

Guía de Seguridad 1.17

Aplicación de técnicas informadas por el riesgo a la inspección en servicio (ISI) de tuberías

CSN

Colección Guías de Seguridad del CSN

- 1 Reactores de Potencia y Centrales Nucleares
- 2 Reactores de Investigación y Conjuntos Subcríticos
- 3 Instalaciones del Ciclo del Combustible
- 4 Vigilancia Radiológica Ambiental
- 5 Instalaciones y Aparatos Radiactivos
- 6 Transporte de Materiales Radiactivos
- 7 Protección Radiológica
- 8 Protección Física
- 9 Gestión de Residuos
- 10 Varios

Guía de Seguridad 1.17

Aplicación de técnicas informadas por el riesgo a la inspección en servicio (ISI) de tuberías

Madrid, 20 de julio de 2007

© Copyright Consejo de Seguridad Nuclear, 2007

Publicado y distribuido por:
Consejo de Seguridad Nuclear
Pedro Justo Dorado Dellmans, 11. 28040 - Madrid
<http://www.csn.es>
peticiones@csn.es

Imprime: Imprenta Fareso, S.A.
Paseo de la Dirección, 5. 28039 Madrid

Depósito legal: M.



Impreso en papel reciclado

Índice

Preámbulo	5
1 Objeto y ámbito de aplicación	7
2 Cumplimiento con los principios y elementos básicos	7
3 Proceso metodológico	12
3.1 Definición del alcance de los sistemas	12
3.2 Definición de los segmentos	13
3.3 Identificación de las consecuencias del fallo	14
3.4 Valoración de la potencialidad del fallo de la tubería	15
3.5 Clasificación de los segmentos de tubería	18
3.6 Toma de decisiones.	20
3.7 Definición del programa de inspección	21
3.8 Cambios en el riesgo por las modificaciones en el programa de inspección	24
3.9 Estrategias de implantación, control del funcionamiento y acciones correctoras.	25
4 Documentación de la aplicación	27
4.1 Informe.	28
4.2 Documentación de archivo	28
Referencias bibliográficas	29

Preámbulo

El objetivo de los programas de inspección en servicio (ISI) es garantizar la seguridad de la planta, minimizando los posibles fallos estructurales mediante la identificación de las condiciones que puedan ser precursoras de fugas o roturas que afecten a la integridad de la barrera de presión, y en particular la de las tuberías.

La experiencia en la realización de inspecciones desde que en 1971 la NRC requirió en Estados Unidos el uso de la primera edición de la Sección XI del Código ASME, demuestra la baja contribución de los fallos de integridad estructural al riesgo global de la planta, frente a los fallos funcionales de equipos. Adicionalmente, los fallos reportados hasta la fecha han tenido lugar, en muchos casos, en localizaciones no sujetas a inspección, mientras que las áreas con defectos, dentro de las programadas para inspeccionar en base a los requisitos de la Sección XI del Código ASME en sus ediciones aplicables, suponen un porcentaje muy bajo del total de las mismas. Ello ha supuesto que, en algunos casos, las plantas hayan incrementado voluntariamente sus puntos de inspección, más allá de lo estrictamente requerido por dicho Código.

En el *Programa integrado de realización y utilización de los Análisis Probabilistas de Seguridad (APS) en España* en sus ediciones 1 y 2 (ref. 1 y 2) se pone de manifiesto la importancia que tienen los APS para ser utilizados en la gestión integral de la seguridad y como herramienta básica para la toma de decisiones. Tras el significativo desarrollo y evolución que esta herramienta ha experimentado durante los últimos años, tanto los organismos internacionales, como el OIEA y la OCDE/NEA, como también los organismos reguladores de los países suministradores de la tecnología nuclear, como por ejemplo la NRC de Estados Unidos, han establecido con claridad que los APS pueden ser utilizados como herramienta de apoyo de los tradicionales métodos deterministas para la optimización de los requisitos reguladores y de licenciamiento.

Así pues, del uso de los APS como herramienta para la búsqueda de vulnerabilidades para hacer frente a los accidentes con daño al núcleo, se ha pasado a la aplicación de los resultados del APS en las distintas áreas del diseño y explotación de las centrales nucleares, y en el futuro, a la entrada de este tipo de argumentos, de manera explícita, en el sistema regulador, lo que abre el camino hacia una “regulación informada por el riesgo”.

Con estos antecedentes y teniendo en cuenta el nuevo marco regulador de la NRC, se ha planteado la revisión y optimización de los requisitos y programas de inspección de las tuberías para hacerlos más eficaces, garantizando que se mantiene o incluso aumenta la seguridad y disponibilidad de las centrales a la vez que se optimizan los costes de explotación y mantenimiento de las mismas.

En el seno de ASME XI se desarrolló una metodología, conocida como metodología cuantitativa, impulsada por Westinghouse, para definir los programas de inspección en servicio de tuberías basados en información del riesgo. Posteriormente EPRI, desarrolló una metodología cualitativa que conlleva una menor carga de trabajo en cálculos que la metodología cuantitativa.

En España, durante los años 1999 y 2000, se realizó un proyecto piloto entre el CSN y Unesa para aplicar la metodología cuantitativa desarrollada por Westinghouse a dos centrales españolas, una tipo PWR (central nuclear de Ascó) y otra tipo BWR (central nuclear Santa María de Garoña). Fruto de este proyecto fue la publicación de la Guía CSN-Unesa RI-ISI-02 (ref. 3).

Aunque ambas metodologías, la cuantitativa descrita en el WCAP-14572 Rev.1-NP-A (ref. 4) y la cualitativa desarrollada por EPRI en el TR-112657 rev. B (ref. 5), han recibido aprobación por parte de la NRC en USA para su uso genérico, en el momento del desarrollo del proyecto piloto español sólo la metodología cuantitativa había logrado la aprobación por parte de la NRC.

En Europa, el Grupo de Trabajo de Reguladores Nucleares (NRWG) creó en 1996 un Subgrupo (Task Force) para desarrollar las bases metodológicas de la inspección y las pruebas en servicio informadas en el riesgo. Dicho Subgrupo, que estuvo desarrollando sus trabajos hasta el año 2004, ha emitido dos informes, uno en 1999, EUR-19153-EN (ref. 6) y otro en 2004, EUR-40811-EN (ref. 7), donde se establecen las posiciones comunes y la experiencia de los organismos reguladores europeos acerca de las aplicaciones de programas de inspección en servicio de tuberías informados por el riesgo.

Por ello esta guía recomienda tanto el proceso como las bases para el desarrollo de aplicaciones de inspección en servicio informado por el riesgo, haciendo uso exclusivo de la metodología cuantitativa desarrollada por Westinghouse, aprobada por la NRC y probada en dos centrales españolas.

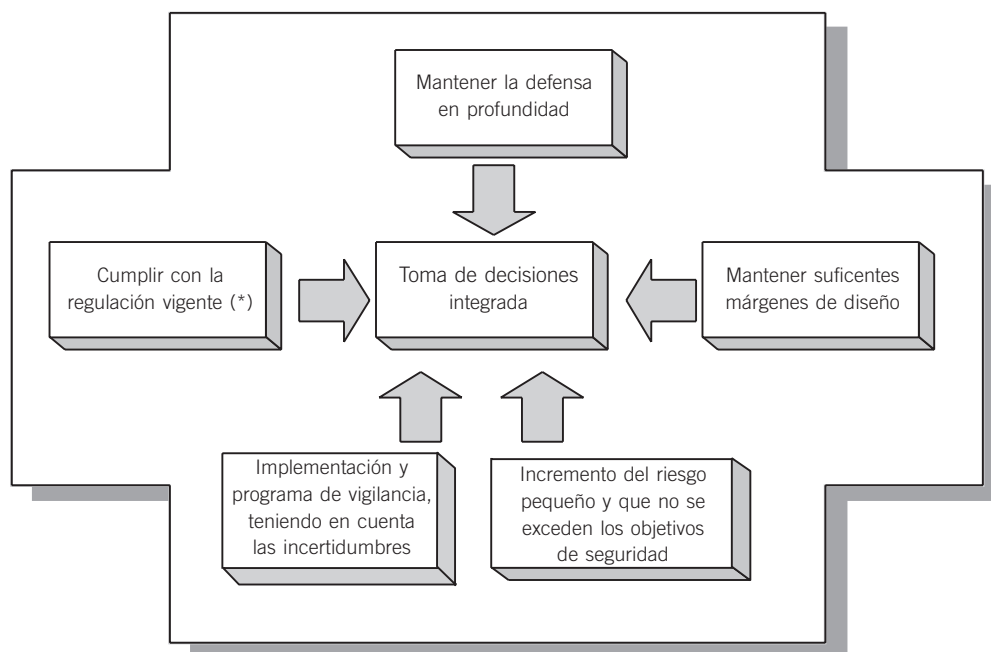
1 Objeto y ámbito de aplicación

La presente guía tiene por objeto definir el proceso para la realización de programas de inspección en servicio de tuberías informados por el riesgo (RI-ISI) utilizando la metodología cuantitativa desarrollada por Westinghouse. Estos programas son alternativos a los programas tradicionales de la Sección XI del Código ASME (ref. 8).

Esta guía es de aplicación para la definición de los programas de inspección de ensayos no destructivos (END) en tuberías de sistemas de clase de código 1, 2, 3 y de No Clase, permitiendo analizar un alcance de sistemas parcial o total según se describe en apartados posteriores.

2 Cumplimiento con los principios y elementos básicos

Todo programa de inspección en servicio de tuberías basado en información del riesgo debe cumplir los cinco principios básicos que se enuncian a continuación y que se muestran en el esquema adjunto.



(*) Salvo que el cambio propuesto esté encaminado a solicitar una exención.

1. El cambio propuesto cumple con la regulación y normativa vigentes, salvo que éste requiera explícitamente la exención o cambio de la misma

El programa propuesto, definido según se describe en este documento, es una alternativa a los requisitos de END en tuberías de la Sección XI de ASME en lo que se refiere al número de inspecciones, localizaciones, frecuencias y métodos de las mismas. El resto de los programas vigentes en las centrales no se ven alterados, incluyendo otros requisitos de la Sección XI. Si se opta por la optimización de otros programas de END en tuberías incluidas en el alcance, esta optimización se hace según los requisitos de este documento y, por lo tanto, se sigue cumpliendo este principio.

2. El cambio propuesto es consistente con la filosofía de “defensa en profundidad”

La Inspección en Servicio (ISI) es un aspecto importante de la defensa en profundidad. El objetivo de la ISI es identificar y reparar defectos antes de que afecten a la integridad estructural. A través del proceso RI-ISI, la clasificación desde el punto de vista de la seguridad, la revisión y aprobación por el panel de expertos y la selección de los elementos a inspeccionar se asegura el mantenimiento del objetivo de la ISI. Aunque los resultados puedan dar lugar a una reducción en el número de áreas a inspeccionar, se asegura la inspección en las áreas de más alto riesgo.

Sin embargo, es necesario establecer criterios complementarios para garantizar el cumplimiento del concepto de defensa en profundidad debido a las incertidumbres asociadas a la metodología y a la falta de conocimiento en aspectos relacionados con los fenómenos de degradación de tuberías. Esto es particularmente importante cuando las probabilidades de fallo de los segmentos son bajas, debido a que las incertidumbres en este caso pueden ser altas.

Estos criterios complementarios pueden ser:

- Verificar que no existen mecanismos de degradación en tuberías inesperados o no previstos.
- Adoptar una aproximación conservadora dando más peso a las consecuencias de fallo que a la probabilidad de fallo en los casos en que las consecuencias sean muy importantes y las incertidumbres en la probabilidad de fallo puedan ser elevadas.

Normalmente, mecanismos como corrosión bajo tensión o fatiga térmica son los dominantes en cuanto al riesgo asociado a la rotura de tuberías. El programa RI-ISI debe asegurar la

inspección de otros tipos de mecanismos de degradación, que tendrían que ser inspeccionados en el caso de que no existiera el mecanismo de degradación dominante.

3. El cambio propuesto mantiene suficientes márgenes de seguridad

Se deberá asegurar que el impacto de los cambios propuestos en el programa de inspección es consistente con el mantenimiento de los adecuados márgenes de seguridad.

Se mantienen suficientes márgenes de seguridad con:

- El cumplimiento de los códigos y normas o de otras alternativas aprobadas por el organismo regulador, y
- El cumplimiento de los criterios de aceptación de las bases de licenciamiento o de otras propuestas si proporcionan suficiente justificación de análisis e incertidumbres.

Con los programas RI-ISI, no se hacen cambios en la evaluación de los accidentes base de diseño del informe final de seguridad. Adicionalmente, el proceso de definición del programa lleva inherente la realización de análisis de sensibilidad para tener en cuenta las posibles incertidumbres.

4. Cuando los cambios propuestos den lugar a un incremento de la frecuencia de daño al núcleo y/o del riesgo, los incrementos deben ser pequeños y no se excederán los criterios de aceptación

En el proceso de definición de los programas RI-ISI se realiza una cuantificación del riesgo asociado al cambio y se deberá comparar con los criterios de aceptación vigentes para determinar el cumplimiento de este principio. Así mismo, los APS proporcionan consideraciones para la clasificación de la seguridad de los segmentos y para confirmar que los cambios en el riesgo motivados por cambios en el programa de inspección en servicio están de acuerdo con los requisitos de la guía de seguridad GS 1.14 (ref. 9).

5. El impacto del cambio propuesto debe vigilarse utilizando elementos de medida de prestaciones de la planta

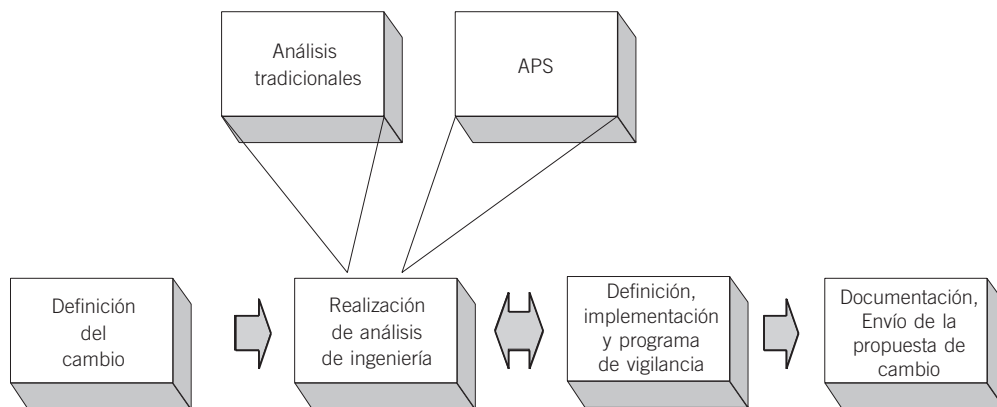
El programa RI-ISI deberá incluir una descripción y justificación de las estrategias de seguimiento propuestas sobre el comportamiento de la aplicación con el fin de detectar posibles desviaciones y corregirlas adecuadamente.

El cumplimiento de este principio se verifica mediante los programas definidos en el elemento 3 descrito a continuación.

Estos principios se describen de forma general, y para todas las aplicaciones basadas en información del riesgo, en la guía de seguridad GS 1.14.

Para verificar el cumplimiento de los principios básicos en los programas de inspección en servicio de tuberías informados en el riesgo, se considera aceptable el desarrollo del programa mediante el proceso de cuatro elementos indicado a continuación, cuyo esquema se presenta en la siguiente figura.

Principales elementos de la toma de decisiones informada en el riesgo



Elemento 1. Definir los cambios propuestos al programa ISI

De acuerdo con las guías reguladoras de la NRC 1.174 (ref. 10) y 1.178 (ref. 11), así como de la guía de seguridad GS 1.14 se deben identificar los requisitos actuales de ISI y los cambios que se harán con el RI-ISI. Adicionalmente se deben identificar los siguientes aspectos:

- Alcance de los sistemas seleccionados y del proceso de análisis usado para el desarrollo del nuevo programa de inspección.
- Los requisitos de licenciamiento aprobados (Especificaciones Técnicas de Funcionamiento, Estudio Final de Seguridad, etc.) que se ven afectados por el nuevo programa.

- Los aspectos del programa tradicional que se proponen cambiar.
- Los sistemas de tuberías que se ven afectados directa e indirectamente con los cambios de inspecciones propuestos. Identificar los componentes importantes para la seguridad no incluidos en el programa actual, bien por estar excluidos por los criterios de exclusión de END o bien por ser tuberías fuera del alcance de inspección (no clase de código o bien no requeridas).
- La información que se usa para apoyar los cambios (datos de funcionamiento, análisis tradicionales, APS, toma de decisiones).
- Los criterios para futuras revisiones del programa.

Elemento 2. Análisis de ingeniería

De acuerdo con las guías reguladoras de la NRC 1.174 y 1.178, así como la guía de seguridad GS 1.14, donde se definen los requisitos mínimos que debe cumplir el APS para ser utilizado en aplicaciones, se debe realizar un análisis de los cambios propuestos usando una combinación de análisis tradicionales de ingeniería y análisis probabilistas de seguridad. Los resultados de estos análisis se deben considerar de forma integrada a la hora de la toma de decisiones.

Los programas RI-ISI conllevan la realización de los siguientes análisis de ingeniería: definición del alcance de sistemas (apartado 3.1), definición de segmentos (apartado 3.2), análisis de las consecuencias del fallo (apartado 3.3), evaluación de la potencialidad del fallo de cada segmento (apartado 3.4), clasificación de los segmentos (apartado 3.5) y valoración del impacto en el riesgo del nuevo programa de inspección (apartado 3.8).

El panel de expertos, elemento clave en todas las aplicaciones informadas por el riesgo, es el responsable de la revisión y aprobación de los resultados de la clasificación de los segmentos (apartado 3.6) así como de la selección de elementos estructurales a ser inspeccionados con el nuevo programa RI-ISI (apartado 3.7).

Elemento 3. Realización de programas de implantación y control

El objetivo de este elemento es definir un programa que asegure que no ocurre ninguna degradación adversa y se considera que las instrucciones dadas en los apartados 3.7 y 3.9 de esta guía de seguridad son suficientes para cubrir este elemento.

Elemento 4. Presentación del cambio

Este elemento se cumple siguiendo lo establecido en el apartado 4 de esta guía.

El proceso es iterativo ya que, por ejemplo, la descripción del cambio propuesto (elemento 1) depende tanto de los análisis de ingeniería (elemento 2) como de la definición de la implantación del programa (elemento 3).

3 Proceso metodológico

Para la correcta definición de un programa de inspección de tuberías informado por el riesgo es necesario realizar una serie de actividades dentro de un proceso iterativo. A continuación se describen todas las actividades necesarias para la definición de los programas. Adicionalmente a los requisitos recogidos en este documento, y para todo lo referente al uso de los APS, es necesario tener en cuenta los requisitos recogidos en la guía de seguridad GS 1.14.

3.1 Definición del alcance de los sistemas

La primera fase del proceso es definir qué sistemas o partes de sistemas se van a evaluar en el alcance del programa.

Se pueden considerar dos alcances diferentes de los sistemas:

Alcance parcial: en el alcance parcial se permite seleccionar, para su posterior evaluación, un subconjunto homogéneo de tuberías, por ejemplo, todas las tuberías de clase nuclear 1.

Alcance total: en la opción de alcance total, se debe seleccionar para su posterior evaluación todas las tuberías de sistemas de clase nuclear 1, 2, 3 y No Clase cuyo fallo comprometa a los:

- Sistemas, estructuras o componentes relacionados con la seguridad que deben funcionar durante y después de un accidente base de diseño para asegurar la integridad de la barrera de presión, la capacidad de parar el reactor y mantenerlo en parada segura y la capacidad de prevenir y mitigar las consecuencias de un accidente que dé lugar a liberaciones al exterior superiores a los límites establecidos en el 10CFR100.

- Sistemas, estructuras y componentes no relacionados con la seguridad que sirven para mitigar accidentes o transitorios o se usan en los procedimientos de emergencia; o cuyo fallo afecte a sistemas, estructuras o componentes relacionados con la seguridad; o cuyo fallo dé lugar a un disparo del reactor o a la actuación de un sistema de seguridad.

Tanto para el alcance total como para el parcial se debe demostrar el cumplimiento de los principios básicos descritos en el apartado 2.

En el proceso de identificación del alcance de los sistemas a considerar se debe tener en cuenta información del APS. El APS considera sistemas de clase no nuclear, o no incluidos en el alcance de inspección actual, que sirven de apoyo o son alternativas de los sistemas tradicionalmente incluidos en el alcance de la Sección XI del Código ASME, así mismo la revisión de la información generada en los análisis APS de inundaciones internas puede ser útil en la identificación de sistemas en el alcance.

La selección de sistemas debe ser revisada por el panel de expertos definido en el apartado 3.6. Deben estar documentadas las bases para la inclusión o exclusión de los sistemas.

3.2 Definición de los segmentos

Para poder definir la importancia de las tuberías de cada sistema, se definen los segmentos de tubería. Un segmento es un tramo de tubería en el que un fallo en cualquier localización tiene las mismas consecuencias. El método deberá tener en cuenta posibles subdivisiones del segmento cuando exhiba una consecuencia dada con mecanismos de degradación o potencialidad de fallo distintos.

Este método de definición de segmentos se basa en lo siguiente:

- Tramos de tubería en los que un fallo da lugar a las mismas consecuencias desde el punto de vista de los APS y otras consideraciones.
- Donde se producen uniones o divergencias del flujo.
- Incluye tuberías hasta un punto en el que se puede aislar la rotura sin dar crédito a las válvulas manuales. Se suele considerar que las válvulas funcionan correctamente, no suponiéndose el fallo de las válvulas no manuales (retención, motorizadas, solenoides). Es necesario analizar las acciones del operador para aislar la rotura. Se debe poner especial cuidado a la

hora de considerar el fallo o no de las válvulas automáticas de aislamiento, teniéndose en cuenta que estas válvulas cierran si el fallo del segmento da lugar a una señal de cierre.

- Si se opta por dar crédito a las válvulas manuales para aislar las roturas, los supuestos usados deben ser cuidadosamente revisados por el panel de expertos.
- Cambios en los tamaños de las tuberías.
- Cambios en los materiales y/o en fenómenos de degradación.

La definición de los segmentos debe ser revisada por el panel de expertos. Se deben documentar adecuadamente los criterios usados y las bases para las definiciones.

El proceso de definición de los segmentos es iterativo con la definición de las consecuencias, tanto directas como indirectas, y de potencialidades de fallo. Si la definición inicial de los segmentos se ve modificada por los resultados obtenidos en fases posteriores del proceso, se debe documentar adecuadamente.

3.3 Identificación de las consecuencias del fallo

Se deben evaluar las consecuencias que produce el fallo de la tubería (segmento) para lo que es necesario caracterizar los fallos de las mismas. Se consideran tres tipos de fallos postulados en tubería: fugas, fugas que inhabilitan la función del sistema y roturas.

El análisis de las consecuencias del fallo debe incluir análisis de los efectos directos (suceso iniciador, pérdida de un sistema,...) así como de los indirectos (efecto látigo, efecto chorro, inundaciones,...) para cada modo de fallo considerado (fuga, fuga que inhabilita un sistema y rotura).

Las consecuencias de un fallo de la tubería se deben analizar desde el punto de vista de la pérdida de la función de seguridad asignada. Otras consecuencias (dosis, seguridad física, disponibilidad, etc.) se pueden tener también en cuenta. Las consecuencias de seguridad se miden en términos del impacto en la frecuencia de daño al núcleo (FDN) y en la frecuencia de grandes liberaciones (FGL).

Los efectos directos incluyen:

- Fallos que causan un suceso iniciador (por ejemplo un LOCA o un disparo del reactor).

- Fallos que inhabilitan un tren o sistema.
- Fallos que inhabilitan múltiples trenes o sistemas.
- Fallos que causan combinaciones de los anteriores.

El análisis de las consecuencias indirectas incluye la consideración del efecto látigo, zonas afectadas por el efecto chorro, altas temperaturas ambientales e inundación. El impacto de los efectos indirectos a considerar debe ser el mismo que el considerado en los efectos directos (suceso iniciador, pérdida de un tren o sistema, múltiples trenes o sistemas o combinaciones).

El proceso para realizar esta evaluación consiste en recopilar la documentación necesaria, analizar las posibles áreas de análisis, realizar el análisis *in situ* y documentar.

En la identificación de las consecuencias del fallo puede ser de gran utilidad la revisión de la información generada en los análisis APS de inundaciones internas.

En el proceso de análisis de las consecuencias se debe tener en cuenta el impacto de las posibles acciones del operador a la hora de mitigar los efectos del fallo.

Se deberán documentar adecuadamente los criterios usados para determinar las consecuencias del fallo de cada segmento. Posteriormente, durante la clasificación final de los segmentos informada por el riesgo, el panel de expertos revisará el proceso aplicado en la identificación de las consecuencias del fallo.

3.4 Valoración de la potencialidad del fallo de la tubería

La determinación de la potencialidad del fallo de un segmento de una tubería se basará en un entendimiento de los mecanismos de degradación, condiciones de operación, potenciales cargas dinámicas, tamaño de defectos, distribución de defectos, parámetros de inspección, experiencia previa, tipos de material,...

La metodología y el proceso aplicado para la determinación de la potencialidad de fallo de un segmento deberán ser documentados; se deberán realizar tantos análisis de sensibilidad o incertidumbres como sean necesarios para estudiar la posible variación de resultados como consecuencia de variaciones o desconocimiento en los datos de entrada a los cálculos. Posteriormente, durante la clasificación final de los segmentos según el riesgo, el panel de

expertos revisará el proceso aplicado en la determinación de la potencialidad de fallo. Esta revisión deberá ser documentada.

3.4.1 Análisis de causas y modos de fallo: mecanismos de degradación

Es necesario realizar una definición adecuada del modo de fallo de los segmentos analizados. El modo de fallo del segmento puede ser una fuga pequeña, una fuga grande (que inhabilita la función del segmento) o una rotura.

El análisis de los mecanismos de degradación debe efectuarse de una manera sistemática, y debe estar basado en criterios de vulnerabilidad, experiencia propia y de la industria, bases de datos de fallos disponibles en la industria y resultados de investigación.

Una vez determinado el modo de fallo crítico para cada segmento es necesario analizar las posibles causas del mismo. Para esto hay que analizar tanto la presencia de mecanismos de degradación activos en los segmentos como los efectos combinados de varios mecanismos actuantes sobre esos segmentos.

Una vez estudiados los mecanismos de degradación, puede ocurrir que existan incertidumbres importantes a la hora de asignar mecanismos de fallo a determinados segmentos. En estos casos se mantendrá el segmento en el alcance analizado y se evaluarán las consecuencias para determinar la clasificación del mismo, en función de todos los mecanismos de degradación potenciales asignables al segmento y sus elementos estructurales.

Los resultados de todos estos análisis o estudios deben estar adecuadamente documentados.

3.4.2 Selección de la localización con más posibilidad de fallar

Para realizar el cálculo de la probabilidad de fallo es muy importante determinar la(s) localización(es) con más posibilidad(es) de fallar así como los mecanismos existentes. Para esto se clasifican los segmentos en una de las siguientes categorías:

- Dependientes de la configuración: este factor considera el efecto de la disposición del segmento y los soportes existentes. Por ejemplo, segmentos con baja flexibilidad para la expansión térmica pueden tener tensiones elevadas que pueden dar lugar a grietas.

- Dependientes del componente: por ejemplo, las soldaduras a solape (*sockets welds*) tienen baja resistencia a la vibración. Los codos o las tuberías aguas abajo de válvulas, que añaden turbulencias al flujo, son localizaciones más susceptibles de sufrir erosión/corrosión.
- Dependientes de los materiales / química: la susceptibilidad a la IGSCC de ciertos materiales es el ejemplo más claro.
- Dependiente de las cargas: sistemas sometidos a un número elevado de ciclos, tuberías en las que se pueden producir golpes de ariete, o los sucesos sísmicos son ejemplos que se incluyen en esta categoría.

Para determinar la(s) localización(es) más probable(s) de fallar hay que tener en cuenta todos los mecanismos de degradación del segmento, así como el historial de pruebas e inspecciones del mismo. Los modos de fallos dependientes de los componentes son fácilmente localizables. Los dependientes del material o la operación generalmente están presentes en todo el segmento. En este caso, la interacción con otros mecanismos se ha de tener en cuenta para determinar la localización. Los modos de fallo dependientes de las cargas generalmente se darán en localizaciones con defectos o degradación existentes que pueden fallar ante grandes cargas.

3.4.3 Potencialidad del fallo

En este proceso se requiere explícitamente el uso de modelos de fiabilidad estructural mediante códigos de mecánica de fractura probabilistas, datos realistas cuando sea posible y la realización de tantos análisis de sensibilidad o incertidumbres como se considere necesario.

En relación con la probabilidad de detección de los defectos mediante ensayos no destructivos, la fiabilidad de las técnicas ultrasónicas deberá estar basada en los resultados obtenidos en los procesos de validación de dichas técnicas, tanto los procedentes de programas nacionales (CEX-120 de UNESA (ref. 12)) como los internacionales (programa PDI de EPRI (ref. 13), informes del NRWG-TF/RI-ISI, etc.).

El uso de datos históricos en el proceso implicará que estos deberán ser públicos y aprobados por el organismo regulador. Se recomienda utilizar un subpanel de expertos específico (equipo de ingeniería) para la estimación de la probabilidad del fallo, en caso de que la información disponible no sea suficiente.

En cuanto a los códigos de mecánica de fractura probabilistas, su uso estará condicionado a su validación y contrastación previa. Igualmente, se deberá verificar que dichos códigos se basan en modelos que tengan un tratamiento adecuado de los fenómenos degradatorios postulados.

En los casos en que estos códigos no traten de manera fiable los mecanismos de degradación postulados, la probabilidad de fallo deberá definirse mediante análisis cualitativos y cuantitativos.

La metodología y el proceso aplicado para la determinación de la potencialidad del fallo de un segmento deberán estar ampliamente documentados así como los análisis de sensibilidad o incertidumbres realizados para tener en cuenta las incertidumbres o faltas de conocimiento en los datos de entrada.

Posteriormente, durante la clasificación final de los segmentos en base al riesgo el panel de expertos revisará el proceso aplicado en la determinación de la potencialidad de fallo. Esta revisión deberá ser documentada.

3.5 Clasificación de los segmentos de tubería

Una vez analizada la potencialidad del fallo de los segmentos y las consecuencias de dicho fallo es necesario realizar la clasificación de los segmentos en aquellos que son más importantes para la seguridad (*high safety significant*, HSS) y los menos importantes para la seguridad (*low safety significant*, LSS).

Cada fallo de un segmento puede tener uno de los tres tipos siguientes de impacto en la planta:

- Sucesos iniciadores si el fallo causa directamente un transitorio y puede o no causar el fallo de uno o más trenes o sistemas de la planta.
- Fallos en reserva que son aquellos fallos que dan lugar a la pérdida de un tren o sistema pero que no dan lugar a un transitorio. Estos fallos pueden requerir la parada del reactor por Especificaciones Técnicas de Funcionamiento.
- Fallos en demanda que son fallos que acompañan a una demanda de un tren o sistema y que generalmente están causados por las cargas inducidas por un transitorio en el segmento durante los arranques de los sistemas.

Se debe evaluar, usando el APS, el impacto del fallo del segmento en el riesgo, para lo que es necesario identificar un suceso iniciador, un suceso básico o un grupo de sucesos, ya modelados en el APS, cuyo fallo tenga los mismos efectos que el fallo del segmento analizado y calcular las probabilidades/frecuencias condicionales de daño al núcleo.

Se debe poner especial cuidado en la consideración de los fallos de causa común y en los análisis de fiabilidad humana a la hora de aislar la rotura.

Se debe documentar adecuadamente la clasificación final de los segmentos y las bases para tal clasificación.

3.5.1 Uso del APS para la categorización de los segmentos

En este caso se hará un uso directo del APS a través del componente asociado, suceso iniciador, suceso básico o un grupo de sucesos, ya modelados en el APS, cuyo fallo tenga los mismos efectos que el fallo del segmento analizado.

Para analizar el impacto del fallo del segmento en el riesgo se debe recuantificar el APS con el componente asociado (suceso o grupo de sucesos) en estado de fallo además de los efectos indirectos postulados. En el proceso de recuantificación hay que poner especial cuidado con el efecto que sobre los resultados tienen tanto los límites de truncación elegidos, como los fallos de causa común y errores humanos.

Al final se debe obtener, para cada segmento, la frecuencia condicional de daño al núcleo y la frecuencia condicional de gran liberación de contención, en el caso de que el fallo del segmento provoque un disparo de la planta, y las probabilidades condicionadas de daño al núcleo y de gran liberación si el fallo del segmento supone una disminución en la capacidad de mitigación.

El proceso usado para calcular los impactos en el riesgo, vía frecuencia de daño al núcleo (FDN) y frecuencia de grandes liberaciones (FGL), se debe documentar adecuadamente.

3.5.2 Clasificación basada en el riesgo

Una vez calculada la frecuencia de daño al núcleo debida a la rotura de cada segmento (teniendo en cuenta las probabilidades/tasas de fallo y las frecuencias/probabilidades condicionales de daño al núcleo) se suman para obtener la frecuencia de daño al núcleo por fallo de los segmentos en análisis.

Con este valor como referencia se calculan las medidas de importancia de reducción de riesgo (*Risk Reduction Worth* (RRW)) y de incremento de riesgo (*Risk Achievement Worth* (RAW)) de cada segmento.

En el caso de que el alcance incluya más de una clase de tuberías, los cálculos de medidas de importancia para la categorización base se deben realizar, como mínimo, globalmente para todo el alcance analizado, y se deberán suministrar al panel de expertos las clasificaciones independientes resultantes para cada una de ellas.

Todos los segmentos con medida de reducción de riesgo mayor o igual a 1,005 ($RRW \geq 1,005$) se consideran de alta importancia para la seguridad (HSS). Para los segmentos con valores de reducción de riesgo comprendidos entre 1,005 y 1,001 ($1,001 \leq RRW < 1,005$) no se debe establecer clasificación inicial y se ha de requerir evaluación especial por parte del panel de expertos. Los segmentos con medida de reducción de riesgo menor de 1,001 ($RRW < 1,001$) se consideran de baja importancia para la seguridad (LSS).

La medida de incremento de riesgo (RAW) debe ser proporcionada al panel de expertos para que, conjuntamente con otras informaciones, pueda formar un juicio que le permita considerar los impactos negativos en la defensa en profundidad de segmentos con medidas de importancia de incremento de riesgo elevadas o diferenciar entre segmentos clasificados como potenciales con similares medidas de RRW.

De especial importancia pueden ser los segmentos en los que sólo se producen efectos sobre los sistemas de mitigación, los cuales pueden tener un RRW bajo pero un RAW elevado (podrá utilizarse como criterio adecuado $RAW > 2$, que es el usado para otras aplicaciones informadas por el riesgo). Estos segmentos deberán ser analizados por el Panel de Expertos

Se deberán realizar análisis de sensibilidad que determinen de manera adecuada el impacto en la clasificación final de las incertidumbres, tanto en los parámetros como las debidas a las hipótesis realizadas en los modelos del APS.

3.6 Toma de decisiones

Todas las decisiones adoptadas hasta el momento se deben validar mediante un panel de expertos que será el encargado de verificar, a través de un proceso adecuado de toma de decisiones, el cumplimiento con los principios básicos aplicables a estos programas. Este

panel de expertos es el encargado de revisar y definir la clasificación de cada uno de los segmentos en alta o baja importancia para la seguridad.

Adicionalmente el panel debe tener en cuenta toda la información disponible y otras consideraciones de carácter determinista (por ejemplo, bases de diseño, riesgo en parada, etc.) que puedan afectar a la clasificación de los segmentos obtenida en las fases anteriores del programa. Debe estar documentado el proceso de toma de decisiones, incluyendo criterios de quórum, votaciones, etc., así como las bases para cualquier decisión adoptada.

El panel de expertos deberá estar formado por personal con experiencia en las siguientes áreas:

- Análisis probabilista de seguridad.
- Materiales.
- Inspección en servicio.
- Operación.
- Ensayos no destructivos.
- Mantenimiento.
- Ingeniería.

Se deberá demostrar, además, que los miembros del panel de expertos poseen o han recibido la adecuada formación en este tipo de aplicaciones RI-ISI mediante cursos de entrenamiento específico, previos a la ejecución de las tareas del panel.

3.7 Definición del programa de inspección

Se deben realizar las pruebas de presión y exámenes visuales (VT-2) en los sistemas de tuberías de clase 1, 2 y 3, independientemente de su clasificación, según lo especificado en el Manual de Inspección en Servicio (MISI) de la central. Se deben realizar pruebas de presión y exámenes visuales en los segmentos No Clase clasificados de alta importancia y en aquellos segmentos No Clase clasificados de baja importancia pero con alta potencialidad de fallo.

Los segmentos clasificados como de alta importancia para la seguridad se deben incluir en un programa de ensayos no destructivos. La Sección XI del Código ASME se usará como referencia, siempre que sea posible, para establecer los requisitos de frecuencia, criterios de

aceptación, ampliaciones, exámenes sucesivos, etc. Los elementos estructurales a incluir en el programa de END se seleccionan dependiendo de la clasificación del segmento.

3.7.1 Tamaño de la muestra de inspección

Hasta ahora se han clasificado los segmentos en función de su importancia para la seguridad, pero para determinar el tamaño de la muestra de inspección hay que clasificar los segmentos en función de la potencialidad de fallo de cada uno de ellos. Los segmentos o tramos de los mismos se clasifican en alta potencialidad de fallo (*high failure probability*, HFP) si en ellos se ha postulado o se conoce la existencia de un mecanismo de degradación activo. Como valor de corte para asignar una alta potencialidad de fallo (HFP) se podrá tomar una probabilidad igual o mayor de $1,0 \cdot 10^{-4}$.

Para determinar el tamaño de la muestra de inspección hay que tener en cuenta la clasificación del segmento en función del riesgo y en función de la potencialidad de fallo. Se aplican los siguientes criterios para determinar el tamaño de la muestra:

- Todas (100%) las localizaciones de cada segmento clasificado como HSS identificadas como altamente susceptibles de fallar (HFP), es decir, que pueden estar afectadas por un mecanismo de degradación activo, postulado o conocido (Región 1A).
- Se deben seleccionar, usando una evaluación estadística aceptable, otras porciones de los segmentos clasificados como HSS que no estén afectadas por un mecanismo de degradación activo (Región 1B).
- Para los segmentos HSS con baja potencialidad de fallo (*low failure probability*, LFP), se debe usar un proceso estadístico, tipo Perdue o similar, para seleccionar el tamaño de la muestra. Se debe seleccionar un programa de muestreo para cada segmento de modo que se asegure al menos el 95% de confianza de no superar los valores umbrales de frecuencias de fugas establecidas por la industria (Región 2).
- Como mínimo se debe seleccionar un elemento estructural en cada segmento HSS para tener en cuenta la posibilidad de que existan mecanismos de degradación no conocidos en el segmento (Región 2).
- Si hay segmentos clasificados como LSS e incluidos en programas de inspección adicional se deben analizar los requisitos existentes para determinar si son los adecuados o se

pueden relajar. Cualquier decisión adoptada se debe justificar y documentar adecuadamente (Región 3).

Respecto a los procesos estadísticos, tipo Perdue o similar, que utilizan el valor de la probabilidad de detección de los defectos mediante ensayos no destructivos, esta probabilidad deberá estar basada en los resultados obtenidos en los procesos de validación de las técnicas volumétricas, tanto los procedentes de programas nacionales (CEX-120 de Unesa) como los internacionales (programa PDI de EPRI, informes del NRWG-TF/RI-ISI, etc.).

Las regiones en las que se clasifican los segmentos se identifican en la matriz de segmentos:

Segmentos con alta potencialidad de fallo (HFP)	Región 3	Región 1A Región 1B
Segmentos con baja potencialidad de fallo (LFP)	Región 4	Región 2
	Segmentos de baja importancia para la seguridad (LSS)	Segmentos de alta importancia para la seguridad (HSS)

3.7.2 Selección de las localizaciones de inspección

Una vez determinado el número de localizaciones a inspeccionar y, basándose en el mecanismo de fallo postulado y las condiciones de carga para el segmento, se identifican las áreas más problemáticas mediante el uso de un subpanel o “equipo ISI” formado por personal con experiencia en ISI, ensayos no destructivos, materiales y mantenimiento/repificaciones.

Además de seleccionar las áreas con más posibilidad de fallar, para cumplir con el tamaño de muestra definido, el resto de los elementos estructurales se debe seleccionar en base a la experiencia propia y ajena (tanto nacional como extranjera) de la planta y a los siguientes criterios:

- **Acceso:** debe ser el adecuado para asegurar un examen efectivo
- **Radiación:** se deben seleccionar los elementos a inspeccionar de manera que se minimice la dosis.

Así mismo, con objeto de cumplir con los principios básicos de consistencia con la filosofía de “defensa en profundidad” y de suficiencia de márgenes de seguridad, se seleccionarán

adicionalmente cuantos segmentos o elementos estructurales se consideren necesarios para que el programa RI-ISI salvaguarde ambos principios.

3.7.3 Métodos de examen

El método de examen asociado a cada elemento estructural depende del mecanismo de degradación que exista o se haya postulado en cada elemento y la configuración de los mismos. Debe ser tal que asegure la detección de cualquier defecto antes de que se produzca el fallo. Para cada elemento estructural hay que definir el método de examen adecuado y el volumen o superficie a examinar. Se puede usar como referencia, la tabla 1 del Code Case N-577-1 (ref. 14) de ASME XI.

3.7.4 Frecuencias de inspección

Por lo general se considera que el intervalo de inspección de ASME XI y de los Code Cases aplicables, es adecuado. Si mediante el análisis realizado se determina que es necesario reducirlo o incluso ampliarlo se deben justificar adecuadamente los cambios propuestos. Se debe establecer un programa, similar al programa B de ASME XI, para distribuir las inspecciones en el intervalo seleccionado.

Si durante el intervalo se hace una reevaluación usando el proceso RI-ISI y las áreas programadas ya no se requieren a examen, se pueden eliminar y si la reevaluación requiere añadir nuevas áreas, éstas se deben añadir al programa.

En cuanto al programa de inspección en lo que se refiere al programa inicial, exámenes sucesivos y adicionales, debe cumplir los requisitos de la Sección XI del Código ASME.

3.8 Cambios en el riesgo por las modificaciones en el programa de inspección

Se deben valorar los cambios propuestos al programa de inspección para determinar el cumplimiento con los criterios de aceptación establecidos en la GS 1.14 y para determinar si se requieren medidas adicionales o modificaciones en el programa definido.

El objetivo de esta evaluación es verificar que no se proponen cambios que den lugar a aumentos no aceptables del riesgo. Esta evaluación se realiza cuantificando de nuevo el APS para obtener los nuevos valores de frecuencia de daño al núcleo y de frecuencia de grandes

liberaciones. Se deben considerar cambios en la frecuencia establecida, cambios en la fiabilidad de la inspección, cambios en las tasas de fallo, etc.

3.9 Estrategias de implantación, control del funcionamiento y acciones correctoras

Todo programa RI-ISI debe identificar segmentos cuya estrategia (frecuencia, número de inspecciones, métodos) se puede mejorar así como segmentos en los que se pueden relajar los requisitos. Además de definir el programa de inspección en servicio, se debe disponer de estrategias de implantación, control y acciones correctoras antes de presentar la propuesta de cambio.

3.9.1 Implantación del programa

Se debe definir un programa de implantación para examinar todos los segmentos clasificados como HSS y LSS (que requieran inspección en servicio). Este programa debe incluir las estrategias de inspección y frecuencias, métodos de inspección y muestreos (número de áreas a inspeccionar, criterios de aceptación, etc.) para los segmentos clasificados como HSS.

En la mayoría de los casos la frecuencia de inspección del código ASME XI será adecuada al mecanismo existente. En aquellos casos en que se proponga ampliar o reducir dicha frecuencia se debe justificar adecuadamente.

El programa de inspección en servicio basado en información del riesgo se incorporará al MISI para su aplicación preferentemente a partir del inicio de un intervalo de inspección, tras su fecha de aprobación, aunque se podrá implantar también bajo las condiciones siguientes:

- Si el programa de inspección de tuberías basado en información del riesgo es aprobado durante el transcurso de un intervalo de inspección (la central ya ha iniciado su programa tradicional de inspección de tuberías), la central justificará que se puede completar, como mínimo, el porcentaje (programa B) de inspecciones pendientes de realizar del programa tradicional en ese intervalo con inspecciones del programa de inspección basado en información del riesgo, e integrará este programa con el resto de inspecciones requeridas por el ASME XI.
- Si la central se encuentra al final de un intervalo de inspección, se permitirá un retraso de dos años en el comienzo del siguiente intervalo únicamente en el programa de inspección de tuberías basado en información del riesgo. En este caso, el intervalo para el programa de tuberías RI-ISI se reduciría el tiempo que dure el aplazamiento hasta que

se obtuviera la aprobación del mismo, completándose la totalidad del programa RI-ISI en el plazo que reste hasta la finalización del intervalo.

3.9.2 Control del funcionamiento del programa

Debe definirse un proceso de actualizaciones periódicas y de control de cambios que se realicen y puedan impactar en el programa RI-ISI (definición de alcances, clasificación de segmentos, etc.).

Actualizaciones

Las actualizaciones se deben hacer al menos en periodos coincidentes con el programa B de ASME XI (10 años). Si hay actualizaciones más frecuentes del APS o si, debido a la experiencia de operación, se conocen nuevos mecanismos de degradación no contemplados anteriormente, el programa se revisará con la nueva información, lo antes posible.

Control de cambios

Los cambios que pueden afectar a la definición de segmentos, selección de elementos estructurales, valores de la frecuencia de daño al núcleo o frecuencia de gran liberación o programa ISI que se deben tener en cuenta en las actualizaciones periódicas que se realizan son los siguientes:

- Cambios en las características de diseño: si se realizan cambios de diseño como pueden ser cambios en la operación, cambios de materiales y de datos de partida.
- Cambios en los procedimientos de la central que afectan a la ISI como son cambios de parámetros de operación, de intervalos de pruebas y de la capacidad del personal para tomar decisiones en la mitigación de accidentes.
- Cambios en el funcionamiento de los equipos que puedan impactar en alguna de las fases de definición del programa RI-ISI.
- Resultados de los exámenes: cualquier indicación de degradación detectada en los exámenes y pruebas realizados se debe analizar para determinar la necesidad o no de ampliación de alcances.

- Información de fallos de la planta y de la industria: cualquier información existente sobre actividades de mantenimiento asociadas con reparaciones o sustituciones así como información o experiencia de la industria.

3.9.3 Programa de acciones correctoras

Debe existir un programa de acciones correctoras que asegure que cualquier condición adversa (fallo, deficiencia, material defectuoso,...) se identifica y corrige con prontitud.

El programa de acciones correctoras incluirá lo siguiente:

- Análisis de la causa raíz del problema y selección de acciones correctoras que eviten la repetición. Se debe documentar adecuadamente.
- Valoración del impacto del fallo o situación no deseada en la operabilidad del sistema o tren desde la última inspección.
- Análisis de la aplicabilidad del fallo o situación no deseada en otros componentes del programa RI-ISI.
- Corrección de otros componentes susceptibles, si aplica.
- Si aplica, se deben incorporar lecciones aprendidas en las bases de datos y en los modelos existentes de fiabilidad estructural y de APS.
- Análisis de la validez de las tasas de fallo e indisponibilidades.
- Valoración de la efectividad de la estrategia de inspección en lo referente a detección de fallos o situaciones no deseadas. Ajustes del intervalo y/o método cuando el componente (o grupo de componentes) sufra fallos repetidos.

Se debe realimentar en el APS y en el propio programa RI-ISI cualquier acción tomada como consecuencia del programa de acciones correctoras.

4 Documentación de la aplicación

Cabe distinguir dos tipos de documentación, por un lado el informe a enviar para someter la propuesta a consideración del organismo regulador (en adelante informe), y por otro la

documentación soporte de los análisis llevados a cabo (en adelante documentación de archivo).

4.1 Informe

El contenido del informe es específico de cada planta y debe cubrir todos los aspectos mencionados en el apartado 3 de esta guía.

Asimismo deberá reflejar que se cumplen los principios básicos de los programas basados en información del riesgo: cumplimiento con la reglamentación actual, defensa en profundidad y mantenimiento de márgenes de seguridad.

4.2 Documentación de archivo

La documentación de archivo debe incluir una descripción completa y detallada de los análisis realizados y de los resultados obtenidos, tanto deterministas como probabilistas, así como, cuantitativos y cualitativos. Esta documentación debe ser escrutable y traceable.

Deberá conservarse toda la información relevante relativa a la definición del alcance, definición de segmentos, valoración de la potencialidad del fallo, evaluación de consecuencias, evaluaciones del APS para el programa RI-ISI, evaluación del riesgo, selección de elementos estructurales, cálculos del cambio en el riesgo, revisión de la calidad del APS, documentación requerida por el código ASME (calificación de personal, resultados de inspección y evaluación de defectos), usada en la elaboración de la propuesta de cambio.

Deberá conservarse toda la información relevante relativa al panel de expertos: composición del panel, valoraciones del mismo, formación recibida, actas, notas de discrepancia, etc.

Esta documentación debe formar parte del programa normal de archivo de garantía de calidad, y debe mantenerse de acuerdo con la reglamentación vigente.

Referencias bibliográficas

1. *Programa integrado de realización y utilización de los APS en España*. CSN. Ed. 1 Agosto 1986.
2. *Programa integrado de realización y utilización de los APS en España*. Colección Otros Documentos 7.1998. CSN. Ed. 2. 1998.
3. Guía CSN-Unesa RI-ISI-02. *Guía para la realización y evaluación de programas de inspección en servicio de tuberías basados en información de riesgo*. Rev. 0. Mayo 2000.
4. WCAP-14572. *Westinghouse Owners Group Application of Risk Informed Methods to Piping Inservice Inspection Topical Report*. WCAP-14572, Revision 1, NP-A, Westinghouse Energy Systems, February 1999.
5. EPRI TR-112657. *Revised Risk-Informed Inservice Inspection Evaluation Procedure*. Electric Power Research Institute, Revision B-A, December 1999.
6. European Commission. Nuclear Safety and Environment. *Report on Risk-Informed In-Service Inspection and In-Service Testing*. EUR-19153-EN. Junio 1999.
7. European Commission. Nuclear Safety and Environment. *Report on the Regulatory Experience of Risk-Informed Inservice Inspection of Nuclear Power Plant Components and Common Views*. EUR-40811-EN. Agosto 2004.
8. *Código ASME*. Código de diseño de la American Society of Mechanical Engineers¹.
9. Guía de Seguridad del CSN GS-1.14. *Criterios básicos para la realización de aplicaciones de los APS*. 2001 (Rev. 1. 2007).
10. Regulatory Guide 1.174. *An Approach for Using Probabilistic Risk Assessment in Risk-Informed Decisions on Plant-Specific Changes to the Current Licensing Basis*. USNRC, Revision 1, November 2002.2
11. Regulatory Guide 1.178. *An Approach for Plant Specific Risk Informed Decisionmaking for Inservice Inspection of Piping*. Revision 1, September 2003.

¹ La edición aplicable de este Código está en función de la fecha de inicio de operación de la central correspondiente.

12. Unesa CEX-120. *Metodología de validación de sistemas de ensayos no destructivos empleados en la inspección en servicio de las centrales nucleares españolas*. Rev. 2. Abril 2003.
13. *General Design Specification for Piping Performance Demonstration Specimens*. PSP-001, 26 October 1992. Performance Demonstration Initiative, EPRI, Charlotte NC.
14. Code Case N-577. *Risk Informed Requirements for Class 1, 2 and 3 Piping. Method A*.

Colección Guías de Seguridad

1. Reactores de potencia y centrales nucleares

1.1 Cualificaciones para la obtención y uso de licencias de personal de operación en centrales nucleares.

CSN, 1986 (16 págs.). Referencia: GSG-01.01.

1.2 Modelo dosimétrico en emergencia nuclear.

CSN, 1990 (24 págs.). Referencia: GSG-01.02.

1.3 Plan de Emergencia en centrales nucleares.

CSN, 1987 (Rev. 1, 2007) (32 págs.). Referencia: GSG-01.03.

1.4 Control y vigilancia radiológica de efluentes radiactivos líquidos y gaseosos emitidos por centrales nucleares.

CSN, 1988 (16 págs.). Referencia: GSG-01.04.

1.5 Documentación sobre actividades de recarga en centrales nucleares de agua ligera.

CSN, 1990 (Rev. 1, 2004) (48 págs.). Referencia: GSG-01.05.

1.6 Sucesos notificables en centrales nucleares en explotación.

CSN, 1990 (24 págs.). Referencia: GSG-01.06.

1.7 Información a remitir al CSN por los titulares sobre la explotación de las centrales nucleares.

CSN, 1997 (Rev. 2, 2003) (64 págs.). Referencia: GSG-01.07.

1.9 Simulacros y ejercicios de emergencia en centrales nucleares.

CSN, 1996 (Rev. 1, 2006) (20 págs.). Referencia: GSG-01.09.

1.10 Revisiones periódicas de la seguridad de las centrales nucleares.

CSN, 1996 (12 págs.). Referencia: GSG-01.10.

1.11 Modificaciones de diseño en centrales nucleares.

CSN, 2002 (48 págs.). Referencia: GSG-01.11.

1.12 Aplicación práctica de la optimización de la protección radiológica en la explotación de las centrales nucleares.

CSN, 1999 (32 págs.). Referencia: GSG-01.12.

1.13 Contenido de los reglamentos de funcionamiento de las centrales nucleares.

CSN, 2000 (20 págs.). Referencia: GSG-01.13.

1.14 Criterios para la realización de aplicaciones de los Análisis Probabilistas de Seguridad.

CSN, 2001 (Rev. 1, 2007) (32 págs.). Referencia: GSG-01.14.

1.15 Actualización y mantenimiento de los Análisis Probabilistas de Seguridad.

CSN, 2004 (38 págs.). Referencia: GSG-01.15.

1.16 Pruebas periódicas de los sistemas de ventilación y aire acondicionado en centrales nucleares.

CSN, 2007 (24 págs.). Referencia: GSG-01.16.

1.17 Aplicación de técnicas informadas por el riesgo a la inspección en servicio (ISI) de tuberías. CSN, 2007 (36 págs.). Referencia: GSG-01.17.

2. Reactores de investigación y conjuntos subcríticos

3. Instalaciones del ciclo del combustible

4. Vigilancia radiológica ambiental

4.1 Diseño y desarrollo del Programa de Vigilancia Radiológica Ambiental para centrales nucleares. CSN, 1993 (24 págs.). Referencia: GSG-04.01.

4.2 Plan de Restauración del Emplazamiento. CSN, 2007 (30 págs.). Referencia: GSG-04.02.

5. Instalaciones y aparatos radiactivos

5.1 Documentación técnica para solicitar la autorización de funcionamiento de las instalaciones radiactivas de manipulación y almacenamiento de radionucleidos no encapsulados (2.^a y 3.^a categoría). CSN, 1986 (Rev. 1, 2005) (32 págs.). Referencia: GSG-05.01.

5.2 Documentación técnica para solicitar autorización de las instalaciones de manipulación y almacenamiento de fuentes encapsuladas (2.^a y 3.^a categoría). CSN, 1986 (Rev. 1, 2005) (28 págs.). Referencia: GSG-05.02.

5.3 Control de la hermeticidad de fuentes radiactivas encapsuladas. CSN, 1987 (12 págs.). Referencia: GSG-05.03.

5.5 Documentación técnica para solicitar autorización de construcción y puesta en marcha de las instalaciones de radioterapia. CSN, 1988 (28 págs.). Referencia: GSG-05.05.

5.6 Cualificaciones para la obtención y uso de licencias de personal de operación de instalaciones radiactivas. CSN, 1988 (20 págs.). Referencia: GSG-05.06.

5.7 Documentación técnica necesaria para solicitar autorización de puesta en marcha de las instalaciones de rayos X para radiodiagnóstico. CSN, 1988 (16 págs.). Referencia: GSG-05.07.
Anulada⁽¹⁾.

5.8 Bases para elaborar la información relativa a la explotación de instalaciones radiactivas. CSN, 1988 (12 págs.). Referencia: GSG-05.08.

5.9 Documentación para solicitar la autorización e inscripción de empresas de venta y asistencia técnica de equipos de rayos X. CSN, 1998 (20 págs.). Referencia: GSG-05.09.

5.10 Documentación técnica para solicitar autorización de instalaciones de rayos X con fines industriales. CSN, 1988 (Rev. 1, 2006) (24 págs.). Referencia: GSG-05.10.

⁽¹⁾ Esta guía ha quedado sin validez al entrar en vigor, el 4 de mayo de 1992, el Real Decreto sobre instalación y autorización de los equipos de rayos X con fines de diagnóstico médico.

5.11 Aspectos técnicos de seguridad y protección radiológica de instalaciones médicas de rayos X para diagnóstico.

CSN, 1990 (28 págs.). Referencia: GSG-05.11.

5.12 Homologación de cursos de formación de supervisores y operadores de instalaciones radiactivas.

CSN, 1998 (64 págs.). Referencia: GSG-05.12.

5.14 Seguridad y protección radiológica de las instalaciones radiactivas de gammagrafía industrial.

CSN, 1999 (64 págs.). Referencia: GSG-05.14.

5.15 Documentación técnica para solicitar aprobación de tipo de aparato radiactivo.

CSN, 2001 (24 págs.). Referencia: GSG-05.15.

5.16 Documentación técnica para solicitar autorización de funcionamiento de las instalaciones radiactivas constituidas por equipos para el control de procesos industriales.

CSN, 2001 (32 págs.). Referencia: GSG-05.16.

6. Transporte de materiales radiactivos

6.1 Garantía de calidad en el transporte de sustancias radiactivas

CSN, 2002 (32 págs.). Referencia: GSG-06.01.

6.2 Programa de protección radiológica aplicable al transporte de materiales radiactivos

CSN, 2003 (54 págs.). Referencia: GSG-06.02.

6.3 Instrucciones escritas de emergencia aplicables al transporte de materiales radiactivos por carretera.

CSN, 2004 (28 págs.). Referencia: GSG-06.03.

6.4 Documentación para solicitar autorizaciones en el transporte de material radiactivo: aprobaciones de bultos y autorización de expediciones de transporte

CSN, 2006 (36 págs.). Referencia: GSG-06.04.

7. Protección radiológica

7.1 Requisitos técnico-administrativos para los servicios de dosimetría personal individual.

CSN, 1985 (Rev. 1, 2006) (54 págs.). Referencia: GSG-07.01.

7.2 Cualificaciones para obtener el reconocimiento de experto en protección contra las radiaciones ionizantes para responsabilizarse del correspondiente servicio o unidad técnica.

CSN, 1986 (8 págs.). Referencia: GSG-07.02.

Anulada⁽²⁾.

7.3 Bases para el establecimiento de los servicios o unidades técnicas de protección radiológica.

CSN, 1987. (Rev. 1, 1998) (36 págs.). Referencia: GSG-07.03.

7.4 Bases para la vigilancia médica de los trabajadores expuestos a las radiaciones ionizantes.

CSN, 1986 (Rev. 2, 1998) (36 págs.). Referencia: GSG-07.04.

Anulada⁽³⁾.

⁽²⁾ Esta guía ha sido anulada sustituyéndose por la instrucción del CSN IS.03 (BOE 12-12-2002).

⁽³⁾ Anulada por la aprobación del Ministerio de Sanidad y Consumo de un protocolo para la vigilancia médica de los trabajadores profesionalmente expuestos.

7.5 Actuaciones a seguir en caso de personas que hayan sufrido un accidente radiológico.
CSN, 1989 (Rev. 1, 2005) (50 págs.). Referencia: GSG-07.05.

7.6 Contenido de los manuales de protección radiológica de instalaciones nucleares e instalaciones radiactivas del ciclo del combustible nuclear.
CSN, 1992 (16 págs.). Referencia: GSG-07.06.

7.7 Control radiológico del agua de bebida.
CSN, 1990 (Rev. 1, 1994) (16 págs.). Referencia: GSG-07.07.

7.9 Manual de cálculo de dosis en el exterior de las instalaciones nucleares.
CSN, 2006 (34 págs.). Referencia: GSG-07.09.

8. Protección física

8.1 Protección física de los materiales nucleares e instalaciones nucleares y en instalaciones radiactivas.
CSN, 2000 (32 págs.). Referencia GSG-08.01.

9. Gestión de residuos

9.1 Control del proceso de solidificación de residuos radiactivos de media y baja actividad.
CSN, 1991 (16 págs.). Referencia: GSG-09.01.

9.2 Gestión de materiales residuales sólidos con contenido radiactivo generados en instalaciones radiactivas.
CSN, 2001 (28 págs.). Referencia: GSG-09.02.

10. Varios

10.1 Guía básica de garantía de calidad para instalaciones nucleares.
CSN, 1985 (Rev. 2, 1999) (16 págs.). Referencia: GSG-10.01.

10.2 Sistema de documentación sometida a programas de garantía de calidad en instalaciones nucleares.
CSN, 1986 (Rev. 1, 2002) (20 págs.). Referencia: GSG-10.02.

10.3 Auditorías de garantía de calidad.
CSN, 1986 (Rev. 1, 2002) (24 págs.). Referencia: GSG-10.03.

10.4. Garantía de calidad para la puesta en servicio de instalaciones nucleares.
CSN, 1987 (8 págs.). Referencia: GSG-10.04.

10.5 Garantía de calidad de procesos, pruebas e inspecciones de instalaciones nucleares.
CSN, 1987 (Rev. 1, 1999) (24 págs.). Referencia: GSG-10.05.

10.6 Garantía de calidad en el diseño de instalaciones nucleares.
CSN, 1987 (Rev. 1, 2002) (16 págs.). Referencia: GSG-10.06.

10.7 Garantía de calidad en instalaciones nucleares en explotación.
CSN, 1988 (Rev. 1, 2000) (20 págs.). Revisión: GSG-10.07.

10.8 Garantía de calidad para la gestión de elementos y servicios para instalaciones nucleares.
CSN, 1988 (Rev. 1, 2001) (24 págs.). Referencia: GSG-10.08.

10.9 Garantía de calidad de las aplicaciones informáticas relacionadas con la seguridad de las instalaciones nucleares.

CSN, 1998 (20 págs.). Referencia: GSG-10.09.

10.10 Cualificación y certificación de personal que realiza ensayos no destructivos.

CSN, 2000 (20 págs.). Referencia: GSG: 10.10.

10.11 Garantía de calidad en instalaciones radiactivas de primera categoría

CSN, 2001 (16 págs.). Referencia: GSG-10.11.

10.12 Control radiológico de actividades de recuperación y reciclado de chatarras.

CSN, 2003 (36 págs.). Referencia: GSG: 10.12.

10.13 Garantía de calidad para el desmantelamiento y clausura de instalaciones nucleares.

CSN, 2004 (26 págs.). Referencia: GSG: 10.13.

Las guías de seguridad contienen los métodos recomendados por el CSN, desde el punto de vista de la seguridad nuclear y protección radiológica, y su finalidad es orientar y facilitar a los usuarios la aplicación de la reglamentación nuclear española. Estas guías no son de obligado cumplimiento, pudiendo el usuario seguir métodos y soluciones diferentes a los contenidos en las mismas, siempre que estén debidamente justificados.

Los comentarios y sugerencias que puedan mejorar el contenido de estas guías se considerarán en las revisiones sucesivas.

La correspondencia debe dirigirse a la Oficina de Normas Técnicas y los pedidos al Servicio de Publicaciones. Consejo de Seguridad Nuclear, C/ Pedro Justo Dorado Dellmans, 11, 28040-Madrid.

Guía de Seguridad 1.17

Aplicación de técnicas informadas por el riesgo a la inspección en servicio (ISI) de tuberías

Colección Guías de Seguridad del CSN

GS.1.17-2007