el ítem IV.A1- 6 (R-04) del informe GALL (en la rev. 1 del NUREG-1801 se refiere al ítem IV.A1-7), ya que el material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL; y
La tobera N10 se indica que no es aplicable a un ítem del informe GALL, ya que este efecto de envejecimiento no está identificado en el informe GALL para dicho componente.
- Para los efectos de pérdida de material por corrosión general, corrosión intersticial y corrosión por picaduras identifica:
Las toberas N1, N2, N3, N5, N12, N9 y N6 se indica que no hay un ítem aplicable que se corresponda con el informe GALL, ya que el material de la tobera no está identificado en el informe GALL para estos efectos de envejecimiento; y
Las toberas N10 y N8 con el ítem IV.A1-10 (R-59) del informe GALL (en la rev. 1 del NUREG-1801, se refiere al ítem IV.A1-11) ya que el material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para el agrietamiento por fatiga, se realiza un AEFT cumpliendo con los requerimientos del 10 CFR 54.21(c). Además, en la tobera N6 se aplica el programa de gestión de fatiga en la barrera de presión (**PGE-01**).
- Para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, se aplican los programas de: Inspección en servicio de componentes clase 1, 2 y 3 (**PGE-03**), y Control químico del agua (**PGE-04**).

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- A1** (Volumen 2) del NUREG-1801, Rev. 1, se deduce:

- El ítem IV.A1- 7 (R-04) se refiere, entre otros componentes, a las toberas y penetraciones de la vasija del reactor, para un mismo material, actuando el refrigerante del reactor y para un mecanismo de envejecimiento de agrietamiento por fatiga.
- El ítem IV.A1- 8 (RP-25) se refiere también a las toberas de la vasija, entre otros componentes, para un mismo material, actuando el refrigerante del reactor y para un mecanismo de envejecimiento de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras.
- El ítem IV.A1-11 (R-59) se refiere específicamente a las toberas de la tapa de la vasija, para un material acero al carbono, actuando el refrigerante del reactor, y para un mecanismo de envejecimiento de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras.

Los programas de gestión identificados en los ítems del NUREG-1801 son:

- En el ítem IV.A1-7 se requiere un Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT) teniendo en cuenta el periodo de operación extendida, siguiendo los requerimientos del 10 CFR 54.21(c)(1); y además, para componentes de clase 1, se consideran los efectos ambientales sobre la fatiga.
- Los ítems IV.A1-8 y IV.A1-11 remiten al Capítulo XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR y al Capítulo XIM32, "One-Time Inspection" para un programa de verificación aceptable.

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas utilizados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en las toberas N1, N2, N3, N5, N12, N9, N10, N8 y N6 de la vasija del reactor, son:

- Para la gestión del agrietamiento por fatiga, CNSMG realiza un AEFT de acuerdo con los requerimientos del 10 CFR 54.21(c). Este procedimiento coincide con el requerido en el ítem IV.A1-7 del informe GALL, aplicable en general a toberas de la vasija. Además, en la tobera N6 se establece el programa PGE- 01 de gestión de fatiga como resultado del AEFT que tiene en cuenta los efectos ambientales del refrigerante del reactor, para el periodo de operación extendida. (Ver apartados 5.2.1 y 5.3.2.11 del presente informe).
- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, efectivamente el material de las toberas no corresponde con los indicados en el ítem IV.A1-8, pero si coincide en el ítem IV.A1-11. Los programas propuestos por CNSMG de inspección en servicio (PGE-03) y de control químico del agua (PGE-04) se consideran adecuados. El programa PGE-03 es más completo que el programa genérico XI.M32 (ya comentado en la Nota 2 del apartado 5.1.1.1) y el PGE-04 es equivalente al XI.M2, ambos referenciados en los ítems IV.A1-8 y IV.A1-11 del informe GALL. La aplicación conjunta y continuada de ambos programas proporciona una seguridad razonable de la gestión de este efecto de envejecimiento.

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en las toberas citadas, durante el periodo de operación a largo plazo, se consideran adecuados.

5.1.1.6 En el componente Toberas N4- Agua de alimentación se considera:

Material: Acero aleado revestido con inoxidable

Ambiente- Actuación:

Por el interior: Agua del reactor.

Por el exterior: Nitrógeno/aire en contención (No aplicable según NN. Véase Nota del apartado 5.1.1, página 8).

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En este componente, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: agrietamiento por fatiga; y pérdidas de material por corrosión intersticial y corrosión por picaduras.

En la **Tabla 3.1.2-1a**, CNSMG indica que:

- Para el efecto de agrietamiento por fatiga lo identifica con el ítem IV.A1- 3 (R-65) del informe GALL, ya que el material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes a los del informe GALL.
- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y corrosión por picaduras no es aplicable un ítem que se corresponda con el informe GALL, ya que el material de la tobera no está identificado en el informe GALL para estos efectos.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para el agrietamiento por fatiga, se aplican los programas de: Gestión de la fatiga en la barrera de presión (**PGE- 01**) y Toberas de agua de alimentación de la vasija (**PGE- 06**).
- Para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, se aplican los programas de: Control químico del agua (**PGE- 04**) y Toberas de agua de alimentación de la vasija (**PGE- 06**).

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- A1** (Volumen 2) del NUREG-1801, Rev. 1, se deduce:

- Hay un ítem, el IV.A1- 3, específico para las toberas del agua de alimentación, en el que se considera únicamente el efecto del agrietamiento por cargas cíclicas y para el material acero al carbono (steel). En el ítem IV.A1- 8, aplicable en general a las toberas de la vasija, se consideran los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, se refiere a materiales tales como el acero inoxidable o acero con aleación de níquel, pero no al acero al carbono.

Los programas de gestión identificados en los ítems del NUREG-1801 son:

- En el ítem IV.A1-3 remite al Capítulo XI.M5, "BWR Feedwater Nozzle".
- En el ítem IV.A1-8 remite al Capítulo XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR y al Capítulo XIM32, "One-Time Inspection" para un programa de verificación aceptable.

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas utilizados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en las toberas N4 del agua de alimentación, son:

- Para la gestión del agrietamiento por fatiga, el programa PGE-06 (ver Notas) propuesto por CNSMG es equivalente al programa XI.M5 referido en el ítem IV.A1-3 del informe GALL. El programa PGE-06 se aplica conjuntamente con el programa de gestión de fatiga PGE-01 como resultado del AEFT que tiene en cuenta los efectos ambientales del refrigerante del reactor, para el periodo de operación extendida. (Ver apartado 5.3.2.11 del presente informe).
- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, efectivamente el material de la tobera no corresponde con los indicados en el ítem IV.A1-8. Los programas PGE-06 y PGE-04 propuestos por CNSMG se consideran adecuados, ya que siguen los criterios de evaluación

adicional recomendados en el punto 3.1.2.2.2 del NUREG-1800, para gestionar dichos efectos. El Programa PGE-06 de inspección en servicio específico para la tobera de agua de alimentación, de acuerdo con los requerimientos de la subsección IWB de ASME XI, es más completo que el programa XI.M32 de inspecciones únicas referenciado en el ítem IV.A-8.

La aplicación conjunta y continuada de los programas PGE-01 y PGE-06, y PGE-06 y PGE-04, respectivamente, proporciona una seguridad razonable de la gestión del agrietamiento por fatiga y de la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, para que las toberas N4 continúen desarrollando sus funciones propias.

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en las toberas N4 del agua de alimentación, durante el periodo de operación a largo plazo, se considera adecuada.

Notas:

El programa PGE-01 se ha comentado en la Nota del apartado 5.1.1.2.

El programa existente PGE-06 tiene por objeto prevenir y vigilar la iniciación y crecimiento de grietas en las toberas de agua de alimentación. (Los programas PGE-01 y PGE-06 se analizan en el apartado 5.2 del presente Informe).

5.1.1.7 En el componente **Tobera N11- Retorno de CRDs (65°)** se considera:

Material: Acero aleado revestido con inoxidable

Ambiente- Actuación:

Por el interior: Agua del reactor.

Por el exterior: Nitrógeno/aire en contención (No aplicable según NN. Véase Nota del apartado 5.1.1, página 8).

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En este componente, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: agrietamiento por fatiga; y pérdidas de material por corrosión intersticial y por corrosión por picaduras.

En la Tabla **3.1.2-1.a**, CNSMG indica que:

- Para el efecto de agrietamiento por fatiga lo identifica con el ítem IV.A1- 2 (R-66) del informe GALL, ya que el material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL.
- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras no es aplicable el ítem correspondiente al informe GALL, ya que estos efectos de envejecimiento no están identificados en el GALL para dicho componente.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados en CNSMG son:

- Para el agrietamiento por fatiga, se realiza un AEFT de acuerdo con los requerimientos del 10 CFR 54.21(c) y, además aplica el programa de inspección de la tobera de la línea de retorno de los CRD (**PGE- 07**).
- Para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, se aplican los programas de: Control químico del agua (**PGE- 04**) y Tobera de la línea de retorno de los CRD (**PGE – 07**).

Del examen las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- A1** (Volumen2) del NUREG-1801, Rev.1, se deduce que:

- Hay un ítem IV.A1-2 (R-66) referido a la tobera de retorno de los CRD, para los efectos de envejecimiento indicados. En el ítem IV.A1-2 el efecto de envejecimiento es el agrietamiento por cargas cíclicas y el material acero al carbono, coincidiendo con el material del componente de CNSMG.

Los programas de gestión identificados en el ítem del NUREG-1801 son:

- En el ítem IV.A1-2 remite al Capítulo XI.M6, "BWR Control Rod Drive Return Line Nozzle".

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas a utilizar por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en la tobera N11 de retorno de los CRD, son:

- Para la gestión del agrietamiento por fatiga, CNSMG realiza un AEFT de acuerdo con los requerimientos del 10 CFR 54.21(c) y se utiliza el programa PGE-07. El PGE-07 es un programa existente en CNSMG y tiene por objeto prevenir y vigilar la iniciación y crecimiento de grietas en la tobera de retorno de los CRD, de acuerdo con los criterios de la Subsección IWB del Código ASME XI y las recomendaciones del NUREG-0619. Este programa es consistente con el programa genérico XI.M6 requerido en el ítem IV.A1-2 del informe GALL. Además, CNSMG realiza un AEFT, por lo que el programa de gestión de agrietamiento por fatiga para la tobera N11 es más completo.
- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y picaduras, aunque estos efectos de envejecimiento no están identificados en el informe GALL para las toberas de retorno de los CRD, la aplicación de los programas PGE-07 y PGE-04 permite gestionar de forma adecuada dichos efectos.

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en la tobera N11 de retorno de los CRD, durante el periodo de operación a largo plazo, se considera adecuada.

5.1.1.8 En los componentes Toberas: N7- Presión diferencial del núcleo, N15/N16 – Instrumentación y N13/N14- Detección de fugas del sello de alta/baja presión se considera:

Material: Acero inoxidable

Ambiente- Actuación:

Por el interior: Agua del reactor.

Por el exterior: Nitrógeno/aire en contención (No aplicable según NN. Véase Nota del apartado 5.1.1, página 8).

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En estos componentes, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA y el agrietamiento por fatiga.

En la **Tabla 3.1.2-1.a**, CNSMG indica que:

- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras no hay un ítem que se identifique en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente.
- Para el efecto de agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA identifica: los componentes toberas N7 y N15/N16 con el ítem IV.A1- 5 (R- 69) del informe GALL, y las toberas N13/N14 con el ítem IV.A1-9 (R- 61) (en la rev. 1 del NUREG-1801, se refiere al ítem IV.A1-10); ya que el componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL.
- Para el efecto de agrietamiento por fatiga lo identifica con el ítem IV.A1-7 (R- 04), ya que el material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, se utilizan los programas de: Penetraciones a vasija (**PGE- 09**) y Control químico del agua (**PGE- 04**); excepto para toberas N13/N14 que utiliza los programas (**PGE- 04**) y (**PGE- 22**) de inspecciones únicas.
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, se utilizan los programas: Penetraciones a vasija (**PGE- 09**) y Control químico del agua (**PGE- 04**).
- Para el agrietamiento por fatiga se utiliza el programa (**PGE- 09**).

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- A1** (Volumen 2) del NUREG-1801, Rev.1, se deduce que:

- El ítem IV.A1-5 (R- 69) se refiere a las penetraciones de la vasija y el ítem IV.A1-10 (R- 61) se refiere a la línea de detección de fugas de la brida de la vasija. Ambos ítems son para un material acero inoxidable, actuando el refrigerante del reactor, y para el mecanismo de envejecimiento de agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA.
- El ítem IV.A1-7 (R- 04) se refiere, entre otros, a las toberas y penetraciones a la vasija, para el material acero inoxidable, actuando el refrigerante del reactor, y para el mecanismo de envejecimiento de agrietamiento por fatiga.
- El ítem IV.A1- 8 (RP-25) se refiere, entre otros, a las toberas y penetraciones a la vasija, para el material acero inoxidable, actuando el refrigerante del reactor, y para el mecanismo de envejecimiento de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras.

Los programas de gestión requeridos en el ítem del NUREG-1801 son:

- El ítem IV.A1- 5 remite a: Capítulo XI.M8, "BWR Penetrations" y Capítulo XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR;
- En el ítem IV.A1-10 se requiere un programa de gestión de envejecimiento específico de planta capaz de mitigar o detectar la iniciación o crecimiento de una grieta debida a SCC (Stress Corrosion Cracking) en la línea de detección de fugas de la brida de la vasija;
- En el ítem IV.A1-7 se requiere un Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT) teniendo en cuenta el periodo de operación extendida, siguiendo los requerimientos del 10 CFR 54.21(c)(1); y además, para componentes de clase 1, se consideran los efectos ambientales sobre la fatiga.
- El ítem IV.A1-8 remite al Capítulo XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR y al Capítulo XIM32, "One-Time Inspection" para un programa de verificación aceptable.

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en las toberas N7 (presión diferencial del núcleo), N15/N16 (Instrumentación) y N13/N14 (detección de fugas del sello de alta/baja presión) son:

- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, aunque CNSMG indica que no hay un ítem que se identifique en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente, sin embargo, de acuerdo con la rev. 1 del informe GALL (NUREG-1801) existe el ítem IV.A1- 8 (RP-25). Los programas propuestos por CNSMG PGE-04 (control químico del agua) y PGE-22 (inspecciones únicas) para las toberas N13/N14 son equivalentes a los programas XI.M2 (Water Chemistry) y XI.M32 (One-Time Inspection) del ítem IV-A1-8 del informe GALL. Para el resto de componentes, la aplicación del programa de Penetraciones a la Vasija PGE- 09 (ver Nota 1) junto con el programa PGE- 04 se consideran adecuados, ya que el programa PGE-09 es más completo que el programa XI.M32 de inspecciones únicas. La aplicación conjunta y continuada de los programas PGE-09 y PGE-04 proporcionará una seguridad razonable de la gestión de estos efectos de envejecimiento, tal que los componentes indicados continúen desarrollando sus funciones propias.
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, los programas propuestos PGE- 09 y PGE- 04, son equivalente a los programas IX.M8 y IX.M2 referenciados en el ítem IV.A1- 5. Para las toberas N13/N14, los programas propuestos PGE-22 (ver Nota 2) y PGE-04 se consideran adecuados, ya que la aplicación de ambos programas representará una gestión específica y proporcionará una seguridad razonable de dicho efecto para las toberas N13/N14.
- Para la gestión del agrietamiento por fatiga el programa de gestión presentado por CNSMG (PGE-09) es diferente al requerido en el ítem IV.A1-7 del informe GALL. El programa PGE- 09 (ver Nota 1) se considera adecuado, ya que con el se controla el estado de las penetraciones de instrumentación, de acuerdo con los criterios del BWRVIP.

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en los citados componentes, durante el periodo de operación a largo plazo, se considera adecuada.

Notas:

- 1) *El objeto del nuevo programa de penetraciones a la vasija (PGE- 09) es la monitorización del estado de las penetraciones de instrumentación y del sistema de control del líquido de reserva, de acuerdo con los criterios del BWRVIP, y su aplicación continuada proporcionará una seguridad razonable de que los efectos de envejecimiento serán gestionados de forma consistente con las bases de licencia actuales, durante el periodo de operación a largo plazo.*
- 2) *El nuevo programa de inspecciones únicas (PGE-22) tiene por objeto realizar medidas que verifiquen que no se está produciendo una degradación inaceptable de componentes y, por tanto, validar la efectividad de los programas existentes o confirmar que no es necesario gestionar determinados efectos de envejecimientos durante el periodo de operación a largo plazo. Se utiliza, entre otras acciones, para confirmar que no se produce el inicio y crecimiento de grietas debido a corrosión bajo tensión, corrosión intergranular bajo tensión o cargas mecánicas y térmicas en tuberías, válvulas, tubing, orificios restrictores y otros accesorios de la barrera a presión del refrigerante, con diámetro nominal inferior a cuatro pulgadas expuestos al refrigerante del reactor.*

Los programas PGE-09 y PGE-22 se analizan en el apartado 5.2 del presente informe.

5.1.1.9 En el componente **Penetraciones de medición del núcleo taponadas dentro de la vasija** se considera:

Material: Acero inoxidable

Ambiente- Actuación:

Por el interior: Nitrógeno/aire en contención (No aplicable según NN. Véase Nota del apartado 5.1.1, página 8).

Por el exterior: Agua del reactor.

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En este componente, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras y agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA.

En la **Tabla 3.1.2-1.a**, CNSMG indica que:

- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras no hay un ítem que se identifique en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente.

- Para el efecto de agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA lo identifica con el ítem IV.A1- 5 (R- 69) del informe GALL, ya que el componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Tanto para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras como para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, se utilizan los programas de: Penetraciones a vasija (**PGE- 09**) y Control químico del agua (**PGE- 04**)

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- A1** (Volumen 2) del NUREG-1801, Rev.1, se deduce que:

- El ítem IV.A1-5 (R- 69) se refiere a las penetraciones de la vasija y es para un material acero inoxidable, actuando el refrigerante del reactor y para el mecanismo de envejecimiento de agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA.
- El ítem IV.A1- 8 (RP-25) se refiere, entre otros, a las toberas y penetraciones a la vasija, para el material acero inoxidable, actuando el refrigerante del reactor y para el mecanismo de envejecimiento de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras.

Los programas de gestión requeridos en el ítem del NUREG-1801 son:

- El ítem IV.A1- 5 remite a los Capítulos XI.M8, "BWR Penetrations" y XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR; y
- En el ítem IV.A1-8 remite al Capítulo XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR y al Capítulo XIM32, "One-Time Inspection" para un programa de verificación aceptable.

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en las penetraciones de medición del núcleo taponadas dentro de la vasija, son:

- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, aunque CNSMG indica que no hay un ítem que se identifique en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente, sin embargo, de acuerdo con la rev. 1 del informe GALL (NUREG-1801) existe el ítem IV.A1- 8 (RP-25). La aplicación del programa de Penetraciones a la Vasija PGE- 09 (ver Nota 1) junto con el programa PGE- 04 se considera adecuada, ya que el programa PGE-09 es más completo que el programa XI.M32 (One-Time Inspection) del ítem IV.A1-8.
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, los programas propuestos PGE- 09 y PGE- 04, son equivalente a los programas IX.M8 y IX.M2 referenciados en el ítem IV.A1- 5.

La aplicación conjunta y continuada de los programas PGE-09 y PGE-04 proporcionará una seguridad razonable de la gestión de estos efectos de

envejecimiento, tal que los componentes indicados continúen desarrollando sus funciones propias.

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en los citados componentes, durante el periodo de operación a largo plazo, se considera adecuada.

5.1.1.10 En el componente **Pernos de la tapa de la vasija** se considera:

Material: Acero al carbono

Ambiente- Actuación:

Por el exterior: Nitrógeno/aire en la contención

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En este componente, el efecto de envejecimiento que requiere gestión es el agrietamiento por fatiga.

En la **Tabla 3.1.2-1.a**, CNSMG indica que:

- Para el efecto de agrietamiento por fatiga, no es aplicable un ítem correspondiente en la tabla del informe GALL; ya que, el efecto de agrietamiento por fatiga no está identificado en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para el agrietamiento por fatiga, el programa de inspección de pernos de la tapa de la vasija (**PGE- 42**).

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- A1** (Volumen 2) del NUREG-1801 se deduce que:

- Hay un ítem IV.A1- 9 (R- 60) que se refiere a los pernos de la tapa de la vasija y los efectos de envejecimiento que considera son el agrietamiento por corrosión bajo tensión y por corrosión bajo tensión intersticial, pero no indica nada del agrietamiento por fatiga.

Los programas de gestión identificados en el ítem del NUREG-1801 son:

En el ítem IV.A1- 9, remite al Capítulo XI.M3, "Reactor Head Closure Studs".

Conclusiones:

La conclusión a la propuesta al programa indicado por CNSMG, para gestionar el efecto de envejecimiento en los pernos de la tapa de la vasija, es:

El programa existente PGE-42 de CNSMG es consistente con el programa XI.M3 referido en el ítem IV.A1-9 del informe GALL. El programa XI.M3, de Pernos de Cierre de Tapa la Vasija, incluye: (a) La inspección en servicio (ISI) de acuerdo con los requerimientos de la Subsección IWB de la Sección XI de ASME (edición 2001, incluyendo las adendas de 2002 y 2003), Tabla IWB 2500-1, y (b) medidas preventivas para mitigar el agrietamiento. El programa PGE-42 de

inspección de pernos de la tapa de la vasija, de acuerdo al capítulo 2 del Manual de Inspección en Servicio de CNSMG, responde a la Subsección IWB de la Sección XI de ASME, Tabla IWB-2500-1, e incluye inspecciones periódicas mediante examen visual, superficial y volumétrico. La inspección en servicio de los pernos está orientada a detectar el inicio y crecimiento de grietas, la pérdida de material y las fugas del refrigerante.

Por tanto, en principio el programa propuesto PGE-42 de CNSMG, para gestionar el efecto de envejecimiento de agrietamiento por fatiga para los pernos de la tapa de la vasija, durante el periodo de operación a largo plazo, se considera adecuado.

5.1.1.11 En los componentes "**Safe end**" (o piezas de transición en las toberas de acero al carbono o acero inoxidable) se considera:

Material: Acero al carbono o Acero inoxidable

Ambiente- Actuación:

Por el interior: Agua del reactor

Por el exterior: Nitrógeno/aire en contención (No aplicable según NN. Véase Nota del apartado 5.1.1, página 8).

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En estos componentes, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: el agrietamiento por fatiga y las pérdidas de material por corrosión intersticial y corrosión por picaduras. Además, en los safe end de acero inoxidable se puede presentar el agrietamiento por corrosión bajo tensión y en los de acero al carbono pérdida de material por corrosión general.

En la Tabla **3.1.2-1.a**, CNSMG indica que:

- Para el efecto de agrietamiento por fatiga lo identifica con el ítem IV.A1- 6 (R-04) del informe GALL (en la rev.1 del NUREG-1801 se refiere al ítem IV.A1-7), ya que el material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL.
- Para los efectos de pérdidas de material por corrosión general, corrosión intersticial y corrosión por picaduras, no hay un ítem aplicable en el informe GALL; ya que este efecto de envejecimiento no está identificado en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente.
- Para el efecto de agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA (para safe end de acero inoxidable) lo identifica con el ítem IV.A1-1 (R-68) del informe GALL, ya que el material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalente al informe GALL.
- Para el efecto de agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA en conexiones de tuberías de diámetro nominal menores de 4 in, lo identifica con el ítem IV.C1-1 del informe GALL, ya que el material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalente al informe GALL.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados en CNSMG son:

- Para el agrietamiento por fatiga, se realiza un AEFT de acuerdo con los requerimientos del 10 CFR 54.21(c) y, además, se aplica el programa de gestión de fatiga en la barrera de presión (**PGE-01**).
- Para la pérdida de material por corrosión general, intersticial y por picaduras, se aplican los programas de: Inspección en servicio de componentes clase 1, 2 y 3 (**PGE- 03**), Control químico del agua (**PGE- 04**) y Tobera de la línea de retorno de los CRD (**PGE- 07**).
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, se utilizan los programas de: Control químico del agua (**PGE- 04**), Corrosión bajo tensión en BWR (**PGE-08**) y Tobera de la línea de retorno de los CRD (**PGE- 07**).
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, en conexiones de tuberías con un diámetro nominal menores de 4 in, se aplican los programas de: Inspección en servicio de componentes clase 1, 2 y 3 (**PGE- 03**) y Control químico del agua (**PGE- 04**).

Del examen las **Tablas 1** (Volumen 1), **IV- A1** y **IV- C1** (Volumen 2) del NUREG-1801, Rev. 1, se deduce que:

- Hay tres ítems IV.A1-1 (R-68), IV.A1-7 (R-04) y IV.A1-8 (RP-25) referidos a los "safe ends" de las toberas de la vasija, para los efectos de envejecimiento indicados.
En el ítem IV.A1-1 los efectos de envejecimiento son el agrietamiento por la corrosión bajo tensión y por corrosión bajo tensión intergranular y el material considerado es acero inoxidable. Este ítem se identifica con los safe end de acero inoxidable de CNSMG.
En el ítem IV.A1-7 el efecto de envejecimiento es el daño acumulativo por fatiga y el material puede ser acero inoxidable o acero al carbono.
Por último, en el ítem IV.A1-8 los efectos de envejecimiento son la pérdida de material por corrosión intersticial y picaduras y el material es acero inoxidable.
- Además, en el Tabla IV- C1 (Reactor Coolant Pressure Boundary, BWR) hay el ítem IV.C1-1 referido a conexiones de tuberías de diámetro nominal menores de 4 in, donde se considera el agrietamiento por corrosión bajo tensión y por corrosión bajo tensión intergranular y para el material acero inoxidable.

Los programas de gestión identificados en los ítems del NUREG-1801 son:

- En el ítem IV.A1-7 se requiere un Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT) teniendo en cuenta el periodo de operación extendida, siguiendo los requerimientos del 10 CFR 54.21(c)(1); y además, para componentes de clase 1, se consideran los efectos ambientales sobre la fatiga.
- El ítem IV.A1-1 remite al Capítulo XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR y al Capítulo XI.M7, "BWR Stress Corrosion Cracking".
- El ítem IV.A1-8 remite al Capítulo XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR, y requiere verificar la efectividad del control de la química del agua. Remite al Capítulo XI.M32, "One-Time Inspection", para un programa de verificación aceptable.
- El ítem IV.C1-1 remite a los Capítulos:

- XI.M1, "ASME Section XI Inservice Inspection, Subsection IWB, IWC, and IWD", para componentes de clase 1;
- XI.M2. "Water Chemistry", para el agua en BWR; y
- XI.M35, "One-Time Inspection of ASME Code Class 1 Small-bore Piping".

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas a utilizar por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en los "safe ends" de material acero al carbono o acero inoxidable, son:

- Para la gestión del agrietamiento por fatiga, CNSMG realiza un AEFT y aplica el programa PGE-01 de gestión de fatiga en la barrera de presión, de acuerdo con el requerido del ítem IV.A1-7. (Ver apartados 5.2.1 y 5.3.2.11 del presente informe)
- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión general, intersticial y picaduras, efectivamente el ítem IV.A1-8 solo es aplicable a safe end de acero inoxidable. Los programas propuestos por CNSMG para gestionar estos efectos de envejecimiento de inspección en servicio (PGE-03) y de control químico del agua (PGE-04), tanto para los safe end de acero al carbono como de inoxidable, se consideran adecuados; ya que siguen los criterios de evaluación adicional recomendados en el punto 3.1.2.2.2 del NUREG-1800 para gestionar dichos efectos. El programa PGE-03 de inspección en servicio de componentes de clase 1, 2 y 3, de acuerdo con los requerimientos de ASME XI, es más completo que el programa XI.M32 de inspecciones únicas referenciado en el ítem IV.A1-8 del informe GALL.
La aplicación conjunta y continuada de los programas PGE-03 y PGE-04 proporciona una seguridad razonable de la gestión de estos efectos de envejecimiento, para que los "safe end" continúen desarrollando sus funciones propias.
- Para la gestión del agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA (únicamente para safe end de acero inoxidable), este efecto de envejecimiento y el material del componente están identificados en el ítem IV.A1-1, y los programas propuestos son similares a los requeridos en el ítem IV.A1-1.
La aplicación conjunta y continuada de los programas PGE-04 y PGE-08 (y el programa PGE-07, específico para la tobera de la línea de los CRD) proporciona una seguridad razonable de la gestión de este efecto de envejecimiento, para que los "safe ends" continúen desarrollando sus funciones propias.
- Para la gestión del agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA en conexiones de tubería de diámetro nominal menores de 4 in, este efecto y el material están identificados en el ítem IV.C1-1, y los programas propuestos son similares a los requeridos en dicho ítem.

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en los "safe ends", durante el periodo de operación a largo plazo, se considera adecuada.

5.1.1.12 En los componentes Soportes de: las barras guías (guide rod brackets), las líneas del "core spray", los rociadores del agua de

alimentación, la sujeción del secador de vapor (Hold-Down), del bastidor del programa de vigilancia y del secador de vapor se considera:

Material: Acero inoxidable

Ambiente- Actuación:

Por el exterior: Agua del reactor

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En estos componentes, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras; y agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA.

En la **Tabla 3.1.2-1.a**, CNSMG indica que:

- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras no hay un ítem que se identifique en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente.
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA lo identifica con el ítem IV.A1-11 (R- 64) del informe GALL (en la rev.1 del NUREG-1801 se refiere al ítem IV.A1-12), ya que el componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, se utilizan los programas de: Conexiones soldadas al interior de la vasija (**PGE- 05**) y Control químico del agua (**PGE- 04**).
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, se utilizan los programas: Conexiones soldadas al interior de la vasija (**PGE- 05**) y Control químico del agua (**PGE- 04**).

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- A1** (Volumen 2) del NUREG-1801, Rev.1, se deduce que:

- El ítem IV.A1-12 (R- 64) se refiere a piezas soldadas (attachments) a la pared de la vasija y expuestas al refrigerante del reactor. En el ítem IV.A1-12 se considera como efecto de envejecimiento el agrietamiento por corrosión bajo tensión y por corrosión bajo tensión intersticial.

Los programas de gestión requeridos en el ítem del NUREG-1801 son:

- El ítem IV.A1-12 remite a los Capítulos XI.M4, "BWR Vessel ID Attachment Weld", y XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR.

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en los soportes de: las barras guías (guide rod brackets), las líneas del "core spray", los rociadores del agua de

alimentación, la sujeción del secador de vapor (Hold-Down), del bastidor del programa de vigilancia, y del secador de vapor de la vasija, son:

- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, no hay un ítem que se identifique en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente. El programa de conexiones soldadas al interior de la vasija PGE- 05 (ver Nota) y el de control químico del agua PGE- 04 propuestos por CNSMG se consideran adecuados, ya que siguen los criterios de evaluación adicional recomendados en el punto 3.1.2.2.2 del NUREG-1800. La aplicación conjunta y continuada de los programas PGE-05 y PGE-04 proporciona una seguridad razonable de la gestión de este efecto de envejecimiento.
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, los programas propuestos PGE- 05 y PGE- 04, son equivalentes a los programas genéricos XI.M4 y XI.M2 referenciados en el ítem IV.A1-12.

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en los soportes citados, durante el periodo de operación a largo plazo, se considera adecuada.

Nota:

El nuevo programa PGE-05 tiene por objeto prevenir y vigilar la iniciación y crecimiento de grietas por corrosión bajo tensión en las conexiones soldadas a la superficie interior de la vasija. El programa incluye dos puntos: a) la inspección y evaluación de defectos de acuerdo con las recomendaciones del BWRVIP, y b) Monitorización y control de la química del agua de acuerdo con las recomendaciones del BWRVIP.

5.1.1.13 En los componentes Internos del Reactor: Alojamiento de los CRD dentro y fuera de la vasija, Tubos guías de la barras de control, Alojamiento de los "in-cores" dentro y fuera de la vasija, y Tubos guía de los "in cores" se considera:

Material: Acero inoxidable

Ambiente- Actuación:

Por el interior: condensado (después de su tratamiento) para los alojamientos de los CRD y agua del reactor para el resto de componentes.

Por el exterior: Agua del reactor.

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En estos componentes, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: pérdida de material por corrosión intersticial y por corrosión por picaduras, y agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA. Además, en los tubos guías de la instrumentación nuclear se puede presentar agrietamiento por fatiga.

En la **Tabla 3.1.2-1.b**, CNSMG indica que:

- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras no hay un ítem que se identifique en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente.
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA identifica:
Los alojamientos de los CRD y sus tubos guía con el ítem IV.B1-8 (R- 104) del informe GALL; y
Los alojamientos de los “in-cores” y sus tubos guía con el ítem IV.B1-10 (R-105). La identificación con estos ítems se basa en que dichos componentes junto con su material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes en el informe GALL.
- Para el efecto de agrietamiento por fatiga lo identifica con el ítem IV.B1-14 (R-53) del informe GALL, ya que el componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL. Este efecto de envejecimiento únicamente se presenta en los tubos guía de la instrumentación nuclear.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, así como para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, se aplican los programas de: Internos de la vasija (**PGE- 10**) y Control químico del agua (**PGE- 04**).
- Para el agrietamiento por fatiga, se realiza un análisis de envejecimiento en función del tiempo de acuerdo con 10 CFR 54.21(c).

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- B1** (Volumen 2) del NUREG-1801, Rev.1, se deduce:

- El ítem IV.B1-8 (R-104) se refiere al conjunto del accionamiento de las barras de control, expuesto al refrigerante del reactor y para material acero inoxidable, en el que se considera como efecto de envejecimiento el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA.
- El ítem IV.B1-10 (R-105) se refiere a los tubos guía de la instrumentación nuclear, expuestos al refrigerante del reactor y para material acero inoxidable, en el que se considera como efecto de envejecimiento el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA.
- El ítem IV.B1-14 (R-53) se refiere en general a los componentes internos de la vasija del reactor expuestos al refrigerante del reactor y para los materiales de aleación de níquel y de acero inoxidable. En este ítem se considera como efecto de envejecimiento el agrietamiento por fatiga.
- El ítem IV.B1-15 (RP-26) se refiere en general a los componentes internos de la vasija del reactor expuestos al refrigerante del reactor y para los materiales de aleación de níquel y de acero inoxidable. En este ítem se considera como efecto de envejecimiento la pérdida de material por corrosión intersticial y corrosión por picaduras.

Los programas de gestión requeridos en los ítems del NUREG-1801 son:

- Los ítems IV.B1-8 y IV.B1-10 remiten al Capítulo XI.M9, “BWR Vessel Internals”, y al Capítulo XI.M2, “Water Chemistry”, para el agua de BWR.

- . El ítem IV.B1-14 requiere un análisis de envejecimiento en función del tiempo de acuerdo con 10 CFR 54.21(c)
- . El ítem IV.B1-15 remite a los Capítulos XI.M1, "ASME Section XI Inservice Inspection Subsections IWB, IWC, and IWD", para componentes de Clase 1, y XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR.

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en los alojamientos de las barras de control (CRD) y en los alojamientos de la instrumentación nuclear ("in-core), dentro y fuera de la vasija, y en sus tubos guía correspondientes, son:

- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, aunque en la Tabla 3.1.2-1.b se indica que no hay un ítem que se identifique en el informe GALL, existe el ítem IV.B1-15 del informe GALL, referido a los componentes internos de la vasija, que considera estos efectos de envejecimiento. Los programas PGE- 10 (internos de la vasija, comentado en la Nota al final de las conclusiones) y PGE- 04 (control químico del agua) propuestos por CNSMG, en principio, son similares a los programas XI.M1 (inspección en servicio de acuerdo con la Sección XI de ASME) y XI.M2 (control químico del agua), indicados en el ítem IV.B1-15.
La aplicación conjunta y continuada de los programas PGE-10 y PGE-04 proporciona una seguridad razonable de la gestión de dichos efectos de envejecimiento. (El programa PGE-10 y su comparación con el XI.M1 se analizará en el apartado 5.2 de este informe).
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, los programas propuestos PGE-10 y PGE- 04, son consistentes con los requeridos en los ítems IV.B1- 8 y IV.B1-10 del informe GALL.
- Para el agrietamiento por fatiga, CNSMG realiza un análisis de envejecimiento en función del tiempo (AEFT) que es equivalente al identificado en el informe GALL.

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en los alojamientos de los CRD dentro y fuera de la vasija, durante el periodo de operación a largo plazo, se considera adecuada.

Nota:

El programa PGE-10 es un programa nuevo en CNSMG para monitorizar el estado de los internos de vasija, de acuerdo con los criterios del BWRVIP. El programa incluye: La inspección y evaluación de defectos de acuerdo con las directrices del BWRVIP, y la monitorización y control de la química del agua de acuerdo con las recomendaciones del BWRVIP.

- 5.1.1.14** En los componentes Internos del Reactor: Conjunto bomba de chorro, Bocas de hombre (Access hole cover), Envoltura del núcleo (Shroud), Placa soporte de la envoltura (shroud) del núcleo, Placa soporte inferior del núcleo (core plate), Placa soporte superior del núcleo (top guide) y Tirantes de la envoltura del núcleo se considera:

Material: Acero inoxidable, con excepción de las bocas de hombre cuyo material es aleación de base níquel (inconel).

Ambiente- Actuación:

Por el interior: Agua del reactor

Por el exterior: Agua del reactor

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En estos componentes, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: reducción de la resistencia a la fractura debido a la fragilización por irradiación; pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras; agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA; y agrietamiento por fatiga (excepto en la envoltura del núcleo).

En la **Tabla 3.1.2-1.b**, CNSMG indica que:

- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras no hay un ítem que identifique a estos componentes en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente.
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA identifica:
Al conjunto bomba de chorro con el ítem IV.B1-13 (R- 100) del informe GALL;
A las bocas de hombre o agujeros de acceso (actualmente cerrados mediante placas soldadas) con el ítem IV.B1-5 (R-94) del informe GALL;
A la envoltura del núcleo, a su placa soporte y a los tirantes de la envoltura con el ítem IV.B1-1 (R-92) del informe GALL;
Al soporte inferior del núcleo con el ítem IV.B1-6 (R-93) del informe GALL; y
Al soporte superior del núcleo con el ítem IV.B1-16 (R-98) del informe GALL (en la rev.1 del NUREG-1801 se refiere al ítem IV.B1-17).
La identificación con estos ítems se basa en que dichos componentes junto con su material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes en el informe GALL.
- Para el agrietamiento por fatiga identifica:
Al conjunto bomba de chorro con el ítem IV.B1-12 (R-102) del informe GALL;
Las placas soporte de la envoltura (shroud), inferior (core plate) y superior (top guide) del núcleo, y los tirantes de la envoltura del núcleo con el ítem IV.B1-14 (R-53) del informe GALL.
La identificación con estos ítems se basa en que los citados componentes junto con su material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes en el informe GALL.
Para las bocas de hombre no hay un ítem, para este efecto de envejecimiento, que se identifique en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente.
- Para los efectos de reducción de la resistencia a la fractura debido a la fragilización por irradiación para los citados componentes, no hay un ítem que se identifique en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para la reducción de la resistencia a la fractura por fragilización por irradiación o térmica se emplea el programa de internos de la vasija (**PGE-10**).
- Tanto para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, como para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, se aplican los programas de: Internos de la vasija (**PGE- 10**) y Control químico del agua (**PGE- 04**).
- Para el agrietamiento por fatiga, se realiza un análisis de envejecimiento en función del tiempo (AEFT) de acuerdo con 10 CFR 54.21(c).

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- B1** (Volumen 2) del NUREG-1801, Rev.1, se deduce:

- Los ítems IV.B1-12 (R-102) y IV.B1-13 (R-100) se refieren a los conjuntos de las bombas de chorro expuestos al refrigerante del reactor y para materiales con aleación de níquel y de acero inoxidable; en los cuales se consideran como efectos de envejecimiento el agrietamiento por cargas cíclicas y el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, respectivamente.
- El ítem IV.B1-5 (R- 94) se refiere a los agujeros de accesos cerrados (access hole cover) expuestos al refrigerante del reactor y para el material con aleación de níquel. En el ítem IV.B1-5 se considera como efecto de envejecimiento el agrietamiento por corrosión bajo tensión / IGA.
- Los ítems IV.B1-1 (R-92) y IV.B1-6 (R-93) se refieren, ambos, a la envoltura del núcleo (core shroud) y a la placa soporte del núcleo (core plate); el ítem IV.B1-17 (R-98) se refiere a la placa superior guía del núcleo (top guide). Estos ítems están expuestos al refrigerante del reactor y de material acero inoxidable, en los que se considera como efecto de envejecimiento el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA. (Nota: en el ítem IV.B1-1 se consideran también envolturas del núcleo con reparación).
- El ítem IV.B1-14 (R-53) se refiere en general a los componentes internos de la vasija del reactor expuestos al refrigerante del reactor y para los materiales de aleación de níquel y de acero inoxidable. En este ítem se considera como efecto de envejecimiento el agrietamiento por fatiga.
- El ítem IV.B1-15 (RP-26) se refiere en general a los componentes internos de la vasija del reactor expuestos al refrigerante del reactor y para los materiales de aleación de níquel y de acero inoxidable. En este ítem se considera como efecto de envejecimiento la pérdida de material por corrosión intersticial y corrosión por picaduras.

Los programas de gestión requeridos en los ítems del NUREG-1801 son:

- En el ítem IV.B1-12 se indica que se debe realizar una evaluación con un programa de gestión del envejecimiento específico de planta.
- Los ítems IV.B1-1, IV.B1-6, IV.B1-13 y IV.B1-17 remiten al Capítulo XI.M9, "BWR Vessel Internals", y al Capítulo XI.M2, "Water Chemistry", para el agua de BWR.
- Los ítems IV.B1-5 y IV.B1-15 remiten a: Capítulo XI.M1, "ASME Section XI Inservice Inspection Subsections IWB, IWC, and IWD", para componentes de Clase 1, y al Capítulo XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR.

Además, se indica: *“Ya que el agrietamiento iniciado en las regiones con hendiduras no se puede tratar en una inspección visual, para las BWR con una hendidura en los agujeros de acceso cerrados, se incluirá una inspección aumentada de prueba por ultrasonidos (UT) u otra inspección de aceptación demostrada de las soldaduras de la placa de cierre del agujero de acceso”.*

- El ítem IV.B1-14 requiere un análisis de envejecimiento en función del tiempo de acuerdo con 10 CFR 54.21(c).

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en el conjunto bomba de chorro, bocas de hombre, envoltura del núcleo, placa soporte de la envoltura del núcleo, placa soporte inferior del núcleo, placa soporte superior del núcleo y tirantes de la envoltura del núcleo son:

- Para la gestión de los efectos de reducción de la resistencia a la fractura de fragilización por irradiación, efectivamente, no hay un ítem en la Tabla IV.B1 del informe GALL que identifique estos efectos con los citados componentes. Los programas PGE-10 y PGE-4 propuestos por CNSMG se consideran adecuados, ya que siguen los criterios de evaluación adicional recomendados en el punto 3.1.2.2.3 del NUREG-1800. La aplicación conjunta y continuada de los programas PGE-10 y PGE-04 proporciona una seguridad razonable de la gestión de este efecto de envejecimiento.
- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, aunque en la Tabla 3.1.2-1.b se indica que no hay un ítem que se identifique en el informe GALL, existe el ítem IV.B1-15 del informe GALL, referido a los componentes internos de la vasija, que considera estos efectos de envejecimiento. Los programas PGE-10 (internos de la vasija) y PGE-04 (control químico del agua) propuestos por CNSMG, en principio, son similares a los programas XI.M1 (inspección en servicio de acuerdo con la Sección XI de ASME) y XI.M2 (control químico del agua), indicados en el ítem IV.B1-15. La aplicación conjunta y continuada de los programas PGE-10 y PGE-04 proporciona una seguridad razonable de la gestión de dichos efectos de envejecimiento. (El programa PGE-10 y su comparación con el XI.M1 se analizará en el apartado 5.2 de este informe).
- Para el agrietamiento por fatiga, en las placas soporte de la envoltura, soporte inferior (core plate) y soporte superior (top guide) del núcleo, CNSMG establece una AEFT evaluado de acuerdo con los requerimientos del 10 CFR 54.21(c), el cual es equivalente al identificado en el ítem IV.B1-14 del informe GALL. En el conjunto bomba de chorro, CNSMG aplica el programa PGE-10, el cual es un programa específico de planta como requiere el ítem IV.B1-12 del informe GALL. Por último, para las bocas de hombre no hay un ítem para este efecto en el informe GALL. El análisis de envejecimiento en función del tiempo (AEFT) es aceptable, ya que sigue los criterios del 10 CFR 54.21(c) de evaluación adicional, recomendado en el punto 3.1.2.2.1 del NUREG-1800 para el daño acumulado por fatiga.
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, en el conjunto bomba de chorro, envoltura del núcleo, soporte de la envoltura del núcleo, soporte

inferior y superior del núcleo, y tirantes de la envoltura, los programas propuestos PGE- 10 y PGE- 04, son equivalentes a los programas genéricos IX.M9 y XI.M2 referenciados en los ítems IV.B1- 1, IV.B1-6, IV.B1-13 y IV.B1-17 del informe GALL. En las bocas de hombre, en principio, los programas propuestos por CNSMG PGE-10 y PGE-04 son similares a los programas XI.M1 y XI.M2 indicados en el ítem IV.B1-5 del informe GALL. (La relación entre XI.M1 y PGE-10 se ha comentado anteriormente).

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG para gestionar los efectos de envejecimiento en los componentes indicados, durante el periodo de operación a largo plazo, se considera adecuada.

5.1.1.15 En los componentes Internos del reactor: Piezas soporte de combustible y Piezas soporte de combustible periféricas, se consideran:

Material: Fundición de acero inoxidable (A-276 Tipo 304).

Ambiente- Actuación:

Por el interior: Agua del reactor

Por el exterior: Agua del reactor

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En estos componentes, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: reducción de la resistencia a la fractura debido a la fragilización por irradiación y a la fragilización térmica; y pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras.

En la **Tabla 3.1.2-1.b**, CNSMG indica que:

- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras no hay un ítem que identifique a estos componentes en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente.
- Para los efectos de reducción de la resistencia a la fractura debido a la fragilización por irradiación o térmica, identifica a las piezas soporte de combustible con el ítem IV.B1-9 (R-103) del informe GALL, ya que el material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al ítem del informe GALL.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para la reducción de la resistencia a la fractura por fragilización por irradiación o térmica se emplea el programa de internos de la vasija (**PGE-10**).
- Para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras se aplican los programas de: Internos de la vasija (**PGE- 10**) y Control químico del agua (**PGE- 04**).

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- B1** (Volumen 2) de la revisión 1 del NUREG-1801 se deduce:

- El ítem IV.B1-9 (R-103) se refiere a los soportes de combustible y a los conjuntos de accionamiento de barras de control, expuestos al refrigerante del reactor y para el material de fundición de acero inoxidable. En este ítem se consideran como efectos de envejecimiento la reducción de la resistencia a la fractura debido a la fragilización térmica y a la fragilización por irradiación.

Los programas de gestión requeridos en el ítem del NUREG-1801 son:

- El ítem IV.B1-9 remite al Capítulo XI.M13, "Thermal Aging and Neutron Irradiation Embrittlement of Cast Austenitic Stainless Steel (CASS)".

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en las piezas soporte de combustible y en las piezas periféricas, son:

- Para la gestión de los efectos de reducción de la resistencia a la fractura por fragilización térmica y por irradiación, en las piezas soporte de combustible, el programa PGE-10 propuesto por CNSMG, es diferente al programa XI.M13 referenciado en el ítem IV.B1-9 del informe GALL. El programa equivalente al PGE-10 (Internos de Vasija) en el informe GALL es el XI.M9 (BWR Vessel Internals). Véase el apartado 5.2.9 del presente informe.

El programa XI.M13 (Thermal Aging and Neutron Irradiation embrittlement of Cast Austenitic Stainless Steel) es un programa de inspección visual de los internos de la vasija de acuerdo con los requerimientos de la subsección IWB, categoría B-N-3. Esta inspección es aumentada con el fin de detectar los efectos de pérdida de tenacidad a la fractura debido a la fragilización por envejecimiento térmico y por irradiación neutrónica de aceros inoxidables austeníticos de fundición, de los internos de la vasija del reactor. Este programa de gestión de envejecimiento incluye: (a) identificación de componentes susceptibles al envejecimiento térmico y/o a la fragilización por irradiación neutrónica (fluencia neutrónica), y (b) para cada componente potencialmente susceptible, la gestión del envejecimiento se realiza a través de un examen adicional, basado en la fluencia neutrónica a la cual el componente ha sido expuesto como parte del programa de inspección en servicio de 10 años durante periodo de renovación de licencia, o una evaluación específica del componente para determinar su susceptibilidad a la pérdida de tenacidad a la fractura.

Ante lo expuesto anteriormente, surge la pregunta de si la inspección que se incluye en el programa PGE-10 de las piezas soportes de combustible es capaz de detectar estos efectos de envejecimiento.

- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, aunque en la Tabla 3.1.2-1.b se indica que no hay un ítem que se identifique en el informe GALL, existe el ítem IV.B1-15 del informe GALL, referido a los componentes internos de la vasija, que considera estos efectos de envejecimiento. Los programas PGE- 10 (internos de la vasija, comentado en la Nota de conclusiones del apartado 5.1.1.13) y PGE- 04 (control químico del agua) propuestos por CNSMG, en

principio, son similares a los programas XI.M1 (inspección en servicio de acuerdo con la Sección XI de ASME) y XI.M2 (control químico del agua), indicados en el ítem IV.B1-15.

La aplicación conjunta y continuada de los programas PGE-10 y PGE-04 proporciona una seguridad razonable de la gestión de dichos efectos de envejecimiento.

Por tanto, en principio para la propuesta de los programas indicados por CNSMG para gestionar los efectos de envejecimiento en las piezas soporte de combustible, durante el periodo de operación a largo plazo, la conclusión es la siguiente:

Para el efecto de reducción de la resistencia a la fractura por fragilización térmica y por irradiación, es preciso aclarar si la inspección que se incluye en el programa PGE-10 es capaz de detectar estos efectos.

Para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras los programas propuestos se consideran adecuados.

5.1.1.16 En el componente Interno: Secador de vapor, se considera:

Material: Acero inoxidable.

Ambiente- Actuación:

Por el interior: Agua del reactor

Por el exterior: Agua del reactor

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En este componente, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras; y agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, agrietamiento por fatiga, y agrietamiento por vibración inducida por el caudal.

En la **Tabla 3.1.2-1.b**, CNSMG indica que:

- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, así como para los efectos de agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA y agrietamiento por fatiga, no hay ítems en el informe GALL que identifique estos efectos de envejecimiento para la combinación componente, material y ambiente.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, así como para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA y para el agrietamiento por fatiga se aplican los programas de: Internos de la vasija (**PGE- 10**) y Control químico del agua (**PGE- 04**).

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- B1** (Volumen 2) de la revisión 1 del NUREG-1801 se deduce:

- El ítem IV.B1-16 (RP-18) se refiere a los secadores de vapor expuestos al refrigerante del reactor y para material acero inoxidable. En este ítem se considera como efecto de envejecimiento el agrietamiento por la vibración inducida por el caudal.
- El ítem IV.B1-14 (R-53) se refiere en general a los componentes internos de la vasija del reactor expuestos al refrigerante del reactor y para los materiales de aleación de níquel y de acero inoxidable. En este ítem se considera como efecto de envejecimiento el agrietamiento por fatiga.
- El ítem IV.B1-15 (RP-26) se refiere en general a los componentes internos de la vasija del reactor expuestos al refrigerante del reactor y para los materiales de aleación de níquel y de acero inoxidable. En este ítem se considera como efecto de envejecimiento la pérdida de material por corrosión intersticial y corrosión por picaduras.

Los programas de gestión requeridos en los ítems del NUREG-1801 son:

- En el ítem IV.B1-16 se indica que debe realizar una evaluación con un programa de gestión del envejecimiento específico de planta.
- En el ítem IV.B1-14 requiere un análisis de envejecimiento en función del tiempo de acuerdo con 10 CFR 54.21(c).
- El ítem IV.B1-15 remite a los Capítulos XI.M1, "ASME Section XI Inservice Inspection Subsections IWB, IWC, and IWD", para componentes de Clase 1, y XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR.

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en el secador de vapor, son:

- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, aunque en la Tabla 3.1.2-1.b se indica que no hay un ítem que se identifique en el informe GALL, existe el ítem IV.B1-15 del informe GALL, referido a los componentes internos de la vasija, que considera estos efectos de envejecimiento. Los programas PGE- 10 (internos de la vasija, comentado en la Nota de conclusiones del apartado 5.1.1,13) y PGE- 04 (control químico del agua) propuestos por CNSMG, en principio, son similares a los programas XI.M1 (inspección en servicio de acuerdo con la Sección XI de ASME) y XI.M2 (control químico del agua), indicados en el ítem IV.B1-15. La aplicación conjunta y continuada de los programas PGE-10 y PGE-04 proporciona una seguridad razonable de la gestión de dichos efectos de envejecimiento.
- Para la gestión del efecto de agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA no hay ítems para este componente que se identifiquen en el informe GALL para estos efectos. Los programas PGE-10 y PGE-04 propuestos por CNSMG se consideran adecuados para gestionar este efecto de envejecimiento, ya que siguen los criterios de evaluación adicional recomendados en el punto 3.1.2.2.4 del NUREG-1800.
- Para la gestión del efecto de agrietamiento por fatiga, aunque en la Tabla 3.1.2-1.b se indica que no hay un ítem que se identifique en el informe GALL,

existe el ítem IV.B1-14 del informe GALL, referido a los componentes internos de la vasija, que considera este efecto de envejecimiento. El programa propuesto en el ítem IV.B1-14, un AEFT de acuerdo con los requerimientos del 10 CFR54.21(c), es diferente del programa de gestión PGE-10 de CNSMG. El PGE-10 es un programa monitorizado para la inspección y evaluación de defectos de los internos del reactor de acuerdo con las directrices del BWRVIP, que junto con el programa PG-04, proporcionará una seguridad razonable para la gestión del agrietamiento por fatiga, e incluso más completa que la indicada en el ítem IV.B1-14.

- En la Tabla 3.1.2-1.b de CNSMG no se indica el efecto de agrietamiento debido a la vibración inducida por el caudal, referenciada en el ítem IV.B1-16 del informe GALL. Los programas propuestos por CNSMG para la inspección del secador de vapor, incluida en el programa PGE-10 de inspección de internos y en el programa PGE-04 de control químico del agua, se pueden considerar como programas específicos de planta, como requiere el ítem IV.B1-16. No obstante, se requiere confirmar que con el programa PGE-10 se puede asegurar que estos efectos de envejecimiento son gestionados adecuadamente.

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en el secador de vapor, durante el periodo de operación a largo plazo, se considera adecuada; con la excepción del agrietamiento debido a la vibración inducida por caudal, del que se requiere confirmar si el programa PGE-10 es capaz de gestionar este efecto.

5.1.1.17 En los componentes Internos del Reactor: Líneas, rociadores y abrazaderas del "core spray", se considera:

Material: Acero inoxidable.

Ambiente- Actuación:

Por el interior: Agua del reactor

Por el exterior: Agua del reactor

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En las líneas, rociadores y abrazaderas del sistema de rociado del núcleo (core spray), los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras; agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA; y agrietamiento por fatiga.

En la **Tabla 3.1.2-1.b**, CNSMG indica que:

- Para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras no hay un ítem que se identifique en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente.
- Para el efecto de agrietamiento por fatiga lo identifica con el ítem IV.B1-14 (R-53) del informe GALL, ya que el componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL.

- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA lo identifica con el ítem IV.B1-7 (R-99) del informe GALL, ya que el componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, así como para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, se aplican los programas de: Internos de la vasija (**PGE- 10**) y Control químico del agua (**PGE- 04**).
- Para el agrietamiento por fatiga, se realiza un análisis de envejecimiento en función del tiempo de acuerdo con 10 CFR 54.21(c).

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- B1** (Volumen 2) de la revisión 1 del NUREG-1801 se deduce:

- El ítem IV.B1-7 (R-99) se refiere a las líneas y rociadores de rociado del núcleo expuestas al refrigerante del reactor y para material acero inoxidable, en el que se considera como efecto de envejecimiento el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA.
- El ítem IV.B1-14 (R-53) se refiere en general a los componentes internos de la vasija del reactor expuestos al refrigerante del reactor y para los materiales de aleación de níquel y de acero inoxidable. En este ítem se considera como efecto de envejecimiento el agrietamiento por fatiga.
- El ítem IV.B1-15 (RP-26) se refiere en general a los componentes internos de la vasija del reactor expuestos al refrigerante del reactor y para los materiales de aleación de níquel y de acero inoxidable. En este ítem se considera como efecto de envejecimiento la pérdida de material por corrosión intersticial y corrosión por picaduras.

Los programas de gestión requeridos en los ítems del NUREG-1801 son:

- El ítem IV.B1-7 remite al Capítulo XI.M9, "BWR Vessel Internals", y al Capítulo XI.M2, "Water Chemistry", para el agua de BWR.
- El ítem IV.B1-14 requiere un análisis de envejecimiento en función del tiempo de acuerdo con 10 CFR 54.21(c)
- El ítem IV.B1-15 remite a los Capítulos XI.M1, "ASME Section XI Inservice Inspection Subsections IWB, IWC, and IWD", para componentes de Clase 1, y XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR.

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en las líneas, rociadores y abrazaderas del sistema de rociado del núcleo, son:

- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, aunque en la Tabla 3.1.2-1.b se indica que no hay un ítem que se identifique en el informe GALL, existe el ítem IV.B1-15 del informe GALL, referido a los componentes internos de la vasija, que considera estos efectos

de envejecimiento. Los programas PGE- 10 (comentado en la Nota de conclusiones del apartado 5.1.1.13) y PGE- 04 propuestos por CNSMG, en principio, son similares a los programas XI.M1 y XI.M2, indicados en el ítem IV.B1-15. La aplicación conjunta y continuada de los programas PGE-10 y PGE-04 proporciona una seguridad razonable de la gestión de dichos efectos de envejecimiento.

- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, los programas propuestos PGE-10 y PGE- 04, son consistentes con los programas XI.M9 y XI.M2 requeridos en el ítem IV.B1- 7 del informe GALL.
- Para el agrietamiento por fatiga, CNSMG realiza un análisis de envejecimiento en función del tiempo (AEFT) que es equivalente al identificado en el ítem IV.B1-14 del informe GALL.

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en las líneas, rociadores y abrazaderas del sistema de rociado del núcleo, durante el periodo de operación a largo plazo, se considera adecuada.

5.1.1.18 En el componente **Tubos guarda (stub tubes)** se considera:

Material: Acero inoxidable.

Ambiente- Actuación:

Por el exterior: Agua del reactor

Por el interior: Nitrógeno/aire en contención

Efectos de envejecimiento que requieren gestión y programas que se aplican:

En los tubos guarda (stub tubes) o manguitos de penetración en el fondo de la vasija, a los que se sueldan los alojamientos de los CRD, los efectos de envejecimiento que requieren gestión son: pérdida de material por corrosión intersticial y por corrosión por picaduras; agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA; y agrietamiento por fatiga.

En la **Tabla 3.1.2-1.b**, CNSMG indica que:

- Para los efectos de: pérdida de material por corrosión intersticial y por corrosión por picaduras, y reducción de la resistencia a la fractura por irradiación no hay un ítem que se identifique en el informe GALL para la combinación componente, material y ambiente.
- Para el efecto de agrietamiento por fatiga lo identifica con el ítem IV.B1-14 (R-53) del informe GALL, ya que el componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL.
- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA lo identifica con el ítem IV.B1-8 (R-104) del informe GALL, ya que el componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento son equivalentes al informe GALL.

Los programas de gestión de envejecimiento indicados por CNSMG son:

- Para la pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, así como para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, se aplican los programas de: Control químico del agua (PGE- 04) y Control de las penetraciones de los CRD en la vasija (PGE-36).
- Para el agrietamiento por fatiga, se realiza un análisis de envejecimiento en función del tiempo de acuerdo con 10 CFR 54.21(c).

Del examen de las **Tablas 1** (Volumen 1) y **IV- B1** (Volumen 2) de la revisión 1 del NUREG-1801 se deduce:

- El ítem IV.B1-14 (R-53) se refiere en general a los componentes internos de la vasija del reactor expuestos al refrigerante del reactor y para los materiales de aleación de níquel y de acero inoxidable. En este ítem se considera como efecto de envejecimiento el agrietamiento por fatiga.
- El ítem IV.B1-8 (R-104) se refiere a los alojamientos de los CRD expuestos al refrigerante del reactor y de material acero inoxidable. En este ítem se considera como efecto de envejecimiento el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA.
- El ítem IV.B1-15 (RP-26) se refiere en general a los componentes internos de la vasija del reactor expuestos al refrigerante del reactor y para los materiales de aleación de níquel y de acero inoxidable. En este ítem se considera como efecto de envejecimiento la pérdida de material por corrosión intersticial y corrosión por picaduras.

Los programas de gestión requeridos en el ítem del NUREG-1801 son:

- El ítem IV.B1-14 requiere un análisis de envejecimiento en función del tiempo de acuerdo con 10 CFR 54.21(c)
- El ítem IV.B1-8 remite al Capítulo XI.M9, "BWR Vessel Internals" para la parte inferior de la vasija, y al Capítulo XI.M2, "Water Chemistry", para el agua de BWR.
- El ítem IV.B1-15 remite a los Capítulos XI.M1, "ASME Section XI Inservice Inspection Subsections IWB, IWC, and IWD", para componentes de Clase 1, y XI.M2, "Water Chemistry" para el agua BWR.

Conclusiones:

Las conclusiones a la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en los tubos guarda (stub tubes), son:

- Para la gestión de los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y por picaduras, aunque en la Tabla 3.1.2-1.b se indica que no hay un ítem que se identifique en el informe GALL, existe el ítem IV.B1-15 del informe GALL, referido a los componentes internos de la vasija, que considera estos efectos de envejecimiento. Los programas PGE-36 (ver Nota) y PGE- 04 propuestos por CNSMG, en principio, son similares a los programas XI.M1 y XI.M2, indicados en el ítem IV.B1-15. La aplicación conjunta y continuada de los programas PGE-36 y PGE-04 proporciona una seguridad razonable de la gestión de dichos efectos de envejecimiento.

- Para el agrietamiento por corrosión bajo tensión/IGA, los programas propuestos PGE-36 y PGE- 04, son consistentes con los requeridos en el ítem IV.B1-8 del informe GALL.
- Para el agrietamiento por fatiga, CNSMG realiza un análisis de envejecimiento en función del tiempo (AEFT) de acuerdo con los requerimientos del 10 CFR54.21(c) y que es equivalente al identificado en el informe GALL.

Por tanto, en principio la propuesta de los programas indicados por CNSMG, para gestionar los efectos de envejecimiento en los manguitos de penetración, durante el periodo de operación a largo plazo, se considera adecuada; ya que su aplicación continua proporciona una seguridad razonable de forma que los manguitos de penetración continuarán desarrollando sus funciones propias de acuerdo con las bases de licencia actuales.

Nota:

El programa PGE-36 es un programa existente específico para el control de la penetraciones de los CRD de la vasija, debido a la existencia de grietas en los "stub-tubes" de los CRD de la vasija de CNSMG. Por lo que respecta a los mecanismos de envejecimiento, el programa se basa en controlar y mitigar los efectos de los distintos mecanismos de corrosión y de corrosión bajo tensión, estableciendo pautas y procedimientos específicos para la reparación y control de estos defectos.

5.2 Análisis de los Programas Aplicados por CNSMG en la Gestión de los Efectos de Envejecimiento para el Sistema de la Vasija del Reactor.

Los programas de gestión de los efectos de envejecimiento en CNSMG se describen en los distintos apartados del Apéndice B del Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento. Los programas asociados al sistema de la vasija del reactor (sistema RX) que prevé CNSMG son los siguientes:

- PGE-01. Programa de gestión de la fatiga en la barrera de presión [Nuevo].
- PGE-03. Inspección en servicio de componentes de clase 1, 2 y 3 [Existente].
- PGE-04. Control químico del agua [Existente-Requiere mejoras]
- PGE-05. Conexiones soldadas al interior de la vasija [Nuevo]
- PGE-06. Toberas de agua de alimentación de la vasija [Existente]
- PGE-07. Tobera de la línea de retorno de los CRD [Existente]
- PGE-08. Corrosión bajo tensión en BWR [Existente-Requiere mejoras]
- PGE-09. Penetraciones a vasija [Nuevo]
- PGE-10. Internos de vasija [Nuevo]
- PGE-21. Vigilancia de la vasija del reactor [Existente-Requiere mejoras]
- PGE-22. Programa de inspecciones únicas [Nuevo]
- PGE-36. Control de las penetraciones de los CRD en la vasija [Existente]
- PGE-42. Inspección de los pernos de la tapa de la vasija [Existente].

A continuación, para cada uno de los mencionados programas de gestión del envejecimiento, se llevará a cabo primeramente un resumen de la descripción del mismo de acuerdo a la información suministrada por CNSMG en el Plan

Integrado (Apéndice B), para después abordar el análisis de su grado de implantación y de la adecuación al funcionamiento a largo plazo de CNSMG.

5.2.1 PGE-01 Programa de gestión de la fatiga en la barrera de presión

Descripción: Este programa es nuevo, es decir ha sido desarrollado específicamente al efecto de posibilitar el licenciamiento a largo plazo de la central. Consiste en monitorizar el número de ciclos de tensión significativos a los que se ven sometidos determinados componentes representativos, con objeto de garantizar que no se supera el límite de diseño para el factor de uso acumulado. La selección de los componentes se establece como resultado de los Análisis de Envejecimiento Función del Tiempo (AEFT) que tienen en cuenta factores de corrección por condiciones medioambientales (Ver apartado 5.3.2.11 del presente informe, donde se evalúa el AEFT mencionado).

Los componentes representativos del efecto ambiental, seleccionados en base a los criterios del NUREG/CR-6260 "*Application of NUREG/CR-5999 Interim Fatigue Curves to Selected Nuclear Power Plant Components*", que monitoriza el programa son los siguientes:

- Vasija. Beltline.
- Fondo de la vasija.
- Tobera N4 (agua de alimentación)
- Tobera N1 (salida de la recirculación de la vasija)
- Tobera N2 (entrada de la recirculación en la vasija)
- Conexión a LPCI/RECIR
- Tobera N6 (rociador del núcleo)

Se especifica que en algunas localizaciones se empleará el código de cálculo FatiguePro, desarrollado por EPRI, que calcula los ciclos de tensión y el factor de uso acumulado a partir de los ciclos de operación que se derivan de la instrumentación.

Evaluación:

El Programa Genérico X.M1 del NUREG 1801: "Metal Fatigue of Reactor Coolant Pressure Boundary", es un Programa de Gestión del Envejecimiento (AMP, Aging Management Program) consiste en monitorizar y controlar el número de transitorios críticos de presión y temperatura, para los componentes seleccionados del sistema de refrigeración del reactor, con el fin de que no se exceda el límite de diseño del factor de uso a fatiga.

El AMP está dirigido a evaluar el impacto de los efectos del ambiente del refrigerante del reactor sobre la vida de fatiga de una muestra de componentes críticos para la planta. Los ejemplos de componentes críticos se identifican en el NUREG/CR-6260 y corresponden a los componentes indicados anteriormente. Estos componentes críticos pueden evaluarse aplicando los factores de corrección por condiciones medioambientales a los análisis de fatiga existentes

basados en el Código ASME III. Las fórmulas para el cálculo de los factores de corrección por ambiente están en el NUREG/CR-6583 "*Effects of LWR Coolant Environments on Fatigue Design Curves of Carbon and Low-Alloy Steels*" y NUREG/CR-5704 "*Effects of LWR Coolant Environments on Fatigue Design Curves of Austenitic Stainless Steels*".

El programa de gestión de la fatiga en la barrera de presión PGE-01, de acuerdo con lo expuesto en el apartado B.3.1 del Plan Integrado, es consistente en todos sus atributos con el programa evaluado de forma genérica en el informe GALL (NUREG-1801). Asimismo, se especifica que los componentes representativos del efecto ambiental dentro del alcance del programa cumplen los criterios especificados en NUREG CR-6260. Ambos extremos así como el empleo del código de cálculo FatiguePro se consideran aceptables.

En base a los resultados del AEFT, presentados en el apartado 4.3.13.3 del Plan Integrado, el alcance del PGE-01 incluye aquellos componentes cuyo factor de uso acumulado teniendo en cuenta el factor ambiental supera la unidad, que concretamente son:

La Tobera N4, en el material base y en el "safe end" del material sustituto; y
La Tobera N6A, en la sección 5.

Por otra parte, la Tabla 3.1.2-1a incluye en el alcance, además de los dos componentes anteriores, la tapa de la vasija y sus segmentos esféricos.

Los resultados de la AEFT y los componentes seleccionados, se evalúan en el apartado 5.3.2.11 del presente informe.

En conclusión, el programa de gestión de la fatiga en la barrera de presión PGE-01 propuesto por CNSMG es consistente en todos sus atributos con el programa X.M1 evaluado de forma genérica en el capítulo X del NUREG-1801.

5.2.2 PGE-03 Inspección en servicio de componentes de clase 1, 2 y 3

Descripción: Este programa es existente, es decir se seguirá llevando a cabo una vez que se obtenga el licenciamiento para la operación a largo plazo, sin modificaciones específicas. El programa responde a los requerimientos de la sección XI del código ASME y consiste en inspeccionar periódicamente los componentes de clase 1, 2 y 3 mediante examen visual, superficial y/o volumétrico. La inspección está orientada a detectar el inicio y crecimiento de grietas, pérdida de material debida a corrosión, fugas de refrigerante e indicaciones de degradación debidas al desgaste o a la relajación de tensiones, tales como holguras, asientos, desplazamientos físicos, pérdida o aflojamiento de partes, residuos, erosión o pérdida de la integridad de conexiones atornilladas o soldadas. A partir de 2011 y salvo que se apruebe una edición posterior antes de dicha fecha, la edición del código ASME aplicable al programa de inspección será la del año 2001, incluyendo las adendas hasta 2003 (en realidad, en la actualización del programa, se utilizarán los códigos que estén en vigor 12 meses antes del inicio del correspondiente intervalo de inspección, de acuerdo con el 10 CFR 50.55a; MISI-3-AS1, capítulo 1).

Evaluación: La regulación aplicable a CNSMG establece los requerimientos de inspección en servicio de ASME XI, por lo que este programa se viene empleando desde que está en funcionamiento la central. La experiencia operativa (tanto interna como externa) ha verificado la eficacia de la inspección en servicio para la gestión de los efectos de envejecimiento. La inspección en servicio (es decir, el PGE-03) está recogida en el MISI (Manual de Inspección en Servicio) de CNSMG.

El Programa genérico XI.M1, de título: "ASME Section XI Inservice Inspection, Subsections IWB, IWC, and IWD", establece los requerimientos de la inspección en servicio (ISI) del Código ASME, Sección XI, para componentes que retienen presión de clase 1, 2 y 3 y sus uniones integrales en las plantas de potencia refrigeradas por agua ligera, de acuerdo con las regulaciones del 10 CFR 50.55a. La inspección, reparación y sustitución de estos componentes están cubiertas en las Subsecciones IWB, IWC y IWD de la edición 2001, incluyendo las adendas de 2002 y 2003. El programa generalmente incluye exámenes periódicos visuales, de superficie y/o volumétricos y prueba de fugas de todos los componentes que retienen presión de clase 1, 2 y 3 y sus uniones integrales.

El examen superficial utiliza partículas magnéticas, líquidos penetrantes o corrientes inducidas para la detección de la presencia de discontinuidades en la superficie e indicaciones. El examen volumétrico utiliza radiografía, ultrasonidos o corrientes inducidas para la detección de discontinuidades o indicaciones superficiales o sub-superficiales.

Aunque el programa de inspección en servicio de ASME Sección XI de componentes es generalmente efectivo para gestionar los efectos de envejecimiento, sin embargo en ciertos casos de renovación de licencia, el programa debe ser aumentado como así lo identifica el Informe GALL.

Para centrales BWR existe el documento (BWRVIP)-03, donde se definen el alcance y los métodos de inspección de ensayos no destructivos (END) aplicables a los internos de la vasija del reactor. También, un solicitante puede utilizar las guías del BWRVIP-62 aprobadas para el alivio de la inspección de componentes internos.

El programa PGE-03, de acuerdo con lo expuesto en el apartado B.2.1.1 "Inspección en servicio de componentes clase 1, 2 y 3" de la documentación suministrada, es consistente en todos sus atributos con el programa evaluado de forma genérica en el informe GALL (NUREG-1801), exceptuando que el programa PGE-03 no recoge las recomendaciones de las guías BWRVIP-03 y BWRVIP-62. De acuerdo con el apartado B.2.1.1, estas guías del BWRVIP se incorporan en el programa de gestión del envejecimiento específico para los internos de vasija (PGE-10), por lo que en principio, esta excepción debería de considerarse aceptable. El nuevo programa PGE-10 se evalúa en el apartado 5.2.9 del presente informe, en el cuál se comentarán las técnicas y alcance para los internos de la vasija.

En conclusión, teniendo en cuenta los requerimientos del programa XI.M1, evaluado de forma genérica en el NUREG 1801 (informe GALL), y del análisis del nuevo programa PGE-03, se deduce que en general el PGE-03 es consistente

con el programa XI.M1. No obstante, en la información suministrada por CNSMG sobre el programa PGE-03 no se especifica si dicho programa seguirá o no las técnicas de END recomendadas en las guías BWRVIP-03 y BWRVIP-62, como se requiere en el programa XI.M1, e indica que se incorporarán al nuevo programa PGE-10.

5.2.3 PGE- 04. Control químico del agua.

Descripción: Este programa es existente, y se seguirá llevando a cabo una vez que se obtenga el licenciamiento para la operación a largo plazo, con una serie de modificaciones-mejora, que se tratarán en el epígrafe de "evaluación". El objetivo de este programa es minimizar, tanto la pérdida de material debido a la corrosión, como el agrietamiento causado por la corrosión bajo tensión. El programa consiste en la vigilancia periódica de parámetros químicos y el control y mitigación de las especies químicas que tienen un efecto pernicioso, de acuerdo a lo que se ha aprendido de la experiencia operativa (tanto interna como externa). Asimismo, para la mitigación de la corrosión intergranular bajo tensión, en CNSMG se inyecta hidrógeno en el agua de alimentación.

Evaluación:

El Programa genérico XI.M2 del informe GALL, de título: "Water Chemistry", tiene como objetivo principal mitigar el daño causado por corrosión y el agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC). Este programa para reactores de agua en ebullición (BWR) cuenta con una monitorización y control de la química del agua del reactor basado en las guías de la industria basadas en el proyecto de la vasija del reactor de agua en ebullición e internos (BWRVIP)-29 de Electric Power Institute (EPRI) TR-103515.

El programa PGE-04 actualmente existente en CNSMG, de acuerdo con lo expuesto en el apartado B.2.1.2 "Control químico del agua" del documento evaluado, será sometido a una serie de adaptaciones y mejoras para hacerlo consistente en todos sus atributos con el programa evaluado de forma genérica en el informe GALL (NUREG 1801).

Dichas adaptaciones/mejoras son las siguientes:

- CNSMG revisará los procedimientos base del programa PGE-04 para adaptarlos totalmente al documento BWRVIP-79 (que constituye la revisión de 2000 del documento EPRI TR-103515). Los procedimientos actuales aún presentan algunas discrepancias en cuanto a las frecuencias de los análisis químicos y en cuanto a las conductividades y concentraciones de especies químicas que dan lugar a los diferentes niveles de acción. Nota: el programa del informe GALL se evalúa tomando como referencia el BWRVIP-29 (revisión de 1993 del mismo documento EPRI TR-103515), pero como la nueva revisión BWRVIP-79 incorpora la experiencia actualizada de la industria se considera totalmente válida como referencia.
- El PGE-04 estará sometido al Sistema de Garantía de Calidad de CNSMG. Dado que el sistema de garantía de calidad de Nuclenor cumple con los requerimientos del apéndice B del 10 CFR 50, se considera adecuado

para la gestión de los efectos de envejecimiento durante el periodo de operación a largo plazo (el GALL considera aceptables los requisitos de dicho apéndice para cumplir los requerimientos de los PGE's en cuanto a acciones correctoras, a confirmación y a control administrativo).

- Dado que el programa de control químico del agua pudiera no ser efectivo en zonas de bajo flujo o estancamiento, la efectividad del mismo se verificará mediante inspecciones "one-time" antes del periodo de operación a largo plazo. Véase al respecto el PGE-22, programa de inspecciones únicas (apartado 5.2.11).

En conclusión, con estas adaptaciones, el programa PGE-04 proporciona una seguridad razonable de que los efectos del envejecimiento serán gestionados tal que los componentes afectados mantengan sus funciones durante la operación a largo plazo.

5.2.4 PGE-05. Conexiones soldadas al interior de la vasija

Descripción: Este programa, de acuerdo a la documentación analizada, es un programa nuevo en CNSMG, y se encuentra en fase de implantación. Consiste en prevenir y vigilar la iniciación y crecimiento de grietas por corrosión bajo tensión (SCC, stress corrosion cracking) en las conexiones soldadas (attachments) en la superficie interior de la vasija.

Evaluación:

El Programa genérico XI.M4, de título: "BWR Vessel ID Attachment Welds", incluye (a) inspección y evaluación de la indicación de acuerdo con las directrices del proyecto de la vasija del reactor de agua en ebullición e internos (BWRVIP)-48 aprobado por el grupo de trabajo de la NRC, y (b) monitorización y control de la química del agua del refrigerante del reactor de acuerdo con las directrices del BWRVIP-29 (Electric Power Research Institute [EPRI] TR-103515), para asegurar la integridad a largo tiempo y la operación segura de las conexiones soldadas al interior de la vasija. El programa está centrado en los efectos de gestión del agrietamiento debido a corrosión bajo tensión (SCC), incluyendo el agrietamiento por corrosión bajo tensión intergranular (IGSCC).

El Programa PGE-05; de acuerdo con lo expuesto en el apartado B.2.1.4 "Conexiones ("attachments") soldadas al interior de la vasija" del documento a evaluar, la prevención y la vigilancia de grietas por SCC se lleva a cabo de dos maneras:

- Inspeccionando y evaluando los defectos de acuerdo a las recomendaciones del informe BWRVIP-48-A (EPRI TR-1009948).
- Monitorizando y controlando la química del agua del reactor de acuerdo a las directrices del EPRI TR-103515 (según recomienda el BWRVIP).

Respecto a la monitorización y control de la química del agua en la vasija, este aspecto queda cubierto mediante el programa PGE- 04 "Control químico del agua", véase el apartado 5.2.3 del presente documento. Según ya se indicó en ese apartado, el PGE- 04 se considera aceptable en cuanto a cumplimiento de las recomendaciones del EPRI TR-103515.

En cuanto al aspecto de inspección y evaluación de defectos queda cubierto mediante un nuevo programa de inspección de internos de vasija, incluido dentro del programa de inspección en servicio de componentes de clase 1, 2 y 3 (PGE-03, véase apartado 5.2.2 del presente informe). Se entiende, aunque la documentación evaluada no es explícita, que dicho programa de inspección de internos de vasija es el PGE-10 (véase el apartado 5.2.9 "PGE 10 Internos de vasija" del presente informe). El programa PGE-10 se aborda específicamente en el apartado B.2.1.9 "Internos de Vasija" del Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento. Según dicho apartado, el PGE-10 es complementario al de inspección en servicio, y su objetivo es la monitorización del estado de los internos de la vasija, de acuerdo a las directrices del BWRVIP. El PGE-10 no es pues específico para las conexiones soldadas al interior de la vasija, pero si parece englobarlas, ya que, como se especifica en el apartado B.2.1.4, ya mencionado, el PGE-05 es consistente con los requisitos del NUREG 1801 (salvando el hecho de que CNSMG toma una versión más actualizada del BWRVIP-3 que la que figura en el NUREG 1801, así como del BWRVIP-48, donde se toma la BWRVIP-48-A, que no es más que una revisión más nueva del BWRVIP-48).

En conclusión, el nuevo programa de conexiones soldadas al interior de la vasija PGE-05 satisface adecuadamente los requisitos de inspección y evaluación de defectos de las soldaduras y es consistente con el programa XI.M4. No obstante, se echa en falta que CNSMG explicita y describa con mayor detalle la implicación del PGE-10 en la monitorización de soldaduras, así como qué parte del programa PGE-03 es el PGE-10 (o si son totalmente independientes).

5.2.5 PGE-06. Toberas de agua de alimentación de la vasija

Descripción: Se trata de un programa existente, y se seguirá llevando a cabo sin ninguna modificación específica. Consiste en prevenir y vigilar la iniciación y el crecimiento de grietas en las toberas del agua de alimentación.

Evaluación:

El Programa genérico XI.M5, de título: "BWR Feedwater Nozzle", incluye:

- (a) La inspección en servicio aumentada (ISI) de acuerdo con los requerimientos de la Subsección IWB (Tabla IWB 2500-1) de la Sección XI del Código ASME (edición 2001* incluyendo las adendas de 2002 y 2003), y las recomendaciones de General Electric NE-523-A71-0594, y
- (b) Las modificaciones del sistema para mitigar las grietas. El programa especifica la inspección por ultrasonidos periódica de las regiones críticas de la tobera del agua de alimentación del reactor de una central BWR.

** Nota: Un solicitante puede contar con una versión diferente del Código ASME, pero debe justificar su utilización.*

El programa PGE-06, de acuerdo con lo expuesto en el apartado B.2.1.5 del documento evaluado, incluye los dos puntos siguientes: (a) la inspección en servicio y (b) las modificaciones en el sistema para mitigar la aparición de grietas y sus defectos.

Respecto a la inspección en servicio, dentro del programa de inspección en servicio de componentes de clase 1, 2 y 3 (PGE- 03, véase apartado 5.2.2), se vienen siguiendo los requisitos de la subsección IWB de la sección XI del código ASME, modificados convenientemente por las recomendaciones de General Electric NE-523-A71-0594, "Alternate BWR Feedwater Nozzle Inspection Requirements" (enhanced inservice inspection).

En cuanto a las modificaciones en el sistema de CNSMG, al igual que en varias otras plantas de tipo BWR, la vasija experimentó el agrietamiento de los rociadores de agua de alimentación en sus primeros años de operación. A partir de las recomendaciones del NUREG-0619 "BWR Feedwater Nozzle and Control Rod Drive Return Line Nozzle Cracking", la central sustituyó los rociadores de agua de alimentación y los "safe-end" de las toberas, mientras que mantuvo el cladding de las toberas, en el cual no se habían detectado grietas.

En conclusión, por comparación de lo expuesto en los puntos (a) y (b) anteriores con los requerimientos del programa XI.M5, evaluado de forma genérica en el NUREG 1801 (informe GALL), se concluye que el programa existente PGE-06 es consistente en todos sus atributos con el programa XI.M5.

5.2.6 PGE-07. Tobera de la línea de retorno de los CRD

Descripción: Se trata de un programa existente, y se seguirá llevando a cabo sin ninguna modificación específica. Consiste en prevenir y vigilar la iniciación y el crecimiento de grietas en la tobera de la línea de retorno de los accionadores de las barras de control (CRD, control rod drives).

Evaluación:

El Programa genérico XI.M6, de título: "BWR Control Rod Drive Return Nozzle", incluye:

- (a) La inspección en servicio aumentada (ISI) de acuerdo con los requerimientos de la Subsección IWB (Tabla IWB 2500-1) de la Sección XI del Código ASME (edición 2001* incluyendo las adendas de 2002 y 2003), y las recomendaciones del NUREG-0619, y
- (b) Las modificaciones del sistema y programas de mantenimiento para mitigar las grietas. El programa especifica la inspección por ultrasonidos y líquidos penetrantes periódica de las regiones críticas de la tobera de la línea de retorno de los CRD del reactor de una central BWR.

** Nota: Un solicitante puede contar con una versión diferente del Código ASME, pero debe justificar su utilización.*

El programa PGE-07, de acuerdo con lo expuesto en el apartado B.2.1.6 del documento evaluado, incluye los dos puntos siguientes: (a) la inspección en servicio y (b) las modificaciones en el sistema para mitigar la aparición de grietas y sus defectos.

Respecto a la inspección en servicio, dentro del programa de inspección en servicio de componentes de clase 1, 2 y 3 (PGE-03, véase apartado 5.2.2), se vienen siguiendo los requisitos de la subsección IWB de la sección XI del código ASME, con las recomendaciones del mencionado NUREG-0619. Las

inspecciones realizadas hasta el momento han permitido confirmar la efectividad del programa en el sentido de que no se ha identificado agrietamiento.

En cuanto a las modificaciones en el sistema de CNSMG, siguiendo las recomendaciones del NUREG-0619 "BWR Feedwater Nozzle and Control Rod Drive Return Line Nozzle Cracking", la línea de retorno de los CRD a la vasija ya no se utiliza, con objeto de mitigar el riesgo de aparición de grietas. Se modificó el sistema, disponiendo en esta línea de dos válvulas manuales que están normalmente cerradas, por lo que no hay flujo de fluido a través de la tobera, y no tiene lugar ningún tipo de ciclado térmico en la misma. La parte de la línea sin flujo (agua estancada) se inspecciona de acuerdo a la recomendación del NUREG mencionado.

En conclusión, por comparación de lo expuesto en los puntos (a) y (b) anteriores con los requerimientos del programa XI.M6, evaluado de forma genérica en el NUREG 1801 (informe GALL), el programa existente PGE-07 es consistente en todos sus atributos con el programa XI.M6.

5.2.7 PGE-08. Corrosión bajo tensión en BWR

Descripción: El objeto de este programa es la gestión de la corrosión intergranular bajo tensión (IGSCC, intergranular stress corrosion cracking) en los componentes de la barrera de presión del refrigerante del reactor que están fabricados de acero inoxidable. El programa ya existe y se emplea en CNSMG.

Evaluación:

El programa genérico XI.M7, de título: "BWR Stress Corrosion Cracking", para tratar el agrietamiento por corrosión bajo tensión intergranular (IGSCC) en tuberías de la barrera de presión del refrigerante del reactor de BWR construidas de componentes de acero inoxidable y aleación basada en níquel, se describe en el NUREG-0313, Rev. 2, y en la Generic Letter (GL) 88-01 de la NRC y en su Suplemento 1. El material incluye el metal base y las soldaduras. El programa establece (a) medidas preventivas para mitigar el IGSCC, y (b) inspección y evaluación de indicaciones para monitorizar el IGSCC y sus efectos. El informe BWRVIP-75 del proyecto de la vasija del reactor agua en ebullición e internos permite modificaciones al alcance de la inspección en el programa GL 88-01.

El programa se aplica a todas las tuberías y soldaduras de tuberías de BWR construidas de acero inoxidable austenítico y aleaciones de níquel con diámetro nominal de 4 in y mayores y con temperatura del refrigerante del reactor por encima de 93°C (200°F) durante la operación a potencia. También aplica a carcasas de bombas, cuerpos de válvulas y fijaciones a la vasija del reactor y accesorios, tales como componentes de venteo y rociado de cabeza.

El programa PGE-08, de acuerdo con lo expuesto en el apartado B.2.1.7 "Corrosión bajo tensión en BWR" del documento a evaluar, consiste en dos partes:

- (a) Aplica una serie de medidas preventivas para mitigar la IGSCC, según la GL 88-01 ("NRC position on IGSCC in BWR austenitic stainless steel piping") y

el NUREG-0313 ("Technical report on material selection and processing guidelines for BWR coolant pressure boundary piping"), y
(b) Mediante la inspección en servicio, inspecciona y evalúa los defectos para monitorizar la IGSCC y sus efectos.

Respecto a las medidas preventivas para mitigar la IGSCC en CNSMG, siguiendo las directrices de la GL 88-01 y del NUREG-0313, incluyen la sustitución de tuberías por otras fabricadas con acero inoxidable resistente a la IGSCC, así como el empleo de procesos de fabricación y tratamientos termomecánicos que eliminan tensiones residuales. También, desde el punto de vista de la química del agua del reactor, ésta se controla mediante el programa de control químico (PGE-04, véase el apartado 5.2.3 del presente informe), y CNSMG utiliza la inyección de hidrógeno en el agua de alimentación como procedimiento que ha demostrado ser efectivo para la mitigación de la IGSCC.

En el pasado, en CNSMG se han dado episodios de aparición del fenómeno de IGSCC en tuberías de acero inoxidable austenítico con función de barrera de presión del refrigerante del reactor. Concretamente, dentro del sistema RX, se han visto afectados la pieza de transición de la tobera N11 (retorno de los CRDs), las piezas de transición de las toberas de rociado del núcleo, y los manguitos de penetración en la vasija de los accionadores de las barras de control (aunque estos últimos son objeto de un programa de gestión específico de planta, véase el apartado 5.2.12 del presente informe, "PGE-36 Control de las penetraciones de los CRD en la vasija"). Como consecuencia de los casos de agrietamiento encontrados, se han realizado reparaciones o sustituciones, como por ejemplo la sustitución de los "safe end" de las toberas N6 (rociador del núcleo) de la vasija en los años 1980 y 1992.

En cuanto a la inspección en servicio del programa PGE-08, está recogida en el capítulo 6 del MISI, es decir integrada dentro del programa de inspección en servicio de componentes de clase 1, 2 y 3. Éste se ajusta tanto al NUREG-0313 como a la GL 88-01. Por otra parte, el CSN aprobó en su día la aplicación de los criterios del BWRVIP-75, que modifican el alcance de las inspecciones definidas en la GL 88-01.

El alcance de este programa es toda la barrera de presión fabricada en acero inoxidable (el alcance del correspondiente programa genérico del informe GALL, capítulo XI.M7 "BWR Stress Corrosion Cracking" de NUREG 1801, es más específico, ya que abarca tubería de acero inoxidable o de aleaciones basadas en níquel, tanto material base como soldadura, y otros componentes de la barrera de presión como cuerpos de válvula, carcasas de bombas, etc.). El sistema RX por tanto no se ve afectado más que en las toberas de la vasija, ya que la propia vasija es de acero al carbono (solo el cladding es de inoxidable), y los internos no son barrera de presión.

En conclusión, tras comparar todo lo anterior con el programa XI.M7, evaluado de forma genérica en el NUREG 1801 (informe GALL), el programa existente PGE-08 es consistente con el programa XI.M7, salvando el hecho de que el programa de CNSMG se basa en revisiones más actualizadas que algunos documentos referenciados en el NUREG 1801, lo cual se considera aceptable por constituir una actualización de la experiencia operativa considerada.

5.2.8 PGE-09. Penetraciones a vasija

Descripción: Este programa es nuevo y se encuentra en fase de implantación en CNSMG. Consiste en monitorizar el estado de las penetraciones de instrumentación y del sistema de control por líquido de reserva (SBLC), de acuerdo a los criterios del BWRVIP.

Evaluación:

El Programa genérico XI.M8, de título: "BWR Penetrations", incluye: (a) inspección y evaluación de la indicación de acuerdo con las directrices de los documentos BWRVIP-49 y BWRVIP-27, del proyecto de la vasija del reactor de agua en ebullición e internos aprobados por el grupo de trabajo de la NRC, y (b) monitorización y control de la química del agua del refrigerante del reactor de acuerdo con las directrices del BWRVIP-29 (Electric Power Research Institute [EPRI] TR-103515), para asegurar la integridad a largo tiempo y la operación segura de los componentes internos de la vasija del reactor BWR. El BWRVIP-49 y el BWRVIP-27 proporcionan las directrices para la inspección y evaluación de una indicación en las penetraciones de instrumentación y en la tobera o alojamiento del sistema de control por líquido de reserva (SLC, Standby Liquid Control), respectivamente. El programa está focalizado en la gestión de los efectos del agrietamiento debido a corrosión bajo tensión (SCC) o el agrietamiento por corrosión bajo tensión intergranular (IGSCC).

Las guías de evaluación de los documentos BWRVIP-49 y BWRVIP-27 recomiendan que se sigan los requerimientos de inspección de la Sección XI de ASME. Las técnicas de exámenes no destructivos (END) son las incluidas en el documento BWRVIP-03 de inspección de internos de la vasija BWR, de fecha 15 de Julio de 1999.

El Programa PGE- 09, de acuerdo con lo expuesto en el apartado B.2.1.8 "Penetraciones a la vasija" del documento a evaluar, se lleva a cabo de dos maneras:

- Monitorizando y controlando la química del agua del reactor de acuerdo a las directrices del EPRI TR-103515 (según recomienda el BWRVIP).
- Inspeccionando y evaluando los defectos de acuerdo a las directrices de los informes BWRVIP-49 (EPRI TR-108695) y BWRVIP-27 (EPRI TR-107286).

Respecto a la monitorización y control de la química del agua en la vasija, este aspecto queda cubierto mediante el programa PGE-04 "Control químico del agua", véase el apartado 5.2.3 del presente documento. Según ya se indicó en ese apartado, el PGE-04 se considera aceptable en cuanto a cumplimiento de las recomendaciones del EPRI TR-103515.

En cuanto a la inspección y evaluación de defectos, de acuerdo con la documentación analizada, esta parte queda cubierta mediante un programa de inspección en servicio complementario del actual, y que cumple con las recomendaciones del BWRVIP. No queda claro si este programa de inspección en servicio será independiente o si queda integrado en el PGE-03 "Inspección en servicio de componentes de clase 1, 2 y 3" (véase el apartado 5.2.2 del presente informe). En cuanto a la selección de técnicas de END, el PGE-09 se basa en la revisión de 2004 del BWRVIP-3, mientras que la evaluación genérica

del GALL se basa en un programa que toma la de 1999, considerándose este aspecto plenamente aceptable, al integrar la experiencia operativa de la industria más actualizada.

En conclusión, del examen del programa XI.M8, evaluado de forma genérica en el NUREG 1801 (informe GALL), y del programa nuevo PGE- 09, se deduce que el PGE-09 es consistente con el programa XI.M8. No obstante, de la información suministrada por CNSMG sobre el programa PGE-09 no queda claro si dicho programa será independiente o si quedará integrado en el PGE-03.

5.2.9 PGE-10. Internos de vasija

Descripción: Este programa es nuevo en CNSMG. Consiste en monitorizar el estado de los internos de la vasija, de acuerdo a los criterios del BWRVIP (Boiling Water Reactor Pressure Vessel and Internals Project).

Evaluación:

El Programa genérico XI.M9, de título: "BWR Vessel Internals", incluye: (a) inspección y evaluación de la indicación de acuerdo con las directrices de los documentos BWRVIP, del proyecto de la vasija del reactor de agua en ebullición e internos aprobados por el grupo de trabajo de la NRC, y (b) monitorización y control de la química del agua del refrigerante del reactor de acuerdo con las directrices del BWRVIP-29 (Electric Power Research Institute [EPRI] TR-103515), para asegurar la integridad a largo tiempo y la operación segura de los componentes internos de la vasija del reactor BWR. El programa está focalizado en la gestión de los efectos del agrietamiento debido a corrosión bajo tensión (SCC), del agrietamiento por corrosión bajo tensión intergranular (IGSCC), o del agrietamiento por corrosión bajo tensión asistido por irradiación (IASCC).

Los documentos BWRVIP proporcionan las guías genéricas que aplican a las recomendaciones de inspección de los componentes internos de la vasija del reactor relacionados con la seguridad, con el fin de asegurar su integridad. Las guías incluyen información sobre la descripción del componente y su función; localizaciones susceptibles a evaluar y consecuencias de seguridad por fallo; proporcionan recomendaciones para los métodos, extensión y frecuencia de la inspección; métodos aceptables para la evaluación de la importancia de la integridad estructural de las indicaciones detectadas durante estos exámenes; y procedimientos de reparación y sustitución recomendados. Sirva de ejemplo de los distintos documentos BWRVIP aplicables a los internos el BWRVIP-25, el cual proporciona las guías para la inspección y evaluación de la Placa del Núcleo (Core Plate), mientras que el BWRVIP-50 proporciona las guías para los criterios de diseño de su reparación.

Los componentes internos de la vasija se inspeccionan de acuerdo a los requerimientos de la Sección XI de ASME, Subsección IWB, categoría B-N-2. La Sección XI de ASME especifica exámenes visuales VT-1 y VT-3. Las guías del BWRVIP recomiendan inspecciones más rigurosas, tales como exámenes visuales VT-1 mejorados o métodos de ultrasonidos de inspección volumétrica, para ciertos componentes seleccionados y localizaciones seleccionadas. Las técnicas de exámenes no destructivos (END) apropiadas para la inspección de los

internos de la vasija de un BWR están incluidas en el BWRVIP-03, de título: *"BWR Vessel and Internals Project, Reactor Pressure Vessel and Internals Examination Guidelines (EPRI TR-105696 R1, March 30,1999), Final Safety Evaluation Report by the Office of Nuclear Reactor Regulation for BWRVIP-03, July 15, 1999"*.

El Programa PGE-10, de acuerdo con lo expuesto en el apartado B.2.1.9 "Internos de vasija" del documento a evaluar, se aborda de dos maneras:

- Monitorización y control de la química del agua del reactor de acuerdo a las directrices del EPRI TR-103515 (según recomienda el BWRVIP).
- Inspección y evaluación de los defectos de acuerdo con las directrices del BWRVIP.

Respecto a la monitorización y control de la química del agua en la vasija, este aspecto queda cubierto mediante el programa PGE-04 "Control químico del agua", véase el apartado 5.2.3 del presente documento. Según ya se indicó en ese apartado, el PGE-04 se considera aceptable en cuanto a cumplimiento de las recomendaciones del EPRI TR-103515.

En cuanto a lo relativo a inspección y evaluación de defectos, de acuerdo a la documentación examinada, se abordará mediante un programa de inspección de internos, complementario del actual programa de inspección en servicio de CNSMG, que sigue las directrices del BWRVIP indicadas en programa XI.M9, evaluado de forma genérica en el NUREG-1801 (informe GALL). No queda claro si el PGE-10 será independiente, o si formará parte del PGE-03 "Inspección en servicio de componentes de clase 1, 2 y 3" y como tal estará integrado en el MISI (Manual de Inspección en Servicio de SMG).

Por otro lado, se comenta que la guía BWRVIP-58 (citada en el GALL y relativa a las penetraciones de los CRDs) no se usa en el PGE-10, al existir en CNSMG un programa específico para estas penetraciones (el PGE-36, véase el apartado 5.2.12 del presente informe). Asimismo, se indica que los documentos BWRVIP-42 y 56 (citados en el GALL) no aplican a un reactor BWR3 (CNSMG). No se clarifica explícitamente si el PGE-10 seguirá o no las técnicas de END recomendadas en las guías BWRVIP-03 y BWRVIP-62, como se requiere en el programa XI.M9 y también referenciadas en el programa PGE-03 (Véase al respecto el apartado 5.2.2 el presente informe, "PGE-03 Inspección en servicio de componentes de clase 1, 2 y 3").

En conclusión, del examen del programa XI.M9, evaluado de forma genérica en el NUREG 1801 (informe GALL), y del programa nuevo PGE- 10, se deduce que en general el PGE-10 es consistente con el programa XI.M9. No obstante, de la información suministrada por CNSMG sobre el programa PGE-10, no está claro si este programa será independiente, o si formará parte del PGE-03 "Inspección en servicio de componentes de clase 1, 2 y 3", y no se indica explícitamente si el PGE-10 seguirá o no las técnicas de END recomendadas en las guías BWRVIP-03 y BWRVIP-62, como se requiere en el programa XI.M9.

5.2.10 PGE-21. Vigilancia de la vasija del reactor

Descripción: Este programa consiste en proporcionar datos suficientes para controlar la fragilización de la vasija por irradiación durante el periodo de

operación a largo plazo. El programa se viene llevando a cabo desde el inicio de la operación de la central, pero como está basado en que la operación de la central durará 40 años, deberá ser adaptado a la operación a largo plazo. Por tanto, es un programa que requiere mejoras para su utilización en la operación a largo plazo de la central.

Evaluación:

El Programa genérico XI.M31, de título: "Reactor Vessel Surveillance", se basa en un programa de vigilancia de la vasija del reactor específico para la planta, que dependerá de cuestiones tales como la composición de los materiales más limitados, disponibilidad de cápsulas de vigilancia y niveles de fluencia proyectada. De acuerdo con el 10 CFR Parte 50, Apéndice H "*Reactor Vessel Material Surveillance Program Requirements*", el solicitante presenta su propuesta del plan de retirada de las cápsulas de vigilancia para su aprobación antes de la implantación. Por tanto, se requiere una evaluación adicional para la renovación de licencia.

El 10 CFR Parte 50, Apéndice H, requiere que la fluencia neutrónica de pico al final de la vida de diseño de la vasija no exceda de 10^{17} n/cm² (E>1Mev), o que los materiales de la beltline de la vasija del reactor estén monitorizados a través de un programa de vigilancia con el fin de cumplir con la norma ASTM E-185 "*Standard Recommended Practice for Surveillance Tests for Nuclear Reactor Vessels*". Sin embargo, el programa de vigilancia de ASTM E-185 se basa en la operación de la planta durante el término de la licencia actual, y puede que se tenga la necesidad de cápsulas de vigilancia adicionales para el periodo de operación extendido. Alternativamente, se puede considerar un programa de vigilancia integrado para el periodo de operación extendido para un conjunto de reactores que tengan un diseño similar y características de operación de acuerdo con el 10 CFR 50, Apéndice H, Párrafo II.C; para esta alternativa, también pueden ser necesarias cápsulas de vigilancia adicionales para el periodo de operación extendido.

En el programa de vigilancia de la vasija extendido a 60 años, la fragilización de la vasija del reactor para los valores de escalón superior de energía de rotura (USE, Upper-Shelf Energy) y de los límites de presión-temperatura para 60 años se basan en la Revisión 2 de la Regulatory Guide (RG) 1.99 "*Radiation embrittlement of Reactor Vessel Materials*", y las cápsulas se analizan de acuerdo a los requerimientos de ASTM E-185.

El Programa PGE-21, de acuerdo con lo expuesto en el apartado B.2.1.19 "Vigilancia de la vasija del reactor" del documento a evaluar, consiste en evaluar la fragilización de la vasija tomando medidas (p. ej. ensayos Charpy) sobre probetas que se extraen de unas cápsulas colocadas en la vasija desde el inicio de la operación. El programa implantado actualmente en CNSMG cumple el apéndice H del 10 CFR 50, la norma ASTM E-185, y la guía reguladora RG 1.99.

De las tres cápsulas con probetas colocadas inicialmente en la vasija, se han extraído ya dos (a los aproximadamente 10 y 20 años de operación) y queda una tercera cápsula, que no está previsto extraerla antes de los 40 años de operación. Los datos de estas dos cápsulas se han utilizado para analizar la

fragilización de la vasija al final del periodo de operación a largo plazo, en términos de escalón superior de energía de rotura (USE) y de la temperatura de referencia de ductilidad nula (RT_{NDT}), siguiendo el método establecido en la RG 1.99, Rev. 2.

En el apartado 5.3.1 del presente informe se presenta la evaluación de la fragilización neutrónica de la vasija del reactor e internos, incluida dentro de los AEFT (Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo) del Capítulo 4 del documento evaluado. El resumen de los resultados obtenidos en términos de USE y de RT_{NDT} son:

- El menor valor de USE a los 60 años, obtenida para la zona más desfavorable (superficie interna, soldadura entre las virolas 5 y 6), es de 72,1 ft-lb, siendo el mínimo exigido según el 10 CFR 50 apéndice G de 50 ft-lb.
- LA ART (temperatura de transición ajustada) a los 60 años, obtenida a 1/4 del espesor de la vasija, en la misma soldadura del punto anterior, es de 135,5 °F, siendo el máximo admitido de 200 °F según la RG 1.99.

En conclusión, del examen del programa XI.M31, presentado en el NUREG 1801 (informe GALL), y del programa PGE- 21 de CNSMG, se deduce:

- 1º) En el programa XI.M31 del informe GALL no se hace una evaluación de un programa genérico de vigilancia de la vasija, sino que señala algunos criterios para evaluar de forma específica a cada central para la operación a largo plazo.
- 2º) El programa PGE-21 implantado actualmente en CNSMG cumple con el apéndice H del 10 CFR 50, con la norma ASTM E-185, y con la guía reguladora RG 1.99, Rev. 2.
- 3º) Los resultados obtenidos en el AEFT en términos de USE y RT_{NDT} cumplen con los requerimientos de la RG. 1.99, Rev.2. No obstante, CNSMG debe elaborar un plan de vigilancia de la vasija del reactor para el periodo de operación a largo plazo, que facilite la información necesaria para confirmar los resultados del AEFT (fecha estimada de extracción de la tercera cápsula, actualización o comprobación de los cálculos con la información que se obtenga de los ensayos que se lleven a cabo, etc.).

5.2.11 PGE-22. Programa de inspecciones únicas

Descripción: Este es un programa nuevo que incluirá medidas para verificar que no se está incurriendo en una degradación inaceptable de componentes, y, en consecuencia, para validar la efectividad de otros programas o confirmar que no hay necesidad específica de gestión a largo plazo.

Evaluación:

El Programa genérico XI.M32, de título: "One-Time Inspection", incluye medidas para verificar la efectividad de un programa de gestión del envejecimiento (AMP, Aging Management Program) y confirmar la importancia del efecto de envejecimiento. Por tanto, se pueden producir situaciones donde haya que confirmar que efectivamente no ocurre el efecto de envejecimiento, o si tiene lugar dicho efecto, que ocurre muy lentamente de tal forma que no

afecte a la función propia del componente o estructura durante el periodo de operación extendida. La inspección única es una actividad independiente de los métodos para mitigar o prevenir la degradación.

Las inspecciones únicas también pueden utilizarse para comprobar la eficacia de todo el sistema de un AMP que es diseñado para prevenir o minimizar el envejecimiento hasta el punto de que no causará la pérdida de la función propia durante el periodo de operación extendida. Por ejemplo, el control efectivo de la química del agua puede prevenir algunos efectos y minimizar otros.

El programa de inspecciones únicas incluye los siguientes elementos: a) determinación del tamaño de la muestra basado en una valoración de los materiales de fabricación, condiciones ambientales, probables efectos de envejecimiento y experiencia operativa; b) identificación de las localizaciones de inspección en el sistema o componente, a partir del efecto de envejecimiento; c) determinación de la técnica de examen, incluyendo los criterios de aceptación que serían efectivos en la gestión del efecto de envejecimiento por el cual se examina el componente; y d) evaluación de la necesidad de exámenes de seguimiento, para monitorizar la progresión de la degradación que podría comprometer una función propia, antes del final del periodo de operación extendida.

Un programa de verificación aceptable puede consistir en una inspección única de los componentes seleccionados y de las localizaciones susceptibles en el sistema. La inspección está dirigida a los componentes más susceptibles al envejecimiento debido al tiempo en servicio, al material, a la severidad de las condiciones de operación (por ejemplo, zonas de estancamiento o flujo reducido), y al margen de diseño más bajo. El programa monitoriza los parámetros directamente relacionados con la degradación de un componente y dependerá de las técnicas de END establecidas, incluyendo las técnicas de inspección visual, volumétrica y superficial. La inspección se realizará por personal cualificado siguiendo procedimientos consistentes con el Código ASME y el 10 CFR Parte 50, Apéndice B.

Las técnicas de inspección y pruebas tendrán un historial demostrado de la efectividad en la detección del efecto de envejecimiento de referencia. En la Tabla del programa XI.M32 (pág. XIM-107 del NUREG-1801) se presentan ejemplos típicos de inspecciones únicas teniendo en cuenta el efecto y mecanismo de envejecimiento, parámetro monitorizado y método de inspección. Por lo que respecta al tiempo de cuando debe realizarse la inspección, el final del término de operación actual debe ser lo suficientemente amplio (no más pronto de 10 años) para proporcionar una seguridad razonable de que el efecto de envejecimiento no comprometerá la función propia durante el periodo de operación extendida.

El Programa PGE-22, de acuerdo con lo expuesto en el apartado B.2.1.20 "Inspecciones únicas" del documento a evaluar, se utilizará en los sistemas, estructuras y componentes identificados en la revisión de la gestión de envejecimiento. El objeto de este programa es:

- Confirmar que el inicio y crecimiento de grietas debido a Corrosión Bajo Tensión (SCC), Corrosión Intergranular Bajo Tensión (IGSCC) o cargas mecánicas y térmicas no se producirán en tuberías, válvulas, tubing, orificios

restriccion y otros accesorios de la barrera de presi3n del refrigerante del reactor, con diámetro nominal inferior a 4 pulgadas.

En el caso del sistema de la vasija del reactor (RX), el alcance del programa PGE-22 abarca las toberas N13 y N14 ($\phi = 1$ in) de detecci3n de fugas del sello de alta/baja presi3n de la vasija.

- Confirmar que el programa PGE-04 "Control químico del agua" (véase el último punto del apartado 5.2.3 del presente informe) está siendo efectivo para evitar la pérdida de material y el inicio y crecimiento de grietas.

La documentaci3n evaluada realiza una descripci3n genérica de las inspecciones a realizar, en cuanto a la forma de llevarlas a cabo (determinaci3n del tamaño de la muestra, de los puntos de inspecci3n, de la técnica de examen, del seguimiento posterior, etc.). Se manifiesta que los métodos de inspecci3n incluirán la inspecci3n visual VT-1 o VT-3 o la inspecci3n volumétrica (RT ó UT) y los criterios de aceptaci3n se basarán en la secci3n XI de ASME (para los componentes que han de cumplir ASME) o en los códigos de aplicaci3n para otros componentes.

CNSMG manifiesta que el PGE-22 será definido antes del inicio del periodo de operaci3n a largo plazo, llevándose a cabo las inspecciones en él definido lo más tarde posible pero antes del inicio de dicho periodo.

De acuerdo a la documentaci3n evaluada, se pretende que el PGE-22 sea consistente en todos sus atributos con el programa evaluado de forma genérica en el informe GALL (capítulo XI.M.32 "One time inspection" de NUREG 1801).

En conclusi3n, el programa nuevo PGE-22 de inspecciones únicas se definirá antes del inicio del periodo de operaci3n a largo plazo y las inspecciones se llevarán a cabo lo más tarde posible antes del inicio del periodo de operaci3n a largo plazo. El programa, según indica CNSMG, será consistente en todos sus atributos con el programa XI.M32, evaluado de forma genérica en el NUREG 1801 (informe GALL).

5.2.12 PGE-36. Control de las penetraciones de los CRD en la vasija

Descripci3n: En CNSMG es sabida la existencia de grietas en los manguitos de penetraci3n de los accionadores de las barras de control, debido a diferentes mecanismos de corrosi3n bajo tensi3n. Esto ha dado lugar a toda una serie de acciones en relaci3n con el control del envejecimiento de estos elementos, que son objeto de este programa (Nota: estos elementos CRD y la soldadura de los mismos están excluidos del MISI). El PGE-36 es pues un programa ya existente en la central, dirigido a controlar y mitigar los efectos de los distintos mecanismos que generan las grietas, estableciendo pautas y procedimientos para la reparaci3n y el control de estos defectos.

Evaluaci3n:

No hay un programa genérico en el Capítulo XI del NUREG-1801 que se corresponda con el programa PGE-36 de CNSMG. El ítem IV.B1-8 del NUREG-1801, al cual se hace referencia en la Tabla 3.1.2-1.b de CNSMG (ver apartado 5.1.1.18 del presente informe), se hace referencia al programa XI.M9 "BWR

Vessel Internals” el cual ha sido comentado en el apartado 5.2.9 del presente informe.

El Programa PGE-36, de acuerdo con lo expuesto en el apartado B.2.1.34 del documento evaluado, “Control de las penetraciones de los CRD en la vasija”, describe los requerimientos del programa, evaluándolos de acuerdo a los atributos del apartado A.1 “Aging Management Review- Generic (Branch Technical Position RLSB-1)” del apéndice A del NUREG-1800, y concretamente al apartado A.1.2.3 “Aging Management Program Elements”. El apartado A.1.2.3 se refiere a identificar un programa específico, incluyendo las estructuras y componentes específicos que requieren la gestión del envejecimiento, para la renovación de licencia.

El alcance del programa PGE-36 se limita a los manguitos de penetración en la vasija de los accionadores de las barras de control (CRD) ó “stub-tubes”. De cara a la presente evaluación conviene resaltar lo siguiente:

- Como acción preventiva destaca la aplicación de las directrices del informe BWRVIP-79 en cuanto a química del agua (véase también el apartado 5.2.3 “PGE-04. Control químico del agua” del presente informe), así como la inyección de hidrógeno al agua de alimentación.
- El seguimiento y monitorización del agrietamiento se realiza con una sistemática de inspección específica aprobada por el CSN. Dicha inspección incluye ensayos con ultrasonidos.
- El criterio de aceptación, aprobado por el CSN, es el siguiente: se procede a la instalación de sellos mecánicos en los manguitos que presentan grietas tal que el espesor remanente es inferior a 3,5 mm. Actualmente, CNSMG está trabajando en soluciones diferentes a la del sello mecánico, como es la reparación por expansionado o soldadura, pero no existe nada licenciado de momento.
- La gestión y control de las acciones correctoras, así como la confirmación de la implementación de las acciones correctoras se lleva a cabo de acuerdo a procedimientos que cumplen el apéndice B del 10CFR50. También el control administrativo (sistema de Garantía de Calidad) cumple el apéndice B del 10 CFR 50.
- En cuanto a experiencia operativa, se ha comprobado la mitigación del fenómeno desde la inyección de hidrógeno en el agua de alimentación, extremo que pretende confirmarse en la parada de 2007 (a la hora de redactar la documentación evaluada, aún no se había llegado a esta parada). Por otra parte, los sellos mecánicos instalados hasta la fecha funcionan correctamente, evitando las fugas a través de las grietas existentes.

En conclusión, de acuerdo a todo lo expuesto anteriormente, se considera que el PGE-36 es adecuado de momento para el control del mecanismo degradatorio que afecta a los CRDs. Sin embargo, y dado que CNSMG no realiza ninguna evaluación específica para la aplicación de este programa a la operación a largo plazo, se considera que CNSMG debería desarrollar un documento de gestión para la operación a largo plazo para el programa PGE-36.

5.2.13 PGE-42. Inspección de los pernos de la tapa de la vasija

Descripción: Este programa, existente en la actualidad al ser requerido por los criterios de la inspección en servicio de la sección XI del código ASME (concretamente, la subsección aplicable es la IWB, al tratarse de un componente de clase 1), consiste en inspecciones periódicas mediante examen visual, superficial y volumétrico. Adicionalmente, se realizan pruebas de fugas. Con todo ello se busca detectar el inicio y crecimiento de grietas, la pérdida de material y las fugas de refrigerante.

Evaluación:

El Programa genérico XI.M3, de título: "Reactor Head Closure Studs", incluye: (a) inspección en servicio (ISI) de acuerdo con los requerimientos de la Sección XI del Código ASME, Subsección IWB (edición 2001, incluyendo las adendas de 2002 y 2003), Tabla IWB 2500-1; y (b) medidas preventivas para mitigar el agrietamiento. La inspección en servicio tiene como finalidad la detección de grietas debidas a la corrosión bajo tensión (SCC) y a la corrosión bajo tensión intergranular (IGSCC), la pérdida de material debido a la erosión y pérdida del refrigerante de los pernos de cierre de la vasija del reactor. Las medidas preventivas para mitigar el agrietamiento se basan en la Regulatory Guide 1.65. Para la detección de los efectos de envejecimiento, el programa utiliza exámenes visuales, de superficie y volumétricos siguiendo los requerimientos de la Subsección IWA-2000. El examen superficial utiliza partículas magnéticas, líquidos penetrantes, o exámenes de corrientes inducidas para indicar la presencia de discontinuidades e indicaciones en la superficie. El examen volumétrico utiliza exámenes radiológicos o ultrasonidos para indicar la presencia de discontinuidades o indicaciones a través del volumen de material. El examen visual VT-2 detecta la evidencia de fuga de los componentes que retienen presión, como se requiere durante la prueba de presión del sistema.

El Programa PGE-42, de acuerdo con lo expuesto en el apartado B.2.1.3 "Inspección de pernos de la tapa de la vasija" del documento evaluado, queda recogido en el MISI de CNSMG. El capítulo 2 del MISI incluye la inspección de los pernos, y el capítulo 7 las pruebas de fugas.

Se cumple el código ASME, actualizándose la edición aplicable para cada periodo de inspección de diez años, tal que se toma la edición vigente doce meses antes del comienzo del periodo (actualmente, de acuerdo al 10 CFR 50.55a la edición válida es la de 2001 con las adendas hasta 2003, que sería la aplicable para el intervalo de 2011 a 2021 si no se aprueba ninguna edición posterior antes de 2011).

El PGE-42 es, de acuerdo a la documentación evaluada, consistente en todos sus atributos con el programa evaluado de forma genérica en el informe GALL. En cuanto a experiencia operativa, de momento no ha sido detectado agrietamiento alguno en los pernos de cierre de la tapa de la vasija, bajo la aplicación de este programa.

En conclusión, el programa PGE-42 es consistente en todos sus atributos con el programa XI.M3, evaluado de forma genérica en el informe GALL, y es acorde a lo exigido por la reglamentación aplicable. Por tanto, al programa PGE-42 se le considera apropiado para la operación a largo plazo.

5.3 Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo Identificados en el Sistema de la Vasija del Reactor.

En el capítulo 4 del Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento se presentan los Análisis de Envejecimiento Función del Tiempo (AEFT), de acuerdo con el 10 CFR 54.21(c).

Como punto de partida para la identificación de AEFT en CNSMG se ha generado una lista de potenciales AEFT genéricos basándose en los documentos NUREG-1801, NUREG-1800 y el NEI 95-10 y en las solicitudes de renovación de licencia de las distintas centrales. El resultado es que se ha obtenido una lista de 25 potenciales AEFT genéricos. Por otro lado, con objeto de identificar los posibles AEFT específicos de CNSMG, se ha realizado una búsqueda en las bases de licencia actuales analizándose los siguientes documentos :ES, bases de datos de licenciamiento, SEP, RPS, Permisos de explotación e instrucciones complementarias, Correspondencia de Nuclenor y el CSN, DBD, ETF y Especificaciones Técnicas de estructuras, sistemas y componentes. El resultado es que únicamente 3 AEFT específicos, cumplen los seis criterios del 10 CFR 54.3. En total hay 28 AEFT en CNSMG.

De acuerdo con el punto 54.21(c)(2) del 10 CFR 54, de establecer una lista de exenciones específicas de la planta, en CNSMG no se ha encontrado ninguna exención vigente que se base en un análisis de envejecimiento en función del tiempo.

En el apartado 5.1 del presente Informe, se indican los componentes de la vasija del reactor de CNSMG y sus internos, que al estar expuestos a los efectos de agrietamiento por fatiga, requieren un AEFT. Una vez identificados los AEFT, se ha procedido a su evaluación y resolución siguiendo uno de los tres métodos del 10 CFR 54.21(c)(i),(ii),o (iii). Los AEFT identificados para el sistema de la vasija del reactor se presentan en las dos categorías siguientes:

- Fragilización neutrónica de la vasija del reactor e internos (en la sección 4.2 del Plan Integrado)
- Fatiga de metales (en la sección 4.3 del Plan Integrado)

5.3.1 Fragilización neutrónica de la vasija del reactor e internos.

La vasija del reactor, construida de material acero al carbono, está sometida a un proceso de fragilización como consecuencia del flujo neutrónico que recibe a lo largo de la operación. Este flujo es esencialmente importante en las zonas más próximas al núcleo de combustible. La fragilización se manifiesta en una disminución de la tenacidad del material y en un aumento de la temperatura de transición de comportamiento de dúctil a frágil. Por otro lado, la irradiación aumenta la dureza del material y su límite elástico, a la vez que disminuye su elongación a la rotura. Por tanto, ya que el material se hace más sensible a los

defectos, hay que tener en cuenta estos fenómenos porque pueden producir fallos estructurales de naturaleza frágil.

En la sección 4.2 del documento evaluado, se agrupan los AEFT relacionados con la fragilización neutrónica de la vasija del reactor y sus internos. La Corrosión Bajo Tensión Intergranular (IGSCC) se ve favorecida en presencia del flujo neutrónico y se denomina corrosión bajo tensión asistida por la irradiación (IASCC), por lo que este fenómeno también se encuentra englobado dentro de esta sección. Los AEFT analizados en la sección 4.2 se presentan en los siguientes sub-apartados.

5.3.1.1 Reducción del escalón superior de energía de rotura (USE) debido a la fragilización neutrónica de los materiales de la vasija del reactor.

De acuerdo con el Apéndice G del 10 CFR 50, uno de los requisitos que han de cumplirse, para garantizar la resistencia a la fractura de los materiales que forman parte de la barrera de presión, es el referente al escalón superior de energía de rotura (USE) que durante el todo el periodo de operación debe ser superior a 50 ft-lb (68 J).

En base a los datos de fluencia neutrónica obtenidos de la segunda cápsula de vigilancia, extraída en la recarga de combustible de 1994 después de 23 años de operación, se han obtenido los valores de la fluencia neutrónica y los valores de USE para 40 y 60 años de vida (32 y 50 EFPY, respectivamente) de la planta, utilizando los criterios de la RG 1.190 y la metodología de la revisión 2 del RG 1.99.

Los valores de fluencia neutrónica para 60 años de vida (año 2031) son:

En la superficie interior de la vasija →

$$f_{surf} = 2,67 \cdot 10^{-1} + 1,17 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{(2031-2011)}{2} = \underline{3,84 \cdot 10^{18} \text{ n/cm}^2} (*)$$

Siendo:

2,67 10¹⁸ n/cm² la fluencia asignada al año 2011 (40 años de vida) de acuerdo con el documento AR-5930 ("Curvas límite presión/ temperatura, central de Garoña", Equipos Nucleares, SA. 09/03/1993);

1,17·10¹⁷ n/cm² la fluencia acumulada por ciclo (2 años) en la pared interior de la vasija más desfavorable, documento AR-5930.

(*) Nota: la unidad de fluencia neutrónica es 10¹⁹ n/cm².

A 1/4 del espesor de pared de la vasija (t = 4,72 in) →

$$f(2031, 1/4t) = f_{surf}(2031) \cdot e^{-0,24 \cdot 1/4 \cdot t} = 3,84 \cdot 10^{18} \cdot e^{-0,24 \cdot 1/4 \cdot 4,72} = \underline{2,89 \cdot 10^{18} \text{ n/cm}^2}$$

Las expresiones del cálculo de la fluencia neutrónica y sus valores, también se presentan en los documentos 5919AR02 ("Actualización de las curvas P-T de la vasija del reactor de C.N. Garoña", Equipos Nucleares, SA. 19/09/05) y CSN/IEV/IMES/SMG/PEP/0512/576 (Informe de evaluación de la nueva Figura 3.4.10-1, Curvas P-T de la vasija, contenida en la propuesta de Rev.8 de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento Mejoradas de C.N. Garoña).

De la figura 2 de la RG 1.99, rev.2, se obtiene el valor de la disminución de USE en función de la fluencia neutrónica recibida y del contenido de cobre para el material base y para el de soldadura. El valor del USE para una vida de la central de 60 años se ha obtenido restando al valor del USE del material sin irradiar (inicial) la disminución del USE debida a la irradiación recibida durante el periodo de 60 años.

Los valores obtenidos en las virolas 5 y 6 y en sus soldaduras, ya que son las zonas que recibe mayor fluencia neutrónica, a $\frac{1}{4}$ del espesor de pared de la vasija (t) y en la superficie interior de la pared son:

Posición	USE inicial (ft-lb)	% Cu	% disminución USE (Fig. 2 de RG1.99)	USE 60 años (ft-lb)
Material base (a 1/4 t)	90,4	0,1	14,2	77,6
Soldadura (a 1/4 t)	111,8	0,3	33,5	74,3
Material base (super. Interior)	90,4	0,1	15,2	76,7
Soldadura (superficie Interior)	111,8	0,3	35,5	72,1

En conclusión, los valores obtenidos del USE para 60 años son correctos y superiores al valor de 50 ft-lb requerido en el Apéndice G del 10 CFR 50.

5.3.1.2 Temperatura de transición ajustada (ART) para los materiales de la vasija debido a la fragilización neutrónica.

De acuerdo con el apartado 3 "Requisitos para nuevas plantas" de la RG 1.99, la temperatura de transición ajustada (ART), en una posición situada a $\frac{1}{4}$ del espesor de la vasija y al final de la vida de la vasija, debe ser inferior a 200°F.

El cálculo de la ART para 40 años de vida (32 EFPY), basado en los datos obtenidos de la segunda cápsula de vigilancia extraída en la recarga de combustible de 1994, se ha realizado siguiendo la RG 1.99. Basándose en los valores de fluencia neutrónica de la vasija para 60 años obtenidos con los criterios de la RG 1.190, y siguiendo la metodología de la RG 1.99 se ha obtenido el valor de ART para 60 años de vida de la planta.

Los valores de ART obtenidos en las virolas 5 y 6 y en la soldadura 5 y 6, ya que es la zona que recibe mayor fluencia neutrónica, son:

Componente		RT _{NDT} (°F)	CF	f* (10 ¹⁹ n/cm ²)	ΔRT _{NDT} (°F)	Margen (°F)	ART (°F) 60 años
Virolas	5	5,0	3,25	0,289	2,15	1,1	8,3
	6	60,8	3,25	0,289	2,15	1,1	64,1
Soldadura	5/6	-58,0	250,52	0,289	165,51	28	135,5

* Fluencia neutrónica a $\frac{1}{4}$ del espesor

Todos los valores de la Tabla se han comprobado a excepción del valor de RT_{NDT} en la virola 5 (5,0 °F), y el margen 1,1 °F en las virolas 5 y 6. De acuerdo con la RG 1.99, el margen para el metal base debería ser de 17 °F.

En conclusión, como se observa en la Tabla, los valores de ART estimados para el periodo de operación a largo plazo, tanto en el material base como en el de soldadura, son inferiores a 200°F y por tanto cumplen el requisito del apartado 3 de la RG 1.99, revisión 2. En cualquier caso, se requiere confirmar el valor de la RT_{NDT} de la virola 5 y los valores de los márgenes de 1,1 °F.

5.3.1.3 Análisis del choque térmico en la vasija del reactor por inyección del refrigerante a baja temperatura.

En el apartado 3.9.5.3.3 del Estudio de Seguridad (ES) de CNSMG se analizan los efectos del choque térmico en los componentes de la vasija del reactor debido a la inyección con agua fría del Sistema de Inyección de Refrigerante a Baja Presión (LPCI), tras un accidente con pérdida de refrigerante. Se analizaron dos posibles accidentes: rotura en guillotina de una línea de vapor principal y rotura en guillotina de una línea de recirculación; determinándose que la rotura de la línea de vapor era la más limitativa. Este análisis estaba basado en los cálculos efectuados en una vasija similar a la de CNSMG, y en él se concluía que, para el valor de fluencia neutrónica estimado ($1,34 \cdot 10^{18}$ n/cm²), se podían ignorar los efectos de la irradiación. Sin embargo, este cálculo sólo es válido para 40 años de operación.

Se ha realizado un nuevo cálculo para obtener los resultados a todo lo largo del transitorio, siguiendo los mismos pasos que en el cálculo inicial, es decir:

1. Determinación del perfil de temperaturas en la pared de la vasija en diversos instantes del transitorio.
2. Determinación de las tensiones en la pared de la vasija en diversos instantes del transitorio, a partir de las temperaturas calculadas en el paso anterior.
3. Determinación del factor de intensidad de tensiones aplicado a indicaciones en la vasija del reactor.
4. Comprobación de que la tenacidad del material de la vasija al final de vida (60 años) es superior al factor de intensidad de tensiones obtenido.

Según se indica en el punto 4.2.3.3 del documento evaluado, los resultados del nuevo cálculo permiten afirmar que la tenacidad del material de la vasija k_{IC} de CNSMG, al final del periodo de operación a largo plazo, es superior a la intensidad de tensiones k_I durante el transitorio de choque térmico. Por este motivo, el asumir que los efectos de fragilización neutrónica no afectan a la vasija, en el caso de choque térmico, permanece válido en el periodo de extensión de operación a largo plazo.

En conclusión, siempre que la tenacidad del material de la vasija K_{IC} sea superior al valor del factor de intensidad de tensión K_I , los efectos de fragilización neutrónica por choque térmico son aceptables para la vasija del reactor; en cualquier caso, se requiere comprobar los resultados del nuevo cálculo.

5.3.1.4 Análisis de choque térmico en la envoltura del núcleo (Shroud) y en los tirantes por inyección de refrigerante a baja temperatura.

En el apartado 3.9.5.3.2 del ES de CNSMG, se analizan los puntos de grandes tensiones o deformaciones en la estructura de los componentes internos de una vasija similar a la de CNSMG durante el transitorio de choque térmico debido a la acción del Sistema de Inyección de Refrigerante a Baja Presión (LPCI). En el ES se establece para el interior de la envoltura del núcleo un valor de deformación máxima 0,57% (valor procedente del documento APED 5460, "*Design and Performance of GE BWR jet pumps. Class I*", de septiembre de 1968).

El valor establecido de 0,57% está muy por debajo de los valores medidos en probetas de acero inoxidable austenítico tipo 304, previamente irradiadas con un valor de fluencia neutrónica de $8 \cdot 10^{21}$ n/cm² de vasijas en servicio. Los valores medios de deformación de rotura para dichas probetas son: 4% para el metal de soldadura (para una temperatura de 297 °C) y 20% para el material base (para una temperatura de 290 °C).

Siguiendo los criterios de la RG 1.190, el valor estimado de la fluencia neutrónica en el punto más irradiado de la envoltura del núcleo es de $1,972 \cdot 10^{21}$ n/cm² para un periodo de operación de 60 años. Este valor está cubierto por el obtenido para vasijas en servicio de $8 \cdot 10^{21}$ n/cm², procedente del análisis del documento BWRVIP-35 ("*Fracture toughness and tensile properties of irradiated austenitic stainless steel components removed from service*").

En conclusión, el valor de 0,57% de deformación establecido para el choque térmico en el punto más irradiado de la envoltura, una vez que se han considerado los efectos de fragilización para el periodo de operación a largo plazo, es aceptable.

Por otro lado, la reparación de la envoltura mediante tirantes fue llevada a cabo en 1997, considerándose una vida de operación de 35 años, con lo que los análisis de diseño permanecen válidos hasta el año 2032, más allá del límite previsto para el periodo de operación a largo plazo.

5.3.1.5 Análisis de los límites térmicos de operación de la vasija del reactor: Curvas P-T.

En el punto 4.2.5.2 (Análisis) del "Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento", revisión 1, se indica que:

“Recientemente el CSN ha aceptado la solicitud por parte de NUCLENOR de extender el plazo de validez de las curvas P-T actualmente licenciadas a 26,18 años a plena potencia (EFPY), es decir, al menos tras 273 días naturales del ciclo 24 de operación. Antes de que transcurra dicho plazo CNSMG tiene prevista la realización de nuevos cálculos tensionales de la vasija. Este hecho, unido a la aparición de nuevas ediciones del 10 CFR 50 y del Código ASME con posterioridad a los cálculos actualmente licenciados, y a la disponibilidad de nuevos resultados de ensayos de cápsulas de vigilancia y de cálculos de fluencia neutrónica, justifica una nueva evaluación de las curvas P-T”.

En realidad los nuevos cálculos de tensiones a que hace referencia CNSMG ya han sido realizados en el Documento de ENSA N° 5919AR02 (“Actualización de las curvas P-T de la vasija del reactor de C.N. Garoña”, Equipos Nucleares, SA. Rev.00 de fecha 19/09/05), presentando la propuesta de revisión 8A de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento que contenía las curvas Presión-Temperatura (P-T) de la vasija aplicables para un periodo de 40 años de operación (31,1 años EFPY). En el Documento 5919AR02 se presentaban los cálculos para obtener las nuevas curvas P-T para 40, 50 y 60 años de operación desde la puesta en marcha de CNSMG, y donde se tenían en cuenta las nuevas publicaciones del Apéndice G del 10 CFR 50 (Ed. 1995), Apéndice G del Código ASME XI (Ed. 1995 y adenda de 1996) y la Regulatory Guide 1.99, revisión 2, así como los resultados de las nuevas cápsulas del programa de vigilancia del material de la vasija.

El CSN emitió el Informe de evaluación CSN/IEV/IMES/SMG/PEP/0512/ 576, de fecha 13/12/2005, donde se realizó una evaluación favorable de las nuevas curvas P-T para 40 años de operación.

En conclusión, el apartado 4.2.5 (Análisis de los límites térmicos de operación de la vasija del reactor: curvas P-T) del *“Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento”* no está actualizado con los nuevos análisis del Documento 5919AR02. Las nuevas curvas P-T que presenta CNSMG en la Figura 80 del citado documento para los 60 años de operación en principio son aceptables. La curva que utiliza CNSMG, para las condiciones de operación normal de calentamiento y enfriamiento, es la de presión de saturación de la vasija; la cual esta muy por debajo de las nuevas curvas límites de la Figura 80 (Curvas B y C).

5.3.2 Fatiga de metales.

Los análisis y cálculos adaptados al número de ciclos de diseño o a factores de uso U, tales como el “cumulative usage factor” (CUF) recogido en el Código ASME Sección III, constituyen AEFT (Análisis de Envejecimiento Función del Tiempo).

El origen de los ciclos de tensiones sobre el material de la vasija y las tuberías y componentes de la barrera de presión se encuentran fundamentalmente en la variación de las condiciones del fluido que está en contacto con dichos componentes. En general los efectos de fatiga son más acusados en los puntos de concentración de tensiones, ya que en ellos el ciclo tensional tiene una

amplitud mayor. Una zona típica de concentración de tensiones son las toberas, en las que además se produce la mezcla de fluidos a distinta temperatura.

Dentro del apartado 4.3 del documento Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento se presenta el análisis de los siguientes AEFT referentes a la vasija del reactor y sus internos.

5.3.2.1 Análisis de fatiga de la vasija del reactor.

El conjunto del informe original de la vasija, donde se recopilan todos los análisis de fatiga de los elementos componentes de la vasija del reactor, y de la redefinición de cargas mecánicas llevada a cabo tras la reparación de la envoltura del núcleo (instalación de tirantes), constituyen un AEFT, que en principio puede ser prolongado hasta el final del periodo de operación a largo plazo.

Para justificar la validez de los análisis mencionados hasta el final del periodo de operación a largo plazo, CNSMG ha procedido a la actualización de los factores de uso (U) modificando para ello los ciclos de diseño especificados para cada elemento, y comprobando que su valor es inferior a la unidad. En aquellos casos en el que el componente de la vasija ha sufrido alguna modificación o sustitución durante la vida de la planta, estos casos se analizan en AEFT independientes (véanse los apartados 5.3.2.2 a 5.3.2.10 del presente informe).

En cada uno de los elementos identificados se extrapola de forma lineal el número de transitorios, originalmente previsto para 40 años, hasta los 60 años del periodo de operación a largo plazo. Posteriormente, utilizando el número de ciclos actualizado, se calcula el nuevo factor de uso acumulado. El punto 4.3.1.3 "Resolución: el análisis ha sido prolongado para 60 años de operación" de la documentación evaluada presenta, según se indica, una tabla con los factores de uso actualizados de los diferentes elementos de la vasija analizados. Sin embargo, esta tabla recoge solo los valores actualizados de los factores de uso de los elementos que no han sufrido modificación / sustitución (es decir, los que no han sido actualizados con un AEFT independiente). Los factores de uso de los elementos que sí han sufrido tal cambio, en la tabla no coinciden en general con los que se muestran en los apartados posteriores.

En conclusión, en la tabla del punto 4.3.1.3 se observa que los factores de uso acumulados para el periodo de operación a largo plazo para los distintos elementos son todos sensiblemente inferiores a la unidad. No obstante, dichos valores deben ser comprobados por parte del CSN con los análisis de fatiga iniciales de dichos elementos. Por otra parte, se requiere que CNSMG actualice dichos valores con los AEFT aplicables (para aquellos que sufrieron modificación o sustitución).

5.3.2.2 Análisis de fatiga de las toberas de succión de recirculación (N1).

En 1985 se sustituyeron los "safe end" de las toberas de succión de recirculación (N1) y, puesto que el diseño de los nuevos elementos era idéntico

al de los existentes, se hizo una reconciliación con los análisis de tensiones de las toberas originales. Posteriormente, y como consecuencia de una pérdida de material de la tobera N1B observada en una inspección, se realizó un análisis de fatiga con objeto de determinar el impacto sobre el factor de uso U de los picos de tensión generados.

El proceso de actualización consistió en la extrapolación lineal del número de transitorios, originalmente previsto para 40 años, hasta los 60 años (final del periodo de operación a largo plazo). Los ciclos admisibles procedentes del cálculo tensional original se siguen considerando válidos. Posteriormente, utilizando el número de ciclos actualizado, se calculó el nuevo factor de uso acumulado. El resultado es muy inferior a la unidad:

Elemento	Ciclos de Diseño para 40 años	Factor de uso acumulado para 40 años	Factores de uso acumulado por transitorios para 60 años	Factor de uso acumulado para 60 años
Tobera N1B	$n_{A40} = 120$ $n_{B40} = 10$	$U_{40} = 0,035$	$U_{A60} = 0,036$ $U_{B60} = 0,016$	$U_{60} = 0,052$

En conclusión, el factor de uso acumulado en la tobera N1 es sensiblemente inferior a la unidad. No obstante, se requiere por parte del CSN una comprobación con los análisis de fatiga iniciales. Por otra parte, se requiere por parte de CNSMG la actualización de los valores correspondientes a esta tobera en la tabla del punto 4.3.1.3.

5.3.2.3 Análisis de fatiga de las toberas de descarga de recirculación (N2).

Como consecuencia de las modificaciones y sustituciones sufridas por las toberas de descarga de recirculación a la vasija (N2) a lo largo de su vida de operación, el análisis de tensiones del conjunto se encuentra desglosado en dos cálculos. El primero de ellos es el cálculo original de la tobera realizado por el fabricante de la vasija, y el segundo es el realizado como justificación del rediseño y sustitución del "safe end" y la camisa térmica de las toberas, que tuvo lugar en 1980. Ambos cálculos constituyen el análisis de tensiones completo correspondiente al conjunto de la tobera, incluyendo el "safe end" y la camisa térmica sustituidos.

CNSMG ha actualizado los cálculos obteniendo un factor de uso U para un periodo de 60 años. Los resultados demuestran que todos los factores de uso obtenidos son menores que la unidad. En el "safe end", el mayor factor de uso corresponde a un punto de su cara interior y tiene un valor de $U = 2,55 \cdot 10^{-5}$. Los resultados son:

Elemento Tobera N2	Factor de uso acumulado para 40 años	Factor de uso acumulado para 60 años
Material original	$U_{40} = 0,022$	$U_{60} = 0,032$
Material sustituido ("safe end" y camisa térmica)	$U = 2 \cdot 10^{-5}$	$U = 2,55 \cdot 10^{-5}$

En conclusión, el factor de uso acumulado en la tobera N2 es sensiblemente inferior a la unidad.

5.3.2.4 Análisis de fatiga de las toberas de agua de alimentación.

En el año 1977 se sustituyeron los "safe end" originales de las toberas N4B, C y D por otros de igual geometría. Esta modificación incluyó una reconciliación con el análisis de tensiones original. Posteriormente, en el año 1994, se sustituyeron los "safe end" y la camisa térmica de todas las toberas, realizándose el cálculo justificativo. CNSMG ha considerado tanto al cálculo original como a los cálculos correspondientes a las modificaciones como un único AEFT.

Tras la sustitución de una parte del "safe end" y de la camisa térmica, coexisten en la tobera materiales originales, en servicio desde la puesta en marcha de la central, con materiales sustituidos en 1977, así como con materiales más recientes, instalados en 1994. En el cálculo realizado para justificar la modificación de 1994, los factores de uso están obtenidos para un periodo de operación de 40 años desde el montaje, es decir, hasta 2034. Por consiguiente, en este caso los valores obtenidos resultan válidos para el final del periodo de operación a largo plazo, postulado en 2031.

En el caso de los materiales originales no sustituidos, o sustituidos en la modificación de 1977, de acuerdo al documento evaluado se ha actualizado el factor de uso considerando conservadoramente que todo el material proviene del inicio de la operación. Los factores de uso obtenidos son los recogidos en la siguiente tabla:

Toberas N4	Factor de uso hasta 1994	Factor de uso desde 1994 hasta 2031	Factor de uso acumulado para 60 años
Material base original o montado en 1977	0,085	0,230	0,315
Material montado en 1994 ("safe end" y camisa térmica)	--	0,937	0,937

En conclusión, los factores de uso acumulado en las toberas de agua de alimentación son inferiores a la unidad. No obstante, se requiere por parte del CSN una comprobación de los valores obtenidos con los análisis de fatiga iniciales. Por otra parte CNSMG debe actualizar los valores correspondientes a estas toberas en la tabla del punto 4.3.1.3.

5.3.2.5 Análisis de fatiga de las toberas del sistema de rociado del núcleo.

Debido a las modificaciones realizadas en el sistema, el análisis de fatiga de las toberas de rociado del núcleo (CS), se encuentra desglosado en tres cálculos:

- 1º) El análisis de fatiga original de las toberas (N6A/B), realizado por el fabricante de la vasija;
- 2º) El cálculo justificativo de las modificaciones realizadas en 1980 (se reemplazaron los "safe end" de ambas toberas) y de 1992 (se reemplazó de nuevo el "safe end" de la tobera N6B);
- 3º) En 2001 se sustituyeron las líneas internas del sistema CS entre la envoltura del núcleo y la vasija. El nuevo diseño de las líneas y de la camisa térmica afectó al análisis de tensiones de determinados componentes de la vasija, entre los que se encuentran los "safe end", con lo que se realizó una reconciliación del análisis de tensiones correspondiente a las modificaciones.

CNSMG ha determinado que el análisis de fatiga de las toberas del sistema CS constituye un AEFT único.

Los resultados obtenidos de los factores de uso U en las secciones más desfavorables de las toberas son:

Cálculo original del fabricante: para 40 años $U_{40} = 0,015$ y para 60 años $U_{60} = 0,022$

Modificación 1980 y 1992: para 40 años de operación $U_{40} = 0,42$

Modificación 2001: para 40 años de operación $U_{40} = 0,001$

CNSMG ha combinado las aportaciones de gasto en fatiga correspondientes a cada periodo de operación para todos y cada uno de los diferentes materiales que componen la tobera, prolongando el cálculo para un periodo de operación de 60 años, obteniendo los siguientes resultados:

Tobera N6A	Periodo 1971-1980	Periodo 1980-2001	Periodo 2001-2031	Factor de uso acumulado para 60 años
Material original	$0,015 \times 9/40 = 0,0033$	$0,015 \times 21/40 = 0,0079$	$0,015 \times 30/40 = 0,0113$	0,022
Material introducido en 1980	--	$0,42 \times 21/40 = 0,2205$	$0,001 \times 30/40 = 0,00075$	0,221

Tobera N6B	Periodo 1971-1992	Periodo 1992-2001	Periodo 2001-2031	Factor de uso acumulado para 60 años
Material original	$0,015 \times 21/40 = 0,0079$	$0,015 \times 9/40 = 0,0033$	$0,015 \times 30/40 = 0,0113$	0,022
Material introducido en 1992	--	$0,42 \times 9/40 = 0,0945$	$0,001 \times 30/40 = 0,00075$	0,095

En conclusión, los factores de uso acumulados en las toberas del sistema CS son sensiblemente inferiores a la unidad. No obstante, se requiere por parte del CSN una comprobación de los valores obtenidos con los análisis de fatiga iniciales. Por otra parte CNSMG debe actualizar los valores correspondientes a estas toberas en la tabla del punto 4.3.1.3.

5.3.2.6 Análisis de fatiga de las toberas de instrumentación de las bombas de chorro.

Los "safe ends" y los sellos de las toberas de instrumentación de las bombas de chorro N9A/B se sustituyeron en 1981 por unos nuevos. En la especificación técnica de la sustitución se indicaba que se requería un análisis de fatiga del componente según el artículo NB-3220 de ASME. En el informe de tensiones realizado según esa especificación, se evaluó si era necesario el análisis de fatiga para componentes de clase 1 sometidos a cargas cíclicas de acuerdo con el artículo NB-3222.4 de ASME III, y se determinó que el componente no lo requería. CNSMG ha determinado que dicha evaluación constituye un AEFT que puede ser prolongado hasta el final del periodo de operación a largo plazo.

Para prolongar el análisis de fatiga, de manera que fuera válido durante el periodo de renovación de licencia, CNSMG ha comprobado, considerando el número de ciclos correspondientes a 60 años de operación, que se cumplen los requisitos (1) a (6) del apartado (d) del artículo NB-3222.4, que especifican las condiciones en las que no es necesario un análisis de fatiga. Como resultado de la comprobación se concluye que no es necesaria la realización de un análisis de fatiga en las toberas de instrumentación de las bombas de chorro durante el periodo de operación a largo plazo. La modificación en dichas toberas se realizó en 1981 y, por tanto, el nuevo material es válido hasta 2041. Este criterio se considera aceptable.

En conclusión, se sigue cumpliendo lo especificado por los criterios del apartado (d) de NB-3222.4, tal que estas toberas no requieren análisis de fatiga. Por tanto no se ha realizado un AEFT como tal.

5.3.2.7 Análisis de fatiga térmica de bajos ciclos del soporte de la envoltura del núcleo.

En CNSMG el soporte de la envoltura forma parte de la vasija y está sometido por tanto al diseño según el Código ASME, que requiere análisis de fatiga.

En el diseño original del soporte de la envoltura del núcleo se realizó el análisis de fatiga de la parte más desfavorable de este componente, las columnas soporte. Al instalar los tirantes ("tie-rods") de reparación de la envoltura, en el año 1997, se modificaron las cargas soportadas por los internos de la vasija y se rehicieron, entre otros cálculos, el análisis de tensiones y el cálculo de fatiga en la placa soporte de la envoltura del núcleo.

CNSMG ha determinado que tanto el análisis de fatiga original efectuado para el soporte de la envoltura del núcleo como el efectuado para la placa soporte, como consecuencia de la instalación de los tirantes de reparación de la envoltura, constituyen unos AEFT que pueden ser aceptados hasta el final del periodo de operación a largo plazo.

En el cálculo original, para el análisis de fatiga no se obtiene un valor de U , sino que se obtiene el número de ciclos admisibles en función de la máxima tensión alternativa (S_{alt}) calculada (mediante la curva N-415-B). El número de ciclos admisible obtenido es del orden de 10^6 , valor muy superior al de 120 ciclos establecido en la especificación de diseño, para los arranques y paradas durante 40 años. Si se actualiza a 60 años, el valor sería 180 ciclos, que sigue siendo muy inferior al admisible.

En la especificación de la reparación, mediante la instalación de los tirantes en la envoltura, se requiere que la reparación se diseñe para 35 años y que se realice un análisis estructural de acuerdo al código original de construcción. De acuerdo al documento evaluado, el resultado de dicho análisis, recogido en el apartado 4.9 "Evaluation of Shroud Plate/RPV Shell Junction" del documento 25A5818 "Stress Report Pressure Vessel, Rev.0" (Especificación de diseño de General Electric, Febrero 1996), indica un factor de uso de 0,0004 como valor más limitativo (valor comprobado en el documento 25A5818).

En conclusión, se ha comprobado que tanto en el caso del análisis original como en el caso del análisis de fatiga realizado como consecuencia de la instalación de los tirantes, los factores de uso obtenidos son muy inferiores al valor límite admisible ($U=1$), establecido en el Código ASME.

5.3.2.8 Análisis de fatiga térmica de bajos ciclos en los tirantes de la envoltura del núcleo.

Como ya se ha indicado en el apartado anterior, para los tirantes de reparación, que se instalaron en el año 1997 para reemplazar estructuralmente las soldaduras horizontales de la envoltura del núcleo, el análisis de fatiga realizado en el diseño de los tirantes para 35 años cubre hasta el año 2032, fecha posterior al periodo previsto de operación a largo plazo.

5.3.2.9 Análisis de fatiga en la soldadura del difusor de las bombas de chorro con la placa soporte

De acuerdo al apartado 4.3.9 de la documentación evaluada, según el documento genérico de GE APED-5460 "*Design and performance of GE BWR jet pumps. Class 1*", de septiembre de 1968, que efectúa el análisis de fatiga de las bombas de chorro, se ha determinado que el punto más crítico a fatiga de las mismas es la soldadura entre el difusor de las bombas de chorro y la placa

soporte. El factor de uso a fatiga en ese punto es de 0,35 para 40 años de operación.

Empleando la metodología de extrapolación lineal del número de ciclos de diseño a 60 años de operación, y teniendo en cuenta los transitorios especificados en APED-5460 (y que se recogen en la tabla siguiente), CNSMG ha obtenido los siguientes resultados (tomados del punto 4.3.9.3 del documento evaluado):

Transitorio	Ciclos admisibles según ASME III	Ciclos de diseño a 40 años	Ciclos de diseño a 60 años	Factor de uso (U) 60 años
Arranque HPCI	150	16	24	0,16
Arranque y parada	880	114	171	0,19
Arranque inadecuado de un lazo de recirculación parado	740	5	8	0,01
DBA (accidente base de diseño)	10	1	1	0,10
SUMA de FACTORES de USO				$\Sigma = 0,46$

En conclusión, el factor de uso acumulado que ha sido obtenido para 60 años de operación es inferior a la unidad. No obstante, la evaluación no ha comprobado el documento APED-5460. Por otra parte, el número de arranques y paradas que se han tomado (114 para 40 años) no coincide con lo especificado en el EFS en la tabla 5.3-4 "Ciclos de diseño de la vasija del reactor" (120 ciclos para 40 años), por lo que el nº de ciclos a 60 años sería 180 en vez de 171, y el factor de uso correspondiente pasaría a 0,20. En cualquier caso, el factor de uso acumulado estaría claramente por debajo de la unidad.

5.3.2.10 Análisis de fatiga de los alojamientos de las penetraciones de la instrumentación nuclear

En el año 1996 se llevó a cabo una modificación en la instrumentación nuclear, que implicó la realización de unos taladros en los alojamientos para permitir que el agua de la vasija entrara dentro de ellos, resultando un cambio en las condiciones térmicas de trabajo de estos componentes. En su día, CNSMG hizo un análisis de tensiones, consistente en comparar las tensiones obtenidas en CNSMG con las de un componente similar en una planta norteamericana. Los resultados para la planta norteamericana eran en todos los aspectos más críticos que los de CNSMG, por lo que se concluía que el componente estudiado cumplía los requisitos de ASME.

Para extrapolar a un periodo de operación de 60 años, el apartado 4.3.14.2 "Análisis" del documento evaluado presenta el proceso que se ha llevado a cabo para determinar la deformación plástica y el factor de uso de fatiga del modelo de la planta norteamericana para un periodo de 60 años. El objetivo es

comprobar que dichos valores son aceptables, con lo que, al ser envolventes de los de CNSMG, éstos también lo serán para un periodo de 60 años.

En conclusión, el punto 4.3.14.3 del documento evaluado concluye que, la deformación plástica acumulada y el análisis de fatiga para el periodo de operación de 60 años cumplen los requisitos de ASME. No obstante, no se han comprobado ninguno de los cálculos a los que hace referencia el documento evaluado, requiriéndose por tanto por parte del CSN una comprobación de los mismos.

5.3.2.11 Efectos del ambiente del refrigerante del reactor en la vida a fatiga de los componentes y tuberías

Este AEFT tiene en cuenta el Generic Safety Issue GSI-190 "*Fatigue Evaluation of Metal Components for 60-year Plant Life*", referida y comentada en el apartado 4.3.1.2 del NUREG-1800. El GSI-190 se refiere a los efectos potenciales que tiene la calidad del refrigerante sobre la vida a fatiga de determinados componentes de acero durante el periodo de operación a largo plazo, especialmente en condiciones de carga aplicada a baja frecuencia y a alta temperatura. Este aspecto no formaba parte de las bases de licencia iniciales de CNSMG, pero sí es necesario respetarlo para la operación a 60 años.

De acuerdo al AEFT presentado por CNSMG en el apartado 4.3.13 del documento evaluado, de título: "Efectos del ambiente del refrigerante del reactor en la vida a fatiga de los componentes y tuberías (generic safety issue GSI-190)", el efecto que el ambiente "refrigerante" causa sobre la fatiga de la barrera de presión del reactor se puede tener en cuenta mediante la implantación de un programa de gestión de envejecimiento. Esto es necesario siempre y cuando el factor de uso, teniendo en cuenta el efecto ambiental, supere la unidad.

El método utilizado por CNSMG para la evaluación de fatiga de los aceros en presencia de agua, consiste en obtener unos factores de corrección ambientales (F_{en}), los cuales se aplican a los factores de uso procedentes de los análisis de fatiga realizados según el Código ASME III. El cálculo de estos factores de corrección se presenta en los NUREG/CR-6583 (ANL-97/18), "*Effects of LWR Coolant Environments on Fatigue Design Curves of Carbon and Low-Alloy Steels*", y NUREG/CR-5704 (ANL-98/31), "*Effects of LWR Coolant Environments on Fatigue Design Curves of Austenitic Stainless Steels*", los cuales han sido aprobados por la NRC.

Teniendo en cuenta los resultados presentados en la tabla del punto 4.3.13.3 del documento evaluado, se observa que los componentes cuyo factor de uso acumulado (CUF) con efecto ambiental superan la unidad, tras 60 años de operación, son los siguientes:

- Tobera de agua de alimentación
- Tuberías de recirculación
- Tobera N6A del sistema de rociado del núcleo (CS)

- Lazo A de tuberías del sistema de inyección a baja presión (LPCI)

Estos componentes están dentro de los seleccionados en base a los criterios del NUREG-6260 (ver apartado 5.2.1 del presente informe).

De estos cuatro componentes, tan solo dos pertenecen al sistema de la vasija del reactor: las toberas del agua de alimentación N4 y la tobera N6A del sistema CS. Dentro de las toberas N4 y N6A, la situación donde se obtienen los valores de CUF mayores que la unidad son:

Tobera N4, en el material base (CUF=1,1271) y en el "safe end" del material sustituto (CUF= 2,7994);

Tobera N6A, en la sección 5 (CUF=1,849).

Por tanto, en las zonas indicadas es donde hay que aplicar un programa de gestión de la fatiga en la barrera de presión como el PGE-01 (evaluado en el apartado 5.2.1 del presente informe).

Pero además de en las toberas N4 y N6, de acuerdo con la Tabla 3.1.2-1.a del Plan Integrado de CNSMG, el PGE-01 se aplica en la tapa de la vasija y sus segmentos esféricos. En los resultados presentados en la tabla del punto 4.3.13.3 no aparecen los resultados de los factores de uso acumulados (CUF) para la tapa de la vasija, por tanto, no se sabe porqué se ha seleccionado dicho componente.

No obstante, el apartado 4.3.13.3 apunta que la resolución definitiva del correspondiente AEFT aún queda pendiente de las comunicaciones del BWRVIP. Ello implica que cuando se cierre definitivamente el tópico y se actualicen los cálculos, podría ser que hubiera otros componentes con CUF superior a la unidad, que habrían de estar también incluidos en el alcance del PGE-01.

En conclusión, en base a los resultados de los factores de uso acumulados presentados en el punto 4.3.13.3 del Plan Integral de CNSMG, teniendo en cuenta el efecto ambiental del refrigerante del reactor, en principio, el AEFT realizado es correcto y los componentes seleccionados para aplicar el programa PGE-01 están correctamente seleccionados. No obstante, se requiere por parte del CSN realizar una comprobación de cómo se han obtenidos estos factores de uso acumulados, incluidos los de la tapa de la vasija que no aparecen en la tabla del punto 4.3.13.3.

Por otra parte, en el punto 4.3.13.3 se indica que la resolución definitiva de este AEFT aún queda pendiente de las comunicaciones del BWRVIP, lo que implica que cuando se cierre definitivamente el tópico y se actualicen los cálculos, podría ser que hubiera otros componentes con factor de uso teniendo en cuenta el efecto ambiental superior a la unidad, que habrían de estar también incluidos en el alcance del PGE-01.

5.4 Análisis del suplemento al Estudio de Seguridad (Apéndice A) relativo al Sistema de la Vasija del Reactor (Sistema RX).

A continuación, y en cuanto al Sistema RX, se lleva a cabo una valoración del contenido del Suplemento al Estudio de Seguridad, de acuerdo a la información suministrada por CNSMG en el Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento (Apéndice A).

- Apartado A.1: Programas de Gestión del Envejecimiento con Programa de Referencia en el NUREG-1801:
 - Apartado A.1.1: Inspección en Servicio de Componentes de Clase 1, 2 y 3 (Programa PGE- 03)
 - Apartado A.1.2: Control Químico del Agua (Programa PGE- 04).
 - Apartado A.1.3: Inspección de Pernos de la Tapa de la Vasija (Programa PGE- 42).
 - Apartado A.1.4: Conexiones Soldadas (“attachments”) al Interior de la Vasija (Programa PGE- 05).
 - Apartado A.1.5: Toberas de Agua de Alimentación en la Vasija (Programa PGE- 06).
 - Apartado A.1.6: Tobera de la Línea de Retorno de los CRD (Programa PGE- 07).
 - Apartado A.1.7: Corrosión Bajo Tensión en BWR (Programa PGE- 08).
 - Apartado A.1.8: Penetraciones a Vasija (Programa PGE- 09).
 - Apartado A.1.9: Internos de Vasija (Programa PGE- 10).
 - Apartado A.1.19: Vigilancia de la Vasija del Reactor (Programa PGE-21).
 - Apartado A.1.20: Inspecciones Únicas (Programa PGE- 22).
 - Apartado A.1.30: Programa de Gestión de la Fatiga en la Barrera de Presión (Programa PGE-01).

En todos estos apartados se presenta una descripción resumen de los programas indicados y sus actividades para gestionar los efectos de envejecimiento para el periodo de operación extendido, según se requiere en el 10 CFR 54.21(d), o en el punto C.1 de la R.G. 1.188, o en la Tabla 1.1-1 (punto III) del NUREG-1800. Los Apartados citados son un resumen de los programas y actividades presentadas en el Apéndice B del Plan Integrado y han sido analizados en los correspondientes apartados dentro del punto 5.2 del presente informe.

- Apartado A.2: Programas de Gestión del Envejecimiento específicos de NN:
 - Apartado A.2.5: Control de las Penetraciones de los CRD en la Vasija (Programa PGE- 36).

En este apartado del Apéndice A del Plan Integrado se presenta un resumen del programa PGE-36. Los manguitos de penetración de los accionadores de las barras de control (o “stub-tubes”) y sus soldaduras a la vasija se excluyen del alcance del Manual de Inspección de Servicio por ser localizaciones inaccesibles y, por tanto, representa una excepción contemplada en el 10CFR50.55a (g)(1). Este programa ha sido analizado en el apartado 5.2.12 del presente informe.

- Apartado A.3: Resumen de Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT).
- Apartado A.3.1.1: Reducción del escalón superior de energía de rotura (USE) debido a la fragilización neutrónica de los materiales de la vasija del reactor.
- Apartado A.3.1.2: Temperatura de transición ajustada (ART) para los materiales de la vasija debido a la fragilización neutrónica.
- Apartado A.3.1.3: Análisis del choque térmico en la vasija del reactor por inyección del refrigerante a baja temperatura.
- Apartado A.3.1.4: Análisis del choque térmico en la envoltura del núcleo ("shroud") y en los tirantes por inyección de refrigerante a baja temperatura.
- Apartado A.3.1.5: Análisis de los límites térmicos de operación de la vasija del reactor: Curvas P-T.
- Apartado A.3.2.1: Análisis de fatiga de la vasija del reactor.
- Apartado A.3.2.2: Análisis de fatiga de las toberas de succión de recirculación (N1).
- Apartado A.3.2.3: Análisis de fatiga de las toberas de descarga de recirculación (N2).
- Apartado A.3.2.4: Análisis de fatiga de las toberas de agua de alimentación
- Apartado A.3.2.5: Análisis de fatiga de las toberas del sistema de rociado del núcleo.
- Apartado A.3.2.6: Análisis de fatiga de las toberas de instrumentación de las bombas de chorro.
- Apartado A.3.2.7: Análisis de fatiga térmica de bajos ciclos del soporte de la envoltura del núcleo.
- Apartado A.3.2.8: Análisis de fatiga térmica de bajos ciclos en los tirantes de la envoltura del núcleo.
- Apartado A.3.2.9: Análisis de fatiga en la soldadura del difusor de las bombas de las bombas de chorro con la placa soporte.
- Apartado A.3.2.13: Efectos del ambiente del refrigerante del reactor en la vida a fatiga de los componentes y tuberías (GSI-190).
- Apartado A.3.2.14: Análisis de fatiga de los alojamientos de las penetraciones de la instrumentación nuclear.

En todos estos apartados se presenta una descripción resumen de los análisis de envejecimientos en función del tiempo (AEFT) realizados por CNSMG para el Sistema RX, según se requiere en el 10CFR54.21(d), o en el punto C.1 de la R.G. 1.188, o en la Tabla 1.1-1 (punto III) del NUREG-1800. Los Apartados citados son un resumen de los AEFT presentados en el Capítulo del Plan Integrado y que han sido analizados en los apartados correspondientes al punto 5.3 del presente informe.

En conclusión, en el Suplemento al Estudio de Seguridad (Apéndice A del Plan Integrado) relativo al Sistema RX de CNSMG, se presenta una descripción resumen de los programas y actividades, para la gestión de los efectos de envejecimiento, y de los análisis de envejecimiento en función del tiempo para el periodo de operación extendida, cumpliendo con los requerimientos del 10CFR54.21(d) o con el punto C.1 de la Regulatory Guide 1.188.

6. CONCLUSIONES

Como consecuencia de la evaluación de los Capítulos 3 y 4, referente al Sistema de la Vasija del Reactor (RX), del Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento de C.N. Sta. M^a. de Garoña, se concluye que:

En principio, las estructuras y componentes del Sistema de la Vasija del Reactor y sus Internos, sujetos a Revisión de Gestión del Envejecimiento, están adecuadamente gestionados mediante programas de vigilancia (PGE) y análisis de envejecimiento en función del tiempo (AEFT) dedicados al control de los efectos del envejecimiento, de modo que las funciones de seguridad asignadas al Sistema de la Vasija del Reactor se mantienen consistentes con las bases de licencia actuales de la central durante el periodo de operación a largo plazo, ya que de modo general es consistente con los criterios y requisitos determinados en el informe "*Condiciones para la Operación a Largo Plazo de las Centrales Nucleares*", del CSN, en la regla "*Requirements for Renewal of Operating Licenses for NPP*", 10 CFR 54, de la USNRC, y en los otros requisitos reguladores definidos en los apartados 3 "Normativa Aplicable" y 4 "Criterios de Aceptación", de este informe de evaluación.

De modo particular para el Sistema de la Vasija del Reactor (sistema RX), se observan los siguientes aspectos, que deberán ser justificados por NN:

- 6.1 Las Tablas 3.1.2-1.a/b del Capítulo 3, "Resumen de la evaluación de gestión del envejecimiento - Sistema de la vasija del reactor (RX-Vasija) / (RX-Internos)", no se han realizado con la Rev. 1 del NUREG-1801; ya que hay algunos componentes que CNSMG los identifica con ítem de las Tablas IV-A1 y IV-B1 del NUREG-1801 que no corresponden a los de la Rev. 1. Por ejemplo, el fondo de la vasija y segmentos periféricos, para el efecto de agrietamiento por fatiga, lo identifica con el ítem IV.A1-6 del NUREG-1801 y en la Rev. 1 corresponde al ítem IV.A1-7.
- 6.2 Con respecto al calorifugado/aislamiento, NN debe aclarar cómo se considera para determinar posibles efectos del envejecimiento en componentes.
- 6.3 En el componente secador de vapor de la Tabla 3.1.2-1b de CNSMG, se indica que para los efectos de pérdida de material por corrosión intersticial y picaduras, por corrosión bajo tensión/IGA y por fatiga, no hay ítems que identifiquen estos efectos de envejecimiento en el informe GALL (NUREG-1801) para la combinación componente, material y ambiente. En la Rev. 1 del NUREG-1801 sí existen los ítems IV-B1-15 (RP-26) y IV-B1-14 (R-53), referidos en general a los componentes internos de la vasija, donde se tienen en cuenta estos efectos. Además, no se hace referencia al efecto de agrietamiento debido a la vibración inducida por el caudal, referenciado en el ítem IV.B1-16 del NUREG-1801, Rev.1, específicamente para dicho componente.

- 6.4 Los programas propuestos por CNSMG para gestionar los efectos de envejecimiento en el Sistema RX, son en general consistentes con los programas evaluados de forma genérica en el NUREG-1801, Rev.1, y en principio se consideran adecuados para gestionar dichos efectos durante el periodo de operación a largo plazo; no obstante, se requieren las siguientes aclaraciones:
- a) indicar si los programas PGE-09 y PGE-10 son independientes o forman parte del programa PGE-03 y si seguirán o no las técnicas de END recomendadas en las guías BWRVIP-03 y BWRVIP-62.
 - b) en el programa PGE-21, CNSMG debería elaborar un plan de vigilancia de la vasija del reactor para el periodo de operación a largo plazo, que facilite la información para confirmar los resultados del AEFT (fecha estimada de extracción de cápsulas, actualización o comprobación de los cálculos con la información que se obtenga de los ensayos que se lleven a cabo, etc.).
 - c) el programa PGE-22 se debería definir antes del inicio del periodo de operación a largo plazo y las inspecciones se deben realizar lo más tarde posible antes del inicio del periodo de operación a largo plazo.
 - d) para el programa PGE-36 se considera que CNSMG debería desarrollar un documento de gestión para la operación a largo plazo, ya que no se realiza una evaluación específica para la aplicación de este programa a largo plazo.
- 6.5 En las piezas soporte de combustible incluidas las periféricas, el programa propuesto por CNSMG, para la gestión de los efectos de reducción de la resistencia a la fractura por fragilización térmica y por irradiación, es el PGE-10 de internos de la vasija; el cual difiere del programa XI.M13 "Thermal Aging and Neutron Irradiation embrittlement of Cast Austenitic Stainless Steel" propuesto en NUREG-1801. Por tanto, aunque ambos programas se refieren a Inspección en Servicio, es preciso aclarar si la inspección que se incluye en el programa PGE-10 es capaz de gestionar los efectos de reducción de la resistencia a la fractura por fragilización térmica y por irradiación.
- 6.6 Se requiere confirmar que con los programas propuestos por CNSMG para la inspección del secador de vapor, el PGE-10 de inspección de internos y el PGE-04 de control químico del agua, se puede gestionar adecuadamente el efecto de agrietamiento debido a la vibración inducida por el caudal, como se indica en el ítem IV.B1-16 del NUREG-1801.
- 6.7 En lo que se refiere a la fragilización neutrónica de la vasija del reactor e internos, los valores obtenidos USE, ART (Temperatura de Transición Ajustada) y Choque Térmico por Inyección del Refrigerante a baja temperatura para una vida de la central de 60 años son aceptables ya que

cumplen los criterios del Apéndice G del 10 CFR 50, de la revisión 2 de la Regulatory Guide 1.99 y de tenacidad del material de la vasija, respectivamente. No obstante, se requiere comprobar los resultados obtenidos de RT_{NDT} y margen en la virola 5 y el valor del factor de intensidad de tensión k_t obtenido en el choque térmico.

- 6.8 El apartado 4.2.5 (Análisis de los límites térmicos de operación de la vasija del reactor: curvas P-T) del *“Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento”* no está actualizado con los nuevos análisis del Documento 5919AR02 (*“Actualización de las curvas P-T de la vasija del reactor de C.N. Garoña”, Equipos Nucleares, SA*). Rev.00 de fecha 19/09/05), cuyas nuevas curvas P-T de la Figura 80 para los 60 años de operación en principio son aceptables.
- 6.9 En la tabla del punto 4.3.1.3 del Plan Integrado se presentan los resultados de los factores de uso acumulados para los distintos grupos de transitorios (A y B), para un número de ciclos correspondiente a 60 años de operación, y el factor de uso acumulado total, en los distintos componentes de la vasija del reactor. De la observación de dicha tabla se deduce que los factores de uso acumulado total en estos componentes, para el periodo de operación a largo plazo (60 años), son todos sensiblemente inferiores a la unidad. No obstante, dichos valores serán comprobados por parte del CSN con los análisis de fatiga iniciales de dichos componentes.
- 6.10 Para los componentes de la vasija del reactor que han sufrido modificación o sustitución en alguno de sus elementos y, por tanto, han requerido de un Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (AEFT) independiente (por ejemplo los elementos de: toberas N1B y N2 de recirculación, tobera N4 de agua de alimentación, toberas N6A/B del sistema de rociado, toberas N9A/B de instrumentación de las bombas de chorro, etc.), los valores del factor de uso acumulado total, para el periodo de operación a largo plazo (60 años) son en todos los elementos sensiblemente inferiores a la unidad. No obstante, dichos valores serán comprobados por parte del CSN con los análisis de fatiga iniciales de dichos componentes. Por otra parte, se requiere que CNSMG actualice valores presentados en la tabla del punto 4.3.1.3 del Plan Integrado con estos AEFT independientes.
- 6.11 En base a los resultados, presentados en la tabla del punto 4.3.13.3 del Plan Integrado, de los valores del factor de uso acumulado (mayores que la unidad) obtenidos en la tobera N4, en el material base y en el “safe end”, y en la tobera N6A, sección 5, teniendo en cuenta el efecto ambiental del refrigerante del reactor, en principio el AEFT realizado es correcto y los componentes seleccionados para aplicar el programa PGE-01 están correctamente seleccionados. No obstante, por parte del CSN se realizará una comprobación de cómo se han obtenido estos factores de uso acumulados, incluidos los de la tapa de la vasija que no aparecen en la tabla del punto 4.3.13.3.

Por otra parte, en el punto 4.3.13.3 se indica que la resolución definitiva de este AEFT aún queda pendiente de las comunicaciones del BWRVIP, lo que implica que cuando se cierre definitivamente el tema y se actualicen los cálculos, podría ser que hubiera otros componentes con factor de uso superior a la unidad teniendo en cuenta el efecto ambiental, que deberían estar también incluidos en el alcance del PGE-01.

- 6.12 En el soldadura del difusor de las bombas de chorro con la placa soporte, aunque el factor de uso acumulado que se ha obtenido para 60 años de operación es inferior a la unidad, el número de arranques y paradas que se han tomado (114 para 40 años) no coincide con lo especificado en el EFS en la tabla 5.3-4 "Ciclos de diseño de la vasija del reactor" (120 ciclos para 40 años). En este caso, el número de ciclos a 60 años sería 180 en lugar de 171, y el factor de uso correspondiente pasaría de 0,19 a 0,20. CNSMG debe aclarar por que se han tomado 114 ciclos en lugar de 120.

ANEXOS

- 1.- NUREG-1801 (GALL), Volumen 1, Tabla 1.
- 2.- NUREG-1801 (GALL), Volumen 2, Tabla IV.A.1 (vasija).
- 3.- NUREG-1801 (GALL), Volumen 2, Tabla IV.B.1 (internos).
- 4.- CNSMG, Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento (PIEGE), Tabla 3.1.2-1.a (vasija).
- 5.- CNSMG, Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento (PIEGE), Tablas 3.1.2-1.b (internos).

ANEXO 1

NUREG-1801 (GALL), Volumen 1, Tabla 1.

(24 hojas: páginas 7 a 30)

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
1	BWR	Steel pressure vessel support skirt and attachment welds	Cumulative fatigue damage	TLAA, evaluated in accordance with 10 CFR 54.21(c)	Yes, TLAA	R-70	IV.A1-6 IV.A2-20
2	BWR	Steel; stainless steel; steel with nickel-alloy or stainless steel cladding; nickel-alloy reactor vessel components; flanges; nozzles; penetrations; safe ends; thermal sleeves; vessel shells, heads and welds	Cumulative fatigue damage	TLAA, evaluated in accordance with 10 CFR 54.21(c) and environmental effects are to be addressed for Class 1 components	Yes, TLAA	R-04	IV.A1-7
3	BWR	Steel; stainless steel; steel with nickel-alloy or stainless steel cladding; nickel-alloy reactor coolant pressure boundary piping, piping components, and piping elements exposed to reactor coolant	Cumulative fatigue damage	TLAA, evaluated in accordance with 10 CFR 54.21(c) and environmental effects are to be addressed for Class 1 components	Yes, TLAA	R-220	IV.C1-15
4	BWR	Steel pump and valve closure bolting	Cumulative fatigue damage	TLAA, evaluated in accordance with 10 CFR 54.21(c) check Code limits for allowable cycles (less than 7000 cycles) of thermal stress range	Yes, TLAA	R-28	IV.C1-11
5	BWR/ PWR	Stainless steel and nickel alloy reactor vessel internals components	Cumulative fatigue damage	TLAA, evaluated in accordance with 10 CFR 54.21(c)	Yes, TLAA	R-53	IV.B1-14 IV.B2-31 IV.B3-24 IV.B4-37

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
6	PWR	Nickel Alloy tubes and sleeves in a reactor coolant and secondary feedwater/steam environment	Cumulative fatigue damage	TLAA, evaluated in accordance with 10 CFR 54.21(c)	Yes, TLAA	R-46	IV.D1-21 IV.D2-15
7	PWR	Steel and stainless steel reactor coolant pressure boundary closure bolting, head closure studs, support skirts and attachment welds, pressurizer relief tank components, steam generator components, piping and components external surfaces and bolting	Cumulative fatigue damage	TLAA, evaluated in accordance with 10 CFR 54.21(c)	Yes, TLAA	R-13 R-18 R-33 R-73	IV.C2-23 IV.C2-10 IV.D1-11 IV.D2-10 IV.A2-4
8	PWR	Steel; stainless steel; and nickel-alloy reactor coolant pressure boundary piping, piping components, piping elements; flanges; nozzles and safe ends; pressurizer vessel shell heads and welds; heater sheaths and sleeves; penetrations; and thermal sleeves	Cumulative fatigue damage	TLAA, evaluated in accordance with 10 CFR 54.21(c) and environmental effects are to be addressed for Class 1 components	Yes, TLAA	R-223	IV.C2-25
9	PWR	Steel; stainless steel; steel with nickel-alloy or stainless steel cladding; nickel-alloy reactor vessel components; flanges; nozzles; penetrations; pressure housings; safe ends; thermal sleeves; vessel shells, heads and welds	Cumulative fatigue damage	TLAA, evaluated in accordance with 10 CFR 54.21(c) and environmental effects are to be addressed for Class 1 components	Yes, TLAA	R-219	IV.A2-21

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
10	PWR	Steel; stainless steel; steel with nickel-alloy or stainless steel cladding; nickel-alloy steam generator components (flanges; penetrations; nozzles; safe ends, lower heads and welds)	Cumulative fatigue damage	TLAA, evaluated in accordance with 10 CFR 54.21(c) and environmental effects are to be addressed for Class 1 components	Yes, TLAA	R-221 R-222	IV.D1-8 IV.D2-3
11	BWR	Steel top head enclosure (without cladding) top head nozzles (vent, top head spray or RCIC, and spare) exposed to reactor coolant	Loss of material due to general, pitting and crevice corrosion	Water Chemistry and One-Time Inspection	Yes, detection of aging effects is to be evaluated	R-59	IV.A1-11
12	PWR	Steel steam generator shell assembly exposed to secondary feedwater and steam	Loss of material due to general, pitting and crevice corrosion	Water Chemistry and One-Time Inspection	Yes, detection of aging effects is to be evaluated	R-224	IV.D2-8
13	BWR	Steel and stainless steel isolation condenser components exposed to reactor coolant	Loss of material due to general (steel only), pitting and crevice corrosion	Water Chemistry and One-Time Inspection	Yes, detection of aging effects is to be evaluated	R-16	IV.C1-6
14	BWR	Stainless steel, nickel-alloy, and steel with nickel-alloy or stainless steel cladding reactor vessel flanges, nozzles, penetrations, safe ends, vessel shells, heads and welds	Loss of material due to pitting and crevice corrosion	Water Chemistry and One-Time Inspection	Yes, detection of aging effects is to be evaluated	RP-25	IV.A1-8

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
15	BWR	Stainless steel; steel with nickel-alloy or stainless steel cladding; and nickel-alloy reactor coolant pressure boundary components exposed to reactor coolant	Loss of material due to pitting and crevice corrosion	Water Chemistry and One-Time Inspection	Yes, detection of aging effects is to be evaluated	RP-27	IV.C1-14
16	PWR	Steel steam generator upper and lower shell and transition cone exposed to secondary feedwater and steam	Loss of material due to general, pitting and crevice corrosion	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD), and Water Chemistry and, for Westinghouse Model 44 and 51 S/G, if general and pitting corrosion of the shell is known to exist, additional inspection procedures are to be developed.	Yes, detection of aging effects is to be evaluated	R-34	IV.D1-12
17	BWR/ PWR	Steel (with or without stainless steel cladding) reactor vessel beltline shell, nozzles, and welds	Loss of fracture toughness due to neutron irradiation embrittlement	TLAA, evaluated in accordance with Appendix G of 10 CFR 50 and RG 1.99. The applicant may choose to demonstrate that the materials of the nozzles are not controlling for the TLAA evaluations.	Yes, TLAA	R-62 R-67 R-81 R-84	IV.A1-13 IV.A1-4 IV.A2-16 IV.A2-23

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
18	BWR/ PWR	Steel (with or without stainless steel cladding) reactor vessel beltline shell, nozzles, and welds; safety injection nozzles	Loss of fracture toughness due to neutron irradiation embrittlement	Reactor Vessel Surveillance	Yes, plant specific	R-63 R-82 R-86	IV.A1-14 IV.A2-17 IV.A2-24
19	BWR	Stainless steel and nickel alloy top head enclosure vessel flange leak detection line	Cracking due to stress corrosion cracking and intergranular stress corrosion cracking	A plant-specific aging management program is to be evaluated because existing programs may not be capable of mitigating or detecting crack initiation and growth due to SCC in the vessel flange leak detection line.	Yes, plant specific	R-61	IV.A1-10
20	BWR	Stainless steel isolation condenser components exposed to reactor coolant	Cracking due to stress corrosion cracking and intergranular stress corrosion cracking	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD), Water Chemistry, and plant-specific verification program	Yes, detection of aging effects is to be evaluated	R-15	IV.C1-4
21	PWR	Reactor vessel shell fabricated of SA508-CI 2 forgings clad with stainless steel using a high-heat-input welding process	Crack growth due to cyclic loading	TLAA	Yes, TLAA	R-85	IV.A2-22

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
22	PWR	Stainless steel and nickel alloy reactor vessel internals components exposed to reactor coolant and neutron flux	Loss of fracture toughness due to neutron irradiation embrittlement, void swelling	FSAR supplement commitment to (1) participate in industry RVI aging programs (2) implement applicable results (3) submit for NRC approval > 24 months before the extended period an RVI inspection plan based on industry recommendation.	No, but licensee commitment to be confirmed	R-122 R-127 R-128 R-132 R-135 R-141 R-157 R-161 R-164 R-169 R-178 R-188 R-196 R-205 R-212 R-216	IV.B2-9 IV.B2-3 IV.B2-6 IV.B4-1 IV.B2-18 IV.B2-17 IV.B2-22 IV.B3-16 IV.B3-12 IV.B3-10 IV.B3-20 IV.B4-46 IV.B4-16 IV.B4-12 IV.B4-31 IV.B4-24 IV.B4-41
23	PWR	Stainless steel reactor vessel closure head flange leak detection line and bottom-mounted instrument guide tubes	Cracking due to stress corrosion cracking	A plant-specific aging management program is to be evaluated.	Yes, plant specific	R-74 RP-13	IV.A2-5 IV.A2-1
24	PWR	Class 1 cast austenitic stainless steel piping, piping components, and piping elements exposed to reactor coolant	Cracking due to stress corrosion cracking	Water Chemistry and, for CASS components that do not meet the NUREG-0313 guidelines, a plant specific aging management program	Yes, plant specific	R-05	IV.C2-3

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
25	BWR	Stainless steel jet pump sensing line	Cracking due to cyclic loading	A plant-specific aging management program is to be evaluated.	Yes, plant specific	R-102	IV.B1-12
26	BWR	Steel and stainless steel isolation condenser components exposed to reactor coolant	Cracking due to cyclic loading	Inservice inspection (IWB, IWC, and IWD) and plant-specific verification program	Yes, detection of aging effects is to be evaluated	R-225	IV.C1-5
27	PWR	Stainless steel and nickel alloy reactor vessel internals screws, bolts, tie rods, and hold-down springs	Loss of preload due to stress relaxation	FSAR supplement commitment to (1) participate in industry RVI aging programs (2) implement applicable results (3) submit for NRC approval > 24 months before the extended period an RVI inspection plan based on industry recommendation.	No, but licensee commitment to be confirmed	R-108 R-114 R-129 R-136 R-137 R-154 R-165 R-184 R-192 R-197 R-201 R-207 R-213	IV.B2-33 IV.B2-38 IV.B2-5 IV.B2-25 IV.B2-14 IV.B3-6 IV.B3-7 IV.B4-6 IV.B4-19 IV.B4-14 IV.B4-9 IV.B4-33 IV.B4-26
28	PWR	Steel steam generator feedwater impingement plate and support exposed to secondary feedwater	Loss of material due to erosion	A plant-specific aging management program is to be evaluated.	Yes, plant specific	R-39	IV.D1-13
29	BWR	Stainless steel steam dryers exposed to reactor coolant	Cracking due to flow-induced vibration	A plant-specific aging management program is to be evaluated.	Yes, plant specific	RP-18	IV.B1-16

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
30	PWR	Stainless steel reactor vessel internals components (e.g., Upper internals assembly, RCCA guide tube assemblies, Baffle/former assembly, Lower internal assembly, shroud assemblies, Plenum cover and plenum cylinder, Upper grid assembly, Control rod guide tube (CRGT) assembly, Core support shield assembly, Core barrel assembly, Lower grid assembly, Flow distributor assembly, Thermal shield, Instrumentation support structures)	Cracking due to stress corrosion cracking, irradiation-assisted stress corrosion cracking	Water Chemistry and FSAR supplement commitment to (1) participate in industry RVI aging programs (2) implement applicable results (3) submit for NRC approval > 24 months before the extended period an RVI inspection plan based on industry recommendation.	No, but licensee commitment needs to be confirmed	R-106 R-109 R-116 R-120 R-123 R-125 R-138 R-143 R-146 R-149 R-155 R-159 R-166 R-172 R-173 R-175 R-176 R-180 R-181 R-185 R-193 R-202 R-209 R-214	IV.B2-42 IV.B2-36 IV.B2-30 IV.B2-8 IV.B2-2 IV.B2-10 IV.B4-7 IV.B2-24 IV.B2-12 IV.B3-28 IV.B3-2 IV.B3-15 IV.B3-11 IV.B3-21 IV.B4-34 IV.B4-36 IV.B4-44 IV.B4-43 IV.B4-2 IV.B4-5 IV.B4-18 IV.B4-10 IV.B4-29 IV.B4-22 IV.B4-40

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
31	PWR	Nickel alloy and steel with nickel-alloy cladding piping, piping penetrations, nozzles, safe ends, and welds (other than reactor vessel head); pressurizer heater sheaths, sleeves, diaphragm plate, manways and flanges; core support pads/core guide lugs	Cracking due to primary water stress corrosion cracking	Inservice inspection (IWB, IWC, and IWD) and Water Chemistry and FSAR supp commitment to implement applicable plant commitments to (1) NRC Orders, Bulletins, and Generic Letters associated with nickel alloys and (2) staff accepted industry guidelines.	No, but licensee commitment needs to be confirmed	R-01 R-06 R-88 R-89 RP-22 RP-31	IV.D1-4 IV.D2-2 IV.C2-21 IV.A2-12 IV.A2-19 IV.C2-24 IV.C2-13
32	PWR	Steel steam generator feedwater inlet ring and supports	Wall thinning due to flow-accelerated corrosion	A plant-specific aging management program is to be evaluated.	Yes, plant specific	R-51	IV.D1-26

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
33	PWR	Stainless steel and nickel alloy reactor vessel internals components	Changes in dimensions due to void swelling	FSAR supplement commitment to (1) participate in industry RVI aging programs (2) implement applicable results (3) submit for NRC approval > 24 months before the extended period an RVI inspection plan based on industry recommendation.	No, but licensee commitment to be confirmed	R-107 R-110 R-113 R-117 R-119 R-121 R-124 R-126 R-131 R-134 R-139 R-144 R-147 R-151 R-158 R-160 R-163 R-168 R-174 R-177 R-182 R-187 R-195 R-199 R-204 R-211 R-215	IV.B2-41 IV.B2-35 IV.B2-39 IV.B2-29 IV.B2-27 IV.B2-7 IV.B2-1 IV.B2-4 IV.B2-19 IV.B2-15 IV.B2-23 IV.B2-11 IV.B3-27 IV.B3-4 IV.B3-14 IV.B3-13 IV.B3-8 IV.B3-19 IV.B4-35 IV.B4-45 IV.B4-3 IV.B4-17 IV.B4-11 IV.B4-8 IV.B4-30 IV.B4-23 IV.B4-39

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
34	PWR	Stainless steel and nickel alloy reactor control rod drive head penetration pressure housings	Cracking due to stress corrosion cracking and primary water stress corrosion cracking	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD) and Water Chemistry and for nickel alloy, FSAR supplement commitment to implement commitments to (1) NRC Orders, Bulletins and Generic Letters associated with nickel alloys and (2) staff accepted industry guidelines.	No, but licensee commitment needs to be confirmed	R-76	IV.A2-11
35	PWR	Steel with stainless steel or nickel alloy cladding primary side components; steam generator upper and lower heads, tubesheets and tube-to-tube sheet welds	Cracking due to stress corrosion cracking and primary water stress corrosion cracking	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD) and Water Chemistry and for nickel alloy, FSAR supplement commitment to implement commitments to (1) NRC Orders, Bulletins and Generic Letters associated with nickel alloys and (2) staff accepted industry guidelines.	No, but licensee commitment needs to be confirmed	R-35	IV.D2-4

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
36	PWR	Nickel alloy, stainless steel pressurizer spray head	Cracking due to stress corrosion cracking and primary water stress corrosion cracking	Water Chemistry and One-Time Inspection and for nickel alloy welded spray heads, provide commitment in FSAR supplement to submit AMP delineating commitments to Orders, Bulletins, or Generic Letters that inspect stipulated components for cracking of wetted surfaces.	No, unless licensee commitment needs to be confirmed	R-24	IV.C2-17
37	PWR	Stainless steel and nickel alloy reactor vessel internals components (e.g., Upper internals assembly, RCCA guide tube assemblies, Lower internal assembly, CEA shroud assemblies, Core shroud assembly, Core support shield assembly, Core barrel assembly, Lower grid assembly, Flow distributor assembly)	Cracking due to stress corrosion cracking, primary water stress corrosion cracking, irradiation-assisted stress corrosion cracking	Water Chemistry and FSAR supplement commitment to (1) participate in industry RVI aging programs (2) implement applicable results (3) submit for NRC approval > 24 months before the extended period an RVI inspection plan based on industry recommendation.	No, but licensee commitment needs to be confirmed	R-112 R-118 R-130 R-133 R-150 R-162 R-167 R-186 R-194 R-203 R-210	IV.B2-40 IV.B2-28 IV.B2-20 IV.B2-16 IV.B3-5 IV.B3-9 IV.B3-23 IV.B4-20 IV.B4-13 IV.B4-32 IV.B4-25
38	BWR	Steel (with or without stainless steel cladding) control rod drive return line nozzles exposed to reactor coolant	Cracking due to cyclic loading	BWR CR Drive Return Line Nozzle	No	R-66	IV.A1-2

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
39	BWR	Steel (with or without stainless steel cladding) feedwater nozzles exposed to reactor coolant	Cracking due to cyclic loading	BWR Feedwater Nozzle	No	R-65	IV.A1-3
40	BWR	Stainless steel and nickel alloy penetrations for control rod drive stub tubes instrumentation, jet pump instrument, standby liquid control, flux monitor, and drain line exposed to reactor coolant	Cracking due to stress corrosion cracking, intergranular stress corrosion cracking, cyclic loading	BWR Penetrations and Water Chemistry	No	R-69	IV.A1-5
41	BWR	Stainless steel and nickel alloy piping, piping components, and piping elements greater than or equal to 4 NPS; nozzle safe ends and associated welds	Cracking due to stress corrosion cracking and intergranular stress corrosion cracking	BWR Stress Corrosion Cracking and Water Chemistry	No	R-20 R-21 R-68	IV.C1-9 IV.C1-8 IV.A1-1
42	BWR	Stainless steel and nickel alloy vessel shell attachment welds exposed to reactor coolant	Cracking due to stress corrosion cracking and intergranular stress corrosion cracking	BWR Vessel ID Attachment Welds and Water Chemistry	No	R-64	IV.A1-12
43	BWR	Stainless steel fuel supports and control rod drive assemblies control rod drive housing exposed to reactor coolant	Cracking due to stress corrosion cracking and intergranular stress corrosion cracking	BWR Vessel Internals and Water Chemistry	No	R-104	IV.B1-8

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
44	BWR	Stainless steel and nickel alloy core shroud, core plate, core plate bolts, support structure, top guide, core spray lines, spargers, jet pump assemblies, control rod drive housing, nuclear instrumentation guide tubes	Cracking due to stress corrosion cracking, intergranular stress corrosion cracking, irradiation-assisted stress corrosion cracking	BWR Vessel Internals and Water Chemistry	No	R-92 R-93 R-96 R-97 R-98 R-99 R-100 R-105	IV.B1-1 IV.B1-6 IV.B1-2 IV.B1-3 IV.B1-17 IV.B1-7 IV.B1-13 IV.B1-10
45	BWR	Steel piping, piping components, and piping elements exposed to reactor coolant	Wall thinning due to flow-accelerated corrosion	Flow-Accelerated Corrosion	No	R-23	IV.C1-7
46	BWR	Nickel alloy core shroud and core plate access hole cover (mechanical covers)	Cracking due to stress corrosion cracking, intergranular stress corrosion cracking, irradiation-assisted stress corrosion cracking	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD), and Water Chemistry	No	R-95	IV.B1-4
47	BWR	Stainless steel and nickel-alloy reactor vessel internals exposed to reactor coolant	Loss of material due to pitting and crevice corrosion	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD), and Water Chemistry	No	RP-26	IV.B1-15

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report							
ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
48	BWR	Steel and stainless steel Class 1 piping, fittings and branch connections < NPS 4 exposed to reactor coolant	Cracking due to stress corrosion cracking, intergranular stress corrosion cracking (for stainless steel only), and thermal and mechanical loading	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD), Water chemistry, and One-Time Inspection of ASME Code Class 1 Small-bore Piping	No	R-03	IV.C1-1
49	BWR	Nickel alloy core shroud and core plate access hole cover (welded covers)	Cracking due to stress corrosion cracking, intergranular stress corrosion cracking, irradiation-assisted stress corrosion cracking	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD), Water Chemistry, and, for BWRs with a crevice in the access hole covers, augmented inspection using UT or other demonstrated acceptable inspection of the access hole cover welds	No	R-94	IV.B1-5
50	BWR	High-strength low alloy steel top head closure studs and nuts exposed to air with reactor coolant leakage	Cracking due to stress corrosion cracking and intergranular stress corrosion cracking	Reactor Head Closure Studs	No	R-60	IV.A1-9

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
51	BWR	Cast austenitic stainless steel jet pump assembly castings; orificed fuel support	Loss of fracture toughness due to thermal aging and neutron irradiation embrittlement	Thermal Aging and Neutron Irradiation Embrittlement of CASS	No	R-101 R-103	IV.B1-11 IV.B1-9
52	BWR/ PWR	Steel and stainless steel reactor coolant pressure boundary (RCPB) pump and valve closure bolting, manway and holding bolting, flange bolting, and closure bolting in high-pressure and high-temperature systems	Cracking due to stress corrosion cracking, loss of material due to wear, loss of preload due to thermal effects, gasket creep, and self-loosening	Bolting Integrity	No	R-10 R-11 R-12 R-26 R-27 R-29 R-32 R-78 R-79 R-80	IV.D1-2 IV.C2-7 IV.C2-8 IV.C1-12 IV.C1-10 IV.C1-13 IV.D1-10 IV.D2-6 IV.A2-6 IV.A2-7 IV.A2-8
53	BWR/ PWR	Steel piping, piping components, and piping elements exposed to closed cycle cooling water	Loss of material due to general, pitting and crevice corrosion	Closed-Cycle Cooling Water System	No	RP-10	IV.C2-14
54	BWR/ PWR	Copper alloy piping, piping components, and piping elements exposed to closed cycle cooling water	Loss of material due to pitting, crevice, and galvanic corrosion	Closed-Cycle Cooling Water System	No	RP-11	IV.C2-11

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report							
ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
55	BWR/ PWR	Cast austenitic stainless steel Class 1 pump casings, and valve bodies and bonnets exposed to reactor coolant >250°C (>482°F)	Loss of fracture toughness due to thermal aging embrittlement	Inservice inspection (IWB, IWC, and IWD). Thermal aging susceptibility screening is not necessary, inservice inspection requirements are sufficient for managing these aging effects. ASME Code Case N-481 also provides an alternative for pump casings.	No	R-08	IV.C1-3 IV.C2-6
56	BWR/ PWR	Copper alloy >15% Zn piping, piping components, and piping elements exposed to closed cycle cooling water	Loss of material due to selective leaching	Selective Leaching of Materials	No	RP-12	IV.C2-12
57	BWR/ PWR	Cast austenitic stainless steel Class 1 piping, piping component, and drive pressure housings exposed to reactor coolant >250°C (>482°F)	Loss of fracture toughness due to thermal aging embrittlement	Thermal Aging Embrittlement of CASS	No	R-52 R-77	IV.C1-2 IV.C2-4 IV.A2-10
58	PWR	Steel reactor coolant pressure boundary external surfaces exposed to air with borated water leakage	Loss of material due to Boric acid corrosion	Boric Acid Corrosion	No	R-17	IV.A2-13 IV.C2-9 IV.D1-3 IV.D2-1

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
59	PWR	Steel steam generator steam nozzle and safe end, feedwater nozzle and safe end, AFW nozzles and safe ends exposed to secondary feedwater/steam	Wall thinning due to flow-accelerated corrosion	Flow-Accelerated Corrosion	No	R-37 R-38	IV.D1-5 IV.D2-7
60	PWR	Stainless steel flux thimble tubes (with or without chrome plating)	Loss of material due to Wear	Flux Thimble Tube Inspection	No	R-145	IV.B2-13
61	PWR	Stainless steel, steel pressurizer integral support exposed to air with metal temperature up to 288°C (550°F)	Cracking due to cyclic loading	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD)	No	R-19	IV.C2-16
62	PWR	Stainless steel, steel with stainless steel cladding reactor coolant system cold leg, hot leg, surge line, and spray line piping and fittings exposed to reactor coolant	Cracking due to cyclic loading	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD)	No	R-56	IV.C2-26
63	PWR	Steel reactor vessel flange, stainless steel and nickel alloy reactor vessel internals exposed to reactor coolant (e.g., upper and lower internals assembly, CEA shroud assembly, core support barrel, upper grid assembly, core support shield assembly, lower grid assembly)	Loss of material due to Wear	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD)	No	R-87 R-115 R-142 R-148 R-152 R-156 R-170 R-179 R-190 R-208	IV.A2-25 IV.B2-34 IV.B2-26 IV.B3-26 IV.B3-3 IV.B3-17 IV.B3-22 IV.B4-42 IV.B4-15 IV.B4-27

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report							
ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
64	PWR	Stainless steel and steel with cladding pressurizer components	Cracking due to stress corrosion cracking, primary water stress corrosion cracking	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD) and Water Chemistry	No	R-25	IV.C2-19
65	PWR	Nickel alloy reactor vessel upper head and control rod drive penetration nozzles, instrument tubes, head vent pipe (top head), and welds	Cracking due to primary water stress corrosion cracking	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD) and Water Chemistry and Nickel-Alloy Penetration Nozzles Welded to the Upper Reactor Vessel Closure Heads of Pressurized Water Reactors	No	R-75 R-90	IV.A2-9 IV.A2-18
66	PWR	Steel steam generator secondary manways and handholds (cover only) exposed to air with leaking secondary-side water and/or steam	Loss of material due to erosion	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD) for Class 2 components	No	R-31	IV.D2-5
67	PWR	Steel with stainless steel or nickel alloy cladding, or stainless steel pressurizer components exposed to reactor coolant	Cracking due to cyclic loading	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD), and Water Chemistry	No	R-58	IV.C2-18

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
68	PWR	Stainless steel, steel with stainless steel cladding Class 1 piping, fittings, pump casings, valve bodies, nozzles, safe ends, manways, flanges, CRD housing; pressurizer heater sheaths, sleeves, diaphragm plate; pressurizer relief tank components, reactor coolant system cold leg, hot leg, surge line, and spray line piping and fittings	Cracking due to stress corrosion cracking	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD), and Water Chemistry	No	R-07 R-09 R-14 R-30 R-217	IV.C2-2 IV.D1-1 IV.C2-5 IV.C2-22 IV.C2-27 IV.C2-20
69	PWR	Stainless steel, nickel alloy safety injection nozzles, safe ends, and associated welds and buttering exposed to reactor coolant	Cracking due to stress corrosion cracking, primary water stress corrosion cracking	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD), and Water Chemistry	No	R-83	IV.A2-15
70	PWR	Stainless steel, steel with stainless steel cladding Class 1 piping, fittings and branch connections < NPS 4 exposed to reactor coolant	Cracking due to stress corrosion cracking, thermal and mechanical loading	Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD), Water chemistry, and One-Time Inspection of ASME Code Class 1 Small-bore Piping	No	R-02	IV.C2-1
71	PWR	High-strength low alloy steel closure head stud assembly exposed to air with reactor coolant leakage	Cracking due to stress corrosion cracking; loss of material due to wear	Reactor Head Closure Studs	No	R-71 R-72	IV.A2-2 IV.A2-3

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report							
ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
72	PWR	Nickel alloy steam generator tubes and sleeves exposed to secondary feedwater/ steam	Cracking due to OD stress corrosion cracking and intergranular attack, loss of material due to fretting and wear	Steam Generator Tube Integrity and Water Chemistry	No	R-47 R-48 R-49	IV.D1-23 IV.D2-17 IV.D1-22 IV.D2-16 IV.D1-24 IV.D2-18
73	PWR	Nickel alloy steam generator tubes, repair sleeves, and tube plugs exposed to reactor coolant	Cracking due to primary water stress corrosion cracking	Steam Generator Tube Integrity and Water Chemistry	No	R-40 R-44	IV.D1-18 IV.D2-12 IV.D1-20 IV.D2-14
74	PWR	Chrome plated steel, stainless steel, nickel alloy steam generator anti-vibration bars exposed to secondary feedwater/ steam	Cracking due to stress corrosion cracking, loss of material due to crevice corrosion and fretting	Steam Generator Tube Integrity and Water Chemistry	No	RP-14 RP-15	IV.D1-14 IV.D1-15
75	PWR	Nickel alloy once-through steam generator tubes exposed to secondary feedwater/ steam	Denting due to corrosion of carbon steel tube support plate	Steam Generator Tube Integrity and Water Chemistry	No	R-226	IV.D2-13
76	PWR	Steel steam generator tube support plate, tube bundle wrapper exposed to secondary feedwater/steam	Loss of material due to erosion, general, pitting, and crevice corrosion, ligament cracking due to corrosion	Steam Generator Tube Integrity and Water Chemistry	No	R-42 RP-16	IV.D1-17 IV.D2-11 IV.D1-9

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report							
ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
77	PWR	Nickel alloy steam generator tubes and sleeves exposed to phosphate chemistry in secondary feedwater/ steam	Loss of material due to wastage and pitting corrosion	Steam Generator Tube Integrity and Water Chemistry	No	R-50	IV.D1-25
78	PWR	Steel steam generator tube support lattice bars exposed to secondary feedwater/ steam	Wall thinning due to flow-accelerated corrosion	Steam Generator Tube Integrity and Water Chemistry	No	R-41	IV.D1-16
79	PWR	Nickel alloy steam generator tubes exposed to secondary feedwater/ steam	Denting due to corrosion of steel tube support plate	Steam Generator Tube Integrity; Water Chemistry and, for plants that could experience denting at the upper support plates, evaluate potential for rapidly propagating cracks and then develop and take corrective actions consistent with Bulletin 88-02.	No	R-43	IV.D1-19
80	PWR	Cast austenitic stainless steel reactor vessel internals (e.g., upper internal assembly, lower internal assembly, CEA shroud assemblies, control rod guide tube assembly, core support shield assembly, lower grid assembly)	Loss of fracture toughness due to thermal aging and neutron irradiation embrittlement	Thermal Aging and Neutron Irradiation Embrittlement of CASS	No	R-111 R-140 R-153 R-171 R-183 R-191 R-206	IV.B2-37 IV.B2-21 IV.B3-1 IV.B3-18 IV.B4-4 IV.B4-21 IV.B4-28

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report							
ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
81	PWR	Nickel alloy or nickel-alloy clad steam generator divider plate exposed to reactor coolant	Cracking due to primary water stress corrosion cracking	Water Chemistry	No	RP-21	IV.D1-6
82	PWR	Stainless steel steam generator primary side divider plate exposed to reactor coolant	Cracking due to stress corrosion cracking	Water Chemistry	No	RP-17	IV.D1-7
83	PWR	Stainless steel; steel with nickel-alloy or stainless steel cladding; and nickel-alloy reactor vessel internals and reactor coolant pressure boundary components exposed to reactor coolant	Loss of material due to pitting and crevice corrosion	Water Chemistry	No	RP-23 RP-24 RP-28	IV.C2-15 IV.B2-32 IV.B3-25 IV.B4-38 IV.A2-14
84	PWR	Nickel alloy steam generator components such as, secondary side nozzles (vent, drain, and instrumentation) exposed to secondary feedwater/ steam	Cracking due to stress corrosion cracking	Water Chemistry and One-Time Inspection or Inservice Inspection (IWB, IWC, and IWD).	No	R-36	IV.D2-9
85	BWR/ PWR	Nickel alloy piping, piping components, and piping elements exposed to air -- indoor uncontrolled (external)	None	None	NA - No AEM or AMP	RP-03	IV.E-1
86	BWR/ PWR	Stainless steel piping, piping components, and piping elements exposed to air -- indoor uncontrolled (External); air with borated water leakage; concrete; gas	None	None	NA - No AEM or AMP	RP-04 RP-05 RP-06 RP-07	IV.E-2 IV.E-3 IV.E-4 IV.E-5

Table 1. Summary of Aging Management Programs for the Reactor Coolant System Evaluated in Chapter IV of the GALL Report

ID	Type	Component	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Programs	Further Evaluation Recommended	Related Generic Item	Unique Item
87	BWR/ PWR	Steel piping, piping components, and piping elements in concrete	None	None	NA - No AEM or AMP	RP-01	IV.E-6

ANEXO 2

NUREG-1801 (GALL), Volumen 2, Tabla IV.A.1 (vasija).

(7 hojas: páginas IV.A1-2 a IV.A1-8)

IV REACTOR VESSEL, INTERNALS, AND REACTOR COOLANT SYSTEM
A1 Reactor Vessel (BWR)

Item	Link	Structure and/or Component	Material	Environment	Aging Effect/ Mechanism	Aging Management Program (AMP)	Further Evaluation
IV.A1-1 (R-68)	IV.A1.4-a	Nozzle safe ends (and associated welds) High pressure core spray Low pressure core spray Control rod drive return line Recirculating water Low pressure coolant injection or RHR injection mode	Stainless steel; nickel alloy	Reactor coolant	Cracking/ stress corrosion cracking and intergranular stress corrosion cracking	Chapter XI.M7, "BWR Stress Corrosion Cracking," and Chapter XI.M2, "Water Chemistry," for BWR water	No
IV.A1-2 (R-66)	IV.A1.3-c	Nozzles Control rod drive return line	Steel (with or without stainless steel cladding)	Reactor coolant	Cracking/ cyclic loading	Chapter XI.M6, "BWR Control Rod Drive Return Line Nozzle"	No
IV.A1-3 (R-65)	IV.A1.3-b	Nozzles Feedwater	Steel (with or without stainless steel cladding)	Reactor coolant	Cracking/ cyclic loading	Chapter XI.M5, "BWR Feedwater Nozzle"	No

IV REACTOR VESSEL, INTERNALS, AND REACTOR COOLANT SYSTEM							
A1 Reactor Vessel (BWR)							
Item	Link	Structure and/or Component	Material	Environment	Aging Effect/ Mechanism	Aging Management Program (AMP)	Further Evaluation
IV.A1-4 (R-67)	IV.A1.3-e	Nozzles Low pressure coolant injection or RHR injection mode	Steel	Reactor coolant and neutron flux	Loss of fracture toughness/ neutron irradiation embrittlement	Neutron irradiation embrittlement is a time-limited aging analysis (TLAA) to be evaluated for the period of extended operation for all ferritic materials that have a neutron fluence greater than $1E17$ n/cm ² (E > 1 MeV) at the end of the license renewal term. In accordance with approved BWRVIP-74, the TLAA is to evaluate the impact of neutron embrittlement on: (a) the adjusted reference temperature values used for calculation of the plant's pressure-temperature limits, (b) the need for inservice inspection of circumferential welds, and (c) the Charpy upper shelf energy or the equivalent margins analyses performed in accordance with 10 CFR Part 50, Appendix G. The applicant may choose to demonstrate that the materials of the nozzles are not controlling for the TLAA evaluations. See the Standard Review Plan, Section 4.2 "Reactor Vessel Neutron Embrittlement" for acceptable methods for meeting the requirements of 10 CFR 54.21(c).	Yes. TLAA

IV REACTOR VESSEL, INTERNALS, AND REACTOR COOLANT SYSTEM							
A1 Reactor Vessel (BWR)							
Item	Link	Structure and/or Component	Material	Environment	Aging Effect/ Mechanism	Aging Management Program (AMP)	Further Evaluation
IV.A1-5 (R-69)	IV.A1.5-a	Penetrations Control rod drive stub tubes Instrumentation Jet pump instrument Standby liquid control Flux monitor Drain line	Stainless steel; nickel alloy	Reactor coolant	Cracking/ stress corrosion cracking, intergranular stress corrosion cracking, cyclic loading	Chapter XI.M8, "BWR Penetrations," and Chapter XI.M2, "Water Chemistry," for BWR water	No
IV.A1-6 (R-70)	IV.A1.7-a	Pressure vessel support skirt and attachment welds	Steel	Air - indoor uncontrolled	Cumulative fatigue damage/ fatigue	Fatigue is a time-limited aging analysis (TLAA) to be evaluated for the period of extended operation. See the Standard Review Plan, Section 4.3 "Metal Fatigue," for acceptable methods for meeting the requirements of 10 CFR 54.21(c)(1).	Yes, TLAA

IV REACTOR VESSEL, INTERNALS, AND REACTOR COOLANT SYSTEM							
Item	Link	Structure and/or Component	Material	Environment	Aging Effect/ Mechanism	Aging Management Program (AMP)	Further Evaluation
IV.A1-7 (R-04)	IV.A1.3-a IV.A1.3-d IV.A1.5-b IV.A1.2-a IV.A1.2-b IV.A1.2-b IV.A1.3-d IV.A1.4-b IV.A1.1-b IV.A1.5-b IV.A1.2-a IV.A1.5-b IV.A1.5-b IV.A1.6-a IV.A1.5-b IV.A1.2-b IV.A1.2-b	Reactor vessel components: Flanges; Nozzles; Penetrations; Safe ends; Thermal sleeves; Vessel shells, heads and welds	Steel; stainless steel; steel with nickel-alloy or stainless steel steel cladding; nickel-nickel alloy	Reactor coolant	Cumulative fatigue damage/ fatigue	Fatigue is a time-limited aging analysis (TLAA) to be performed for the period of extended operation, and, for Class 1 components, environmental effects on fatigue are to be addressed. See the Standard Review Plan, Section 4.3 "Metal Fatigue," for acceptable methods for meeting the requirements of 10 CFR 54.21(c)(1).	Yes, TLAA
IV.A1-8 (RP-25)	IV.A1.	Reactor Vessel: Flanges, nozzles, penetrations; safe ends; vessel shells, heads and welds	Stainless steel; steel with nickel-alloy or stainless steel cladding; nickel-nickel alloy	Reactor Coolant	Loss of material/pitting and crevice corrosion	Chapter XI.M2, "Water Chemistry," for BWR water The AMP is to be augmented by verifying the effectiveness of water chemistry control. See Chapter XI.M32, "One-Time Inspection," for an acceptable verification program.	Yes, detection of aging effects is to be evaluated

IV REACTOR VESSEL, INTERNALS, AND REACTOR COOLANT SYSTEM
 A1 Reactor Vessel (BWR)

Item	Link	Structure and/or Component	Material	Environment	Aging Effect/ Mechanism	Aging Management Program (AMP)	Further Evaluation
IV.A1-9 (R-60)	IV.A1.1-c	Top head enclosure Closure studs and nuts	High-strength low alloy steel Maximum tensile strength < 1172 MPa (<170 ksi)	Air with reactor coolant leakage	Cracking/ stress corrosion cracking and intergranular stress corrosion cracking	Chapter XI.M3, "Reactor Head Closure Studs"	No
IV.A1-10 (R-61)	IV.A1.1-d	Top head enclosure Vessel flange leak detection line	Stainless steel; nickel alloy	Air with reactor coolant leakage (Internal) or Reactor Coolant	Cracking/ stress corrosion cracking and intergranular stress corrosion cracking	A plant-specific aging management program is to be evaluated because existing programs may not be capable of mitigating or detecting crack initiation and growth due to SCC in the vessel flange leak detection line.	Yes, plant-specific
IV.A1-11 (R-59)	IV.A1.1-a	Top head enclosure (without cladding) Top head Nozzles (vent, top head spray or RCIC, and spare)	Steel	Reactor coolant	Loss of material/ general, pitting, and crevice corrosion	Chapter XI.M2, "Water Chemistry," for BWR water The AMP is to be augmented by verifying the effectiveness of water chemistry control. See Chapter XI.M32, "One-Time Inspection," for an acceptable verification program.	Yes, detection of aging effects is to be evaluated
IV.A1-12 (R-64)	IV.A1.2-e	Vessel shell Attachment welds	Stainless steel; nickel alloy	Reactor coolant	Cracking/ stress corrosion cracking and intergranular stress corrosion cracking	Chapter XI.M4, "BWR Vessel ID Attachment Welds," and Chapter XI.M2, "Water Chemistry," for BWR water	No

IV REACTOR VESSEL, INTERNALS, AND REACTOR COOLANT SYSTEM							
A1 Reactor Vessel (BWR)							
Item	Link	Structure and/or Component	Material	Environment	Aging Effect/ Mechanism	Aging Management Program (AMP)	Further Evaluation
IV.A1-13 (R-62)	IV.A1.2-c	Vessel shell Intermediate beltline shell Beltline welds	Steel (with or without stainless steel cladding)	Reactor coolant and neutron flux	Loss of fracture toughness/ neutron irradiation embrittlement	Neutron irradiation embrittlement is a time dependent aging mechanism to be evaluated for the period of extended operation for all ferritic materials that have a neutron fluence greater than $1E17 \text{ n/cm}^2$ ($E > 1 \text{ MeV}$) at the end of the license renewal term. Aspects of this evaluation may involve a TLAA. In accordance with approved BWRVIP-74, the TLAA is to evaluate the impact of neutron embrittlement on: (a) the adjusted reference temperature values used for calculation of the plant's pressure-temperature limits, (b) the need for inservice inspection of circumferential welds, and (c) the Charpy upper shelf energy or the equivalent margins analyses performed in accordance with 10 CFR Part 50, Appendix G. Additionally, the applicant is to monitor axial beltline weld embrittlement. One acceptable method is to determine that the mean RT_{NDT} of the axial beltline welds at the end of the extended period of operation is less than the value specified by the staff in its March 7, 2000 letter (ADAMS ML031430372). See the Standard Review Plan, Section 4.2 "Reactor Vessel Neutron Embrittlement" for acceptable methods for meeting the requirements of 10 CFR 54.21(c).	Yes. TLAA

IV REACTOR VESSEL, INTERNALS, AND REACTOR COOLANT SYSTEM							
A1 Reactor Vessel (BWR)							
Item	Link	Structure and/or Component	Material	Environment	Aging Effect/ Mechanism	Aging Management Program (AMP)	Further Evaluation
IV.A1-14 (R-63)	IV.A1.2-d	Vessel shell Intermediate beltline shell Beltline welds	Steel (with or without stainless steel cladding)	Reactor coolant and neutron flux	Loss of fracture toughness/ neutron irradiation embrittlement	Chapter XI.M31, "Reactor Vessel Surveillance"	No

ANEXO 3

NUREG-1801 (GALL), Volumen 2, Tabla IV.B.1 (internos).

(7 hojas: páginas IV.B1-2 a IV.B1-8)

IV REACTOR VESSEL, INTERNALS, AND REACTOR COOLANT SYSTEM							
B1 Reactor Vessel Internals (BWR)							
Item	Link	Structure and/or Component	Material	Environment	Aging Effect/ Mechanism	Aging Management Program (AMP)	Further Evaluation
IV.B1-1 (R-92)	IV.B1.1-a	Core shroud (including repairs) and core plate Core shroud (upper, central, lower)	Stainless steel	Reactor coolant	Cracking/ stress corrosion cracking, intergranular stress corrosion cracking, irradiation-assisted stress corrosion cracking	Chapter XI.M9, "BWR Vessel Internals," for core shroud and Chapter XI.M2, "Water Chemistry" for BWR water	No
IV.B1-2 (R-96)	IV.B1.1-f	Core shroud (including repairs) and core plate Shroud support structure (shroud support cylinder, shroud support plate, shroud support legs)	Nickel alloy	Reactor coolant	Cracking/ stress corrosion cracking, intergranular stress corrosion cracking, irradiation-assisted stress corrosion cracking	Chapter XI.M9, "BWR Vessel Internals," for shroud support and Chapter XI.M2, "Water Chemistry," for BWR water	No
IV.B1-3 (R-97)	IV.B1.1-g	Core shroud and core plate LPCI coupling	Stainless steel	Reactor coolant	Cracking/ stress corrosion cracking, intergranular stress corrosion cracking, irradiation-assisted stress corrosion cracking	Chapter XI.M9, "BWR Vessel Internals," for the LPCI coupling and Chapter XI.M2, "Water Chemistry," for BWR water	No

IV REACTOR VESSEL, INTERNALS, AND REACTOR COOLANT SYSTEM							
Item	Link	Structure and/or Component	Material	Environment	Aging Effect/ Mechanism	Aging Management Program (AMP)	Further Evaluation
IV.B1-4 (R-95)	IV.B1.1-e	Core shroud and core plate Access hole cover (mechanical covers)	Nickel alloy	Reactor coolant	Cracking/ stress corrosion cracking, intergranular stress corrosion cracking, irradiation-assisted stress corrosion cracking	Chapter XI.M1, "ASME Section XI Inservice Inspection, Subsections IWB, IWC, and IWD," for Class 1 components and Chapter XI.M2, "Water Chemistry," for BWR water	No
IV.B1-5 (R-94)	IV.B1.1-d	Core shroud and core plate Access hole cover (welded covers)	Nickel alloy	Reactor coolant	Cracking/ stress corrosion cracking, intergranular stress corrosion cracking, irradiation-assisted stress corrosion cracking	Chapter XI.M1, "ASME Section XI Inservice Inspection, Subsections IWB, IWC, and IWD," for Class 1 components and Chapter XI.M2, "Water Chemistry," for BWR water Because cracking initiated in crevice regions is not amenable to visual inspection, for BWRs with a crevice in the access hole covers, an augmented inspection is to include ultrasonic testing (UT) or other demonstrated acceptable inspection of the access hole cover welds.	No
IV.B1-6 (R-93)	IV.B1.1-b	Core shroud and core plate Core plate Core plate bolts (used in early BWRs)	Stainless steel	Reactor coolant	Cracking/ stress corrosion cracking, intergranular stress corrosion cracking, irradiation-assisted stress corrosion cracking	Chapter XI.M9, "BWR Vessel Internals," for core plate and Chapter XI.M2, "Water Chemistry" for BWR water	No

IV REACTOR VESSEL, INTERNALS, AND REACTOR COOLANT SYSTEM							
B1 Reactor Vessel Internals (BWR)							
Item	Link	Structure and/or Component	Material	Environment	Aging Effect/ Mechanism	Aging Management Program (AMP)	Further Evaluation
IV.B1-7 (R-99)	IV.B1.3-a	Core spray lines and spargers Core spray lines (headers) Spray rings Spray nozzles Thermal sleeves	Stainless steel	Reactor coolant	Cracking/ stress corrosion intergranular stress corrosion cracking, irradiation-assisted stress corrosion cracking	Chapter XI.M9, "BWR Vessel Internals," for core spray internals and Chapter XI.M2, "Water Chemistry," for BWR water	No
IV.B1-8 (R-104)	IV.B1.5-c	Fuel supports and control rod drive assemblies Control rod drive housing	Stainless steel	Reactor coolant	Cracking/ stress corrosion cracking and intergranular stress corrosion cracking	Chapter XI.M9, "BWR Vessel Internals," for lower plenum and Chapter XI.M2, "Water Chemistry," for BWR water	No
IV.B1-9 (R-103)	IV.B1.5-a	Fuel supports and control rod drive assemblies Orificed fuel support	Cast austenitic stainless steel	Reactor coolant >250°C (>482°F) and neutron flux	Loss of fracture toughness/ thermal aging and neutron irradiation embrittlement	Chapter XI.M13, "Thermal Aging and Neutron Irradiation Embrittlement of Cast Austenitic Stainless Steel (CASS)"	No

IV B1 REACTOR VESSEL, INTERNALS, AND REACTOR COOLANT SYSTEM Reactor Vessel Internals (BWR)							
Item	Link	Structure and/or Component	Material	Environment	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Program (AMP)	Further Evaluation
IV.B1-10 (R-105)	IV.B1.6-a	Instrumentation Intermediate range monitor (IRM) dry tubes Source range monitor (SRM) dry tubes Incore neutron flux monitor guide tubes	Stainless steel	Reactor coolant	Cracking/ stress corrosion cracking, intergranular stress corrosion cracking, irradiation-assisted stress corrosion cracking	Chapter XI.M9, "BWR Vessel Internals," for lower plenum and Chapter XI.M2, "Water Chemistry," for BWR water	No
IV.B1-11 (R-101)	IV.B1.4-c	Jet pump assemblies Castings	Cast austenitic stainless steel	Reactor coolant >250°C (>482°F) and neutron flux	Loss of fracture toughness/ thermal aging and neutron irradiation embrittlement	Chapter XI.M13, "Thermal Aging and Neutron Irradiation Embrittlement of Cast Austenitic Stainless Steel (CASS)"	No
IV.B1-12 (R-102)	IV.B1.4-d	Jet pump assemblies Jet pump sensing line	Stainless steel	Reactor coolant	Cracking/ cyclic loading	A plant-specific aging management program is to be evaluated.	Yes, plant-specific

IV REACTOR VESSEL, INTERNALS, AND REACTOR COOLANT SYSTEM							
B1 Reactor Vessel Internals (BWR)							
Item	Link	Structure and/or Component	Material	Environment	Aging Effect/ Mechanism	Aging Management Program (AMP)	Further Evaluation
IV.B1-13 (R-100)	IV.B1.4-a	Jet pump assemblies Thermal sleeve Inlet header Riser brace arm Holddown beams Inlet elbow Mixing assembly Diffuser Castings	Nickel alloy; stainless steel	Reactor coolant	Cracking/ stress corrosion cracking; intergranular stress corrosion cracking; irradiation-assisted stress corrosion cracking	Chapter XI.M9, "BWR Vessel Internals," for jet pump assembly and Chapter XI.M2, "Water Chemistry," for BWR water	No
IV.B1-14 (R-53)	IV.B1.6-b IV.B1.3-b IV.B1.4-b IV.B1.2-b IV.B1.5-b IV.B1.1-c	Reactor vessel internals components	Stainless steel; nickel alloy	Reactor coolant	Cumulative fatigue damage/ fatigue	Fatigue is a time-limited aging analysis (TLAA) to be evaluated for the period of extended operation. See the Standard Review Plan, Section 4.3 "Metal Fatigue," for acceptable methods for meeting the requirements of 10 CFR 54.21(c)(1).	Yes, TLAA
IV.B1-15 (RP-26)	IV.B1.	Reactor vessel internals components	Stainless steel; nickel alloy	Reactor coolant	Loss of material/ pitting and crevice corrosion	Chapter XI.M1, "ASME Section XI Inservice Inspection, Subsections IWB, IWC, and IWD," for Class 1 components and Chapter XI.M2, "Water Chemistry" for BWR water	No
IV.B1-16 (RP-18)	IV.B1.	Steam Dryers	Stainless steel	Reactor coolant	Cracking/ flow-induced vibration	A plant-specific aging management program is to be evaluated.	Yes, plant-specific

IV REACTOR VESSEL, INTERNALS, AND REACTOR COOLANT SYSTEM							
B1 Reactor Vessel Internals (BWR)							
Item	Link	Structure and/or Component	Material	Environment	Aging Effect/ Mechanism	Aging Management Program (AMP)	Further Evaluation
IV.B1-17 (R-98)	IV.B1.2-a	Top guide	Stainless steel	Reactor coolant	Cracking/ stress corrosion cracking, intergranular stress corrosion cracking, irradiation-assisted stress corrosion cracking	Chapter XI.M9, "BWR Vessel Internals," No for top guide and Chapter XI.M2, "Water Chemistry," for BWR water. Additionally, for top guides with neutron fluence exceeding the IASCC threshold (5E20, E>MeV) prior to the period of extended operation, inspect five percent (5%) of the top guide locations using enhanced visual inspection technique, EVT-1 within six years after entering the period of extended operation. An additional 5% of the top guide locations will be inspected within twelve years after entering the period of extended operation. Alternatively, if the neutron fluence for the limiting top guide location is projected to exceed the threshold for IASCC after entering the period of extended operation, inspect 5% of the top guide locations (EVT-1) within six years after the date projected for exceeding the threshold. An additional 5% of the top guide locations will be inspected within twelve years after the date projected for exceeding the threshold. The top guide inspection locations are those that have high neutron fluences exceeding the IASCC threshold.	No

IV REACTOR VESSEL, INTERNALS, AND REACTOR COOLANT SYSTEM							
B1 Reactor Vessel Internals (BWR)							
Item	Link	Structure and/or Component	Material	Environment	Aging Effect/Mechanism	Aging Management Program (AMP)	Further Evaluation
						The extent and frequency of examination of the top guide is similar to the examination of the control rod drive housing guide tube in BWRVIP-47.	

ANEXO 4

CNSMG, Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento (PIEGE), Tabla 3.1.2-1.a (vasija).

(16 hojas: páginas 3-60 a 3-75)

TABLA : 3.1.2-1.a (1/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
ANILLOS DENTRO ZONA BELTLINE (4.5.6 y 7)	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Agua del reactor	Interno	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Irradiación	PGE-21: Vigilancia de la vasija del reactor	IV.A1-13 (R-63)	3.1-1.7	A
					Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AEFT-2.1	No aplicable	No aplicable	H,2
				Interno	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-04: Control químico del agua PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3	No aplicable	No aplicable	H,2
					No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	F,1,12
ANILLOS FUERA ZONA BELTLINE (3.8.9 y 10)	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Agua del reactor	Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3 PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	H,2
					Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AEFT-2.1	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo	Nitrógeno/aire en contención	No aplicable	No aplicable	No aplicable	F,1,12
					Nitrógeno/aire en contención	No aplicable	No aplicable	No aplicable	F,1,12

TABLA 3.1.2-1.a (2/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASAJA DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
BRIDA DE LA VASIJA Y BRIDA DE LA TAPA DE LA VASIJA	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Agua del reactor	Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3 PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	F,2,4
				Interno	Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AEFT-2.1	IV.A1-6 (R-04)	3.1-1.2	A
			Nitrogeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable
BRIDAS TOBERAS - ACERO INOXIDABLE	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Interno	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-04: Control químico del agua PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3	No aplicable	No aplicable	F,2
				Interno	Agrietamiento - Fatiga	PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3	IV.A1-6 (R-04)	3.1-1.2	E
			Nitrogeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable

TABLA: 3.1.2-1.a (3/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
FONDO DE LA VASIJA Y SEGMENTOS ESFERICOS DEL FONDO DE LA VASIJA	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Agua del reactor	Interno	Agrietamiento - Fatiga	AFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c) . Ver AFT-2.1	IV.A1-6 (R-04)	3.1-1.2	A
				Interno	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-04: Control químico del agua PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3	No aplicable	No aplicable	H,2
			Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	F, 1, 14, 2
PARTE SUPERIOR, INFERIOR Y BRIDA SOPORTE DEL FALDON DE LA VASIJA	SOPC	Acero al carbono	Nitrógeno/aire en contención	Externo	Agrietamiento - Fatiga	AFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c) . Ver AFT-2.1	IV.A1-7 (R-70)	3.1-1.1	A
			Nitrógeno / aire en contención	Interno	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	G, 1, 2
PENETRACIONES MEDICION NUCLEO TAPONADAS DENTRO DE VASIJA	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-09: Penetraciones a vasija	IV.A1-5 (R-69)	3.1-1.31	B
				Externo	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-09: Penetraciones a vasija PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	H,2

TABLA : 3.1.2-1.a (4/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
PENETRACIONES MEDICION NUCLEO TAPONADAS FUERA DE VASIJA	EPRE	Acero inoxidable	Nitrógeno / aire en contención	Externo / Interno	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	G,1,2
PERNOS DE LA TAPA DE LA VASIJA (56)	EPRE	Acero al carbono	Nitrógeno/aire en contención	Externo	Agrietamiento - Fatiga	PGE-42: Programa de inspección de pernos de la tapa de la vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
SAFE END - ACERO AL CARBONO	EPRE	Acero al carbono	Agua del reactor	Interno	Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c) . Ver AEFT-2.1 y 2.4 PGE-01: Programa de gestión de la fatiga en la barrera de presión	IV.A1-6 (R-04)	3.1-1.2	E
				Interno	Pérdida de Material - Corrosión General - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3 PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	F,2,3
			Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	F,1,2,3
SAFE END - ACERO INOXIDABLE	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Interno	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-08: Corrosión bajo tensión en BWR PGE-07: Tobera de la línea de retorno de los CRD	IV.A1-1 (R-68)	3.1-1.32	B

TABLA : 3.1.2-1.a (5/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
SAFE END - ACERO INOXIDABLE	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Interno	Agrietamiento - Fatiga	AFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AFT-2.1, 2.2, 2.3, 2.4 y 2.5. PGE-01: Programa de gestión de la fatiga en la barrera de presión	IV.A1-6 (R-04)	3.1-1.2	E
				Interno	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3 PGE-04: Control químico del agua	IV.C1-1 (R-03)	3.1-1.9	B
				Interno	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3 PGE-04: Control químico del agua PGE-07: Tobera de la línea de retorno de los CRD	No aplicable	No aplicable	H,2
			Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	IV.E-3 (RP-04)	3.1-1.7.1	A

TABLA : 3.1.2-1.a (6/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
SOPORTES DE LAS BARRAS GUIA (GUIDE ROD BRACKETS) (2)	SOPN	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-05: Conexiones soldadas ("attachments") al interior de la vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
SOPORTES DE LAS LINEAS DEL CORE SPRAY (4)	SOPC	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-05: Conexiones soldadas ("attachments") al interior de la vasija	IV.A1-11 (R-64)	3.1-1.33	B
SOPORTES DE LOS ROCIADORES DE AGUA DE ALIMENTACION (8)	SOPN	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-05: Conexiones soldadas ("attachments") al interior de la vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-05: Conexiones soldadas ("attachments") al interior de la vasija	IV.A1-11 (R-64)	3.1-1.33	B
				Externo	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-05: Conexiones soldadas ("attachments") al interior de la vasija	No aplicable	No aplicable	H,2

TABLA: 3.1.2-1.a (7/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASAJA DEL REACTOR (RX)-VASAJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
SOPORTES DE LOS ROCIADORES DE AGUA DE ALIMENTACION (6)	SOPN	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-05: Conexiones soldadas ("attachments") al interior de la vasija	IV.A1-11 (R-64)	3.1-1.33	B
SOPORTES DE SUJECION DEL SECADOR DE VAPOR (HOLD-DOWN) (4)	SOPN	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-04: Control químico del agua PGE-05: Conexiones soldadas ("attachments") al interior de la vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
SOPORTES DEL BASTIDOR DEL PROG.VIGILANCIA (6)	SOPN	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-05: Conexiones soldadas ("attachments") al interior de la vasija	IV.A1-11 (R-64)	3.1-1.33	B

TABLA : 3.1.2-1.a (8/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
SOPORTES DEL BASTIDOR DEL PROG.VIGILANCIA (6)	SOPN	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-05: Conexiones soldadas ("attachments") al interior de la vasija PGE-04: Control químico del agua	IV.A1-11 (R-64)	3.1-1.33	B
SOPORTES DEL SECADOR DE VAPOR (4)	SOPN	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-04: Control químico del agua PGE-05: Conexiones soldadas ("attachments") al interior de la vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
TAPA DE LA VASIJAS Y SEGMENTOS ESFERICOS DE LA TAPA DE LA VASIJAS	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Agua del reactor	Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-05: Conexiones soldadas ("attachments") al interior de la vasija	IV.A1-11 (R-64)	3.1-1.33	B
				Interno	Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AEFT-2.1 PGE-01: Programa de gestión de la fatiga en la barrera de presión	IV.A1-6 (R-04)	3.1-1.2	E
				Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3 PGE-04: Control químico del agua	IV.A1-10 (R-59)	3.1-1.40	B

TABLA : 3.1.2-1.a (9/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
TAPA DE LA VASIJA Y SEGMENTOS ESFERICOS DE LA TAPA DE LA VASIJA	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	F,1,2,5
TOBERA N10 - VENTEO DE LA TAPA	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Agua del reactor	Interno	Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFRS4.21 (c). Ver AEFT-2.1	No aplicable	No aplicable	H,2
				Interno	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3 PGE-04: Control químico del agua	IV.A1-10 (R-59)	3.1-1.40	B
				Externo	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	F, 1,2
TOBERA N11 - RETORNO CRD'S 65°	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Agua del reactor	Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-07: Tobera de la línea de retorno de los CRD	No aplicable	No aplicable	H,2
				Interno	Agrietamiento - Fatiga	PGE-07: Tobera de la línea de retorno de los CRD AEFT evaluado de acuerdo con 10CFRS4.21 (c). Ver AEFT-2.1	IV.A1-2 (R-66)	3.1-1.36	E
				Externo	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	F,1,2

TABLA : 3.1.2-1.a (10/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
TOBERA N12 - DRENAJE FONDO VASIJA	EPRE	Acero al carbono	Agua del reactor	Interno	Arietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AEFT-2.1	IV.A1-6 (R-04)	3.1-1.2	A
			Nitrógeno/aire en contención						
TOBERA N5 - CONDENSADOR AISLAMIENTO	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Agua del reactor	Interno	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-04: Control químico del agua PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3	No aplicable	No aplicable	H,2
			Nitrógeno/aire en contención						
TOBERA N7 - PRESION DIFERENCIAL NUCLEO	EPRE	Acero inoxidable	Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	F,1,2
			Agua del reactor						

TABLA : 3.1.2-1.a (11/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
TOBERA N7 - PRESION DIFERENCIAL NUCLEO	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-09: Penetraciones a vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
						PGE-04: Control químico del agua PGE-09: Penetraciones a vasija	IV.A1-5 (R-69)	3.1-1.31	B
TOBERAS N1 - SALIDA RECIRCULACION (2)	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	IV.E-3 (RP-04)	3.1-1.71	A
						Agrietamiento - Fatiga	IV.A1-6 (R-04)	3.1-1.2	A
						Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	No aplicable	No aplicable	H,2
TOBERAS N13/N14 - FUGAS ALTA/BAJA PRESION	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-22: Inspecciones únicas	No aplicable	No aplicable	H,2,6
						Agrietamiento - Fatiga	IV.A1-6 (R-04)	3.1-1.2	E

TABLA : 3.1.2-1.a (12/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASAJA DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
TOBERAS N13/N14 - FUGAS ALTA/BAJA PRESION	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Interno	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-22: Inspecciones únicas	IV.A1-9 (R-61)	3.1-1.10	D,6
			Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	IV.E-3 (RP-04)	3.1-1.71	A
TOBERAS N15/N16- INSTRUMENTACION	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-09: Penetraciones a vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
			Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	IV.A1-5 (R-69)	3.1-1.31	B
TOBERAS N2 - ENTRADA RECIRCULACION (10)	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Agua del reactor	Interno	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-04: Control químico del agua PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3	No aplicable	No aplicable	H,2
			Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	IV.E-3 (RP-04)	3.1-1.71	A
				Interno	Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c) . Ver AEFT-2.3	IV.A1-6 (R-04)	3.1-1.2	A

TABLA : 3.1.2-1.a (13/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASAJA DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
TOBERAS N2 - ENTRADA RECIRCULACION (10)	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	F,1,2
TOBERAS N3 - SALIDA VAPOR PRINCIPAL (4)	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Agua del reactor	Interno	Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c) . Ver AEFT-2.1	IV.A1-6 (R-04)	3.1-1.2	A
				Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3 PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	H,2
			Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	F,1,2
TOBERAS N4 - AGUA ALIMENTACION (4)	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Agua del reactor	Interno	Agrietamiento - Fatiga	PGE-06: Toberas de agua de alimentación en vasija PGE-01: Programa de gestión de la fatiga en la barrera de presión	IV.A1-3 (R-65)	3.1-1.3Z	A,7
				Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-06: Toberas de agua de alimentación en vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
			Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	F,1,2

TABLA: 3.1.2-1.a (14/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
TOBERAS N6 - CORE SPRAY (2)	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Agua del reactor	Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	F,2,9
						PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3			
						PGE-01: Programa de gestión de la fatiga en la barrera de presión	IV.A1-6 (R-04)	3.1-1.2	A,13
TOBERAS N8 - INSTRUMENTACION ENFRIAMIENTO TAPA VASIJA (2)	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	F,1,2
						Agua del reactor	IV.A1-10 (R-59)	3.1-1.40	B
TOBERAS N9 - INSTRUMENTACION BOMBAS DE CHORRO (2)	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Nitrógeno/aire en contención	Externo	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3	IV.A1-6 (R-04)	3.1-1.2	A
						PGE-04: Control químico del agua			
						AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AEFT-2.1	No aplicable	No aplicable	F,1,2
			Agua del reactor	Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-03: Insp. en servicio de comp. clase 1, 2 y 3 PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	F,10,2

TABLA: 3.1.2-1.a (15/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Item GALL	Item Tabla 1	Notas
TOBERAS N9 - INSTRUMENTACION BOMBAS DE CHORRO (2)	EPRE	Acero aleado revestido con inoxidable	Agua del reactor	Interno	Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c) . Ver AEFT-2.1	IV.A1-6 (R-04)	3.1-1.2	A
			Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	No aplicable	No aplicable	F, 1, 2

Notas Estandar

- A Equivalente con GALL respecto a componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento. El PGE es equivalente al identificado en GALL.
- B Equivalente con GALL respecto a componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento. El PGE presenta diferencias frente al identificado en GALL.
- D Equivalente con GALL respecto a material, ambiente y efecto de envejecimiento, pero el componente no está considerado en GALL. El PGE presenta excepciones frente al identificado en GALL.
- E Equivalente con GALL respecto a material, ambiente y efecto de envejecimiento. El PGE es diferente al identificado en GALL.
- F El material no está identificado en GALL para el componente.
- G El ambiente no está identificado en GALL para el componente y material.
- H El efecto de envejecimiento no está identificado en GALL para la combinación componente, material y ambiente.

Notas Numéricas

- 1 No hay efectos de envejecimiento significativos para la combinación de material / ambiente. Las superficies del componente se encuentran a temperaturas superiores a 100 °C, por lo que no existirán acumulaciones permanentes de agua sobre las mismas

TABLA : 3.1.2-1.a (16/16)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX)-VASIJA

Notas Numéricas	
2	La identificación y evaluación de EERG aplicables a la combinación material-ambiente indicada se ha realizado de acuerdo con la documentación de referencia (EPRI 1003056, Ref. 3.12).
3	El componente corresponde a los Safe-end de acero al carbono de las toberas N3 y N4
4	El componente corresponde a las bridas de la vasija y la tapa y su material es acero al carbono revestido con acero inoxidable
5	El componente corresponde a la tapa de la vasija de acero aleado revestido de acero inoxidable
6	El componente corresponde a las toberas de la línea de fugas de la tapa de la vasija y su ambiente interno es agua del reactor
7	El agrietamiento por fatiga de las toberas de agua de alimentación se evalúa en los AEFT 2.4 y 2.16. El AEFT se resuelve mediante gestión del envejecimiento con los programas PGE-01 y PGE-06.
8	El componente corresponde a los Safe-end de acero inoxidable de la tobera N11
9	El componente corresponde a las toberas N6 de acero aleado revestido con inoxidable.
10	El componente corresponde a las toberas N9 de acero aleado revestido con inoxidable de las líneas de instrumentación de las bombas de chorro.
12	El componente corresponde con los anillos de acero aleado revestido con acero inoxidable que forman la vasija.
13	El agrietamiento por fatiga de las toberas de rociado del núcleo se evalúa en los AEFT 2.5 y 2.16. El AEFT se resuelve mediante gestión del envejecimiento con el programa PGE-01.
14	El componente corresponde al fondo de la vasija de acero aleado recubierto con acero inoxidable

ANEXO 5

CNSMG, Plan Integrado de Evaluación y Gestión del Envejecimiento (PIEGE), Tablas 3.1.2-1.b (internos).

(13 hojas: páginas 3-76 a 3-88)

TABLA : 3.1.2-1.b (1/13)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASAJA DEL REACTOR (RX-INTERNOS)

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
ALOJAMIENTOS DE LOS CRD'S DENTRO DE VASAJA	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-10: Internos de vasija PGE-04: Control químico del agua	IV.B1-8 (R-104)	3.1-1.34	B
				Externo	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
	EPRE	Acero inoxidable	Condensado (después de su tratamiento)	Interno	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-8 (R-104)	3.1-1.34	B
				Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
ALOJAMIENTOS DE LOS CRD'S FUERA DE VASAJA	EPRE	Acero inoxidable	Condensado (después de su tratamiento)	Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
				Interno	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-8 (R-104)	3.1-1.34	B
	EPRE	Acero inoxidable	Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	IV.E-3 (RP-04)	3.1-1.71	A

TABLA : 3.1.2-1.b (2/13)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX-INTERNOS)

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
ALOJAMIENTOS DE LOS IN-CORES DENTRO DE VASIJA	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo/ Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
ALOJAMIENTOS DE LOS IN-CORES FUERA DE VASIJA	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo/ Interno	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-10 (R-105)	3.1-1.35	B
				Interno	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
				Interno	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-10 (R-105)	3.1-1.35	B
			Nitrógeno/aire en contención	Externo	No aplicable	No aplicable	IV.E-3 (RP-04)	3.1-1.71	A
			Agua del reactor	Externo	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Irradiación	PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
BOCAS DE HOMBRE (ACCESS HOLE COVER) (2)	EPRE	Aleación de base níquel (Inconel)	Agua del reactor	Externo	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2

TABLA : 3.1.2-1.b (3/13)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX-INTERNOS)

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas						
BOCAS DE HOMBRE (ACCESS HOLE COVER) (2)	EPRE	Aleación de base níquel (Inconel)	Agua del reactor	Externo	Arietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-5 (R-94)	3.1-1.41	E,2						
										Externo	Arietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c) . Ver AEFT-2.8	No aplicable	No aplicable	H
CONJUNTO BOMBA DE CHORRO -ACERO INOXIDABLE	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo/ Interno	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Irradiación	PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2						
										Externo/ Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras - Desgaste	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
										Externo/ Interno	Arietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-13 (R-100)	3.1-1.35	B
CONJUNTO BOMBA DE CHORRO -ALEACION BASE NIQUEL	EPRE	Aleación de base níquel (Inconel)	Agua del reactor	Externo/ Interno	Arietamiento - Fatiga	PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-12 (R-102)	3.1-1.17	A						
										Externo/ Interno	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Irradiación	PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2

TABLA : 3.1.2-1.b (4/13)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIA DEL REACTOR (RX-INTERNOS)

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
CONJUNTO BOMBA DE CHORRO -ALEACION BASE NIQUEL	EPRE	Aleación de base níquel (Inconel)	Agua del reactor	Externo/ Interno	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-13 (R-100)	3.1-1.35	B
				Externo/ Interno	Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AEFT-2.10	No aplicable	No aplicable	H
				Externo	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
CONJUNTO BOMBA DE CHORRO -FUNDICION ACERO INOXIDABLE	EPRE	Fundición de acero inoxidable	Agua del reactor	Externo/ Interno	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Irradiación - Frag. Térmica	PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-11 (R-101)	3.1-1.43	E
				Externo/ Interno	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-10: Internos de vasija PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo/ Interno	Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AEFT-2.10	No aplicable	No aplicable	H,2
LINEAS, ROCIADORES Y ABRAZADERAS DEL CORE SPRAY	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo/ Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2

TABLA : 3.1.2-1.b (5/13)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIA DEL REACTOR (RX-INTERNOS)

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
LINEAS, ROCIADORES Y ABRAZADERAS DEL CORE SPRAY	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo/ Interno	Arietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR64.21 (c) . Ver AEFT-2.5	IV.B1-14 (R-53)	3.1-1.1	A
PIEZA SOPORTE COMBUSTIBLE PERIFERICA (12)	SOPC	Fundición de acero inoxidable	Agua del reactor	Externo/ Interno	Arietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-10: Internos de vasija PGE-04: Control químico del agua	IV.B1-7 (R-99)	3.1-1.35	B
				Externo/ Interno	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Térmica - Frag. Irradiación	PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-9 (R-103)	3.1-1.43	E,2
				Externo/ Interno	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-10: Internos de vasija PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	H,2
PIEZAS SOPORTE COMBUSTIBLE	SOPC	Fundición de acero inoxidable	Agua del reactor	Externo/ Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo/ Interno	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Térmica - Frag. Irradiación	PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-9 (R-103)	3.1-1.43	E,2

TABLA : 3.1.2-1.b (6/13)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIA DEL REACTOR (RX-INTERNOS)

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
SECADOR DE VAPOR	SOPN	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo/ Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-10: Interomos de vasija PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	H,2
SHROUD (ESCUDO DEL NUCLEO) - ACERO INOXIDABLE	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo/ Interno	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA - Fatiga	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Interomos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
SHROUD (ESCUDO DEL NUCLEO) - ALEACION BASE NIQUEL	EPRE	Aleación de base níquel (Inconel)	Agua del reactor	Externo/ Interno	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Interomos de vasija	IV.B1-1 (R-92)	3.1-1.35	B
				Externo/ Interno	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Irradiación	PGE-10: Interomos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo/ Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Interomos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo/ Interno	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Irradiación	PGE-10: Interomos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo/ Interno	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-10: Interomos de vasija PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	H,2

TABLA : 3.1.2-1.b.(7/13)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASAJA DEL REACTOR (RX-INTERNOS)

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
SHROUD (ESCUDO DEL NUCLEO) - ALEACION BASE NIQUEL	EPRE	Aleación de base níquel (Inconel)	Agua del reactor	Externo/ Interno	Agnietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-10: Internos de vasija PGE-04: Control químico del agua	IV.B1-2 (R-96)	3.1-1.35	A
SOPORTE DEL SHROUD - ACERO INOXIDABLE	SOPC	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-10: Internos de vasija PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Irradiación	PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo	Agnietamiento - Fatiga	AFFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c) . Ver AEFT-2.8	IV.B1-14 (R-53)	3.1-1.1	A
				Externo	Agnietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-1 (R-92)	3.1-1.35	A
SOPORTE DEL SHROUD - ALEACION BASE NIQUEL	SOPC	Aleación de base níquel (Inconel)	Agua del reactor	Externo	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Irradiación	PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2

TABLA : 3.1.2-1.b (8/13)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX-INTERNOS)

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
SOPORTE DEL SHROUD - ALEACION BASE NIQUEL	SOPC	Aleación de base níquel (Inconel)	Agua del reactor	Externo	Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AEFT-2.8	IV.B1-14 (R-53)	3.1-1.1	A
SOPORTE INFERIOR DEL NUCLEO (CORE PLATE) - ACERO INOXIDABLE	IESN	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-2 (R-96)	3.1-1.35	B
				Externo	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Irradiación	PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo	Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AEFT-2.8	IV.B1-14 (R-53)	3.1-1.1	A
				Externo	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-10: Internos de vasija PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-6 (R-93)	3.1-1.35	B
SOPORTE SUPERIOR DEL NUCLEO (TOP GUIDE) - ACERO INOXIDABLE	IESN	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-10: Internos de vasija PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	H,2

TABLA: 3.1.2-1.b (9/13)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX-INTERNOS)

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
SOPORTE SUPERIOR DEL NUCLEO (TOP GUIDE) - ACERO INOXIDABLE	IESN	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Irradiación	PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-16 (R-98)	3.1-1.35	B
				Externo	Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AEFT-2.8	IV.B1-14 (R-53)	3.1-1.1	A
SOPORTE SUPERIOR DEL NUCLEO (TOP GUIDE) - ALEACION BASE NIQUEL	IESN	Aleación de base níquel (Inconel)	Agua del reactor	Externo	Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AEFT-2.8	IV.B1-14 (R-53)	3.1-1.1	A
				Externo	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Irradiación	PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	F,2
				Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	F,2
Externo	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	F,2				

TABLA 3.1.2-1.b (10/13)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIJAS DEL REACTOR (RX-INTERNOS)

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
STUB TUBES (97)	EPRE	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Agrietamiento - Fatiga	AFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AFT-2.1	IV.B1-14 (R-53)	3.1-1.1	A
				Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-36: Control de las penetraciones de los CRDs en la vasija	IV.B1-8 (R-104)	3.1-1.34	E
				Externo	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-36: Control de las penetraciones de los CRDs en la vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
			Nitrógeno/aire en contención	Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-36: Control de las penetraciones de los CRDs en la vasija	No aplicable	No aplicable	G,2
			Nitrógeno/aire en contención	Interno	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-36: Control de las penetraciones de los CRDs en la vasija	No aplicable	No aplicable	G,2
			Agua del reactor	Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-10: Internos de vasija PGE-04: Control químico del agua	IV.B1-1 (R-92)	3.1-1.35	B
TIRANTE DEL SHROUD - ACERO INOXIDABLE	SOPC	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Irradiación	PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2

TABLA : 3.1.2-1.b (11/13)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASAJA DEL REACTOR (RX-INTERNOS)

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
TIRANTE DEL SHROUD - ACERO INOXIDABLE	SOPC	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo	Agrietamiento - Fatiga	AFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c) . Ver AFT-2.9	IV.B1-14 (R-53)	3.1-1.1	A
TIRANTE DEL SHROUD - ALEACION BASE NIQUEL	SOPC	Aleación de base niquel (Inconel)	Agua del reactor	Externo	Agrietamiento - Fatiga	AFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c) . Ver AFT-2.9	IV.B1-14 (R-53)	3.1-1.1	A
				Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-2 (R-96)	3.1-1.35	A
				Externo	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
TUBOS GUJA DE LAS BARRAS DE CONTROL - ACERO INOXIDABLE	SOPC	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Irradiación	PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2
				Interno/ Externo	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	H,2

TABLA : 3.1.2-1.b.(12/13)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASIA DEL REACTOR (RX-INTERNOS)

Tipo de Componente	Función propia	Material	Ambiente	Tipo Ambiente	EERG	Programa	Ítem GALL	Ítem Tabla 1	Notas
TUBOS GUIA DE LAS BARRAS DE CONTROL - ACERO INOXIDABLE	SOPC	Acero inoxidable	Agua del reactor	Interno/ Externo	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-8 (R-104)	3.1-1.34	B
TUBOS GUIA DE LAS BARRAS DE CONTROL - FUNDICIÓN ACERO INOXIDABLE	SOPC	Fundición de acero inoxidable	Agua del reactor	Interno/ Externo	Reducción Resistencia a Fractura - Frag. Térmica	PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	F,11,2
TUBOS GUIA DE LOS IN-CORES	SOPC	Acero inoxidable	Agua del reactor	Externo/ Interno	Pérdida de Material - Corrosión Intersticial - Corrosión Picaduras	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	No aplicable	No aplicable	F,11,2
				Externo/ Interno	Pérdida de Material - Corrosión Picaduras - Corrosión Intersticial	PGE-10: Internos de vasija PGE-04: Control químico del agua	No aplicable	No aplicable	H,2
				Externo/ Interno	Agrietamiento - Corrosión Bajo Tensión / IGA	PGE-04: Control químico del agua PGE-10: Internos de vasija	IV.B1-10 (R-105)	3.1-1.35	B
				Externo/ Interno	Agrietamiento - Fatiga	AEFT evaluado de acuerdo con 10CFR54.21 (c). Ver AEFT-2.17	IV.B1-14 (R-53)	3.1-1.1	A

TABLA : 3.1.2-1.b (13/13)

RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN DEL ENVEJECIMIENTO - SISTEMA DE LA VASAJA DEL REACTOR (RX-INTERNOS)

Notas Estandar

- A Equivalente con GALL respecto a componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento. El PGE es equivalente al identificado en GALL.
- B Equivalente con GALL respecto a componente, material, ambiente y efecto de envejecimiento. El PGE presenta diferencias frente al identificado en GALL.
- E Equivalente con GALL respecto a material, ambiente y efecto de envejecimiento. El PGE es diferente al identificado en GALL.
- F El material no está identificado en GALL para el componente.
- H El efecto de envejecimiento no está identificado en GALL para la combinación componente, material y ambiente.

Notas Numéricas

- 11 El componente corresponde a la parte de fundición de acero inoxidable de los tubos guía de las barras de control
- 2 La identificación y evaluación de EERG aplicables a la combinación material-ambiente indicada se ha realizado de acuerdo con la documentación de referencia (EPRI 1003056, Ref. 3.12).