

EVALUACIONES DE RIESGO DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO Y CONTROL DE TRABAJO EMERGENTE

Colaboradores	César Gervás Tobaruela
----------------------	------------------------

Propietarios	Asunción Barquín Dueña Carlos García Vegas		16.06.10
Calidad Interna	Javier Alonso Pascual		16.06.10
El Subdirector General	Javier Zarzuela Jiménez		16.06.10
La Directora Técnica	Isabel Mellado Jiménez		17.06.10

1. OBJETO Y ALCANCE

Este procedimiento tiene por objeto definir la sistemática de la inspección, a seguir por el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), sobre las evaluaciones de riesgo de actividades de mantenimiento y control de trabajo emergente, dentro del Plan Base de Inspección del Sistema Integrado de Supervisión de CC.NN. en operación (SISC) con el fin de:

- Comprobar la realización de evaluaciones de riesgo (ER) de la central relacionadas con actividades de mantenimiento programadas o emergentes durante todos los modos de operación de la misma, cuando y como se requiera en el 10 CFR 50.65(a) (4) y en los procedimientos del Titular.
- Evaluar la idoneidad de las ER realizadas (cuantitativas, cualitativas o una mezcla de ambos métodos) para la ejecución de actividades relacionadas con el mantenimiento en todos los modos de operación de la central, incluyendo sucesos o condiciones externas. Se verificará que la información considerada en la ER es precisa y completa, así como el uso apropiado de la herramienta o proceso asociado.

Las condiciones o sucesos externos que deben considerarse en las ER incluyen las degradaciones y pérdidas esperadas o previsibles de las fuentes de suministro eléctrico exterior, así como las actividades de mantenimiento que puedan afectar a las fuentes de potencia exterior.

- Evaluar la gestión del riesgo resultante, incluyendo, si resulta aplicable, la entrada en las categorías o bandas de riesgo apropiadas establecidas por el Titular, la aplicación eficaz de los controles de trabajo normal o de las acciones de gestión de riesgos (AGR) según

los procedimientos del Titular, y el mantenimiento de las funciones claves de seguridad.

- Comprobar que la planificación y control de las actividades de trabajo emergente que resulten de situaciones imprevistas, incluidas las reevaluaciones rápidas del riesgo resultante y la gestión eficaz de dicho riesgo, son eficaces. Verificar que se realizan los reanálisis oportunos del riesgo como consecuencia de cambios en las condiciones o sucesos externos.

Entre los cambios en las condiciones o sucesos externos que deben tenerse en cuenta en las ER se encuentran los cambios en la fiabilidad o disponibilidad de la red eléctrica exterior, así como las intervenciones cuyo riesgo está relacionado con la red (grid-risk-sensitive- activities), que son aquellas actividades que puedan:

- Incrementar la posibilidad de un disparo de planta, lo que requeriría el suministro eléctrico exterior.
 - Incrementar la probabilidad de pérdida de suministro eléctrico exterior (LOOP).
 - Reducir la capacidad de la planta para hacer frente a una LOOP o una pérdida total de corriente alterna (SBO), por ejemplo la puesta fuera de servicio de las fuentes de suministro eléctrico de CA (corriente alterna) alternativas.
- Comprobar la identificación y resolución de problemas asociados con la aplicación del 10 CFR 50.65(a) (4) y del control del trabajo emergente por parte del Titular.

Los Pilares de Seguridad asociados a este procedimiento son:

- Sucesos iniciadores (20%)
- Sistemas de mitigación (70%)
- Integridad de barreras (10%)

Este procedimiento es de aplicación a las inspecciones sobre las evaluaciones de riesgo de actividades de mantenimiento y control de trabajo emergente y al personal del CSN que participe como inspector en dichas inspecciones.

La participación en las actividades de inspección, relativas a este procedimiento, a realizar por el personal de las distintas Áreas de especialistas, una vez se decida efectuar una inspección complementaria, se definirá en una reunión con el Jefe de Proyecto y la participación telefónica de los Inspectores Residentes, si se considera necesario, teniendo en cuenta la importancia para la seguridad de los diferentes sistemas y su contribución al riesgo de la instalación.

Frecuencia y tamaño de la muestra. Estimación de Recursos.

Con el objeto de asegurar que la inspección realizada con este procedimiento cubre razonablemente el objetivo del mismo, el procedimiento contempla una referencia muestral, así como una serie de puntos de inspección complementarios entre sí, siendo la IR la responsable de definir cuál de ellos aplica a cada muestra seleccionada.

Seleccionar cada trimestre una muestra de actividades de mantenimiento, bien sea, antes de su comienzo, en progreso o ya terminadas, según disponibilidad. El objetivo es inspeccionar de 3 a 5 actividades de mantenimiento durante un trimestre, incluidas las actividades de control del trabajo emergente. Los inspectores deben incluir una mezcla de trabajo programado y emergente al seleccionar las muestras. Las muestras de actividades deben tener en cuenta el riesgo relacionado con las mismas y el tipo predominante de actividades de trabajo en el emplazamiento. Se pretende que la inspección del (a) (4) se integre todo lo posible dentro de otros procesos de vigilancia rutinaria de las actividades y configuración de la central. La muestra final seleccionada para revisión no debería incluir las actividades de mantenimiento eliminadas en el Bloque 5 del Anexo 1 de este procedimiento; es decir, el cambio de configuración de la central considerado ha de estar asociado con el mantenimiento, ha de requerirse una evaluación de seguridad y los ESC afectados han de estar dentro del alcance total de la Regla de Mantenimiento o del alcance limitado del (a)(4). Además, debido a que la puesta en fuera de servicio de cualquier ESC individual suele quedar adecuadamente cubierta por las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF), para que la muestra a inspeccionar sea válida, o bien el cambio de configuración considerado afecta a varios ESC significativos para el riesgo o bien han de tenerse en cuenta otras consideraciones relevantes (especialmente las debidas a factores externos) cuando se afecte a un único ESC significativo para el riesgo.

Se estima que el consumo anual de recursos para este procedimiento de inspección será de 80 horas. No se incluye en este cómputo el esfuerzo necesario en la preparación de la inspección, ni el de realización de actas de inspección, informes y control y seguimiento de las actuaciones derivadas de la inspección. Se puede tomar como dato de referencia el siguiente reparto: 70% inspectores residentes y 30% áreas especialistas.

2. DEFINICIONES

Con carácter general, las que se definen en el PG.IV.03 y también:

Mantenimiento: Conjunto de funciones requeridas para preservar o restaurar la seguridad, fiabilidad y disponibilidad de Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC) de planta. El mantenimiento incluye no solamente las actividades tradicionalmente asociadas con la identificación y corrección de las condiciones reales o potencialmente de degradadas, esto es, reparación, vigilancia, diagnóstico, y medidas preventivas, sino que se extiende a todas las funciones soporte necesarias para llevar a cabo esas funciones.

Mantenimiento preventivo: Actuaciones de mantenimiento planificadas, periódicas y predictivas que son tomadas previamente a que la ESC falle, para mantener a la ESC dentro de las condiciones de operación previstas, controlando la degradación o el fallo.

Mantenimiento predictivo: Actuaciones de mantenimiento planificadas que se toman con objeto de diagnosticar un posible fallo de ESC.

Mantenimiento correctivo sin fallo: Actuaciones de mantenimiento que se toman con objeto de anticiparse al fallo de ESC.

Mantenimiento correctivo: Actuaciones que tienen como objetivo reestablecer la capacidad funcional de una ESC, que son realizadas ante situaciones emergentes de operación, en las que se observan deficiencias o fallos funcionales en la ESC.

Descargo: Procedimiento técnico-administrativo mediante el cual se gestiona y controla la puesta fuera de servicio para ejecutar mantenimiento en un sistema o equipo.

Orden de Trabajo: Documento mediante el cual se gestionan las actuaciones de mantenimiento.

Trabajo emergente: Mantenimiento correctivo derivado de situaciones imprevistas.

3. NORMATIVA APLICABLE

La que se describe en el PG.IV.03.

4. RESPONSABILIDADES

En el procedimiento PG.IV.03 se establecen con carácter general las responsabilidades relativas a este procedimiento. Además son responsabilidades específicas las siguientes:

Este procedimiento aplica tanto a los inspectores residentes como a los inspectores de las distintas áreas, en el caso de realización de una inspección complementaria (ISAM y APFU principalmente, aunque el procedimiento no excluye a otras áreas en caso de estimarse necesario). En función de los requisitos de la inspección y los resultados encontrados durante la inspección periódica por los inspectores residentes se distingue el siguiente reparto de responsabilidades:

Requisito de la inspección	Inspección trimestral (Q)	Inspección Complementaria (SN)
1. Realización de la evaluación del riesgo	Inspección Residente	Inspección de la Sede N/A
2. Verificación de idoneidad de la evaluación del riesgo	Inspección Residente	Inspección de la Sede (Áreas ISAM, APFU)
3. Verificación de la gestión de riesgos	Inspección Residente	Inspección de la Sede (Áreas ISAM, APFU)

5. DESCRIPCIÓN DE LA INSPECCIÓN

5.1 BASES DE LA INSPECCIÓN

El párrafo (a) (4) del 10 CFR 50.65, Regla de Mantenimiento (RM), requiere que los titulares evalúen y gestionen el riesgo de la central derivado de la realización de actividades de mantenimiento en todos los modos de operación. El riesgo se evalúa y gestiona tanto para el mantenimiento programado como para el trabajo emergente. La evaluación del riesgo minimiza las configuraciones significativas para el mismo y maximiza la disponibilidad de los sistemas de mitigación y las barreras frente a descargas radiológicas.

5.2 REQUISITOS DE LA INSPECCIÓN

5.2.1 Evaluación y gestión del riesgo

- 1) Realización de la evaluación del riesgo. Comprobar la realización de las ER cuando lo requiera el §50.65(a) (4) y de acuerdo con los procedimientos del Titular, antes de realizar cambios en la configuración de la central para las actividades de mantenimiento, incluyendo el mantenimiento preventivo, la vigilancia y las pruebas (e inmediatamente para el trabajo emergente) durante todos los modos de operación de la central. Comprobar la realización de las ER para los cambios de configuración relacionados con las estructuras, sistemas o componentes (ESC) dentro del alcance de la RM o del alcance de la ER limitada por el Titular y permitido por el §50.65(a)(4), con especial atención a las configuraciones más significativas para el riesgo/seguridad. Para el trabajo emergente, comprobar que el Titular realiza la evaluación del riesgo (en la medida de lo posible y teniendo en cuenta la seguridad) antes de cambiar la configuración de la central pero, en cualquier caso, rápidamente y, en la medida de lo posible, conjuntamente y sin retrasar la estabilización y recuperación de la central.
- 2) Idoneidad de la evaluación del riesgo. Realizar una evaluación de la evaluación del riesgo, comprobando que la información considerada es precisa y completa. Comprobar el uso apropiado de la herramienta de evaluación del riesgo del Titular, es decir, que el Titular la emplea de forma coherente con (1) sus capacidades y limitaciones, (2) las condiciones y evoluciones de la planta, (3) los sucesos externos y el estado de la contención y (4) los procedimientos del Titular. Hágase que el Titular intervenga en todo lo necesario para volver a realizar de forma rápida y correcta las ER inadecuadas. En cuanto a trabajos terminados para los que la configuración normal de la central haya sido restaurada, puede ser necesario que el Titular realice (o vuelva a realizar correctamente) una ER omitida (o inadecuada) o, si es posible, que la configuración en cuestión sea evaluada independientemente por el CSN, para determinar el cambio asociado en el riesgo de la planta a fin de decidir su significación.
- 3) Gestión de riesgos. Evaluar si el Titular reconoce y/o introduce (si aplica) la categoría o banda de riesgo apropiada establecida por él mismo de acuerdo con los resultados de la ER y sus procedimientos. Comprobar que se aplican de forma rápida y eficaz los controles normales de trabajo o las AGR requeridas, teniendo en cuenta la banda de riesgo en efecto y de acuerdo con los procedimientos del Titular. Comprobar que se preservan las funciones claves de seguridad para el modo de operación de la central. Para trabajos aún no realizados o en curso de realización y en el caso de ER no realizadas

aunque fueran requeridas o realizadas de forma no adecuada, evaluar la nueva gestión de riesgo subsiguiente a la nueva evaluación del riesgo requerida.

5.2.2 Control del trabajo emergente

- a) Durante el trabajo emergente (aisladamente o en combinación con el trabajo programado), verificar que el Titular toma acciones para minimizar la probabilidad de los sucesos iniciadores, mantener la capacidad funcional de los sistemas de mitigación y mantener la integridad de las barreras.
- b) Revisar las actividades relacionadas con el trabajo emergente, tales como resolución de problemas, planificación y programación del trabajo, establecimiento de las condiciones de la planta y los alineamientos de equipos, etiquetado, modificaciones temporales y normalización del equipo para asegurar que la central no tiene una configuración inadecuada (incluido el incumplimiento de las especificaciones técnicas).

5.2.3 Resolución e identificación de problemas

Comprobar que el Titular está identificando los problemas de evaluación y gestión del riesgo y de control del trabajo emergente, y que los está introduciendo en el programa de acciones correctoras. Para una muestra de problemas significativos documentados en el programa de acciones correctoras, comprobar que el Titular ha identificado y aplicado las acciones correctoras adecuadas. Consultar el procedimiento de inspección PA.IV.201.- Programa de identificación y resolución de problemas, para orientación adicional.

5.3 GUÍAS PARA LA INSPECCIÓN

5.3.1 Evaluación y gestión del riesgo

Guía general

Se pretende que ésta sea una inspección basada en el comportamiento e informada por el riesgo. Se espera su inicio sólo en respuesta a cambios en la configuración de la central asociados con actividades de mantenimiento reales, programadas y emergentes, incluidas las planificadas, las que se están desarrollando o las que ya se han completado. Debería prestarse mayor atención a las configuraciones o ESC de más alta significación para el riesgo. Este procedimiento no pretende realizar una revisión sistemática del programa del 10 CFR 50.65(a) (4) del Titular, ni tratar aquellos casos en los que la configuración de la central se cambie por razones ajenas al mantenimiento. El examen exhaustivo de: (1) el alcance limitado o el proceso de evaluación informado por el riesgo utilizado para desarrollarlo, (2) las propias herramientas o procesos de ER del Titular y (3) las bandas o categorías de riesgo y AGR del Titular queda reservado para la inspección complementaria.

En la medida de lo posible, las actividades de inspección de este procedimiento deben integrarse con el seguimiento rutinario de actividades y configuración de la central realizada por la Inspección Residente.

Los cambios en la configuración de la central a inspeccionar son aquéllos relacionados con ESC dentro del alcance de la regla de mantenimiento (o del alcance limitado permitido por 10 CFR 50.65(a) (4)) y ciertos ESC significativos para el riesgo (véase la nota al texto del Bloque 7 en el Anexo 1 de este procedimiento).

La significación de los hallazgos que resulten de la realización de este procedimiento de inspección se determinará mediante el proceso de determinación de la significación de seguridad para el reactor (SDP) que corresponda dependiendo de las circunstancias. La necesidad de realizar una inspección complementaria se determinará sobre la base del requisito de hallazgos no verdes, según el Sistema Integrado de Supervisión de Centrales (SISC). El uso del SDP de seguridad del reactor para hallazgos del §50.65(a) (4) se suscribe al mantenimiento programado o emergente, pero con una evaluación y gestión del riesgo adecuada de acuerdo con el (a) (4).

Antes de ejecutar este procedimiento, el inspector debe conocer el programa del Titular para llevar a cabo ER y gestionar el riesgo resultante. Asimismo debe familiarizarse con los procedimientos asociados. Cabe señalar que aunque el alcance de esta inspección no incluye una revisión sistemática de los procedimientos del (a) (4) del Titular, sería apropiado cuestionar y llamar la atención del mismo sobre cualquier detalle de los procedimientos descubierto durante el curso de esta familiarización que no esté claro o que parezca incorrecto.

Guía específica

Consultar el Anexo 1.

5.3.2 Control del trabajo emergente

Guía general

El alcance de este procedimiento de inspección no incluye una observación rutinaria de las actividades de mantenimiento. Sin embargo, para las actividades de trabajo emergente, los inspectores deben verificar que el Titular cumple el programa y el plan de trabajo y que ha tomado precauciones para evitar que dichas actividades afecten a ESC contiguos.

Deben observarse los alineamientos y el etiquetado de los equipos, cuando los potenciales errores puedan afectar a otros sistemas en operación. Cuando resulte adecuado, verificar que los componentes redundantes se mantienen en estado operable. Consúltese el procedimiento de inspección PT.IV.203 “Alineamiento de equipos” como información adicional.

El inspector debe considerar si errores potenciales de mantenimiento podrían iniciar un suceso o afectar a la defensa en profundidad al seleccionar las actividades de trabajo a revisar. La revisión debe limitarse a las actividades de trabajo emergente que puedan causar un suceso iniciador o afectar a la capacidad funcional de los sistemas de mitigación y a la integridad de barreras. Consultar las guías de la tabla incluida a continuación para seleccionar las actividades de inspección. Las acciones de evaluación del riesgo y gestión de riesgos asociadas con el trabajo emergente se inspeccionarán de acuerdo con el Anexo 1.

Pilares de Seguridad	Objetivo de la inspección	Prioridad del riesgo	Ejemplo
Sucesos iniciadores	Identificar el trabajo emergente que pueda causar sucesos iniciadores	Correctivo no bien definido mediante el procedimiento aplicable. Trabajos próximos a ESC capaces de causar transitorios con mayor riesgo que el disparo del reactor.	Correctivo en el equipo eléctrico asociado o contiguo a los circuitos de inicio de la inyección de seguridad.
Sistemas de mitigación	Identificar los sistemas de mitigación, acreditados por el Titular como operables, que están afectados por la planificación o realización del trabajo emergente.	Trabajo emergente cuando ya existen configuraciones de alto riesgo debido a mantenimiento on-line programado. Trabajo emergente en sistemas soporte que pueda afectar a múltiples ESC.	Reparación emergente de equipos de refrigeración de salas con otras ESC de mitigación que ya están fuera de servicio.
Integridad de barreras	Identificar sistemas de barrera, acreditados por el Titular como operables, que están afectados por la planificación o realización del trabajo emergente.	Trabajo emergente cuando las configuraciones de alto riesgo ya existen debido a mantenimiento on-line programado.	Trabajo emergente en válvulas de purga de la contención, válvulas de aislamiento de la contención y en la esclusa de entrada de personal.

Guía específica

No se proporciona ninguna guía específica en este proceso.

6. REGISTROS

Los resultados de la inspección serán recogidos en la correspondiente acta trimestral de inspección tal y como se establece en el Manual de la Inspección Residente PG.IV.10 y en el resto de los procedimientos aplicables del sistema de gestión del CSN.

7. REFERENCIAS

- Instrucción del CSN 1.15 del 31 de octubre de 2007, sobre los Requisitos para la vigilancia de la eficacia del mantenimiento en las centrales nucleares.
- Guía de Seguridad del CSN 1.18. “Medida de la eficacia del mantenimiento en centrales nucleares”
- PG.IV.03.- Inspección y control de Instalaciones Nucleares.
- PA.IV.201.- Programa de identificación y resolución de problemas.
- PT.IV.203.- Alineamiento de equipos.
- PT.IV.221.- Seguimiento del estado y actividades de planta.

- PT.IV.301.- Proceso de determinación de la significación para situaciones a potencia.
- PT.IV.303.- Proceso de determinación de la significación de la integridad de contención.
- PT.IV.304.- Proceso de determinación de la significación para operaciones en parada
- US-10 CFR 50.65, “Requirements for monitoring the effectiveness of maintenance at nuclear power plants”.
- US-NRC Regulatory Guide 1.160, Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants.
- US-NRC Regulatory Guide 1.182, Assessing and Managing Risk Before Maintenance Activities at Nuclear Power Plants.
- US-NRC Regulatory Guide 1.187, Guidance for Implementation of 10 CFR 50.59, Changes, Tests and Experiments, noviembre de 2000.
- NUMARC 93-01, Industry Guideline for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants.
- Sección 11 revisada, de 22 de febrero de 2000, Assessment of Risk Resulting from Performance of Maintenance Activities, de NUMARC 93-01.
- The Nuclear Energy Institute’s (NEI’s), NUMARC 91-06, Industry Guideline for Shutdown Operations.
- NEI 96-07, Revision 1, Guidelines for 10 CFR 50.59 Implementation, noviembre de 2000.
- US-NRC. Inspection Procedure 71111.13, “Maintenance Risk Assessments and Emergent Work Control”.
- US-NRC. Inspection Procedure 71111.04, “Equipment Alignment”.
- US-NRC. Inspection Procedure 71111.19, “Post Maintenance Testing”.
- US-NRC. Inspection Procedure 71111.20, “Refueling and Outage Activities”.
- US-NRC. Inspection Procedure 71152, “Identification and Resolution of Problems”.
- US-NRC. Supplemental Inspection Procedure 62709, “Configuration Risk Assessment and Risk Management Process”.
- US-NRC Inspection Manual Chapter 0609, “Significance Determination Process”.
- US-NRC Inspection Manual Chapter 0612, “Power Reactor Inspection Reports”.

- US-NRC Inspection Manual Chapter 2515, Appendix D “Plant Status Review”.
- US-NRC Information Notice 2000-13, “Review of Refuelling Outage Risk”, de 27 de septiembre de 2000.
- US-NRC Regulatory Issue Summary 2004-05, “Grid Reliability and the impact on plant risk and the operability of offsite power”
- US-NRC Regulatory Issue Summary 2001-09, “Control of Hazards Barriers”
- US-NRC Generic Letter 2006-02, “Grid Reliability and the impact on plant risk and the operability of offsite power”
- PG. IV.10.- Manual de la Inspección Residente del CSN en las centrales nucleares en explotación.

8. ANEXOS

- Anexo 1.- Guía específica para la evaluación y gestión del riesgo
- Anexo 2.- Diagrama de flujo 1. Esquema de supervisión del 10 CFR 50.65 (a) (4)
- Anexo 3.- Motivo de la revisión y cambios introducidos.

ANEXO 1.- GUIA ESPECÍFICA PARA LA EVALUACIÓN Y GESTIÓN DEL RIESGO

El diagrama de flujo adjunto delinea la estructura, la lógica y el proceso de las actividades del titular de la licencia relacionadas con el 10 CFR 50.65(a) (4). El diagrama de flujo guía al inspector para (1) comprobar que las ER se realizan cuando así se requiere (Fase de comprobación de la realización de las ER); (2) evaluar que las ER son adecuadas (Fase de evaluación de las ER); (3) evaluar que el propietario de la licencia introduce las bandas de riesgo apropiadas en base a las ER's realizadas; (4) comprobar que los controles normales de trabajo o las AGR son coherentes con esas bandas de riesgo y que se aplican rápida y eficazmente de acuerdo con los procedimientos del Titular y (5) comprobar que esas AGR preservan las funciones clave de seguridad (Fase de comprobación de la gestión de riesgos).

Cada bloque del diagrama de flujo está numerado para ayudar al inspector a comparar el diagrama de flujo con las guías específicas escritas. Además, cada sección de bloque del diagrama de flujo en el texto de este anexo se refiere a los párrafos pertinentes de la Sección 11 revisada de NUMARC 93-01.

En ciertos momentos del proceso de inspección, si el inspector identifica problemas en la actuación del Titular, incluyendo ER omitidas aunque necesarias, ER inadecuadas, riesgos no reconocidos, AGR sin aplicar o aplicadas de forma poco eficaz, el diagrama de flujo sirve para comprobar el grado de compromiso con la Seguridad del Titular y para efectuar una revisión reguladora de las ER, así como para la evaluación reguladora preliminar que se inicia en el Bloque 9.

FASE DE COMPROBACIÓN DE LA REALIZACIÓN DE LAS EVALUACIONES DE RIESGO

Bloque 1 (Inicio) - Cambio en la configuración (11.3)

CONDICIÓN DE ENTRADA: A partir de los conocimientos obtenidos a través de la revisión del estado de la central (PT.IV.221.- Seguimiento del estado y actividades de planta), incluyendo las rondas de rutina y la vigilancia de rutina de las actividades de mantenimiento planificadas y en progreso, el inspector debe comenzar este procedimiento de inspección cuando se haya producido (o se vaya a producir) un cambio en la configuración de la central que haya causado (o pueda causar) un aumento real (o potencial) del riesgo.

Bloque 2 - ¿Está relacionado el cambio en la configuración con la actividad de mantenimiento? (11.3)

¿Está relacionado el cambio de la configuración con la actividad de mantenimiento (programada o emergente) durante cualquier modo de operación de la central que todavía no haya comenzado, esté en progreso o ya se haya completado? Las actividades de mantenimiento incluyen al menos, los requisitos de vigilancia, las pruebas post-

mantenimiento y el mantenimiento correctivo y preventivo. Si es así, pasar al Bloque 3. Si no, pasar al Bloque 5 y detener el proceso de inspección para este cambio de configuración en concreto.

Bloque 3 - ¿Hay más de un ESC fuera de servicio? (11.3.4)

Determinar si la actividad de mantenimiento planificada, en progreso o terminada y los alineamientos de sistemas asociados afectan a más de un ESC dentro del alcance total de los ESC cubierto por el 10 CFR 50.65(b) o dentro del alcance limitado permitido por el §50.65(a)(4), teniendo en cuenta cualquier otro ESC fuera de servicio y potencialmente significativo para el riesgo de toda la central / unidad. Por ejemplo, un ESC puede ponerse fuera de servicio al mismo tiempo que se realizan otras actividades de mantenimiento, pero no se inutiliza ningún otro ESC (adicional) ni aumenta el riesgo de la central de ninguna otra forma. Aunque el ESC considerado sea o vaya a ser el único ESC potencialmente significativo para el riesgo que se encuentre fuera de servicio en la central, ir al Bloque 4. Si el cambio en la configuración considerada está relacionado con más de un ESC potencialmente significativo para el riesgo, pasar directamente al Bloque 6.

La puesta en fuera de servicio de cualquier ESC individual suele quedar adecuadamente cubierta por las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF). La detención del proceso de inspección debido a que un solo ESC esté fuera de servicio (en toda la unidad, no sólo para la configuración relacionada con el mantenimiento que se está considerando) debe ocurrir con muy poca frecuencia, ya que los cambios en la configuración de la central asociados con las actividades de mantenimiento normalmente afectan a ESC adicionales que están fuera de su configuración normal de la central por distintas razones.

Bloque 4 - La inspección puede continuar con un solo ESC fuera de servicio (11.3.4)

A juicio del inspector, cuando las condiciones existentes o esperadas lo exijan, la inspección puede continuar aunque sólo haya un ESC fuera de servicio. Dichas condiciones incluyen (al menos) sucesos externos tales como incendios, condiciones atmosféricas severas, fiabilidad o disponibilidad degradada de la red exterior o condiciones, o evoluciones de la central tales como las regidas por el procedimiento de operación anormal (POA), y actividades de vigilancia o pruebas que puedan aumentar la probabilidad de un transitorio o la capacidad de hacer frente a un suceso con una parte importante del equipo de mitigación fuera de servicio. Un ejemplo destacado es el de la puesta fuera de servicio de fuentes de alimentación de corriente alterna de reserva cuando existen o se esperan condiciones atmosféricas severas, fiabilidad o disponibilidad degradada de la red exterior o se está realizando mantenimiento en interruptores del parque eléctrico, situaciones que provocan un aumento de la probabilidad de pérdida de alimentación externa. Cabe señalar que distintas condiciones, incluyendo las modificaciones temporales o las condiciones atmosféricas severas, pueden también afectar a la capacidad o incapacidad del personal de la central para realizar importantes acciones de recuperación. Si la decisión es continuar con la inspección, pasar al Bloque 6. Si no, pasar al Bloque 5 y detener el proceso de inspección para este cambio de configuración en concreto.

Bloque 5 - Detener el proceso de inspección

CONDICIONES DE SALIDA: El cambio de configuración de la central considerado no está asociado con el mantenimiento (Bloque 2) o los ESC afectados no están dentro del

alcance total de la Regla de Mantenimiento o del alcance limitado del (a)(4) y no son significativos para el riesgo (Bloque 3); o sólo existe un ESC significativo para el riesgo fuera de servicio sin más consideraciones relevantes (Bloque 4); o no se requirió ninguna evaluación de seguridad (Bloque 7). Por lo tanto, no se espera continuar la inspección según este procedimiento de inspección para la configuración considerada.

Cuando tras el análisis de una actividad de mantenimiento se decide salir de esta forma, no debería contarse como muestra válida para cumplir los objetivos de inspección indicados bajo el epígrafe “Nivel de esfuerzo” de este procedimiento. El inspector puede que necesite aplicar los criterios de esta parte del procedimiento para seleccionar varias actividades de mantenimiento y obtener una muestra válida, es decir, una en las que se requieran actividades (a)(4) del Titular y puedan seguirse hasta su conclusión.

Bloque 6 - ¿Realizó el propietario de la licencia una ER (11.3)?

Determinar si el propietario de la licencia realizó una ER para la actividad de mantenimiento y los cambios de configuración asociados que se están considerando, ya sea planificada, en progreso o terminada. Si no, continuar al Bloque 7. Si la respuesta es sí, pasar al Bloque 8.

Bloque 7 - ¿Se requería una ER? (11.3.3)

Si no se realizó ninguna ER, utilizar las indicaciones siguientes para determinar si realmente se requería y cuándo. Si el inspector cree que se requería una evaluación del riesgo, pasar al Bloque 9 para la revisión reguladora. Si no se requería ninguna evaluación del riesgo, pasar al Bloque 5 y detener el proceso de inspección para este cambio de configuración en concreto.

Determinar si se requería una evaluación del riesgo utilizando los siguientes criterios:

1. Cuándo se requiere. Las evaluaciones del riesgo se requieren según (a)(4) antes de los cambios de configuración de la central relacionados con el mantenimiento y normalmente se efectúan para mantenimientos programados. Sin embargo condiciones emergentes, tales como sucesos externos, cambios en las condiciones externas, fallos de ESC o funcionamiento degradado en servicio o durante pruebas, pueden requerir acciones previas a la realización de una ER o pueden invalidar las ER existentes. En este caso, la evaluación del riesgo debe realizarse (o reevaluarse) para tratar las nuevas condiciones de la central. Las guías de la industria, Sección 11 revisada de NUMARC 93-01, tal y como se endorsa en la RG 1.182, afirman que si la configuración de la central se restaura antes de llevar a cabo o reevaluar la evaluación del riesgo, ésta no tiene por qué ser aplicada ni reevaluada si ya se ha realizado. Sin embargo, en la medida de lo posible y teniendo en cuenta la seguridad, el Titular debe realizar o reevaluar la evaluación del riesgo antes de cambiar más la configuración de la central; pero, en cualquier caso, debe hacerlo rápidamente y, en la medida de lo posible, a la vez y sin retrasar la estabilización y restauración de la central. Nótese que la desviación por parte del propietario de los programas y planes de trabajo, al igual que ocurre con el trabajo emergente, puede invalidar las ER preparadas para el periodo de mantenimiento (p.ej. un rutinario programa rodante de 12 semanas).

2. Modos de operación que requieren ER. Las ER se requieren según (a)(4) para las actividades de mantenimiento realizadas durante todos los modos de operación de la central y para las transiciones entre modos. Modos de operación asimilables a modo de operación a potencia utilizarán las herramientas basadas en el APS a potencia que son utilizadas para dicho modo. Las centrales sin análisis probabilista de seguridad en parada deben evaluar el riesgo del mantenimiento en parada de algún modo, normalmente mediante un panel de expertos que use un enfoque cualitativo (función clave de seguridad) o un enfoque mezcla cualitativo y cuantitativo.
3. Alcance de la ER. El 10 CFR 50.65(a) (4) requiere las ER para las actividades de mantenimiento relacionadas con ESC dentro del alcance de la regla de mantenimiento, tal y como se define en §50.65(b). Sin embargo, el (a)(4) permite que el alcance de los ESC a tratar por las evaluaciones del riesgo se limite a aquellos que hayan sido clasificados como significativos para la salud y seguridad públicas por un proceso de evaluación informado por el riesgo.
Téngase en cuenta que el (a)(4) aplica a todos los modos de operación .

Si se siguen las guías de la industria, el alcance de las evaluaciones del riesgo incluirá al menos a los ESC significativos para la seguridad / riesgo bajo el alcance (según determine un panel de expertos), más los ESC incluidos en el alcance del APS nivel 1 de sucesos internos de la planta. Por tanto, cuando se evalúa si se requiere una evaluación del riesgo, los inspectores pueden necesitar considerar otros ESC significativos para la seguridad que pueden no estar dentro del alcance de la regla de mantenimiento. También esto puede resultar necesario más tarde, cuando se determine la idoneidad de la evaluación del riesgo en términos de precisión y completitud de la información de entrada.

NOTA: Algunos ESC, que por diversas razones no están incluidos en el alcance normal de la regla de mantenimiento como se define en §50.65(b) (p.ej. aquellos usados en los procedimientos de operación anormal (POA)), pueden convertirse en significativos para el riesgo durante la parada o en otras condiciones modeladas (o no) en el análisis probabilista de seguridad de la central. Si el Titular falla en considerar dichos ESC en sus ER, asegurarse de que el Titular tiene una adecuada base técnica para la exclusión, y que sea consistente con el propósito de las guías de la industria aprobadas. Puede que resulte necesario que el panel de expertos del propietario de la licencia evalúe el riesgo asociado a estos ESC de manera cualitativa. También sería apropiado para los inspectores el considerar estos ESC al evaluar la idoneidad de las ER. Sin embargo, se reconoce que aunque el fallo del Titular haya podido causar un hallazgo significativo para el riesgo al no considerarlos, esto no constituirá en sí mismo una violación del 10 CFR 50.65(a)(4) conforme a los requisitos actuales.

Nota sobre el alcance de las ER en España:

Actualmente se está requiriendo la realización de una ER para ESC significativos para el riesgo, ya sea por decisión de panel de expertos o por medidas de importancia aplicadas a los APS. Tener en cuenta que una de ellas es el 90% de la FDN, lo que implica que prácticamente la totalidad de los ESC modelados en APS serán tenidos en cuenta en las evaluaciones. Así mismo se requiere que aquellos ESC cuya puesta fuera de servicio tenga influencia en la frecuencia de sucesos iniciadores sean tenidos en cuenta en las evaluaciones, si bien este tema es en el momento actual un tema abierto no completamente resuelto.

FASE DE EVALUACIÓN DE LA ER

No se espera que los Inspectores Residentes verifiquen las herramientas de evaluación del riesgo o valide el proceso en sí. Esto se reserva para la inspección complementaria, en caso que resulte necesaria. La comprobación de la idoneidad de la evaluación del riesgo para el objetivo de este procedimiento de inspección se limita a verificar que la información de entrada de la evaluación del riesgo es precisa y completa y que la herramienta se usó de manera apropiada. La información de entrada de la evaluación del riesgo se verifica primero mediante la evaluación de la fidelidad de la evaluación con respecto a la configuración real de la central según el Bloque 8. Los Bloques 10 y 11 verificarán después la conservación de las funciones clave de seguridad durante parada y a potencia, respectivamente. Finalmente, el Bloque 14 verifica la consideración de los sucesos externos, las inundaciones internas y la contención, si resultara aplicable. El uso adecuado de la herramienta de evaluación del riesgo se verifica con el Bloque 13. Las deficiencias se tratan en el Bloque 9.

Bloque 8 - ¿Coincide la configuración evaluada con la configuración real de la central? (11.3)

Partiendo del conocimiento sobre las condiciones actuales de la central, obtenidos por ejemplo a través de las rondas realizadas mientras se llevaban a cabo el procedimiento de inspección PT.IV.221.- Seguimiento del estado y actividades de plant y/o el procedimiento de inspección PT.IV.203.- Alineamiento de equipos, verificar que la configuración real de la central coincide con la configuración de la ER. Utilizando la guía ofrecida a continuación, habrá que fijarse en los ESC más importantes para la seguridad o más significativas para el riesgo. Los inspectores deben prestar especial atención a los ESC que están degradados pero operables. Esto debe incluir una revisión de las acciones compensatorias para determinar la aplicabilidad a las condiciones actuales de la central. Si la configuración real coincide con la evaluación del riesgo, pasar al Bloque 10 si la central está en parada o al 11 si está en operación a potencia. Si existe una falta de coincidencia, pasar al Bloque 9. Las referencias incluidas a continuación pueden resultar útiles para tomar esta decisión.

Puede que sea posible realizar esta revisión junto con una vigilancia rutinaria del estado de la planta, la planificación del trabajo, el trabajo en progreso, etc, y también como parte de la revisión de la aplicación eficaz de las AGR, tales como la verificación de que los componentes redundantes (de reserva) se mantienen operables. Nótese que las desviaciones de las programaciones de mantenimiento pueden invalidar de hecho la evaluación del riesgo.

El resto de la información de entrada de la evaluación del riesgo debe incluir al menos el modo de operación; las condiciones y evoluciones concurrentes de la central, las alteraciones o modificaciones temporales (especialmente las que podrían inhibir acciones importantes del operador) u otras actividades de mantenimiento planificadas o en progreso que hayan aumentado la probabilidad de sucesos iniciadores o la degradación de los sistemas de mitigación; el estado de la contención; y los sucesos externos (esperados, inminentes o en progreso).

El riesgo de sucesos iniciadores o la degradación de sistemas de mitigación debido a errores específicos de mantenimiento no se suelen incluir en los estudios de APS. Por tanto, la evaluación del riesgo debe considerar también cualitativamente si los errores potenciales de mantenimiento pueden iniciar un suceso, afectar al principio de defensa en profundidad, afectar a la capacidad funcional de los sistemas de mitigación o degradar la integridad de barreras (funciones clave de seguridad).

Referencias sobre la configuración de la central:

- a. Cuaderno de SDP. Partiendo de la información del análisis probabilista de seguridad y desarrollado específicamente para la central, el cuaderno de SDP se concibe como una ayuda al usar las hojas de trabajo del SDP. Aunque no es su función primordial, el cuaderno de SDP enumera los sistemas frontales necesarios para mitigar los sucesos iniciadores, los sistemas soporte y las acciones de recuperación más importantes a realizar por el operador (que pueden quedar inhibidas por el cambio de la configuración que se está considerando, especialmente las modificaciones temporales). El cuaderno de SDP también contiene las hojas de trabajo del SDP específicas de la central, que incluyen las capacidades de mitigación completamente acreditadas para cada función de seguridad.
- b. Guías de restauración funcional de los Procedimientos de Operación de Emergencia (POE). Resultan útiles para determinar el equipo necesario para apoyar las funciones clave de seguridad (llamadas “funciones críticas de seguridad” en las guías). En operación a potencia, éstas son: la integridad de la contención (control de aislamiento, de presión y de temperatura), el control de reactividad, la evacuación de calor del sistema de refrigerante del reactor (SRR) y el control del inventario del SRR. Las funciones clave de seguridad en parada son la evacuación de calor residual, el control de inventario, la disponibilidad de potencia, el control de reactividad y contención.
- c. Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF) y sus Bases.
- d. Procedimiento PT.IV.304.- Proceso de determinación de la significación para operaciones en parada (equivalente al US-NRC MC 0609, Anexo G), y el procedimiento de inspección PT.IV.303, “Proceso de determinación de la significación para integridad de contención” (equivalente al US-NRC, MC 0609, Anexo H).
- e. Nota informativa 2000-13 de la NRC Review of Refuelling Outage Risk.

La evaluación del riesgo para el modo de operación existente puede requerir un APS que no sea el específico de ese modo. Por ejemplo, cuando el reactor esté parado pero la temperatura y la presión del sistema de refrigerante del reactor estén por encima de las condiciones de entrada de evacuación de calor residual (RHR), ciertas ESC de vaporizado normal (p.ej.

partes de los sistemas de vapor, alimentación y condensado) son necesarios para eliminar el calor residual. Los sucesos iniciadores que podrían afectar a la refrigeración del núcleo son similares a los considerados en los APS a potencia (p.ej. accidentes de pérdida de refrigerante, pérdida de agua de alimentación, pérdida de sistemas soporte, pérdida de alimentación exterior). Los sistemas de mitigación requeridos estarían entre los requeridos en operación a potencia, especialmente los requeridos por las ETF, salvo ciertos sistemas de contención. Por lo tanto, en estas condiciones, a no ser que el APS del Titular y/o sus herramientas de evaluación modelen tales condiciones transitorias, pueden usarse los análisis de APS en operación a potencia.

Si los análisis de APS a potencia (y típicamente sólo los de Nivel 1) se usaran para la parada, el análisis de riesgos debe considerar que (1) ciertos sistemas requieren operación manual se bloquea su arranque automático (p.ej. el arranque automático de la inyección de seguridad en un PWR se bloquea durante la parada caliente a no ser que se produzca una presión de contención “Alta” o “Muy alta”) y (2) puede que no se requiera limitar ciertas condiciones de contención (p.ej. la concentración de oxígeno atmosférico) o puede que no se requiera que ciertos sistemas de contención estén operables (p.ej. los ventiladores de refrigeración del pozo seco del BWR o los ignitores de hidrógeno y sistemas de mezclado en contenciones por condensación con hielo). Por tanto, por ejemplo, la susceptibilidad de deflagraciones hidrógeno tras un accidente severo puede ser mayor que en operación a potencia. Sin embargo, el calor residual será mucho menor que el calor a potencia, lo que permite más tiempo para la recuperación por parte del operador.

Bloque 9 - Intervención del Titular y revisión reguladora

Para las evaluaciones del riesgo requeridas pero omitidas (del Bloque 7), preguntar al Titular sobre la omisión (intervención del Titular). Si el Titular no puede demostrar que no se requería una evaluación del riesgo, estaremos ante un problema de actuación del Titular que necesita revisarse de acuerdo con el procedimiento PA.IV.204.- Cribado de los resultados de inspección (equivalente a Anexo B de MC 0612). La no realización de una evaluación del riesgo requerida es una violación potencial del 10 CFR 50.65(a) (4) según los requisitos en vigor.

Para las evaluaciones del riesgo que el inspector considera inadecuadas (de los Bloques 8 y 10 hasta el 14), pregúntese al Titular sobre las deficiencias en la precisión y completitud de la información de entrada (p.ej. una incongruencia potencialmente significativa para el riesgo entre la configuración de central evaluada y la real del Bloque 8 o la pérdida de funciones clave de seguridad de los Bloques 10 u 11), o sobre el uso inapropiado de la herramienta o el proceso de evaluación del riesgo (p.ej. incoherente con sus capacidades y limitaciones, condiciones de central, procedimientos del Titular del Bloque 13). Si el Titular no puede demostrar la adecuación de la evaluación del riesgo, estaremos ante un problema de actuación que necesita revisarse de acuerdo con el procedimiento PA.IV.204.- Cribado de los resultados de inspección (equivalente a Anexo B de MC 0612). La no realización de la evaluación del riesgo adecuada es una violación potencial de 10 CFR 50.65(a) (4) según los requisitos en vigor.

Para las AGR prescritas no aplicadas o aplicadas de forma ineficaz (de los Bloques 16 y 17), preguntar al Titular sobre las deficiencias (p.ej. ESC's descargados de su estado en reserva sobre los que se está trabajando, operadores desconocedores de las actividades de

mantenimiento significativas para el riesgo, etc.). Si el Titular no puede demostrar que las AGR omitidas no se requerían o que se están aplicando de forma eficaz, estaríamos ante un problema de actuación del Titular que necesita revisarse de acuerdo con el procedimiento PA.IV.204.- Cribado de los resultados de inspección (equivalente a Anexo B de MC 0612). El fallo en la gestión del riesgo es una violación potencial del 10 CFR 50.65(a) (4).

La Inspección Residente puede encontrar situaciones en las que (1) existe o existirá una configuración de alto riesgo potencial de la central que el Titular no ha advertido porque no hay ER cuando se requiere, y por tanto, las AGR no se inician, (2) se realizó de manera incorrecta una ER que puede haber subestimado sustancialmente el riesgo y por tanto, igualmente, no se inician las AGR y/o (3) el Titular no aplicó de forma eficaz sus propias acciones prescritas para gestión de riesgos aunque el riesgo se evaluó correctamente. En estas circunstancias, la central puede permanecer con una configuración de alto riesgo, aunque no llegue a producirse ningún suceso.

A no ser que el CSN pueda evaluar el riesgo de forma independiente (lo que no es posible en la actualidad), el Titular necesita hacerlo, no sólo para satisfacer 10 CFR 50.65(a) (4), sino también para determinar la trascendencia de un fallo del Titular en realizar una evaluación del riesgo, o de la misma forma, para realizar de nuevo correctamente la evaluación del riesgo para calibrar la significación del riesgo original subestimado.

No se espera que el inspector obligue al Titular a cumplir la regulación. Sin embargo, el indicar o al menos preguntar sobre aparentes deficiencias de actuación (es decir, compromiso del Titular), puede ser necesario para hacer que el Titular considere la acción adecuada a la significación para el riesgo del problema al darse cuenta de las circunstancias. Cabe señalar que los resultados de las ER actualizadas o corregidas se necesitan para continuar el proceso de inspección.

Si el Titular no lleva a cabo las acciones oportunas tras ser informado del problema o no puede demostrar que tales acciones no son necesarias, el inspector debe consultar con especialistas de las Áreas del CSN como a continuación se indica. Evaluar la idoneidad de las evaluaciones del riesgo corregidas o actualizadas tal y como se describe en los Bloques del 8 y 10 al 14.

Continuar la revisión reguladora tal y como se describe a continuación para la determinación preliminar de la significación de los problemas y para transmitir los problemas que puedan ser potenciales incumplimientos. A discreción del inspector, determinar la significación de los problemas cuando resulte conveniente y tal y como se describe al final del proceso de inspección del Bloque 18. El Bloque 18 prescribe la clasificación de los problemas a través del procedimiento PA.IV.204.- Cribado de los resultados de inspección (equivalente a Anexo B de MC 0612). En la medida de lo posible, continuar la inspección al mismo tiempo que la revisión reguladora. Los inspectores deben usar las preguntas de la Figura 1 y del Grupo 1, 2 y 3 del procedimiento PA.IV.204.- Cribado de los resultados de inspección (equivalente a Anexo B de MC 0612) para determinar si un problema debe documentarse en un informe de inspección como un hallazgo.

Una vez el personal de inspección haya discutido los problemas y los haya tratado después con el Titular, la revisión reguladora puede conllevar, en caso necesario, consultas con

especialistas de Áreas del CSN (principalmente se estima que se iniciarían consultas a través de las Áreas ISAM y APFU).

Bloque 10 - ¿Se mantienen las funciones clave de seguridad de parada? (11.3.6.1)

Aunque la configuración real coincida con la configuración evaluada, las mínimas funciones clave de seguridad pueden no haberse mantenido de forma adecuada. Los ESC tratados en una evaluación del riesgo en parada deben incluir aquellos que sean necesarios para mantener las funciones clave de seguridad en parada que son (1) capacidad de evacuación de calor residual, (2) control de inventario de SRR, (3) disponibilidad de alimentación eléctrica, (4) control de reactividad y (5) contención (primaria/secundaria). Consultar la guía NUMARC 91-06 para mayor detalle.

En el procedimiento de inspección PT-IV-304.- Proceso de determinación de la significación para operaciones en parada (o documento equivalente al SDP, MC 0609, Anexo G) se listan los ESC necesarios para mantener las mínimas funciones clave de seguridad en parada. Dichas listas se clasifican según la condición de parada de la central. Estos ESC constituyen un umbral mínimo aceptable. Usando el PT-IV-304.- Proceso de determinación de la significación para operaciones en parada, verificar que el Titular ha mantenido las mínimas funciones clave de seguridad en parada. Si es así, pasar al Bloque 12. En caso contrario, pasar al Bloque 9.

NOTA: Para acelerar una parada programada, el Titular puede entrar voluntariamente en condiciones limitativas de operación (CLO) de ETF poniendo ciertas ESC fuera de servicio mientras se esté todavía en espera caliente o en parada caliente en previsión de la entrada en parada fría, antes de que expiren las CLO. Las ETF podrían entonces ser incumplidas. En estas circunstancias, incluso sin haberse producido aún una violación de los requisitos de ETF's, el riesgo de la central puede ser mayor que el indicado en la evaluación del riesgo.

Bloque 11 - Operaciones a potencia - ¿Se mantienen las funciones clave de seguridad? (11.3.4)

Aunque la configuración real coincida con la configuración evaluada, las mínimas funciones clave de seguridad pueden no haberse mantenido o conservado de forma adecuada. Los ESC tratados dentro de una evaluación del riesgo a potencia deben incluir aquellos que sean necesarios para mantener las funciones clave de seguridad a potencia. En operación a potencia, estas funciones son aquellas que aseguran (a) la capacidad de mantener la integridad de la barrera de presión del SRR, (b) la capacidad de parar el reactor y mantenerlo en una condición de parada segura y (c) la capacidad de evitar o mitigar las consecuencias de accidentes que pueden causar una liberación de radiactividad al exterior mayor de la indicada en lo requerido por el 10 CFR Part 100 (*Code of Federal Regulation*). Ejemplos de estas funciones clave de seguridad a potencia son: (1) la integridad de la contención (control del aislamiento, de presión y de temperatura), (2) el control de inventario del SRR, (3) la evacuación de calor del SRR y (4) el control de reactividad.

El cuaderno de SDP específico de la central incluye tablas con los sistemas frontales y soporte más significativos para el riesgo y los componentes principales. También incluye la lista de las acciones de recuperación por el operador más importantes (algunas de las cuales pueden resultar inhibidas por la actividad de mantenimiento considerada, especialmente en

el caso de las modificaciones temporales). Además, los criterios de éxito de las hojas de trabajo del SDP de seguridad del reactor (procedimiento PT.IV.301.- Proceso de determinación de la significación para situaciones a potencia) pueden ayudar a evaluar el mantenimiento de cada una de las funciones clave de seguridad a potencia. Con esta información como ayuda, verificar que el Titular ha mantenido las funciones clave de seguridad a potencia. Si es así, pasar al Bloque 12. En caso contrario, pasar al Bloque 9.

Bloque 12 - ¿Entró el Titular en la categoría de riesgo apropiada? (11.3.4)

Usando los procedimientos y procesos del Titular que rigen la evaluación y gestión del riesgo debido a la realización de mantenimiento en operación a potencia o parada, determinar qué categoría o banda de riesgo establecida por el Titular se ha prescrito para el nivel de riesgo obtenido en la evaluación. Verificar que el Titular ha reconocido este nivel de riesgo y ha entrado en la categoría adecuada. Si el propietario ha introducido la categoría adecuada, pasar al Bloque 13. En caso contrario, pasar al Bloque 9.

En España los monitores de riesgo utilizan APS nivel 1 a potencia, y las bandas de riesgo se definen en términos de frecuencia de daño al núcleo puntual (FDN), es decir la asociada a la configuración de mantenimiento, ya sea directamente o a través de un indicador definido en dichos monitores al que se denomina “Índice o margen de seguridad”.

El indicador se calcula a partir de la FDN calculada suponiendo que no existe ninguna indisponibilidad en la planta que afecte a componentes modelados en el APS (FDN- base) y de la FDN asociada a la configuración de planta a evaluar (FDN- configuración) mediante una fórmula logarítmica. El objetivo de este índice es dar una puntuación entre 1 y 10 que de forma amigable califique el nivel de riesgo en que se encuentra la planta, de forma que el 10 corresponda a riesgo base y valores inferiores a distintos valores de riesgo BAJO, MEDIO o ALTO.

Se asigna riesgo ALTO a aquellas configuraciones en que el valor de FDN asociada sea mayor o igual a 1E-3. Las bandas intermedias desde el valor de riesgo bajo a riesgo alto varían en función de titular. Se utiliza también el criterio de 1E-6 como límite de riesgo relativo al incremento de probabilidad de daño al núcleo asociado a una actividad de mantenimiento (IPDN).

El IPDN se calcula multiplicando el incremento de frecuencia de daño al núcleo con respecto a la configuración base por el tiempo de permanencia en esa configuración:

$$\text{IPDN} = (\text{FDN configuración} - \text{FDN base}) \times \text{tiempo de configuración.}$$

Nota: El tiempo de permanencia en la configuración se expresará en años por lo que el tiempo en horas hay que dividirlo por 8760 (horas/año)

Para una configuración de mantenimiento dada se limita el tiempo de permanencia en esa configuración al valor de tiempo que ocasionaría un IPDN igual o mayor de 1E-6.

Adicionalmente, los titulares en sus planificaciones de actividades de mantenimiento utilizan el criterio de no superar el límite de 1E-6 acumulado anual para todas las actividades de mantenimiento en la planta. Si bien este criterio no está explícitamente

recogido en normativa RM, es ampliamente utilizado y considerado como una buena práctica de acuerdo con las guías de aplicaciones de los APS.

En el caso de centrales que utilizan matrices de riesgo para dar cumplimiento al apartado (a) (4) de la RM los criterios utilizados para su realización son una combinación de criterios cualitativos y cuantitativos empleando como límites los valores de riesgo puntual de 1E-3 y de IPDN menor de 1E-6.

Bloque 13 - ¿Se usó de forma apropiada la herramienta de evaluación del riesgo? (11.3.4)

Este bloque constituye la segunda parte de la verificación de la idoneidad de la evaluación del riesgo, es decir, verificar el uso apropiado de la herramienta o proceso de evaluación. Para el objetivo de este procedimiento de inspección, el uso apropiado se refiere a que la herramienta o proceso de evaluación del riesgo se usa de forma coherente con (1) sus capacidades y limitaciones, (2) las condiciones y evoluciones de la central, (3) los sucesos externos y el estado de la contención y (4) los procedimientos del Titular.

Haciendo uso de los procedimientos del Titular que controlan las herramientas o procesos de evaluación del riesgo en operación a potencia, determinar si se usa un método cualitativo o cuantitativo para las evaluaciones a potencia y las evaluaciones en parada. Las ER cualitativas suelen tratar el impacto de las actividades de mantenimiento en las funciones clave de seguridad y a menudo las realiza un panel de expertos de la RM. Las ER cuantitativas utilizan un método que considera la información proporcionada por los APS (p.ej. matrices, monitores de seguridad a potencia, etc.).

Tras familiarizarse con las capacidades y limitaciones de las herramientas o procesos de evaluación de riesgos del Titular y con los procedimientos asociados, el inspector debe estar atento a si el uso de dichas herramientas van más allá de sus capacidades. Por ejemplo, se debería cuestionar si son adecuados aquellos planes de trabajo que permiten más ESC fuera de servicio de los que la herramienta de riesgos es capaz de evaluar con una fidelidad adecuada. No debería haber más de dos ESC fuera de servicio si se usa una matriz de 2x2. Consultar con especialistas de las Área APFU y/o ISAM para más información sobre las capacidades y limitaciones de la herramienta de evaluación de riesgo.

Cuando se considere que la información de entrada de la ER es precisa y completa y que la herramienta o el proceso de evaluación del riesgo se usó de manera apropiada, se habrá verificado la idoneidad; así que se pasará al Bloque 14. Si no, la evaluación puede no haber sido adecuada y por tanto se pasará al Bloque 9.

Bloque 14 - ¿Consideró la evaluación del riesgo la integridad de la contención, los sucesos externos y las inundaciones internas? Y, de ser así, ¿debería haberlo hecho? (11.3.4)

Puede que una herramienta de análisis de riesgos basada en APS con capacidades limitadas no pueda tratar los sucesos externos reales, previstos o potenciales, las inundaciones internas o la degradación de la integridad de la contención. Sin embargo, si durante la actividad de mantenimiento se produce o se espera la introducción de sucesos externos, inundaciones internas o degradación de la integridad de la contención, deberían tratarse de algún modo, por

ejemplo de forma cualitativa a través de un panel de expertos. Usando la guía incluida a continuación, verificar que además de tratar las condiciones de la central durante la actividad de mantenimiento en cuestión, la evaluación del riesgo trató esas consideraciones. Si es así, pasar al Bloque 15. Si no, la ER puede haber resultado inadecuada; pasar al Bloque 9.

Contención. En la evaluación del riesgo puede ser necesario considerar circunstancias que pueden afectar a la capacidad de la contención para realizar su función como barrera de productos de fisión. Estas incluirían (1) si se crean nuevas condiciones de baipás de la contención o la probabilidad de que las condiciones de baipás de la contención aumenten; (2) si se crean nuevos fallos de penetraciones de la contención que puedan producir una pérdida de aislamiento de la misma; y (3) si se lleva a cabo el mantenimiento en ESC del sistema de evacuación de calor de la contención (o en ESC de los que depende esta función), si los trenes redundantes de evacuación de calor de la contención deben estar disponibles.

Sucesos externos. La evaluación del riesgo debe considerar sucesos externos tales como fenómenos atmosféricos, incendios y fiabilidad o disponibilidad de la red exterior degradada, si tales condiciones son inminentes o tienen altas probabilidades de afectar a la central durante la duración programada de los descargos. Ciertos cambios en la configuración o actividades de mantenimiento, especialmente las relacionadas con modificaciones temporales (p.ej. desmontaje a largo plazo de puertas exteriores, barreras de protección o tapones de suelos), pueden aumentar la probabilidad de sucesos externos o aumentar la gravedad de sus efectos. Por ejemplo, un incendio dentro de la central (considerado un suceso externo) puede ser un contribuyente significativo para el riesgo debido al diseño de la central y la naturaleza del trabajo puede aumentar el riesgo de iniciar un incendio (p.ej. trabajos a elevada temperatura).

Los sucesos externos incluyen también problemas con la red eléctrica u otras circunstancias (p. ej., condiciones meteorológicas adversas, incendios de matorrales/bosques) que podrían causar una pérdida de alimentación exterior. Se debe evaluar la idoneidad de la evaluación, aunque sea sólo de forma cualitativa, del riesgo adicional debido a una degradación de la red exterior existente o esperada, o a la realización de actividades de mantenimiento que puedan afectar al suministro exterior y/o a las fuentes de suministro eléctrico alternativo de corriente alterna de la planta. Si el titular está realizando intervenciones cuyo riesgo está relacionado con la red, debe realizar una evaluación de la fiabilidad de la red para la duración de las intervenciones, que formará parte de la evaluación del riesgo por mantenimiento, incluso aunque sólo sea considerado de forma cualitativa.

Se consideran intervenciones cuyo riesgo está relacionado con la red las siguientes:

- Las que incrementan la posibilidad de un disparo de planta, lo que requeriría la disponibilidad del suministro eléctrico exterior.
- Las que incrementan la probabilidad de pérdida de suministro eléctrico exterior (LOOP), como por ejemplo los trabajos en el parque de interruptores.
- Las que reducen la capacidad de la planta para hacer frente a una LOOP o una SBO, por ejemplo la puesta fuera de servicio de las fuentes de suministro eléctrico de CA alternativas.

La realización de la evaluación de la fiabilidad de la red supone la comunicación entre el titular de la central y el Centro de Control de la empresa de distribución que realiza funciones de Despacho Delegado (DD) de la central nuclear. Revisar los procedimientos del titular en relación con los protocolos de comunicación entre el titular y el DD para verificar que se intercambia la información adecuada cuando se producen incidencias que pueden afectar al suministro eléctrico exterior de la central. Son ejemplos del tipo de información que debe comunicarse los siguientes: coordinación entre el DD y la central en caso de sucesos anormales o de emergencia que afectan a la central, explicación del suceso, estimación del tiempo que transcurrirá hasta que se va a recuperar el suministro exterior y comunicación a la central cuando ya se ha recuperado el suministro eléctrico.

En algunas localizaciones, o en situaciones de inestabilidad en la red, si se producen situaciones que requieren la parada de la central o su desconexión de la red, la red puede verse afectada negativamente. Los procedimientos de la planta o los protocolos de comunicación con el DD deben abordar estas situaciones y establecer la comunicación al DD correspondiente. El DD con la información anterior podrá realizar un análisis de contingencias en tiempo real y aconsejar adecuadamente a la central sobre los efectos en la red.

Verificar, asimismo, que los efectos de las variaciones estacionales en la estabilidad y fiabilidad de la red son considerados en los análisis de riesgos, es decir cambios en la frecuencia de LOOP en función de la estación del año, a menos que el titular pueda justificar la no necesidad de considerar dichas variaciones estacionales.

Inundaciones internas. Las inundaciones internas (de origen interno o externo) deben tratarse si resulta pertinente. La evaluación del riesgo debe considerar la posibilidad de que las actividades de mantenimiento causen riesgos de inundaciones internas y de que expongan a las ESC a un riesgo de inundación que pueda degradar su capacidad de realizar las funciones clave de seguridad.

FASE DE COMPROBACIÓN DE LA GESTIÓN DE RIESGOS

No se espera que el personal de la IR verifique la validez ni la idoneidad de las categorías o de las bandas de riesgo del Titular, ni la eficacia en la reducción del riesgo de las AGR prescritas. Esto queda reservado para la inspección complementaria, en caso necesario. Para el propósito de este procedimiento de inspección, los inspectores sólo deben verificar que las categorías de riesgo establecidas por el propietario sean reconocidas e introducidas de acuerdo con una ER adecuada y que los controles de trabajo normal asociados o AGR se apliquen eficazmente de acuerdo con los procedimientos del Titular.

Bloque 15 - ¿Se autorizaron controles de trabajos normales? (11.3.7)

Determinar si se autorizaron controles de trabajos normales (configuraciones de bajo riesgo) o, si los procedimientos del Titular, los resultados de la evaluación del riesgo y la categoría de riesgo asociada del Titular requerían AGR. Las guías de la industria prescriben la realización de AGR si la IPDN excede 1.0×10^{-6} , pero no es un requisito regulador y, como se indicó anteriormente, las categorías de riesgo individuales del Titular pueden desviarse de las guías. Si los procedimientos del propietario autorizan controles de trabajos normales para el nivel de

riesgo efectivo (suponiendo una evaluación del riesgo adecuada), no se necesitan acciones adicionales para gestionar el riesgo (es decir, AGR) para la configuración considerada. Si se autorizaron controles de trabajos normales, pasar al Bloque 17. Si se requirieron AGR, pasar al Bloque 16. Usar la información del Bloque 12 para ayudar a responder esta pregunta.

Bloque 16 - Acciones de gestión de riesgos (11.3.7.3)

De acuerdo con los procedimientos del Titular, las AGR's deben implantarse de manera gradual, teniendo en cuenta los distintos aumentos por encima del riesgo de referencia de la central. Sin embargo, los beneficios de la reducción de riesgo de estas acciones no suelen ser cuantificables. Estas acciones están dirigidas a concienciar al personal clave de la central sobre la importancia de los riesgos, proporcionando una planificación y un control más rigurosos de las actividades de mantenimiento y a controlar la duración y la magnitud del aumento del riesgo. Las AGR deben considerarse en el desarrollo de los programas de trabajo de acuerdo con el programa y los procedimientos del propietario de la licencia. Dichas acciones pueden incluir, pero no se limitan, a las siguientes:

1. Acciones para concienciar sobre los riesgos y aumentar su control

- Discusión de la actividad de mantenimiento planificada con los turnos de operación afectados. Asegurarse de que el operador es consciente del nivel de riesgo, las AGR, los ESC protegidos, los planes de contingencia, etc, y obtener la aprobación para las operaciones. Documentar la información de riesgos en registros, tableros de situación de planta, etc.
- Realizar una reunión informativa con el personal de mantenimiento antes del trabajo, enfatizando los aspectos de riesgo de la evolución del mantenimiento programado.
- Exigir que los ingenieros de sistemas estén presentes en la actividad de mantenimiento o en las partes aplicables de la actividad.
- Obtener la aprobación de la dirección de la central para la actividad propuesta.
- Asegurar la información sobre riesgos y AGR en todos los programas de trabajo, planes, etc.
- Anunciar la banda de riesgo en efecto para la central y qué actividades significativas para el riesgo están en progreso periódicamente en el sistema de comunicación general (p.ej., por megafonía) y cuando ocurran los cambios.

2. Acciones para reducir la duración de la actividad de mantenimiento

- Pre-clasificación de las piezas, materiales, herramientas y otros equipos.

- Inspección de descargos y alineamientos de equipos (p.ej. válvulas e interruptores) y de la actividad de mantenimiento antes de comenzar el trabajo.
 - Dirigir entrenamiento en maquetas para familiarizar al personal de mantenimiento con la actividad (similar a las estrategias ALARA).
 - Llevar a cabo los trabajos también en turnos de noche.
 - Establecer un plan de contingencia para restablecer la función del equipo (o funciones) fuera de servicio rápidamente en caso necesario.
3. Acciones para minimizar la magnitud del aumento de riesgo
- Minimizar otros trabajos en áreas que puedan afectar a los iniciadores (p.ej. áreas de sistemas de protección del reactor, subestación, salas de los generadores diesel de emergencia, salas de aparellaje eléctrico) para reducir la frecuencia de los sucesos iniciadores que se mitigan mediante la función realizada/soportada por la ESC fuera de servicio.
 - Minimizar otros trabajos en áreas que puedan afectar a otros sistemas redundantes (p.ej. salas de inyección de refrigerante a alta presión / de refrigeración del aislamiento del núcleo del reactor, salas de bombas auxiliares de agua de alimentación).
 - Establecer vías de éxito alternativas para realizar la función de seguridad de la ESC fuera de servicio (Nota: el equipo usado para establecer estas vías de éxito alternativas tiene que estar dentro del alcance de la regla de mantenimiento). Usar los controles administrativos para asegurar que el equipo de apoyo está protegido.
 - Establecer otras medidas compensatorias.
 - Establecer nuevas prioridades y/o volver a programar las actividades de mantenimiento.

4. Debe establecerse un umbral final en el que no se entre voluntariamente para configuraciones significativas para el riesgo.

Uso de alteraciones temporales

Tratamiento regulador de medidas compensatorias

Las medidas compensatorias (incluidas las alteraciones o modificaciones temporales) pueden ser empleadas tanto antes como durante las actividades de mantenimiento para facilitar el trabajo y para mitigar los impactos del riesgo. Las siguientes guías discuten la aplicabilidad del 10 CFR 50.65(a) (4) y 10 CFR 50.59 para establecer las alteraciones o modificaciones temporales. Hay dos circunstancias de interés:

1. La alteración temporal sirve como medida compensatoria, establecida para tratar una condición degradada o de no conformidad, y entrará en efecto antes de llevar a cabo el mantenimiento para restaurar la condición de los ESC. La carta genérica de la NRC 91-18, Revisión 1, y el NEI 96-07, Revisión 1, la medida compensatoria debe revisarse de acuerdo con 10 CFR 50.59. Como la medida compensatoria entra en efecto antes de la realización de la actividad de mantenimiento, no se requiere la evaluación del riesgo según 10 CFR 50.65(a) (4).
2. La alteración temporal está relacionada sólo con la actividad de mantenimiento y se establece para facilitar el trabajo y/o como acción de gestión del riesgo para reducir el riesgo durante una actividad de mantenimiento. La evaluación del riesgo requerida por el 10 CFR 50.65(a) (4) debe realizarse para apoyar la realización del mantenimiento correctivo y tratar aquellas alteraciones temporales o medidas compensatorias que estarán en efecto durante la realización de la actividad de mantenimiento. Se espera que las medidas compensatorias reduzcan el riesgo total de la actividad de mantenimiento; sin embargo, el impacto de las medidas sobre las funciones clave de seguridad debe considerarse como parte de la ER (a) (4). Como las medidas compensatorias se asocian a las actividades de mantenimiento, no se requiere revisión según 10 CFR 50.59, a no ser que se espere que las medidas estén en efecto durante la operación a potencia durante más de 90 días. Consultar NEI 96-07, Revisión 1 con fecha noviembre de 2000, la RG 1.187 y el Manual de inspección de la NRC, Parte 9900 para más información.

Si se iniciaron las AGR de acuerdo con los procedimientos del Titular, pasar al Bloque 17. En caso contrario, pasar al Bloque 9.

Bloque 17 - ¿Se aplicó el método de gestión del riesgo de forma eficaz? (11.3.8)

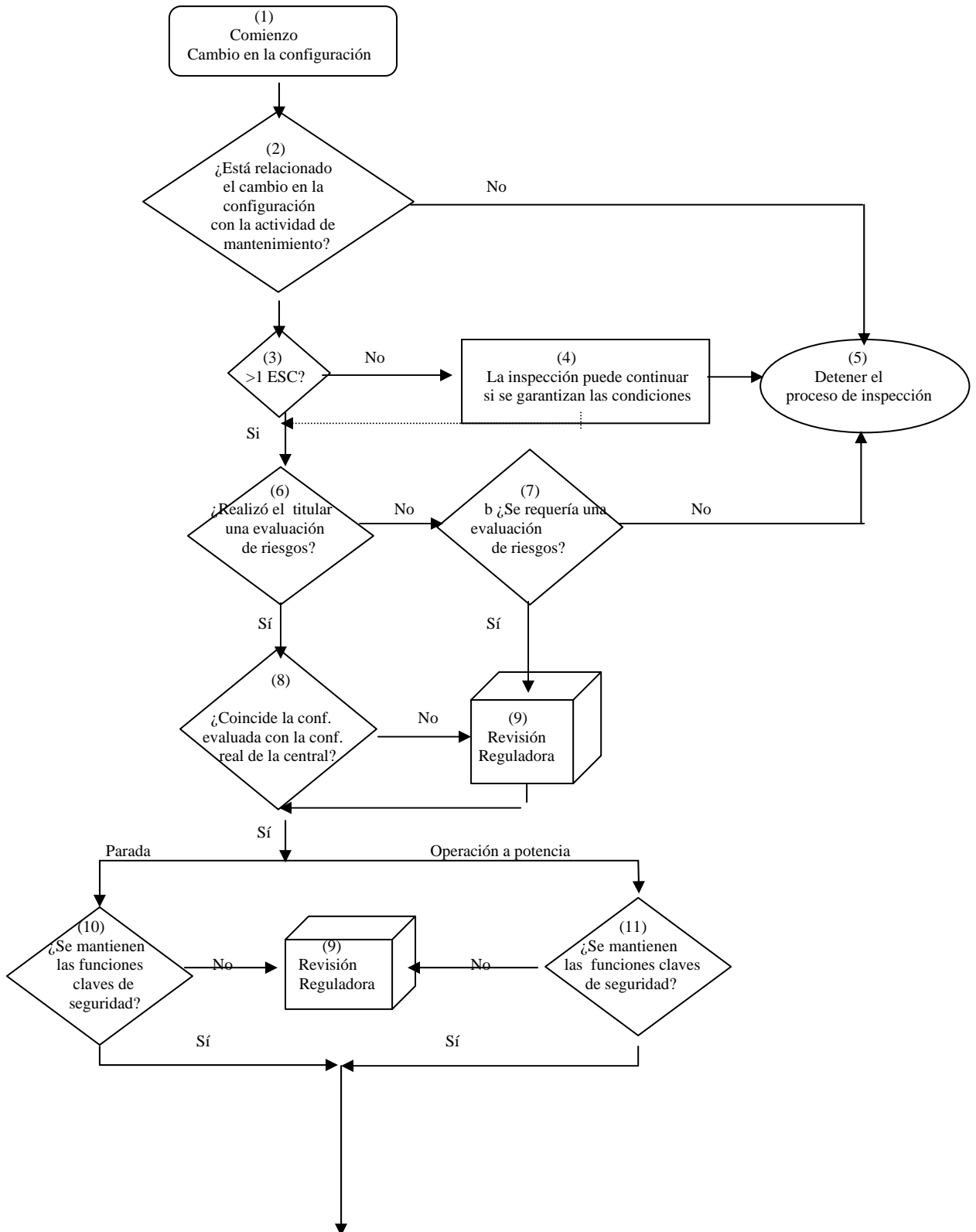
Usando los procedimientos del Titular, verificar que el mismo ha aplicado de forma eficaz las AGR o los controles de trabajos normales prescritos para la categoría o banda de riesgo existente y de forma coherente con los resultados de la evaluación del riesgo. Las AGR pueden verificarse junto con rondas o inspecciones de rutina de la central, además de revisar la documentación, asistir a reuniones informativas, examinar el equipo y entrevistar al personal del Titular. Por ejemplo, si un tren de un sistema importante está fuera de servicio, verificar que el otro tren está completamente disponible. Además, el inspector debe revisar la forma en que el propietario de la licencia gestiona las alteraciones o modificaciones temporales asociadas al mantenimiento. Si el Titular introdujo la categoría de riesgo adecuada, aplicó de forma eficaz las AGR o los controles de trabajos normales y controló

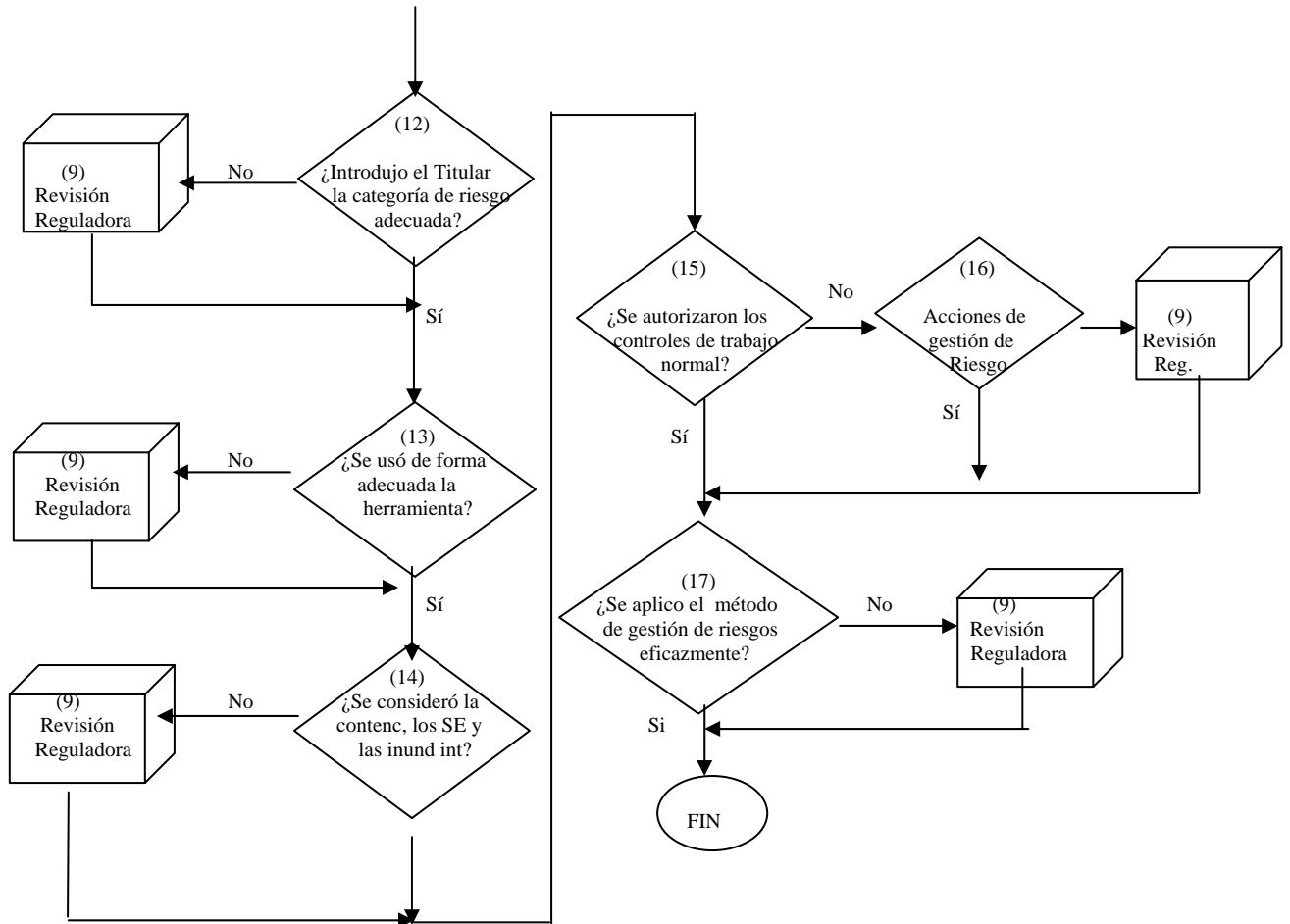
adecuadamente las alteraciones temporales, pasar al Bloque 18. En caso contrario, pasar al Bloque 9.

Bloque 18 - Fin del proceso

Realizar una evaluación final y clasificar los problemas que surjan en el curso de esta inspección (a partir del Bloque 9) de acuerdo con el procedimiento PA.IV.204.- Cribado de los resultados de inspección (equivalente a Anexo B de MC 0612). Si así se indica, determinar la significación de los hallazgos con el SDP de seguridad del reactor. Documentar los hallazgos de acuerdo con el procedimiento PA.IV.205 “Documentación de las inspecciones,(equivalente a MC 0612).

ANEXO 2.- DIAGRAMA DE FLUJO 1. Esquema de Supervisión del 10 CFR 50.65 (a) (4)





Esquema de Supervisión del 10 CFR 50.65 (a) (4)

ANEXO 3.- MOTIVO DE LA REVISIÓN Y CAMBIOS INTRODUCIDOS

1. INTRODUCCIÓN

La revisión 1 de este procedimiento se realiza con los siguientes objetivos:

- i. actualizar el procedimiento de acuerdo con el contenido de la última revisión del procedimiento equivalente del ROP de la NRC: 71111.13, revisión de 31/1/2008.
- ii. recoger la experiencia adquirida por los inspectores del CSN en el uso y aplicación del procedimiento vigente (revisión 0, de 11 de julio de 2005).

Además, en esta revisión se ha tratado de adecuar la estructura del procedimiento a la requerida en el procedimiento, recientemente aprobado, PG.XI.04 (“Documentación del sistema de gestión”)

2. ALCANCE DE LAS MODIFICACIONES.

Se modifica la muestra y las horas de inspección para ajustarlas a los recursos establecidos para la Inspección Residente.

Se especifican en la Frecuencia y Tamaño de muestra los requisitos que ha de cumplir una actividad de mantenimiento para ser considerada una muestra válida de este procedimiento.

Se aclara la posibilidad de consideración como muestra válida de las Evaluaciones de Riesgo en mantenimientos de una sola ESC en lo que haya influencia de factores externos.

Se introducen otros cambios menores que no afectan al contenido técnico del procedimiento, sino sólo a aspectos de claridad y legibilidad.