

**MANUAL DE CÁLCULO DE INDICADORES DE  
FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA INTEGRADO DE SUPERVISIÓN  
DE CENTRALES. VERIFICACIÓN DE INDICADORES DE  
FUNCIONAMIENTO**

|                      |  |
|----------------------|--|
| <b>Colaboradores</b> | Rodolfo Isasia González; Alfredo Lantarón Gutierrez;<br>Rosa Morales Castellanos; Enrique Meléndez Asensio;<br>Miguel Calvín Cuartero; Jose Manuel Martín Calvarro |
|----------------------|--|

|                                  |                              |         |
|----------------------------------|------------------------------|---------|
| <b>Propietario/a</b>             | Jose Antonio Rodríguez Díaz  | 5.02.07 |
| <b>Calidad Interna</b>           | Emilio Romero Ros            | 5.02.07 |
| <b>Subdirector/a<br/>General</b> | Javier Zarzuela Jiménez      | 5.02.07 |
| <b>El Secretario<br/>General</b> | Luis Antonio Iglesias Martín | 7.02.07 |

## 1. OBJETO.

Este procedimiento tiene por objeto definir la sistemática a seguir tanto por el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) como por los titulares de las Centrales Nucleares Españolas (CC.NN.EE) para calcular los indicadores del SISC. De este modo se realizará el seguimiento del funcionamiento de las CC.NN.EE en función de los resultados obtenidos del cálculo de dichos indicadores.

Los Pilares de Seguridad asociados a este procedimiento son:

- Pilar de Sucesos Iniciares.
- Pilar de Integridad de barreras.
- Pilar de Sistemas de Mitigación.
- Pilar de Preparación de Emergencias.
- Pilar de Protección Radiológica Operacional.
- Pilar de Protección Radiológica del Público.

### 2. ALCANCE.

Este procedimiento incluye el envío de datos, cálculo de indicadores, edición de resultados y mantenimiento de la aplicación informática.

#### **Estimación de recursos**

Los recursos que pueden requerir las revisiones previstas en este procedimiento son los siguientes:

- Las CC.NN.EE definirán en su organización a los responsables de realizar las tareas de acopio de datos, validación de los mismos, carga en la aplicación y envío al CSN.
- Por parte del CSN se requerirá un técnico de AEOF para administrar la aplicación informática y el apoyo de Soporte Informático para solucionar los problemas que puedan surgir. Los recursos a dedicar por AEOF se estiman en unas 160 horas/año.

### 3. DEFINICIONES

Con carácter general, las que se definen en el PG.IV.03, y también las que se recogen en el *“Manual de Cálculo Indicadores de Funcionamiento del Sistema Integrado de Supervisión de CC.NN.”* que se incluye en el Anexo I de este procedimiento.

### 4. NORMATIVA APLICABLE.

La que se describe en el PG.IV.03

### 5. RESPONSABILIDADES.

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

- Los titulares de las CC.NN.EE realizarán la toma de datos necesarios para el cálculo de indicadores y los introducirán en la aplicación que se ha diseñado para tal efecto. La propia aplicación realiza el cálculo de los indicadores y transmite la información introducida por las CC.NN.EE a una réplica situada en la Intranet del CSN.
- El CSN mantendrá dicha aplicación.
- La gestión y coordinación de estas actividades será realizada por el área de AEOF, siendo responsabilidad de “Soporte Informático” realizar las modificaciones requeridas, así como el mantenimiento de la aplicación y de la base de datos asociada.

## 6. DESCRIPCIÓN.

La implantación del Sistema Integrado de Supervisión de Centrales (SISC) supone, entre otras tareas, tal como establece el procedimiento PG.IV.07, la definición de varios indicadores de funcionamiento que vigilan y supervisan el correcto funcionamiento de las centrales en las áreas de Seguridad Nuclear, Protección Radiológica y Emergencias.

Cada indicador tiene asociados unos umbrales que permiten categorizar la importancia de los sucesos que hacen que el valor de un indicador supere dichos umbrales.

Para poder calcular el valor de cada uno de los indicadores definidos, es necesario que cada unidad de una central nuclear tome los datos de funcionamiento de la planta y los envíe para que se realice el cálculo en una aplicación informática común a todas las CC.NN.EE.

Los envíos de datos deben ser completos, correctos y realizados dentro de los 21 días naturales siguientes a la finalización de cada trimestre, a fin de garantizar la fiabilidad del SISC en la supervisión del funcionamiento de las CC.NN.EE.

### 6.1 BASES DEL PROCEDIMIENTO

Un objetivo fundamental del SISC es establecer la confianza de que cada Titular está identificando y corrigiendo los problemas de manera que el riesgo a los miembros del público se mantenga por debajo de los límites aceptables. El SISC parte de la premisa de que el funcionamiento de la central en las distintas áreas (seguridad nuclear, protección radiológica y emergencias) está vigilado por los indicadores, de modo que determinadas deficiencias se manifestarán como una superación de los valores umbrales de los indicadores de funcionamiento.

Puesto que los datos remitidos por las CC.NN. son los que permiten establecer los valores de los indicadores, y, por lo tanto, realizar su comparación con los respectivos umbrales, es necesario que se recojan y se introduzcan dichos datos en la aplicación informática que se ha creado a tal efecto. Una vez realizada la carga de datos, la aplicación informática realizará automáticamente los cálculos de los indicadores.

La carga de datos de indicadores se realizará trimestralmente durante los 21 días naturales siguientes a la finalización de cada trimestre. Para el Indicador de Fiabilidad de Sistemas de

Mitigación (IFSM), los datos se enviarán con un trimestre de retraso para permitir un adecuado acopio y tratamiento de datos a las CC.NN.EE.

## **6.2 REQUISITOS DEL PROCEDIMIENTO**

La definición de los indicadores, fórmulas de cálculo y las interpretaciones particulares, se recogen en el Anexo 1 de este procedimiento.

Para todos los indicadores, el área de AEOF revisará trimestralmente los datos enviados por las CC.NN para el cálculo de indicadores y comprobará si se ha superado alguno de los umbrales de cualquiera de los indicadores, para determinar si se requiere tomar acciones inmediatas a la vista del valor de los indicadores.

## **7. REFERENCIAS**

PG.IV.03 “Inspección y control de II.NN.” rev. 0 de 18 de abril de 2004.

PG.IV.07 “Sistema integrado de supervisión de centrales (SISC)” Rev.0 de 5 de Enero de 2006.

## **8. ANEXOS**

1.- Manual de Cálculo de Indicadores de Funcionamiento del Sistema Integrado de Supervisión de CC.NN.

**ANEXO 1.- MANUAL DE CÁLCULO DE INDICADORES DE FUNCIONAMIENTO  
DEL SISTEMA INTEGRADO DE SUPERVISIÓN DE CC.NN**

## **PILAR DE SUCESOS INICIADORES**

### **INTRODUCCIÓN**

El objetivo de este pilar es limitar la frecuencia de aquellos sucesos que comprometen la estabilidad de la planta y amenazan el cumplimiento de funciones críticas de seguridad, tanto en parada<sup>1</sup> como en operación a potencia. Si no se mitigan adecuadamente estos sucesos iniciadores, y si se rompen múltiples barreras, podría tener lugar un accidente que comprometiera la seguridad y salud públicas. La probabilidad de un accidente en el reactor puede reducirse si los explotadores mantienen la frecuencia de estos sucesos iniciadores en un nivel bajo. Los sucesos incluyen paradas del reactor, automáticas o manuales, debidas a disparos de turbina, pérdida de refrigerante, pérdida de suministro eléctrico exterior y otros transitorios significativos.

Los indicadores para este pilar se notifican y calculan para cada unidad.

Hay tres indicadores en este pilar:

- Paradas instantáneas del reactor no programadas (automáticas y manuales) por cada 7.000 horas con el reactor crítico.
- Paradas instantáneas del reactor no programadas con pérdida de la evacuación normal de calor residual.
- Cambios de potencia no programados por cada 7.000 horas con el reactor crítico.

---

<sup>1</sup> Estos indicadores se desarrollarán en el futuro.

**I1.- PARADAS INSTANTÁNEAS DEL REACTOR NO PROGRAMADAS POR CADA 7.000 HORAS CON EL REACTOR CRÍTICO****Propósito**

Este indicador vigila el número de paradas instantáneas del reactor no programadas, automáticas o manuales. Mide la tasa de paradas instantáneas del reactor no programadas, automáticas o manuales por año de operación a potencia y proporciona una indicación de la frecuencia de los sucesos iniciadores.

**Definición**

Número de paradas instantáneas del reactor no programadas durante los 4 trimestres anteriores, tanto manuales como automáticas, por cada 7.000 horas con el reactor crítico.

**Datos a aportar**

Se notifican los siguientes datos para cada unidad:

- El número de paradas instantáneas del reactor, automáticas o manuales, no programadas con el reactor crítico en el trimestre anterior.
- El número de horas de operación con el reactor crítico en el trimestre anterior.

**Expresión de cálculo**

El indicador se obtiene utilizando los valores de los cuatro trimestres anteriores, como sigue:

$$I1 = \frac{\text{Nº de paradas instantáneas con el reactor crítico no previstas en los 4 trimestres previos}}{\text{Horas con el reactor crítico en los 4 trimestres previos}} \times 7.000$$

**Definición de términos**

*Parada instantánea del reactor* significa la parada del reactor estando crítico por cualquier forma de adición rápida de reactividad negativa, por ejemplo, inserción de barras de control, boro, uso de dispositivos diversos de parada, o apertura de los interruptores de disparo de reactor. El uso de boro para conseguir la parada del reactor solo se considerará si no es posible parar el reactor con barras de control.

*Parada instantánea del reactor no programada* significa que la parada no formaba parte intencionada de una evolución prevista o de una prueba establecida por una norma o procedimiento de operación. Esto incluye paradas instantáneas ocurridas durante la ejecución de procedimientos o durante el transcurso de evoluciones en las cuales había una

alta probabilidad de que la parada instantánea ocurriese, pero no estaba programado ni se pretendía que ocurriese.

*Criticidad*, a los efectos del indicador, existe típicamente cuando un explotador declara el reactor crítico. Puede haber circunstancias en las que el transitorio se inicia desde subcriticidad y se acaba cuando el reactor está crítico. Este caso, se contaría como parada.

### **Umbral de valoración**

- Verde:  $I1 \leq 3$
- Blanco:  $3 < I1 \leq 6$
- Amarillo:  $6 < I1 \leq 25$
- Rojo:  $25 < I1$

### **Notas aclaratorias**

Se usa el valor de 7.000 horas porque representa un año de operación del reactor cuando el factor de disponibilidad es de, aproximadamente, el 80%.

Si durante los cuatro trimestres anteriores el reactor ha estado crítico menos de 2400 horas, se asigna al indicador un valor de N/D (no disponible) porque los indicadores que calculan tasas pueden producir valores engañosamente altos cuando el denominador es demasiado pequeño. No obstante, se enviarán los datos (número de paradas y de horas con el reactor crítico).

La caída de barras en reactores de agua a presión (PWR), inserciones de una sola barra y medio “*scram*” no se consideran paradas del reactor. Tampoco cuentan las inserciones parciales de barras, tales como reducciones automáticas de carga, a menos que las condiciones resultantes provoquen la parada del reactor.

Se excluyen del cálculo de este indicador las paradas de planta que se realizan con anticipación para reducir el impacto de sucesos externos tales como tornados o grandes fuegos que amenacen las líneas de distribución eléctrica externa.

Ejemplos de tipos de paradas que **sí se incluyen**:

- Paradas instantáneas que resulten de transitorios no previstos, fallos de equipo, señales espurias, errores humanos o aquellos provocados por procedimientos anormales, de emergencia o en respuesta a una alarma.
- Paradas instantáneas que se inicien para evitar exceder el plazo de tiempo del enunciado de la acción de una especificación técnica.
- Paradas instantáneas que se inicien durante la ejecución de un procedimiento o en una evolución en los cuales la probabilidad de parada instantánea del reactor sea alta pero ni estaba programada, ni se pretendía que ocurriera.

Los siguientes ejemplos de paradas **no se incluyen**

- Paradas instantáneas que esté previsto que ocurran como parte de una prueba (por ejemplo, una actuación del sistema de protección del reactor) o paradas instantáneas que sean parte de una operación o evolución programadas.
- Señales de actuación del sistema de protección del reactor que se producen cuando el reactor está subcrítico.
- Paradas instantáneas que ocurren como parte de la secuencia normal de parada y señales de parada que ocurren cuando el reactor está parado.
- Paradas de la unidad para dar cumplimiento a condiciones límite de operación de las Especificaciones de Funcionamiento, siempre y cuando se lleven a cabo de acuerdo con un procedimiento normal de parada que incluya una actuación manual del sistema de protección del reactor para completar dicha parada.

**I2.- PARADAS INSTANTÁNEAS DEL REACTOR NO PROGRAMADAS CON  
PÉRDIDA DE LA EVACUACIÓN NORMAL DE CALOR RESIDUAL**

**Propósito**

Este indicador vigila el subconjunto de paradas instantáneas no programadas, manuales o automáticas, que se complicaron con la pérdida del camino normal de extracción de calor residual, bien antes de la parada o durante la recuperación posterior. Estos sucesos o condiciones son más relevantes para el riesgo que las paradas sin complicaciones.

**Definición**

El número de paradas instantáneas no programadas estando el reactor crítico, tanto manuales como automáticas, durante los 12 trimestres anteriores causadas por, o en las que se produjo, una pérdida del camino habitual de evacuación de calor residual antes de que se establecieran condiciones en el reactor que permitieran el uso de los sistemas normales de evacuación de calor residual a largo plazo.

**Datos a aportar**

Se notifican los siguientes datos para cada unidad:

- El número de paradas instantáneas no programadas, tanto manuales como automáticas, estando el reactor crítico, ocurridas en el trimestre anterior, causadas por, o en las que se produjo, la pérdida del camino normal de evacuación del calor residual antes de establecerse las condiciones del reactor que permitieran el uso de los sistemas normales de evacuación de calor residual a largo plazo.

**Expresión de cálculo**

El indicador se obtiene como sigue, usando los valores notificados para los 12 trimestres anteriores:

*I2 = N° de paradas instantáneas del reactor crítico no programadas, en los 12 trimestres anteriores, que tuvieron lugar con una pérdida de los caminos normales de evacuación del calor antes de establecer las condiciones que permitieran el uso de los sistemas normales de evacuación del calor a largo plazo.*

### **Definición de términos**

*Camino normal de evacuación del calor residual:* a efectos de este indicador, es el camino usado normalmente para evacuación del calor residual del reactor durante la operación de la planta. Es el mismo para todas las plantas: el camino desde el condensador principal a través del agua de alimentación principal, los generadores de vapor en reactores de agua a presión o vasija del reactor en reactores de agua en ebullición, las válvulas de aislamiento del vapor principal, las válvulas de baipás de turbina y retorno al condensador principal.

*Pérdida del camino normal de evacuación del calor residual:* cuando ocurre cualquiera de las siguientes situaciones, y no puede haber recuperación fácil desde la sala de control sin necesidad de diagnóstico o reparación para recuperar el camino normal de evacuación de calor residual:

- Pérdida completa del caudal de agua de alimentación principal.
- Vacío insuficiente en el condensador principal para evacuar el calor residual.
- Cierre completo de, por lo menos, una válvula de aislamiento de vapor principal en cada línea de vapor principal.
- Fallo del baipás de turbina que provoca una insuficiente capacidad del baipás para mantener la temperatura y la presión del reactor.

*Parada instantánea del reactor* significa la parada del reactor por cualquier forma de adición rápida de reactividad negativa, por ejemplo inserción de barras de control, boro, uso de dispositivos diversos de parada, o apertura de los interruptores de disparo de reactor. El uso de oro para conseguir la parada del reactor solo se considerará si no es posible parar el reactor con barras de control.

*Criticidad*, a los efectos del indicador existe típicamente cuando un explotador declara el reactor crítico. Puede haber circunstancias en las que el transitorio se inicia desde subcriticidad y se acaba cuando el reactor está crítico. En este caso se contaría como parada.

### **Umbral de valoración**

- Verde:  $I2 \leq 2$
- Blanco:  $2 < I2 \leq 10$
- Amarillo:  $10 < I2 \leq 20$
- Rojo:  $20 < I2$ .

### **Notas aclaratorias**

*Pérdida del camino normal de extracción del calor residual* debe entenderse según se ha definido anteriormente. El factor determinante para este indicador es determinar si el camino normal de extracción del calor residual estaba *disponible*, no si los operadores decidieron usar ese u otro camino para la extracción del calor residual.

*Las actuaciones del operador o características del diseño para controlar el nivel del agua en el reactor o el ritmo de enfriamiento, tales como el cierre de las válvulas del agua de alimentación principal o el cierre de todas las válvulas de aislamiento del vapor principal, no se cuentan para este indicador, siempre y cuando el camino normal de evacuación del calor residual pueda ser fácilmente recuperado desde la sala de control sin necesidad de diagnóstico o reparación. Sin embargo, sí se notificarán las acciones de los operadores para mitigar condiciones anormales o que vayan a favor de la seguridad del personal o el equipo (como el cierre de las válvulas de aislamiento de vapor principal para aislar una fuga de vapor).*

*Ejemplos de la pérdida completa del caudal de agua de alimentación principal: pérdida de todas las bombas del agua de alimentación principal durante el arranque o durante la operación a potencia reducida; pérdida de todas las bombas de arranque y de agua de alimentación auxiliar normalmente utilizadas durante el arranque de la planta; pérdida de todas las bombas de alimentación en operación a continuación de una parada automática provocada por disparos debidos a una baja presión de aspiración, pérdida del agua de sellos, o alto nivel de agua (nivel del reactor en reactores de agua en ebullición o nivel del generador de vapor en reactores de agua a presión); parada no programada debido a la pérdida de todas las bombas de agua de alimentación en operación; parada rápida manual como respuesta a problemas de alimentación característicos de una pérdida total del caudal del agua de alimentación, pero previas a las señales automáticas del sistema de protección del reactor; y aislamiento o cierre inadvertido de todas las válvulas de control del agua de alimentación previo a una parada no programada.*

*Ejemplo de pérdida de la capacidad de baipás de turbina: necesidad de uso sostenido de una o más válvulas de alivio a la atmósfera (reactores de agua a presión) o válvulas de alivio/seguridad a la piscina de supresión (reactores de agua en ebullición) después de una parada no programada.*

*Ejemplos que no cuentan: pérdida de todo el caudal de agua de alimentación principal, vacío del condensador, o capacidad del baipás de turbina causados por una pérdida total o parcial de alimentación eléctrica externa; pérdidas parciales del vacío del condensador o capacidad del baipás de turbina después de una parada no programada en las cuales existe aún suficiente capacidad para evacuar el calor residual; operaciones momentáneas de las válvulas de alivio de los generadores de vapor o de las válvulas de alivio/seguridad; y una parada no programada a baja potencia dentro de la capacidad de las válvulas de alivio de los generadores de vapor o de las válvulas de alivio/seguridad, si el condensador principal no se ha puesto aún en servicio o ha sido retirado del mismo con anterioridad a la parada no programada.*

Este indicador contabiliza paradas instantáneas no programadas que también se cuentan para el indicador *Paradas instantáneas no programadas por cada 7.000 horas con el reactor crítico*.

### I3.- CAMBIOS DE POTENCIA NO PROGRAMADOS POR CADA 7.000 HORAS CON EL REACTOR CRÍTICO

#### Propósito

Este indicador vigila el número de cambios de potencia (excluyendo paradas instantáneas) que podrían, bajo otras condiciones de la planta, haber supuesto una amenaza para las funciones de seguridad. Puede proporcionar una indicación para la predicción de sucesos significativos para el riesgo, pero no es significativo para el riesgo por sí mismo. El indicador mide el número de cambios de potencia de la planta para un año típico de operación a potencia.

#### Definición

Número de cambios no programados en la potencia del reactor de más del 20% de la potencia máxima autorizada, por cada 7.000 horas de operación con el reactor crítico, excluyendo paradas instantáneas manuales o automáticas.

#### Datos a aportar

Se notifican los siguientes datos para cada unidad:

- Número de cambios de potencia no programados, excluyendo paradas instantáneas del reactor, durante el trimestre anterior.
- Número de horas con el reactor crítico en el trimestre anterior.

#### Cálculo

El indicador se obtiene como sigue, a partir de los valores notificados para los cuatro trimestres anteriores:

$$I3 = \frac{\text{Nº de cambios de potencia no programados } > 20\% \text{ en los 4 trimestres previos}}{\text{Horas de reactor crítico en los 4 trimestres previos}} \times 7.000$$

#### Definición de términos

*Cambios de potencia no programados* son cambios en la potencia del reactor que se inician en menos de 72 horas después del descubrimiento de una condición anormal y que resultan en, o requieren para resolverse, un cambio en el nivel de potencia mayor del 20% de la potencia máxima autorizada. En los cambios de potencia no programados se incluyen también excursiones no controladas de más de un 20% de la potencia máxima autorizada que ocurren como respuesta a cambios en las condiciones del reactor o de la planta que no forman parte de una evolución prevista o una prueba.

**Umbral de valoración**

- Verde:  $I3 \leq 6$
- Blanco:  $I3 > 6$
- Amarillo: N/A
- Rojo: N/A

**Notas aclaratorias**

Se usa el valor de 7.000 horas porque representa un año de operación del reactor cuando el factor de disponibilidad es de aproximadamente el 80%.

Si el reactor ha estado crítico menos de 2.400 horas en los cuatro trimestres anteriores, se adjudica al indicador un valor de N/D (no disponible) porque los indicadores que calculan tasas pueden proporcionar valores engañosamente altos cuando el denominador es pequeño. Los datos (cambios de potencia no programados y número de horas con el reactor crítico) se siguen notificando.

El periodo de 72 horas entre el descubrimiento de una condición anormal y el cambio correspondiente en el nivel de potencia está basado en el tiempo típico necesario para evaluar el estado de la planta, y para preparar, revisar y aprobar las órdenes de trabajo, los procedimientos y las revisiones de seguridad necesarias para efectuar una reparación. El elemento esencial a usar para determinar si un cambio de potencia debe ser contado como parte de este indicador es el periodo de 72 horas y no el grado de planificación que se alcance entre el descubrimiento del estado de la planta y la iniciación del cambio de potencia.

Al desarrollar un plan para llevar a cabo una reducción de potencia, pueden necesitarse, eventualmente, reducciones de potencia adicionales. Estas reducciones adicionales no se cuentan si se realizan para tener en cuenta el estado inicial.

Los problemas de equipos que se encuentren durante una reducción planificada de potencia mayor del 20%, que sólo por su cuenta podrían haber requerido una reducción del 20% o más para su reparación, no se cuentan en este indicador si se reparan durante la reducción planificada. Sin embargo, si durante la reducción de potencia programada se produce, además de la programada, otra reducción de potencia mayor de un 20% de la potencia nominal, entonces sí se considera que ha habido un cambio de potencia.

En los cambios de potencia no programados y paradas se incluyen aquéllos que se hayan realizado como respuesta a fallos de equipo o errores humanos, y aquéllos realizados para operaciones de mantenimiento. No se incluyen paradas instantáneas manuales o automáticas o cambios de potencia de seguimiento de carga.

No se incluyen los cambios de potencia aparentes que se determine que han sido causados por problemas de instrumentación.

Se incluyen en los cambios de potencia las reducciones automáticas de carga y oscilaciones de potencia superiores al 20% de la potencia nominal. Una oscilación de potencia que provoque una disminución de potencia no programada superior al 20% seguida de un incremento de potencia no programado superior al 20% debe ser contada como dos sucesos separados, a no ser que la restauración de potencia se lleve a cabo utilizando procedimientos aprobados. Por ejemplo, un operador abre erróneamente un interruptor causando una disminución en el caudal de recirculación y una disminución en la potencia superior al 20%. El operador, al oír la alarma, sospecha que fue causada por su acción y cierra el interruptor, lo que provoca un incremento de potencia superior al 20%. Ambos transitorios contarían ya que fueron el resultado de dos errores separados (o acciones no previstas/ no incluidas en los procedimientos).

Si surgen condiciones que requerirían normalmente la parada de la planta, y se concede una exención temporal al cumplimiento de una Especificación de Funcionamiento que permite la operación continuada antes de efectuar una reducción de potencia superior al 20%, no se comunica un cambio de potencia no programado porque no ha habido un cambio real de potencia superior al 20% de la potencia nominal. Sin embargo, se debería realizar un comentario indicando que el CSN ha concedido una exención durante el trimestre, que, de no haber sido concedida, podría haber resultado en un cambio de potencia no programado.

Se excluyen las reducciones de potencia preventivas para reducir el impacto de sucesos externos tales como huracanes o grandes incendios que amenacen líneas de distribución eléctrica exterior, y los cambios requeridos por los despachos de carga de la red eléctrica.

Los cambios de potencia preventivos superiores al 20% en respuesta a problemas medioambientales esperables, tales como acumulación de restos marinos y contaminantes biológicos o cristales de hielo en un volumen de agua (frazil icing)<sup>2</sup>, que están en procedimientos pero no pueden ser predichos con más de 72 horas de antelación, no tienen necesariamente que contarse si no son una respuesta al descubrimiento repentino de una situación anormal. Sin embargo, las condiciones medioambientales únicas que no hayan ocurrido anteriormente y que no hubieran podido ser esperadas ni mitigadas mediante procedimientos o modificaciones de planta, pueden no contarse, incluso si es necesario tomar acciones para mitigarlas. Se espera de los titulares que tomen las acciones razonables para prevenir la intromisión de cultivos (o plagas) marinos o biológicos que causen reducciones de potencia. Los sucesos de intromisión que puedan ser prevenidos como parte de la actividad de mantenimiento o como parte de un comportamiento cíclico predecible, deben contarse normalmente a no ser que la disminución de potencia sea planificada con 72 horas de antelación. Las circunstancias de cada situación son diferentes y deberían ser

---

<sup>2</sup> Frazil icing es una condición conocida y que se puede dar en climas del norte, bajo ciertas condiciones que se dan en noches despejadas, en volúmenes de agua abiertos y con bajas temperaturas del aire. Bajo estas condiciones, la superficie del agua experimenta un efecto de sobre enfriamiento. El sobre enfriamiento permite que se formen pequeños cristales de hielo (frazil ice). Si hay fuertes vientos, se llega a mezclar el agua sobre enfriada con los cristales de hielo, que en estas condiciones tienen poca flotabilidad, llegando a las zonas más profundas del volumen de agua. Se forma así una masa derretida (una especie de granizado) que se puede adherir a cualquier superficie aunque no esté a menos de 0 °C.

notificadas al CSN en una “Pregunta Frecuente” de forma que se pueda determinar si el cambio de potencia debería contarse o no.

Los cambios de potencia realizados para ajuste de la configuración de barras están excluidos.

Los cambios de potencia impuestos por el despacho de carga bajo condiciones de operación normales debidos a demandas de carga, por razones económicas, para estabilidad de la red, o razones de seguridad de la planta que surjan de sucesos externos fuera del control de la unidad, no se incluyen en este indicador. Sin embargo, las reducciones de potencia debidas a fallos de equipos que estén bajo el control de la unidad sí se incluyen.

Para determinar si ha tenido lugar un cambio de potencia superior al 20% de la potencia máxima autorizada, los explotadores deben utilizar la indicación de potencia que se use para controlar la planta.

Este indicador recoge cambios en la potencia del reactor que se inicien después del descubrimiento de una condición anormal. Si se descubre una condición que se está degradando lentamente y el explotador piensa reducir potencia cuando la condición alcance un umbral predeterminado, y han transcurrido 72 horas desde que se identificó la condición, no se debe contar el cambio de potencia. Si, por el contrario, la condición se degrada repentinamente más allá del umbral predefinido y requiere una respuesta rápida, sí se contaría esta situación.

Las condiciones anormales que empiecen por una o más reducciones de potencia y terminen con un disparo no programado del reactor se cuentan solamente para la parada instantánea no programada. Sin embargo, si la causa de la reducción de potencia es distinta de la de la parada instantánea, debe contarse un cambio de potencia no programado y una parada instantánea no programada. Por ejemplo, se realiza una reducción de potencia para poner el generador principal fuera de servicio, mientras el reactor está crítico, para reparar un componente. Mientras el generador se está poniendo fuera de servicio se pierde vacío rápidamente debido a otro problema y ocurre la parada instantánea. En este caso deben contarse la reducción de potencia no programada y la parada instantánea. Si ocurre una condición anormal por encima del 20% de potencia, y se para la central mediante un disparo programado de acuerdo con procedimientos normales de operación, sólo se cuenta un cambio de potencia no programado. En el caso de oscilaciones de potencia debido a inestabilidades para los reactores tipo BWR, se considerará caso por caso el número de cambios de potencia a contabilizar.

Se cuentan en este indicador las disminuciones de potencia superiores al 20% de la potencia nominal que se produzcan por razones de protección radiológica ALARA.

## **PILAR DE SISTEMAS DE MITIGACIÓN**

### **INTRODUCCIÓN**

El objetivo de este pilar es vigilar la disponibilidad, fiabilidad y capacidad de los sistemas que mitigan los efectos de los sucesos iniciadores para evitar el daño al núcleo.

Los titulares reducen la probabilidad de daño al núcleo si mantienen la disponibilidad y fiabilidad de los sistemas de mitigación. Estos sistemas de mitigación incluyen aquellos sistemas asociados con la inyección de seguridad, la extracción de calor residual y sus sistemas soporte, como la alimentación de corriente alterna de emergencia. Este pilar incluye sistemas de mitigación que responden tanto en situación de operación a potencia como en parada.

Las definiciones y guía contenidas en esta sección son únicamente para utilizar en el Sistema Integrado de Supervisión de Centrales (SISC), aunque pueden ser similares a otros usados en la Regla de Mantenimiento u otras aplicaciones, por lo tanto, la diferencia de estas definiciones y guías con las de otras aplicaciones son deliberadas y sirven para cumplir los requisitos del SISC.

Aunque los sistemas de seguridad son generalmente los diseñados para mitigar accidentes base de diseño, no todos ellos tienen la misma importancia para el riesgo. Los APS han demostrado que el riesgo no solo está relacionado con los sistemas frontales de mitigación, sino que también son importantes los sistemas soporte y equipos asociados, por lo que se consideran tanto estos sistemas soporte como los equipos asociados para seleccionar los indicadores de funcionamiento de este pilar.

Puesto que no se pueden vigilar todos los aspectos de funcionamiento de las centrales mediante estos indicadores, se complementarán con las inspecciones base periódicas informadas por el riesgo.

**M1.- INDICE DE FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MITIGACIÓN (IFSM)****Propósito**

Este indicador monitoriza el funcionamiento de ciertos sistemas que han sido seleccionados por su capacidad para realizar funciones significativas para el riesgo. El seguimiento se basa en el análisis de tres elementos del sistema: la indisponibilidad, la infiabilidad y los límites de funcionamiento de cada componente seleccionado del sistema. El índice se usa para determinar la importancia acumulada de fallos y de indisponibilidades en el periodo de tiempo bajo observación.

**Definición**

*Índice de Funcionamiento de los Sistemas de Mitigación (IFSM)* es la suma de las desviaciones detectadas en la evaluación simplificada de la frecuencia de daño al núcleo a potencia debido a diferencias en la indisponibilidad e infiabilidad del sistema con respecto al comportamiento promedio de la industria. Este indicador se complementa con los límites de funcionamiento de los componentes clave del sistema.

El IFSM se calcula para cada uno de los cinco sistemas siguientes, por cada tipo de diseño.

**Plantas con diseño BWR**

- Sistema de Generadores Diesel de Emergencia
- Sistema de Inyección a Alta Presión (Inyección de Refrigerante a Alta Presión)
- Sistema de Refrigeración del Núcleo Aislado o Condensador de Aislamiento
- Sistema de Evacuación del Calor Residual (o la función equivalente, tal y como se explica en el Apéndice 1 del Anexo I)
- Sistema Soporte de Refrigeración (incluye las funciones de refrigeración directa mediante agua de servicio o la refrigeración de componentes, o la refrigeración de los cuatro sistemas frontales anteriores)

**Plantas con diseño PWR (Westinghouse)**

- Sistema de Corriente Alterna de Emergencia
- Sistema de Inyección de Seguridad a Alta Presión
- Sistema de Agua de Alimentación Auxiliar
- Sistema de Evacuación del Calor Residual (o la función equivalente, tal y como se explica en el Apéndice 1 del Anexo I)

- Sistema Soporte de Refrigeración (incluye las funciones de refrigeración directa mediante agua de servicio o la refrigeración de componentes, o la refrigeración de los cuatro sistemas frontales anteriores)

### Plantas con diseño PWR (KWU)

- Sistema de Generadores Diesel de Salvaguardia
- Sistema de Inyección de Seguridad a Alta Presión
- Sistema de Agua de Alimentación de Emergencia
- Sistema de Extracción del Calor Residual (o la función equivalente, tal y como se explica en el Apéndice 1 del Anexo I)
- Sistema Soporte de Refrigeración (incluye las funciones de refrigeración directa mediante agua de servicio o la refrigeración de componentes, o la refrigeración de los cuatro sistemas frontales anteriores)

### Datos a aportar

Los datos que debe notificar trimestralmente cada central, para cada uno de los sistemas seleccionados, son:

- Índice de Disponibilidad (UAI) de cada sistema monitorizado
- Índice de Infiabilidad (URI) de cada sistema monitorizado
- Sistemas que han excedido el límite de funcionamiento de sus componentes.

En caso de que la central tenga dos unidades, se obtiene un valor de indicador para cada una de ellas, siendo necesaria la recopilación de datos para cada una de ellas. Si así se estima oportuno, se pueden obtener los valores de los parámetros para el cálculo del UAI y del URI específico de cada una de las unidades.

A efectos prácticos, las centrales suministran al CSN los datos básicos sobre indisponibilidades, fallos, horas de operación y demandas.

### Cálculo

El IFSM de cada sistema es la suma del índice UAI debido a su indisponibilidad más el índice de infiabilidad URI correspondientes a los últimos doce trimestres.

$$MSPI = UAI + URI$$

En el Apéndice 1 del Anexo I se indica la metodología de cálculo del UAI, URI y de los límites de funcionamiento de los componentes del sistema.

Los límites de funcionamiento de los componentes de cada sistema se calculan como el máximo número de fallos permitidos (Fm), considerando el número de demandas y las horas de operación de dicho sistema. El número de fallos reales de los equipos del sistema (Fa) se compara con este límite. Esta comprobación sólo aplica al umbral entre la franja verde y blanca, es decir, siempre que IFSM sea  $\leq 10^{-6}$ .

### **Definición de términos**

*Indisponibilidad:* en el contexto de este procedimiento, es el cociente entre las horas durante las cuales un tren del sistema no puede realizar sus funciones monitorizadas (tal y como se define en los criterios de éxito y tiempos de misión del APS), debido a actividades de mantenimiento, tanto planificadas como no, mientras el reactor está crítico, respecto al número total de horas en que el reactor está crítico.

*Infiabilidad (Unreliability):* es la probabilidad de que el tren o sistema no realice su función monitorizada, tal y como se define en los criterios de éxito y los tiempos de misión del APS cuando se requiera su actuación.

*Valores de referencia:* son aquellos valores de indisponibilidad e infiabilidad que sirven de base en la comparación con las medidas obtenidas en la planta.

*Límite de funcionamiento de los componentes:* es una medida de funcionamiento degradado que indica cuándo el funcionamiento de un componente monitorizado en un sistema de mitigación es significativamente peor que el valor de la industria esperado.

*Funciones significativas para el riesgo:* las funciones realizadas en condición de potencia, que se consideran significativas para el riesgo. En el cálculo del IFSM se consideran aquéllas que son significativas según la Regla de Mantenimiento (RM), y cuyos requisitos son descritos más adelante en guías detalladas, para cada sistema específico, en el Apéndice 1 del Anexo I. Estas funciones significativas para el riesgo están modeladas en el APS de la planta. Los requisitos de los sistemas y equipos para realizar la función significativa para el riesgo vendrán determinados por los criterios de éxito del APS.

*Tiempo de misión:* tiempo de misión modelado en el APS durante el cual se satisface la función monitorizada de alcanzar una condición estable. En el APS, el valor típico de tiempo de misión es de 24 horas, aunque podrían ser intervalos de tiempo distintos, si así se están utilizando en el APS específico.

*Criterios de éxito:* parámetros específicos a un tren o sistema de la planta requeridos para realizar las funciones monitorizadas. Los criterios de éxito utilizados son aquéllos que están documentados en el APS específico de la planta. Los criterios definidos en las Bases de Diseño deberían emplearse en caso de no disponer de criterios de éxito documentados en el APS.

La capacidad de cada componente se evalúa considerando el criterio de éxito del tren o sistema (por ejemplo, el tiempo de apertura de una válvula podría exceder el valor indicado en los requisitos ASME, pero si la válvula abre en el tiempo indicado en los criterios de éxito del APS, desde el punto de vista del indicador, el componente no habría fallado y se ha satisfecho la función).

### Umbral de valoración

Las reglas de decisión para poder asignar un color, según sea el funcionamiento del sistema, son:

| $IFSM \leq 10^{-6}$<br>$Fa \leq Fm$ | $IFSM \leq 10^{-6}$<br>$Fa > Fm$ | $10^{-6} < IFSM \leq 10^{-5}$ | $10^{-5} < IFSM \leq 10^{-4}$ | $10^{-4} < IFSM$ |
|-------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|------------------|
| VERDE                               | BLANCO                           |                               | AMARILLO                      | ROJO             |

### Notas aclaratorias

#### Condiciones del APS específico de las plantas

En la implantación del IFSM, las plantas utilizan parámetros, componentes, límites de sistemas, etc., extraídos de sus APS. Por ello, se requiere un nivel de calidad y robustez en los APS, que en el caso concreto de España no es preciso contrastar. Los APS de las plantas españolas se revisan y evalúan por el CSN. Por tanto, no sería aplicable la sección II del Apéndice G del NEI 99-02 (Ref. 1) correspondiente a la revisión de los requisitos de los APS como soporte del cálculo del IFSM.

#### Documentación

Cada Titular dispondrá los límites de los sistemas, componentes monitorizados, funciones monitorizadas y criterios de éxito para ser inspeccionados por el CSN. Adicionalmente, la información específica de la planta que se emplea en la aplicación del Apéndice 1 del Anexo I también deberá estar disponible para posibles inspecciones del CSN, para lo cual se seguirá el formato y las indicaciones del Apéndice 2 del Anexo I.

#### Sistemas monitorizados

Los sistemas para la monitorización son seleccionados según sea su importancia en la prevención de daño al núcleo. Los sistemas principales son capaces de mantener el inventario de refrigerante del reactor en caso de pérdida de refrigerante, de extraer el calor residual tras un disparo del reactor o pérdida del agua de alimentación principal, y de suministrar corriente alterna de emergencia si se produce la pérdida de energía exterior. Por otro lado, se monitoriza igualmente el sistema soporte a la refrigeración, que se considera significativo para el riesgo, suministrando agua de servicio y agua de refrigeración de componentes, o bien una refrigeración directa de los otros sistemas monitorizados. Las indisponibilidades de los sistemas soporte, tales como HVAC, refrigeración de salas, corriente continua, aire de instrumentos, etc., no se trasladan, en cascada, a los sistemas monitorizados frontales en el cálculo de este indicador.

#### Sistemas diversos

Excepto lo explícitamente establecido en la definición y el desarrollo del cálculo del IFSM, no se da crédito al cumplimiento de las funciones monitorizadas por otros sistemas que no entran en el alcance del IFSM para la determinación de los índices UAI y URI de los sistemas monitorizados.

Uso de los modelos completos del APS específicos de las plantas

El IFSM es una aproximación que utiliza la información del APS de la planta y es entendido como un indicador del funcionamiento del sistema. No es necesario obtener, para el cálculo del IFSM, un modelo de APS más preciso, siempre y cuando se mantenga coherencia con las pautas de esta guía.

**M2.- FALLOS FUNCIONALES DE LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD****Propósito**

Este indicador vigila sucesos o condiciones que han impedido, o podrían haber impedido, el cumplimiento de la función de seguridad de estructuras o sistemas necesarios para

1. Parar el reactor y mantenerlo en condición de parada,
2. Extraer el calor residual,
3. Controlar la liberación del material radiactivo, o
4. Mitigar las consecuencias de los accidentes.

**Definición**

Número de sucesos o condiciones que han impedido, o podrían haber impedido, el cumplimiento de la función de seguridad de estructuras o sistemas en los cuatro trimestres anteriores.

**Datos a aportar**

Se notifican trimestralmente los siguientes datos para cada unidad:

- El número de fallos funcionales de sistemas de seguridad en el trimestre anterior.

**Expresión de cálculo**

El valor del indicador es el número total de fallos funcionales de sistemas de seguridad en los cuatro trimestres anteriores.

**Definición de términos**

*Fallo funcional de un sistema de seguridad (FFSS)* es cualquier suceso o condición que por sí mismo ha impedido, o podría haber impedido, el cumplimiento de la función de seguridad de estructuras o sistemas necesarios para

1. Parar el reactor y mantenerlo en condición de parada,
2. Extraer el calor residual,
3. Controlar la liberación del material radiactivo, o
4. Mitigar las consecuencias de los accidentes.

El indicador incluye una gran variedad de sucesos o condiciones, desde fallos reales a la demanda, hasta fallos potenciales atribuibles a distintas causas, incluyendo cualificación ambiental, cualificación sísmica, error humano, errores de diseño, etc. Muchos FFSS no son fallos reales de equipos de la central.

**Umbral de valoración**

BWR:

- Verde:  $M2 \leq 6$
- Blanco:  $6 < M2$
- Amarillo: N/A
- Rojo: N/A

PWR:

- Verde:  $M2 \leq 5$
- Blanco:  $5 < M2$
- Amarillo: N/A
- Rojo: N/A

**Notas aclaratorias**

Para la interpretación exacta de este indicador, y la identificación de aquellos sucesos o condiciones que han impedido, o podrían haber impedido, el cumplimiento de una función de seguridad, se seguirán las directrices recogidas en el NUREG-1022 de la U.S. NRC en su revisión 2 (específicamente en su sección 3.2.7), actualizado en las menciones a la GL 91-18 a lo contenido en el RIS 2005-20; salvo aquellos aspectos específicos que quedan establecidos en la presente guía. Los casos en que surjan dudas en la aplicación de esta guía y el citado NUREG-1022, se resolverán individualmente mediante consulta al CSN.

*Evolución planificada para mantenimiento o pruebas de vigilancia:* los siguientes tipos de sucesos o condiciones no contarán para este indicador: Puesta fuera de servicio de sistemas, o partes de sistemas, como parte de una evolución planificada de mantenimiento o de pruebas de vigilancia.

“Planificada” significa que la actividad se realiza voluntariamente, cuando quiera el Titular, y que no se requiere restaurar la operabilidad para continuar la operación de la planta.

*Suceso único que afecta a varios sistemas:* cuenta como un solo fallo.

*Ocurrencias múltiples del fallo de un sistema:* el número de fallos a contar depende de si el sistema se declaró operable en el tiempo entre los fallos. Se contarán múltiples fallos si el Titular sabe que existe el problema, intenta corregirlo y considera el sistema como operable, pero después se encuentra que el sistema estaba inoperable durante todo el tiempo. Pero si el Titular sabe que existe un problema potencial y declara el sistema inoperable, los fallos posteriores del sistema no se contarán mientras el sistema no sea declarado operable. De modo análogo, en situaciones en las que el Titular no se dé cuenta de que existe un problema (y por tanto no puede declarar el sistema inoperable para resolverlo), sólo se contará un fallo.

*Fallos adicionales:* un fallo que lleve a una evaluación en la que se encuentren más fallos, sólo se cuenta como un fallo; los problemas adicionales encontrados no se cuentan, incluso

si las causas o los modos de fallo son distintos. La intención es no contar sucesos adicionales cuando se encuentran problemas durante la resolución del problema original.

*Análisis de ingeniería:* Los sucesos en los que el Titular declare un sistema inoperable pero más tarde se determine mediante análisis que el sistema puede realizar su función, no contarán como fallo, incluso aunque el sistema hubiera debido ponerse fuera de servicio para realizar el análisis.

## **PILAR DE INTEGRIDAD DE BARRERAS**

### **INTRODUCCIÓN**

El objetivo de este pilar es proporcionar una garantía razonable de que las barreras físicas de seguridad previstas en el diseño (vainas de combustible, sistema de refrigeración del reactor y contención) protegen al público de escapes radiactivos provocados por accidentes o sucesos iniciadores. Estas barreras son un elemento importante para cumplir el cometido del CSN de asegurar una adecuada protección para la seguridad y la salud del público. Los indicadores de funcionamiento ayudan a vigilar la funcionalidad de las varillas de combustible y del sistema de refrigeración del reactor. Actualmente no existe ningún indicador de comportamiento de la barrera de contención; éste se asegurará a través del programa de inspecciones.

Hay dos indicadores para este pilar:

1. Actividad específica del sistema de refrigerante del reactor.
2. Fugas identificadas del sistema de refrigerante del reactor.

## **B1.- ACTIVIDAD ESPECÍFICA DEL SISTEMA DE REFRIGERANTE DEL REACTOR**

### **Propósito**

Este indicador vigila la integridad de las varillas de combustible, la primera de las 3 barreras de prevención de escape de los productos de fisión. Mide la radiactividad en el sistema de refrigerante del reactor como indicador de la funcionalidad de las varillas de combustible.

### **Definición**

La actividad mensual máxima según la definición de las Especificaciones de Funcionamiento, expresado en porcentaje del límite indicado en las Especificaciones de Funcionamiento. Las centrales deben utilizar las unidades que sirven para establecer los límites en sus Especificaciones de Funcionamiento.

### **Datos a aportar**

Se notifican los siguientes datos para cada unidad:

- Actividad máxima, según se define en las Especificaciones de Funcionamiento, estando la central en régimen estacionario de potencia, para cada mes del trimestre anterior (se notifican 3 valores), calculada tal y como requieren las Especificaciones de Funcionamiento.
- Límite de las Especificaciones de Funcionamiento.

### **Expresión de cálculo**

El indicador se calcula como sigue:

$$B1 = \frac{\text{Máxima actividad mensual en el sistema de refrigerante del reactor}}{\text{Límite de actividad de las Especificaciones de Funcionamiento}} \times 100$$

### **Definición de términos**

(En blanco)

### **Umbral de valoración**

- Verde:  $B1 \leq 50\%$
- Blanco:  $50\% < B1 \leq 100\%$
- Amarillo:  $B1 > 100\%$
- Rojo: N/A

### **Notas aclaratorias**

Este indicador se registra mensualmente y se notifica trimestralmente.

El indicador se calcula usando la misma metodología, hipótesis y condiciones que para el cálculo de las Especificaciones de Funcionamiento. Si se utiliza más de un método para cumplir con las Especificaciones de Funcionamiento, se deben utilizar los resultados del método que fue utilizado en su momento para satisfacer las Especificaciones de Funcionamiento.

El régimen estacionario se define como operación continua durante al menos 3 días, a un nivel de potencia que no varíe más de  $\pm 5\%$ .

Este indicador vigila la integridad de las vainas en régimen estacionario a potencia. Los picos de actividad específica del sistema de refrigerante del reactor en transitorios de cambios de potencia, paradas y disparos no suministran necesariamente un indicador fiable de la integridad de las vainas y no deben ser incluidos en el máximo mensual de este indicador.

No se notifican los niveles correspondientes a las muestras que se hayan tomado usando la metodología de las Especificaciones de Funcionamiento durante las paradas. Sin embargo, se deben notificar los niveles correspondientes a las muestras tomadas con más frecuencia de lo exigido en régimen estacionario usando la metodología de las Especificaciones de Funcionamiento. Si no se requiere el cálculo de la actividad del sistema de refrigerante del reactor durante todo el mes por las condiciones de la central, el campo de los datos se deja en blanco para ese mes, y se selecciona el estado "Final-N/D".

Los explotadores deben usar el límite más restrictivo según la regulación vigente (por ejemplo Especificaciones de Funcionamiento o condiciones de licencia). Sin embargo, si el límite más restrictivo según la regulación vigente es insuficiente para garantizar la seguridad de la central, entonces se aplicará la Administrative Letter 98-10, la cual establece que la imposición de controles administrativos es una acción correctiva aceptable a corto plazo. Cuando un control administrativo está vigente como medida transitoria para garantizar que se cumplan los límites de las Especificaciones de Funcionamiento y asegurar la seguridad y salud públicas, debe emplearse ese límite administrativo para este indicador.

**B2.- FUGAS DEL SISTEMA DE REFRIGERANTE DEL REACTOR****Propósito**

Este indicador vigila la integridad de la barrera de presión del sistema de refrigerante del reactor, la segunda de las 3 barreras de prevención de escape de productos de fisión. Mide la fuga identificada del sistema de refrigerante del reactor como porcentaje del valor de la tasa de fugas identificadas permitidas en las Especificaciones de Funcionamiento, para proporcionar una indicación de la integridad del sistema de refrigerante del reactor.

**Definición**

La máxima fuga identificada del sistema de refrigerante del reactor en litros por minuto cada mes según la definición de las Especificaciones de Funcionamiento, y expresada como porcentaje del límite de las Especificaciones de Funcionamiento.

**Datos a aportar**

Cada trimestre deben notificarse los siguientes datos:

- La fuga máxima identificada del sistema de refrigerante del reactor para cada mes en el trimestre anterior (3 valores).
- Límite de las Especificaciones de Funcionamiento

**Expresión de cálculo**

El valor de cada unidad para este indicador se calcula como sigue:

$$B2 = \frac{\text{Máxima fuga identificada mensual en el sistema de refrigerante del reactor}}{\text{Límite de fuga identificada de las Especificaciones de Funcionamiento}} \times 100$$

**Definición de términos**

Fuga identificada del sistema de refrigerante del reactor según se define en las Especificaciones de Funcionamiento.

**Umbral de valoración**

- Verde:  $B2 \leq 50\%$
- Blanco:  $50\% < B2 \leq 100\%$
- Amarillo:  $B2 > 100\%$
- Rojo: No existe umbral rojo.

**Notas aclaratorias.**

Este indicador se registra mensualmente y se notifica trimestralmente.

En aquellas centrales que no tengan definido en sus Especificaciones de Funcionamiento un límite de fuga identificada, el indicador se calculará utilizando la tasa total de fugas de refrigerante del reactor en lugar de la tasa de fugas identificadas, tanto en los datos medidos como en el límite de las Especificaciones de Funcionamiento, de modo que el cálculo sea coherente al utilizar valores comparables entre sí.

Se incluirá en el cálculo de este indicador cualquier determinación de fuga del sistema de refrigerante del reactor realizada de acuerdo con la metodología de las EF de la planta. Si, por las condiciones de la central, durante todo el mes no se requieren cálculos de sistema de refrigerante del reactor, el campo de los datos se deja en blanco para ese mes, y se selecciona el estado "Final-N/D".

Si la fuente de la fuga y el punto de recogida de la misma fueran desconocidos durante el periodo de la fuga, y el punto de recogida real no fuera un tanque vigilado o sumidero utilizado para el procedimiento de cálculo de fuga del sistema de refrigerante del reactor, entonces, para el cálculo de este indicador, la fuga no se considera fuga identificada del sistema de refrigerante del reactor y no se incluye en los datos de este indicador. Las fugas del sistema de refrigerante del reactor no recogidas en este indicador deben evaluarse mediante el programa de inspección.

## **PILAR DE PREPARACIÓN PARA LAS EMERGENCIAS**

### **INTRODUCCIÓN**

El objetivo de este pilar es asegurar que la Central es capaz de adoptar adecuadamente medidas que protejan la salud y la seguridad del público durante una emergencia.

La central mantiene esta capacidad mediante la participación de la Organización de Respuesta a las Emergencias en cursos, ejercicios, experiencias operativas, entrenamientos y en prácticas de identificación de problemas y su resolución. Los indicadores asociados a la Preparación para las Emergencias proporcionan, indicación cuantitativa, sobre la capacidad del Titular para adoptar adecuadamente las medidas previstas para proteger la salud y la seguridad del público. Estos indicadores permiten la supervisión por el CSN de los programas del Titular para la preparación y planificación de emergencias en el emplazamiento. La preparación y planificación de las emergencias en el exterior del emplazamiento no forman parte de este pilar al no ser de responsabilidad del Titular de la central.

La protección de la salud y la seguridad del público se garantizan mediante una filosofía de defensa en profundidad basada en: el diseño y la operación segura del reactor, los sistemas y medidas de mitigación en operación, el sistema de barreras múltiples para prevenir el escape de productos de fisión y en la preparación para las emergencias.

Para el caso de las centrales nucleares con dos unidades, y de modo general, se considerará el mismo valor numérico para cada unidad ya que los indicadores del pilar de emergencias del SISC han sido definidos basándose en los requisitos del PEI, y éste es único para cada planta independientemente de si tiene una o dos unidades. Por tanto, los datos globales de los indicadores deben incorporarse al fichero de cada unidad. En el caso de emergencias reales, y siempre que el suceso iniciador por el que se activara el PEI implicara a una única unidad, los datos correspondientes a los indicadores E1 y E2 se incorporarían únicamente a la unidad afectada.

Los indicadores del Pilar de Preparación para las Emergencias son:

- Respuesta ante situaciones de emergencia y simulacros.
- Organización de emergencia.
- Instalaciones, equipos y medios.

**E1.- RESPUESTA ANTE SITUACIONES DE EMERGENCIA Y SIMULACROS****Propósito**

El indicador vigila la rapidez y acierto del Titular de la instalación en sus actos de identificación, declaración, notificación a las autoridades y determinación de las medidas de mitigación, corrección, protección y asistencia al personal dentro del emplazamiento.

**Definición**

El indicador mide el porcentaje (%) de acciones de notificación (que incluye las de identificación y declaración de los sucesos iniciadores y de cualquiera de los sucesos y acciones llevadas a cabo durante los simulacros y emergencias reales que también requieren notificación a las autoridades) correctamente ejecutadas y en plazo, respecto al total que se presenten en una emergencia real o se simulen en los simulacros oficiales del PEI, en los dos últimos años.

**Datos a aportar**

Los datos de cálculo del indicador serán el número total (N) de notificaciones de situaciones que se presenten en una emergencia real o se simulen en los simulacros oficiales del PEI que requieran la identificación de sucesos iniciadores y la declaración a las autoridades de la categoría de emergencia correspondiente, así como de otros sucesos y acciones que requieran asimismo notificación a las autoridades, y el número de ellas (AC) realizadas correctamente y dentro de los plazos de tiempo establecidos: 30 minutos (voz) y 60 minutos (fax).

Este indicador se calculará con frecuencia ANUAL e incluirá los datos de los 2 últimos años

**Expresión de cálculo**

La expresión de cálculo del indicador será,

$$E1 = \frac{\sum_{i=1}^2 AC_i}{\sum_{i=1}^2 N_i} \times 100$$

### Definición de términos

AC<sub>i</sub>: el número de notificaciones realizadas correctamente y en plazo.

N<sub>i</sub>: el número de las que deberían haberse transmitido de acuerdo a los escenarios (simulacro) y desarrollo de situaciones (emergencia), aplicados a cada uno de los dos años de cálculo.

### Umbral de valoración

- \* Verde:  $E1 \geq 90\%$
- \* Blanco:  $90\% > E1 \geq 70\%$
- \* Amarillo:  $70\% > E1$
- \* Rojo: No existe umbral rojo.

### Notas aclaratorias

La protección de las personas y del medio ambiente se fundamenta en la rápida y certera identificación y notificación de los sucesos y sus consecuencias así como en la adopción de las medidas correctoras y mitigadoras y las acciones de protección y asistencia al personal afectado dentro del emplazamiento (fuera del emplazamiento no son responsabilidad del Titular de la instalación).

Las actuaciones del Titular de la instalación para hacer frente a una situación de emergencia están establecidas en el PEI, detallándose el alcance y la forma de cada una de ellas en procedimientos de actuación en emergencia.

Los plazos de notificación a las autoridades vienen establecidos en el PEI y son, media hora para la notificación por teléfono del suceso iniciador y la categoría de emergencia y 1 hora para la confirmación por fax incluyendo los datos mínimos establecidos en el formato oficial de comunicación del PLABEN.

Los sucesos distintos a los iniciadores y las acciones que requieren ser notificadas y que también forman parte de este indicador son: pérdida de la integridad de la contención, variaciones del término fuente; ocurrencia de vertidos de concentración superior a los límites establecidos en el Manual de Cálculo de Dosis al Exterior (MCDE); evacuaciones de personal del emplazamiento; sobre exposiciones; comunicación de datos del PVRE fuera del emplazamiento y entre la zona controlada y el emplazamiento; evacuación de heridos y contaminados; requerimientos de apoyos externos.

## E2.- ORGANIZACIÓN DE EMERGENCIA

### Propósito

El indicador vigila el porcentaje de la horas de formación, ejercicios prácticos y simulacros en los que participan los efectivos de la Organización de Emergencia del Titular de la Instalación, incluyendo la participación en situaciones de emergencia real, respecto a la prevista en los respectivos Planes de Formación de la Instalación y en la participación en simulacros y en situaciones de emergencia real, en los dos últimos años.

### Definición

El indicador refleja el % frente al previsto de las horas invertidas por el personal de la Organización de Emergencia en actividades de reentrenamiento (realización de ejercicios, cursos o sesiones teóricas y realización de simulacros prácticos), incluyendo la participación en simulacros oficiales del PEI y en situaciones de emergencia real, en los dos últimos años.

### Datos a aportar

Los datos de cálculo del indicador serán el número total de horas programadas para las personas designadas a los diferentes puestos de la Organización de Emergencia en el Plan de formación y reentrenamiento (realización de ejercicios, cursos o sesiones teóricas y realización de simulacros interiores), en el simulacro oficial del PEI y las necesarias para controlar y mitigar, en su caso, situaciones reales de emergencia, y el número real de horas invertidas por las personas de la Organización de Emergencia que han participado en la formación y reentrenamiento, simulacros oficiales del PEI y situaciones reales de emergencia, realizados en los dos últimos años.

Este indicador se calculará con frecuencia ANUAL e incluirá los datos de los dos últimos años:

### Expresión de cálculo

$$E2 = \frac{\sum_{i=1}^n Nr_i \cdot Hr_i + \sum_{s=1}^2 Nr_s \cdot Hr_s + \sum_{e=0}^n Nr_e \cdot Hr_e}{\sum_{i=1}^n Np_i \cdot Hp_i + \sum_{s=1}^2 Np_s \cdot Hp_s + \sum_{e=0}^n Np_e \cdot Hp_e} \cdot 100$$

**Definición de términos**

$N_{pi}$ : número total de personas designadas a cada puesto (i) de la Organización de Emergencia, de manera que el total de personas pertenecientes a la Organización de Emergencia N sea igual a la suma de todos los  $N_i$  ( $N = \sum_{i=1}^n N_i$ ).

$H_{pi}$ : número de horas lectivas asignadas a cada puesto (i) de la Organización de Emergencia en los dos últimos años.

$N_{ri}$ : número de personas asignado a cada puesto (i) de la Organización de Emergencia que realmente ha participado en la formación y reentrenamiento establecido en el Plan de Formación en cada año.

$H_{ri}$ : número de horas lectivas realizadas por cada puesto (i) de la Organización de Emergencia en los dos últimos años.

$N_{rs}$ : número total real de personas de la Organización de Emergencia que interviene en el Simulacro Oficial de Emergencia del PEI.

$H_{rs}$ : número total de horas, reales, de duración del Simulacro oficial de emergencia del PEI.

$N_{ps}$ : número total de personas de la Organización de Emergencia que están previstas que intervengan en el Simulacro oficial de emergencia del PEI.

$H_{ps}$ : número total de horas, previstas, de duración del Simulacro oficial de emergencia del PEI.

$N_{re}$ : número total real de personas de la Organización de Emergencia que interviene en situaciones reales de emergencia.<sup>3</sup>

$H_{re}$ : número total real de horas que el personal de la Organización de Emergencia se encuentra efectivamente disponible para intervenir ante la situación de emergencia declarada (desde la incorporación del personal a la Central hasta la declaración de la finalización de la emergencia).<sup>3</sup>

$N_{pe}$ : número total de personal de la Organización de Emergencia que estaban previstas que intervinieran en la situación real de emergencia, según establece el PEI y los procedimientos que lo desarrollan.<sup>3</sup>

$H_{pe}$ : número total de horas de duración de la situación de emergencia, desde el momento en que se debería haber incorporado a la Central el personal de la Organización de Emergencia hasta la declaración de la finalización de la situación de emergencia.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> Estos datos únicamente se considerarán en el caso de que se active el Plan de Emergencia Interior (PEI) durante el periodo de cálculo del indicador.

### **Umbral de valoración**

- \* Verde:  $E2 \geq 80\%$
- \* Blanco:  $80\% > E2 \geq 60\%$
- \* Amarillo:  $60\% > E2$
- \* Rojo: No existe umbral rojo.

### **Notas aclaratorias**

La Organización está claramente definida y entrenada para hacer frente a una situación de emergencia.

Los diferentes puestos de la Organización de Emergencia, las funciones asignadas y la especialización habitual de las personas que los ocupan están establecidos en el Plan de Emergencia Interior (PEI).

El número total de personas afectadas es variable en cada central y depende de la estructura y rotaciones de los turnos y retenes establecidos en cada una de ellas. El alcance y la periodicidad del reentrenamiento de la Organización de Emergencia están establecidos en el PEI y en los procedimientos de actuación en emergencias, y se incluyen en los Planes de Formación de la Central.

**E3.- INSTALACIONES, EQUIPOS Y MEDIOS****Propósito**

El indicador vigila la fiabilidad de las instalaciones y medios de la central a utilizar en situación de emergencia para desarrollar las medidas de declaración y activación de la Organización de Emergencia, seguimiento y evaluación de las situaciones y el desarrollo de las acciones correctoras, de protección y de asistencia al personal afectado que sean necesarias.

**Definición**

El indicador refleja el % de pruebas, verificaciones e inspecciones realizadas en el plazo previsto con resultados aceptables (según los criterios de aceptación indicados en los procedimientos correspondientes) a las instalaciones, equipos y medios de emergencia sobre el total establecido en el PEI y los procedimientos de emergencia asociados, durante los dos últimos años.

**Datos a aportar**

Los datos de cálculo del indicador serán el número (N) de pruebas, verificaciones e inspecciones a las instalaciones, equipos y medios de emergencia establecidas en el PEI y los procedimientos de emergencia asociados (existen diferentes cantidades de distintas instalaciones, equipos y medios con frecuencias de pruebas, verificaciones e inspecciones específicas para cada uno de ellos) y el número de ellas realizadas en plazo y con resultados aceptables (según el procedimiento correspondiente) durante los dos últimos años.

Este indicador se calculará con frecuencia SEMESTRAL e incluirá los datos de los 4 últimos semestres.

**Expresión de cálculo**

$$E3 = \frac{\sum_{i=1}^4 PA_i}{\sum_{i=1}^4 N_i} \times 100$$

**Definición de términos**

PA<sub>i</sub>: las pruebas, verificaciones e inspecciones reales ejecutadas en su plazo (tolerancia del 25% del tiempo establecido entre pruebas) y con resultado aceptable por cumplir los

criterios de aceptación indicados en los correspondientes procedimientos en cada uno de los cuatro semestres anteriores.

N<sub>i</sub>: las pruebas previstas en cada uno de los cuatro semestres anteriores.

### Umbral de valoración

- \* Verde:  $E3 \geq 90\%$
- \* Blanco:  $90\% > E3 \geq 70\%$
- \* Amarillo:  $70\% > E3$
- \* Rojo: No existe umbral rojo

### Notas aclaratorias

Las instalaciones, equipos y medios previstos para utilizar en situaciones de emergencia deben estar disponibles y operativos en todo momento (no se incluyen los sistemas y equipos de seguridad de la central cuya disponibilidad y operabilidad se regula y controla por otros métodos (EF, Regla de Mantenimiento, etc.).

Las instalaciones y medios de emergencia están recogidos en el PEI y en procedimientos de desarrollo del mismo, así como los alcances y frecuencias de realización de las verificaciones y comprobaciones de la fiabilidad y disponibilidad de los mismos.

Aquellas pruebas realizadas fuera del plazo previsto (fecha límite más un 25% del periodo previsto) serán consideradas como pruebas que no han superado su criterio de aceptación y por tanto no aceptadas.

No se considerarán aquellas pruebas que no hayan cumplido los criterios de aceptación establecidos debido a causas no imputables a la central (por ejemplo, fallo del sistema de comunicación con la SALEM y/o CECOP que gestiona el CSN, por causas no imputables al Titular), o en equipos y medios que se pudieran utilizar en situación de emergencia que no están incluidos dentro del inventario de instalaciones, equipos y medios recogidos en los procedimientos del Plan de Emergencia Interior.

## **PILAR DE PROTECCIÓN RADIOLOGICA OCUPACIONAL**

### **INTRODUCCIÓN**

Los objetivos generales del Pilar de PROTECCIÓN RADIOLOGICA OCUPACIONAL son:

- Mantener las dosis individuales de los trabajadores por debajo de los límites legales de dosis.
- Utilizar los procedimientos y controles basados en la Protección Radiológica necesarios para conseguir que las dosis de los trabajadores sean tan bajas como sea razonablemente alcanzable (ALARA).

El único INDICADOR definido para este Pilar es: Efectividad del Control de la Exposición Ocupacional.

En este documento se incluyen los Anexos II y III, donde se recogen las bases sobre las que se define este indicador y un ejemplo del mismo, respectivamente, para facilitar su comprensión.

**O.- EFECTIVIDAD DEL CONTROL DE LA EXPOSICIÓN OCUPACIONAL****Objetivo**

Los objetivos específicos del indicador de este pilar son:

- Supervisar la eficacia del control de los accesos a zonas radiológicamente significativas.
- Supervisar las actividades realizadas en zonas radiológicamente significativas.
- Supervisar los sucesos o incidentes que impliquen la degradación o fallo de las barreras de seguridad que produzcan dosis identificadas no planificadas.

Este indicador incluye criterios de dosis y de tasas de dosis que informan sobre el riesgo. Así, el indicador sirve para detectar sucesos que pueden implicar una exposición potencial por encima de los límites legales de dosis y además, emplea criterios de dosis que son pequeñas fracciones de los límites de dosis aplicables.

**Definición**

El indicador “Efectividad del Control de la Exposición Ocupacional” definido para este Pilar se compone de la suma de lo siguiente:

- Ocurrencias en zonas de Permanencia Reglamentada
- Ocurrencias en zonas de Acceso Prohibido
- Exposiciones no planificadas

**A) Ocurrencias en zonas de Permanencia Reglamentada (zonas naranjas)**

Se define como una no conformidad con el Manual de Protección Radiológica que implique la pérdida de control radiológico sobre el acceso o los trabajos en estas zonas.

Se contabilizarán como ocurrencias en zona controlada de Permanencia Reglamentada (Naranja) cualquiera de las siguientes incidencias:

- Acceso sin autorización del SPR
- Acceso inadvertido
- Acceso de personas no clasificadas como trabajadores expuestos de categoría A
- Acceso sin dosímetros físicos individuales (TLD+DLD)
- Acceso sin PTR
- No disponer de medios físicos o administrativos adecuados para impedir un acceso no autorizado de acuerdo con lo estipulado en el Manual de Protección Radiológica.
- No señalar o clasificar la zona de acuerdo a la situación radiológica de la misma.
- No proporcionar medios suficientes para vigilar y controlar las dosis de acuerdo con lo estipulado en el Manual de Protección Radiológica.

- No aplicar correctamente el protocolo de control de contaminación externa a la salida de zona controlada a un individuo que haya estado trabajando en zona Naranja.

### **B) Ocurrencias en zonas de Acceso Prohibido (zonas rojas)**

Se define como una no conformidad con el Manual de Protección Radiológica que implique la pérdida de control radiológico sobre el acceso o los trabajos en estas zonas.

Se contabilizarán como ocurrencias en zona controlada de Acceso Prohibido (Roja) cualquiera de las siguientes incidencias:

- Acceso sin autorización del SPR.
- Acceso sin autorización del Jefe de Central.
- Acceso inadvertido.
- Acceso de personas no clasificadas como trabajadores expuestos de categoría A.
- Acceso sin dosímetros físicos individuales (TLD+DLD).
- Acceso sin PTR.
- No disponer de medios físicos o administrativos adecuados para impedir un acceso no autorizado de acuerdo con lo estipulado en el Manual de Protección Radiológica.
- No establecer los controles administrativos necesarios para asegurar que las llaves (o similar) utilizadas para prevenir el acceso a la zona cumplen su función, de acuerdo con lo estipulado en el Manual de Protección Radiológica.
- No señalizar o clasificar la zona de acuerdo a la situación radiológica de la misma.
- No proporcionar medios suficientes para vigilar y controlar las dosis de acuerdo con lo estipulado en el Manual de Protección Radiológica.
- No aplicar correctamente el protocolo de control de contaminación externa a la salida de zona controlada a un individuo que haya estado trabajando en zona Roja.

### **C) Exposiciones no planificadas**

Se define como un único suceso de degradación o fallo de una o más barreras de seguridad que produzca una exposición personal no prevista, siempre que se iguale o se supere alguno de los valores definidos en la siguiente tabla:

|   |
|---|
| <b>1 mSv de dosis efectiva</b> (suma de dosis efectiva comprometida y dosis equivalente profunda)                                   |
| <b>15 mSv de dosis equivalente al cristalino</b>  |
| <b>50 mSv de dosis superficial en piel o extremidades</b> (no se consideran contaminaciones superficiales por partículas calientes) |
| 20% de los límites de <b>menores de 18 años y mujeres embarazadas: 0,2 mSv</b>  |

- Tabla 1: Valores de dosis utilizados para identificar una exposición no planificada para el indicador de PR Ocupacional

### **Datos a aportar**

Cada central deberá suministrar la siguiente información trimestralmente:

- Número de ocurrencias en zonas de Permanencia Reglamentada durante el trimestre pasado.
- Número de ocurrencias en zonas de Acceso Prohibido durante el trimestre pasado.
- Número de exposiciones no planificadas durante el trimestre pasado.

### **Cálculo del Indicador**

Se determina como la suma del número de ocurrencias notificadas para cada uno de los tres elementos anteriores durante los 4 últimos trimestres.

Una misma ocurrencia solo podrá ser contada una vez, aunque suponga el incumplimiento o violación de dos o más elementos de que consta este indicador. Si dos o más exposiciones individuales se producen en el mismo suceso, la ocurrencia se contará solo una vez.

El indicador se calcula por reactor, no por planta. Si un suceso ocurre en una unidad, se contabilizará por igual en las 2 unidades de la misma planta, aunque se contabilizará una sola vez en el cálculo global del indicador al compararlo con los umbrales.

Las exposiciones no planificadas se computarán teniendo en cuenta la causa raíz que condujo a la misma, no el número de trabajadores implicados (si como resultado de una inadecuada supervisión del SPR tres trabajadores reciben dosis que exceden en 1 mSv a la planificada, en el cálculo del indicador únicamente se computará una ocurrencia).

### **Umbral de valoración**

Si la SUMA de las ocurrencias detectadas durante los últimos 4 trimestres es menor o igual a 3, no se ha alcanzado ningún umbral y nos encontramos en la ZONA VERDE.

Si la SUMA de las ocurrencias detectadas durante los últimos 4 trimestres es superior a 3 y menor o igual que 6, indica que se ha alcanzado el primer umbral y nos encontramos en la ZONA BLANCA.

Si este número es mayor que 6, indica que se ha alcanzado el siguiente umbral y nos encontramos en la ZONA AMARILLA.

El umbral ROJO no aplica para este indicador.

### **Notas aclaratorias**

**OCURRENCIAS EN ZONAS DE PERMANENCIA REGLAMENTADA (ZONAS NARANJAS) Y EN ZONAS DE ACCESO PROHIBIDO (ZONAS ROJAS)**

Se define como una no conformidad con el Manual de Protección Radiológica que implique la pérdida de control radiológico sobre el acceso (1) o los trabajos (2) en estas zonas.

(1) *Pérdida de control radiológico sobre el acceso* a zonas naranjas o rojas se refiere a la pérdida de las medidas que aseguran que no se producen y que se poseen los medios necesarios para evitar entradas inadvertidas por personal no autorizado.

Se considera *Entrada Inadvertida* a aquélla que se produce cuando el individuo entra en una zona no autorizada sin romper o saltar una barrera de manera intencionada, sin violar los procedimientos de la planta. Por ejemplo, sería una entrada inadvertida si un individuo supone erróneamente que tiene permiso del SPR para entrar en una zona y el acceso está habilitado, pues en ese caso el individuo simplemente entrará, sin buscar otra entrada no vigilada o romper el cerrojo en caso de que la puerta estuviera cerrada.

Por tanto, la barrera física utilizada en estas zonas debe proporcionar la razonable seguridad ante entradas no autorizadas.

Protección Radiológica ha de poner los medios para evitar una entrada inadvertida a una zona no autorizada (Ej.: mediante puertas, cadenas, señalización, instrucciones de paso...). Si no se consigue evitar una entrada inadvertida, estamos ante una ocurrencia.

(2) *Pérdida de control radiológico sobre un trabajo* en zonas naranjas o rojas se refiere a la pérdida o falta de medios que proporcionan la seguridad de que la dosis recibidas por los trabajadores que están desarrollando una tarea en esas zonas están siendo medidas y controladas.

**No se contabilizarán como ocurrencias de este indicador las siguientes situaciones:**

- Sucesos asociados con fallos en equipos aislados (fallo en el cierre de una puerta, fallo en una luz de las utilizadas para control de accesos, detectados en una inspección de rutina).
- El mal funcionamiento de un dosímetro personal durante el desarrollo de una tarea en zona naranja o roja.
- Entrada en zona naranja sin la autorización del SPR en caso de situación de transitorio operacional importante o emergencia siempre que sea autorizado por el Jefe de Turno.
- Entrada en zona roja sin la autorización del Jefe de PR y Jefe de la Central en caso de situación de transitorio operacional importante o emergencia siempre que sea autorizado por el Jefe de Turno en el periodo de ausencia de los Jefes de PR y Central hasta su llegada a la central.
- Entradas en cubículos reclasificados a la baja aunque no se haya cambiado la señalización, como por ejemplo en paradas cortas de la planta.

- Acceso sin PTR en caso de transitorios operacionales importante o situación de emergencia.

### EXPOSICIONES NO PLANIFICADAS

Se definen como un único suceso de degradación o fallo de una o más barreras de seguridad (3) que produzca una exposición personal no prevista, por encima de la dosis planificada (4), siempre que se iguale o se supere alguno de los valores definidos en la tabla 1.

(3) La degradación o fallo de una o más barreras de seguridad se refiere a lo siguiente:

- Inadecuada señalización de la zona
- Inadecuado control de acceso a la zona
- Inadecuada caracterización radiológica de la zona
- Inadecuada formación o preparación del trabajador
- Inadecuada supervisión sobre el desarrollo de los trabajos por parte del SPR
- PTR no adecuado a las circunstancias radiológicas reales del trabajo

Para que haya una ocurrencia, estas circunstancias han de ir acompañadas de la superación de los valores de dosis mostrados en la tabla 1. Si no, no serán contabilizadas como tal.

Además, la degradación o fallo en alguna de estas barreras ha tenido que ser originada como consecuencia de una mala práctica por parte del SPR, no por parte del trabajador. Es decir, si un trabajador incumple una norma establecida por el SPR (no coger el DLD, no ponerse la máscara, saltarse una valla, etc.) y como consecuencia recibe dosis no planificadas por encima de los valores de la tabla 1, no se considerará ocurrencia.

(4) Se define dosis no planificada como aquella exposición que tiene como resultado una dosis que excede las “guías” de dosis administrativas establecidas por el Titular como parte de sus controles radiológicos. Éstas pueden establecerse mediante los siguientes medios:

- Permiso de Trabajo con Radiaciones (PTR)
- Límite administrativo de dosis
- Tarado de dosis de un dosímetro DLD
- Otros medios especificados por el Titular (estudios ALARA, procedimientos...)

Se acepta la revisión de la planificación de dosis durante el desarrollo de un trabajo si es acorde con los procedimientos o programas de la central.

Si un tipo específico de exposición no ha sido planificada o incluida específicamente dentro de la planificación y controles del trabajo, la cantidad de total de dosis recibida por el trabajador como resultado de dicha exposición se considerará no planificada, en lo referente al cálculo de este indicador.

Las dosis no planificadas a las que se refiere este apartado son dosis por entrada, no por tarea.

### **Ejemplos** de ocurrencias de este tipo:

Fallo en la señalización de una zona, en sus accesos físicos, en la formación o información al trabajador sobre las condiciones radiológicas o en la identificación de los riesgos radiológicos, de manera que se produzca una dosis no planificada que iguale o supere los valores de dosis incluidos en la tabla 1.

- Fallo del SPR al no prescribir (mediante PTR) el uso de equipo de protección radiológica en una zona con contaminación ambiental de manera que un trabajador reciba una dosis comprometida efectiva debido a una contaminación interna que igualen o superen los valores de la tabla 1.
- No asignar un dosímetro a un trabajador de manera que no se pueda controlar la dosis que reciba y esta iguale o supere la dosis planificada en los valores incluidos en la tabla 1.

**No se consideran** ocurrencias los siguientes sucesos:

- Situaciones equivalentes a las anteriores en las que se hayan producido dosis menores a las incluidas en la tabla 1.
- Situaciones en las cuales excepcionalmente el PTR está mal cumplimentado o no es adecuado a las condiciones radiológicas del trabajo pero el SPR ha tomado las medidas de protección pertinentes que se deberían haber establecido en el PTR correcto.

*Nota:* Para la resolución de las dudas que pudieran surgir a la hora del cómputo de cada uno de los tres elementos que constituyen el indicador objeto de esta propuesta se tendrán en cuenta las explicaciones que, en relación con este indicador, se presentan en las FAQ de la NRC, que se muestran en la página Web de esta organización ([www.nrc.gov/NRR/oversight/assess/](http://www.nrc.gov/NRR/oversight/assess/))

## **PILAR DE PROTECCIÓN RADIOLOGICA DEL PÚBLICO**

### **INTRODUCCIÓN**

El objetivo del pilar de protección radiológica del público es vigilar los procedimientos y sistemas diseñados para minimizar el impacto de las emisiones radiactivas al exterior durante la operación normal de la planta; verificando que estas emisiones se encuentren por debajo de los límites legales.

Se define un único indicador para este pilar, denominado “Control de Efluentes Radiactivos”.

En este documento se incluye el Anexo IV donde se recogen ejemplos, para facilitar la comprensión del indicador.

**P.- CONTROL DE EFLUENTES RADIATIVOS****Objetivo**

Evaluar el desarrollo del programa de control de efluentes radiactivos.

**Definición**

El indicador “Control de Efluentes Radiactivos” definido para este Pilar se compone de la suma de lo siguiente:

- Casos de incumplimiento de dosis mensual.
- Liberaciones incontroladas

**A) Casos de incumplimiento de dosis mensual**

Se considera que se ha producido una ocurrencia cuando las emisiones de efluentes radiactivos en un mes den lugar a una dosis efectiva para el grupo crítico igual o superior a 10 µSv. Para calcular el número de ocurrencias a partir de este valor dosis se empleará la siguiente fórmula:

$$N^{\circ} \text{ OCURRENCIAS} = \frac{\text{DOSIS MENSUAL}}{10}$$

Al resultado obtenido se le aplicará el redondeo decimal al entero. Es decir, cuando el primer decimal es menor que 5 pasa al entero inferior y si es igual o mayor de 5 pasa al entero superior (ejemplo: 2,3 pasa a 2; 2,5 pasa a 3 y 2,8 pasa a 3).

Esto no aplica a valores de dosis menores a 10 µSv, ya que no se contabilizan como ocurrencia.

El valor de la dosis mensual anteriormente citado corresponde a un décimo de la restricción operacional de dosis de las Especificaciones de Funcionamiento de efluentes radiactivos y del Manual de Cálculo de Dosis al Exterior.

Estos valores se aplican por reactor, no por Planta.

En aquellas centrales nucleares con varios reactores, para el caso de emisiones vía descarga común, los cálculos de dosis se realizarán de acuerdo con lo descrito en el Manual de Cálculo de Dosis en el Exterior (MCDE).

### B) Liberaciones incontroladas

Se define como un único suceso que produce una liberación de efluentes radiactivos al exterior que produzca dosis superiores a 1  $\mu\text{Sv}$  (calculados según la metodología de MCDE) sin que se haya aplicado ningún tipo de control de efluentes radiactivos. Cada uno de estos sucesos contabiliza:

|  |    |
|--|----|
| ➤ Dosis superiores a 1 e inferiores a 10 $\mu\text{Sv}$ ocurrencias            | 2  |
| ➤ Dosis iguales o superiores a 10 e inferiores a 25 $\mu\text{Sv}$ ocurrencias | 3  |
| ➤ Dosis iguales o superiores a 25 e inferiores a 35 $\mu\text{Sv}$ ocurrencias | 4  |
| ➤ Dosis iguales o superiores a 35 e inferiores a 45 $\mu\text{Sv}$ ocurrencias | 5  |
| ➤ Dosis iguales o superiores a 45 e inferiores a 55 $\mu\text{Sv}$ ocurrencias | 6  |
| ➤ Dosis iguales o superiores a 55 e inferiores a 65 $\mu\text{Sv}$ ocurrencias | 7  |
| ➤ Dosis iguales o superiores a 65 e inferiores a 75 $\mu\text{Sv}$ ocurrencias | 8  |
| ➤ Dosis iguales o superiores a 75 e inferiores a 85 $\mu\text{Sv}$ ocurrencias | 9  |
| ➤ Dosis iguales o superiores a 85 $\mu\text{Sv}$ ocurrencias                   | 10 |

Las dosis originadas por liberaciones incontroladas no se contabilizarán en la dosis mensual para el cálculo de incumplimientos de dosis mensual, donde solo se contabilizarán las dosis debidas a descargas controladas. En cualquier caso, esta dosis sí que habría que tenerla en cuenta a la hora de calcular la dosis acumulada en los 12 últimos meses con objeto de verificar que no se superan los 100  $\mu\text{Sv}$ .

#### **Datos a aportar**

Cada central deberá informar trimestralmente del número y tipo de ocurrencias que se hayan producido.

#### **Cálculo del indicador**

Número de ocurrencias en el trimestre actual, más las ocurrencias acaecidas en los 3 trimestres anteriores.

### **Umbral de valoración**

Si la suma de ocurrencias detectadas durante los 4 últimos trimestres es MENOR o IGUAL a 4, no se alcanza ningún umbral, y el indicador permanece en la ZONA VERDE.

Si la suma de ocurrencias detectadas durante los 4 últimos trimestres es MAYOR o IGUAL a 5 y MENOR que 10, se alcanza el primer umbral, y el indicador entra en la ZONA BLANCA.

Si la suma de ocurrencias durante los 4 últimos trimestres es MAYOR o IGUAL a 10, se alcanza el siguiente umbral, y el indicador entra en la ZONA AMARILLA.

IMPORTANTE: Si la dosis acumulada en los 12 últimos meses supera los 100  $\mu\text{Sv}$  se pasará automáticamente a ZONA AMARILLA, independientemente del número de ocurrencias contabilizadas en dicho periodo.

El umbral ROJO no aplica para este indicador

### **Notas aclaratorias**

Con el redondeo se pretende evitar que se den situaciones en las que el color del indicador no sea coherente con las dosis efectivas originadas al grupo crítico. Por ejemplo, la de tener 4 meses con 19  $\mu\text{Sv}$ , y que se mantenga el indicador en verde, puesto que solo se contabilizarían 4 ocurrencias, cuando en realidad la dosis acumulada es de 76  $\mu\text{Sv}$ . Aplicando el redondeo se obtendrían 8 ocurrencias, y el indicador pasaría a blanco, lo que resulta más coherente con el valor de dosis acumulada.

Puede ocurrir que en el momento de realizar el informe trimestral de los indicadores, no todos los resultados de los análisis de efluentes estén disponibles (por ejemplo; análisis de muestras compuestas). En estos casos, el informe se basará en los mejores datos disponibles. Si una vez realizados todos los análisis el número de ocurrencias varía respecto al informe entregado, habrá que realizar una revisión del mismo especificando el motivo del cambio.

**No se contabilizarán** como ocurrencias de este indicador las siguientes situaciones:

- Aspectos referentes a la inoperabilidad de monitores de efluentes líquidos o gaseosos.
- Emisiones líquidas o gaseosas que superen las concentraciones o las tasas de dosis instantáneas definidas en las Especificaciones de Funcionamiento de efluentes radiactivos y en el Manual de Cálculo de Dosis al Exterior.
- Emisiones líquidas o gaseosas sin tratamiento, pero que no ocasionen exceder los 10  $\mu\text{Sv}$ / mes de dosis efectiva para el grupo crítico.

**ANEXO 1.- BASES IFSM**

**APÉNDICE 1**

METODOLOGÍAS PARA CALCULAR EL ÍNDICE DE LA INDISPONIBILIDAD, EL ÍNDICE DE LA INFIABILIDAD Y LOS LÍMITES DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA MONITORIZADO

Este apéndice proporciona los detalles para calcular el índice de indisponibilidad, el índice de infiabilidad, y los límites de funcionamiento de los componentes de los sistemas monitorizados.

**INDICE DEL APÉNDICE 1**

|   |    |
|---|----|
| 1. ÍNDICE DE LA INDISPONIBILIDAD DEL SISTEMA (UAI) DEBIDO A LA INDISPONIBILIDAD DE LOS TRENES | 53 |
| 1.1 Identificación de los trenes del sistema  | 53 |
| 1.1.1 Límites del sistema   | 53 |
| 1.1.2 Identificación de los trenes del sistema  | 55 |
| 1.2 Recopilación de los datos de planta   | 57 |
| 1.2.1 Indisponibilidad real de un tren  | 57 |
| 1.2.2 Indisponibilidad de referencia planificada de la planta                                 | 60 |
| 1.2.3 Indisponibilidad de referencia no planificada de una planta genérica                    | 61 |
| 1.3 Cálculo del UAI   | 61 |
| 1.3.1 Niveles de truncación   | 62 |
| 1.3.2 Cálculo de la Frecuencia de Daño al Núcleo (CDF <sub>p</sub> )                          | 63 |
| 1.3.3 Cálculo de [FV/UA] <sub>max</sub> por cada tren   | 63 |
| 2. ÍNDICE DE INFIABILIDAD DEL SISTEMA (URI), DEBIDO A LA INFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES      | 66 |
| 2.1 Identificación de los componentes monitorizados   | 66 |
| Criterios de éxito  | 67 |
| 2.1.2 Selección de componentes  | 68 |
| 2.1.3 Definición de los límites de los componentes  | 69 |
| 2.2 Recopilación de los datos de planta   | 69 |
| 2.2.1 Demandas y horas de operación   | 69 |
| 2.3 Cálculo del URI   | 72 |
| 2.3.1 Niveles de truncación   | 73 |
| 2.3.2 Cálculo de la Frecuencia de Daño al Núcleo (FDN <sub>p</sub> )                          | 73 |
| 2.3.3 Cálculo del cociente [FV/UR] <sub>max</sub>   | 73 |
| 2.3.4 Medida de importancia de Birnbaum   | 78 |
| 2.3.5 Cálculo de UR <sub>DBc</sub> y UR <sub>RBC</sub>  | 78 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 2.3.6 | Valores de referencia históricos de infiabilidad para cada componente monitorizado del sistema. | 79 |
| 3.    | CORRECCIÓN POR IMPORTANCIA ESTADÍSTICA  | 81 |
| 4.    | CÁLCULO DE LOS LÍMITES DE FUNCIONAMIENTO DEL COMPONENTE   | 82 |
| 5.    | PAUTAS ADICIONALES PARA LOS SISTEMAS DE MITIGACIÓN  | 83 |
| 6.    | REFERENCIAS   | 89 |

## 1. ÍNDICE DE LA INDISPONIBILIDAD DEL SISTEMA (UAI) DEBIDO A LA INDISPONIBILIDAD DE LOS TRENES

Se calcula la indisponibilidad a nivel de los trenes del sistema. Por tanto, el proceso de cálculo se compone de cuatro pasos:

1. Identificación de los trenes del sistema
2. Recopilación de parámetros específicos del APS
3. Recopilación de los datos de planta
4. Cálculo del UAI

El primero de los pasos se realiza para proporcionar una información inicial en el cálculo del índice (y cuando haya cambios significativos en la configuración de la planta). El segundo paso tiene una primera parte que se realiza inicialmente y posteriormente sólo debe hacerse tras las revisiones del APS de la planta o posibles cambios en la programación de actividades de mantenimiento preventivo de los sistemas. El tercer paso se realiza periódicamente, con el objetivo de obtener los datos que deben notificarse al CSN. Esta sección proporciona una guía detallada para calcular el UAI.

### 1.1 Identificación de los trenes del sistema

Este proceso se subdivide en dos puntos:

- Determinar los límites del sistema.
- Identificar los trenes del sistema

Se emplean los P&ID y esquemas unifilares simplificados del sistema monitorizado para seguir los siguientes pasos.

#### 1.1.1 Límites del sistema

El primer paso en la identificación de los trenes del sistema consiste en definir los límites del mismo. Se incluyen todos aquellos componentes del sistema que sean requeridos para realizar la función monitorizada, tal y como se define en la sección 5 del Apéndice 1 de este procedimiento.

Las funciones monitorizadas de un sistema son aquellas indicadas en la sección 5 de este apéndice, y que son consideradas como significativas para el riesgo según el documento NUMARC 93-01 y reflejadas en el APS de la central. En el caso de que ninguna de las funciones que se incluyen en la sección 5 sea significativa para el riesgo, se aplicarán los siguientes criterios:

- Si sólo se identifica una función para el sistema, ésta debe monitorizarse.
- Si se identifican múltiples funciones para un sistema, se monitoriza la más significativa para el riesgo. Se usa la medida de importancia de Birnbaum para determinar la función más importante.

Para los sistemas que manejan fluidos, los límites deberían extenderse desde la fuente de fluido (depósitos, sumideros, etc.), hasta el punto de inyección (Sistema de Refrigeración del Reactor, Generadores de Vapor, etc.). Por ejemplo, la inyección de agua a alta presión debe tener disponibles ambos modos de inyección, tanto la succión desde el tanque de almacenamiento de agua de recarga como en modo de recirculación la succión desde el sumidero de la contención. Para los sistemas de distribución de corriente alterna en emergencia, el sistema consta de todos los generadores diesel de clase 1E.

En el apartado 5 de este apéndice se recogen unas pautas adicionales para la monitorización de los sistemas específicos sobre los que se calcula el IFSM.

Se citan, a continuación, algunas de las condiciones más comunes que podrían presentarse en la identificación de los límites:

- **Interfases entre sistemas**

Para las conexiones entre el sistema que suministra agua de refrigeración y un único componente del sistema monitorizado, la última válvula de la conexión se incluye en los límites del sistema frontal en lugar de en el sistema de refrigeración. Por ejemplo, en el caso de suministro de agua desde el sistema de Agua de Servicios Esenciales para refrigerar una bomba del sistema de Agua de Alimentación Auxiliar, se incluye en el alcance de este último sistema la última válvula de conexión entre ambos, no incluyéndose en el sistema soporte de la refrigeración. La válvula equivalente en el camino de retorno, si existe, se incluirá también en los límites del sistema frontal.

- **Suministros e inventario de agua**

No se consideran los depósitos de agua como componentes monitorizados, y por tanto, no se consideran en el cálculo del URI. Sin embargo, estos componentes podrían contribuir en el valor del UAI en períodos de inventario insuficiente de agua si conducen a la pérdida de la función significativa durante el tiempo de misión requerido. Si, para satisfacer estos tiempos de misión se requiere el funcionamiento de suministros adicionales de agua, la válvula activa de conexión de este sistema adicional será considerada en el cálculo del UAI. Si, para permitir el acoplamiento de esta fuente de agua, las válvulas del sistema principal de suministro tienen que cambiar de estado, estas válvulas se monitorizan y se incluirían en el cálculo del URI para el sistema adicional.

- **Componentes compartidos por más de una unidad**

Frecuentemente existen conexiones entre unidades de la misma planta. Un ejemplo en una central con dos unidades es el sistema de Generadores Diesel de Emergencia de la unidad 1, que pueden conectarse eléctricamente a la unidad 2 mediante interruptores de conexión. En este caso, los límites de este sistema alcanzan hasta el interruptor de conexión con la unidad 2, que se cerraría para permitir el suministro a la unidad 2. El interruptor análogo de la unidad 2 pertenece a los límites del sistema de Generadores Diesel de la unidad 2. Del mismo modo, los límites de los sistemas que manejan fluidos que conecten dos unidades finalizarían en la válvula que abra para conectarlas.

- Componentes comunes

En caso de componentes comunes a más de un sistema, el cálculo de la indisponibilidad de ese componente se incluirá en todos los sistemas afectados.

### 1.1.2 Identificación de trenes del sistema

Cada sistema monitorizado se divide en varios trenes para facilitar la monitorización del UAI.

Un tren consiste en un grupo de componentes que conjuntamente realizan la función significativa para el riesgo. El número de trenes viene determinado por los siguientes criterios::

- Para sistemas suministradores de Agua de Refrigeración, el número de trenes se determina según el menor número de:
  - Cambiadores de calor en paralelo, o
  - Bombas en paralelo, o
  - Caminos de flujo en paralelo.
- Para sistemas de corriente alterna de emergencia, el número de trenes es el número de generadores diesel de emergencia Clase 1E que alimentan las cargas en caso de pérdida de energía exterior. No se incluye el generador diesel que suministra al sistema de HPCS en plantas BWR, ya que se incluye en el alcance del HPCS.

Es posible que algunos componentes o caminos de flujo estén incluidos en el alcance de más de un tren, en cuyo caso se incluirán en el alcance de los trenes afectados. Por ejemplo, el conjunto de válvulas reguladoras de caudal y válvulas de aislamiento de un sistema con tres bombas y dos generadores de vapor estarían incluidas en el tren donde se sitúe la motobomba con la que están asociadas eléctricamente, pero también deberían considerarse en el alcance del tren de la turbobomba. En estos casos, los efectos de la indisponibilidad de las válvulas deberían ser considerados en todos los trenes que pudieran verse afectados. Del mismo modo, cuando dos trenes suministran a un mismo colector, se consideran en ambos trenes los efectos del aislamiento o fallos en la válvula reguladora de caudal, que afecten el tramo conectado con el colector.

En el apartado 5 de este apéndice se dan guías específicas sobre la definición de trenes.

Para circunstancias específicas habituales, a continuación se dan unas pautas adicionales, aplicables a los sistemas siguientes:

- Trenes del sistema soporte de agua de refrigeración
- Trenes alternantes y componentes compartidos entre unidades
- Trenes para mantenimiento y repuestos instalados

- Trenes o segmentos que no pueden estar fuera de servicio

- Trenes y sistemas del agua de refrigeración como soporte

La función de refrigeración está soportada por varios sistemas, tales como el de agua de servicios esenciales y refrigeración de los componentes. Se calculará para cada sistema el valor de UAI, sumándose el de todos ellos para determinar el UAI global. Además, los sistemas de agua de refrigeración normalmente no están configurados con trenes separados. En este caso, el sistema puede ser dividido en segmentos lógicos y cada segmento ser tratado como un tren. La forma en que estas funciones hayan sido modeladas en el APS determinará la asignación de trenes.

- Trenes alternantes y componentes compartidos entre unidades

Los trenes/componentes alternantes y compartidos son aquellos que pueden alinearse con cualquiera de las unidades de la planta. Su alternancia deberá estar modelada en el APS para considerar en los cálculos el valor apropiado de medida de importancia de Fussell-Vesely.

- Trenes para mantenimiento y repuestos instalados

En algunas plantas hay sistemas que tienen un tren adicional para permitir realizar mantenimientos preventivos de los trenes principales en operación a potencia, reduciendo el impacto en el riesgo de la planta. Si alguno de los trenes principales está indisponible por mantenimiento, el sistema podría seguir cumpliendo su función significativa al disponer de un tren adicional que opere en caso de requerirse la operación del sistema. Para ser considerado un tren de mantenimiento, no debe ser necesario para la realización de la función significativa para el riesgo mientras esté disponible el tren principal del sistema.

Una función similar tienen los repuestos instalados, ya que son componentes que se alinean en lugar de los componentes principales mientras dure su mantenimiento preventivo o correctivo de manera que no se vea afectado el número de trenes necesario para realizar la función significativa para el riesgo. Para ser considerado un repuesto instalado, éste no será necesario en caso de tener que realizar la función significativa. Una configuración típica con un repuesto instalado es la de un sistema con dos trenes y una tercera bomba que puede alinearse a cualquiera de los dos trenes (tanto en su alimentación eléctrica como en el caudal que aporta) pero no está normalmente alineada, y cuando no está alineada no recibe señal de arranque automático. En un sistema con dos trenes en el que cada uno de ellos tiene dos bombas del 100% de capacidad normalmente alineadas, las bombas no se considerarían repuestos instalados, sino que se tratarían como componentes del tren.

No se monitoriza la indisponibilidad de los repuestos instalados. No se considera que los trenes de un sistema con un repuesto instalado están indisponibles cuando el repuesto instalado está alineado al tren. En el ejemplo mencionado, se consideraría que el tren está indisponible si ni el componente normal ni el repuesto instalado están alineados al tren.

- Trenes o segmentos que no pueden estar fuera de servicio

En aquellos sistemas que normalmente están operando (por ejemplo, el sistema de agua de refrigeración), existen segmentos o trenes que físicamente no pueden estar fuera de servicio mientras la planta está operando a potencia, por los siguientes motivos:

- Causan directamente el disparo de la planta
- Obligan el cumplimiento de determinados procedimientos para el disparo de la planta
- Provocan la parada inmediata por las Especificaciones Técnicas (CLO 3.0.3)

Estos trenes se considerarían en el documento base pero no en la monitorización de la indisponibilidad.

## 1.2 Recopilación de los datos de planta

Los datos de planta necesarios en el cálculo del UAI incluyen:

- Indisponibilidad total real del tren (distinguiendo planificada y no planificada) correspondientes a los 12 trimestres más recientes recopilados por trimestres.
- Indisponibilidad de referencia planificada específica de la planta (mantenimiento preventivo, pruebas, etc.), e
- Indisponibilidad de referencia no planificada (mantenimiento correctivo, etc.), de aplicación en el cálculo del IFSM de sistemas soporte de refrigeración exclusivamente.

Cada uno de estos datos de entrada es discutido en apartados posteriores.

### 1.2.1 Indisponibilidad real de un tren

Los datos necesarios son las horas de indisponibilidad planificada, las de indisponibilidad no planificada y las horas de reactor crítico. El valor final de UAI por tren será calculado por el programa.

#### Definiciones

- *Indisponibilidad de un tren*: cociente entre las horas durante las cuales el tren está indisponible para poder realizar su función significativa asociada, debido a actividades de mantenimiento planificadas o no planificadas o pruebas durante los últimos 12 trimestres mientras el reactor está crítico, y las horas de reactor crítico durante el mismo período de tiempo.
- *Horas de indisponibilidad de un tren*: número de horas durante las cuales el tren está indisponible para realizar su función significativa para el riesgo mientras el reactor está

crítico, sin incluir las horas de exposición al fallo. En cualquier caso, un sistema que está operable también se considera que está disponible. Se requiere la indisponibilidad específica por cada tren del sistema, ya que cada tren puede tener un peso distinto en el riesgo.

- Estos valores de indisponibilidad total son recopilados trimestralmente. La ventana de datos, para poder calcular el valor trimestral del UAI, comprende los últimos 12 trimestres.
- *Horas de indisponibilidad planificada*: número de horas de indisponibilidad del tren ocasionadas por motivos diferentes al fallo de algún equipo o errores humanos. Ejemplos de actividades que ocasionan indisponibilidad planificada son los mantenimientos preventivos, pruebas, modificación de algún equipo o algún otro motivo que voluntariamente obliga al equipo a estar fuera de servicio para corregir alguna condición degradada que aún no hubiera provocado el incumplimiento de la función. Basándose en los valores históricos de la planta de los tres últimos años, se pueden estimar las horas de indisponibilidad planificada de referencia de un equipo que voluntariamente está fuera de servicio, documentándolo debidamente. En el cálculo del UAI, si el número de horas de indisponibilidad planificada es menor que el valor de referencia de indisponibilidad planificada, se asume el mismo valor de indisponibilidad planificada que el de referencia.
- *Horas de indisponibilidad no planificada*: número de horas transcurridas entre el descubrimiento de un fallo y el restablecimiento al servicio del equipo, indisponible por fallo o error humano (por ejemplo, un mal alineamiento), que conduce a la indisponibilidad del tren al cual pertenece. Se cuentan como horas de indisponibilidad las necesarias para corregir condiciones que incapacitan a un componente en la realización de su función significativa para el riesgo. Un ejemplo de esto es una condición que un operador descubre en una ronda, tal como una fuga de aceite que impida el funcionamiento de un equipo, aunque el fallo o la demanda no haya ocurrido recientemente. La indisponibilidad debida a malos alineamientos de componentes que incapacitan al tren en la realización de su función se contabiliza como no planificada durante el tiempo requerido para recuperar la funcionalidad del tren.
- A continuación se detallan algunos aspectos relevantes en la contabilización de las horas de indisponibilidad:
  - Indisponibilidades de corta duración

Se considerará que un tren está disponible durante los realineamientos periódicos realizados para intercambiar componentes o caminos de flujo como parte de operaciones normales. El tiempo que duran los trabajos o pruebas de vigilancia de un sistema, que supongan menos de 15 minutos de indisponibilidad por tren, se contabilizan como horas de indisponibilidad de forma coherente con los APS.
  - Crédito a las acciones de los operadores en el restablecimiento de las funciones monitorizadas

### *1. Durante pruebas o alineamientos operacionales*

La indisponibilidad de funciones monitorizadas durante pruebas o alineamientos operacionales **no** se contabilizaría necesariamente en el cálculo del UAI si la prueba se anula automáticamente por una señal válida de arranque, o la función se puede restablecer inmediatamente desde sala de control o por personal cualificado en comunicación con Sala de Control. Las acciones de restablecimiento deben estar establecidas en manuales de operación, no ser complicadas (una sola acción o unas pocas acciones simples) y poderse realizar a tiempo para satisfacer los criterios de éxito del APS de la planta, no debiendo requerir diagnóstico ni reparación. Puede darse crédito al trabajador local designado para la prueba de vigilancia si se ha desplazado al lugar de la misma y permanece durante toda la prueba o alineamiento operacional con el objetivo de restablecer el tren en el caso de que ocurra una demanda real. Se pretende que los titulares den crédito a acciones de recuperación que sean prácticamente seguras (probabilidad de éxito igual a 1) en condiciones de accidente.

Para ser capaz de realizar la función de recuperación del equipo, el operador designado para dirigir la prueba o alineamiento operacional debe contar con una dotación de personal adecuada, según las asignaciones de trabajo. Puede darse crédito a la recuperación por un operador desde la Sala de Control si se encuentra muy cerca para restablecer el equipo cuando se necesita. En todos los casos, el personal identificado para estas tareas debe poder realizar las acciones de restablecimiento del equipo afectado independientemente de otras acciones requeridas por la Sala de Control.

En condiciones de estrés o caóticas, es posible que ciertas acciones no puedan realizarse con la certeza que se requiere en la guía, a pesar de ser acciones simples de realizar en otras condiciones de funcionamiento (por ejemplo, eliminar aparatos de prueba y cables de tierra). Estas situaciones infrecuentes se resolverán caso por caso mediante consultas con el CSN.

### *2. Durante actividades de mantenimiento*

No es necesario contabilizar la indisponibilidad por mantenimiento si la función significativa puede restablecerse inmediatamente desde Sala de Control o por personal cualificado en comunicación con Sala de Control y ubicado próximo al equipo que necesita mantenimiento. Las acciones de restablecimiento deben estar establecidas en manuales de operación, no son complejas (una sola acción o unas pocas acciones simples), deben poderse realizar a tiempo para satisfacer los criterios de éxito del APS de la planta y no deben requerir diagnóstico o reparación. Puede darse crédito al trabajador local designado para la acción de mantenimiento si se ha desplazado al lugar de la misma y permanece durante toda la actividad de mantenimiento, con el objetivo de restablecer el tren en el caso de que ocurra una demanda real. Se pretende que los titulares den crédito a acciones de recuperación

que sean prácticamente seguras (probabilidad de éxito igual a 1) en condiciones de accidente.

Para ser capaz de realizar la función de recuperación del equipo, el profesional designado para dirigir la actividad debe contar con una dotación de personal adecuada, según las asignaciones de trabajo. Puede darse crédito a la recuperación por un operador desde la Sala de Control si se encuentra muy cerca para restaurar el equipo cuando se necesita. En todos los casos, el operador identificado debe poder realizar las acciones de restablecimiento de un modo independiente a otras acciones requeridas por la Sala de Control.

En condiciones de estrés o caóticas, es posible que ciertas acciones no puedan realizarse con la certeza que se requiere en la guía, a pesar de ser acciones simples de realizar en otras condiciones de funcionamiento (por ejemplo, eliminar aparatos de prueba y cables de tierra). Estas situaciones infrecuentes se resolverán caso por caso mediante consultas con el CSN.

### *3. Durante condiciones degradadas*

De acuerdo con las orientaciones reguladoras actuales, se puede dar crédito a las acciones realizadas por personal designado para determinar si el equipo degradado permanece operable de acuerdo con las Especificaciones de Funcionamiento. Si un tren está operable, también está disponible. No se debe dar crédito a las acciones realizadas por el personal durante las condiciones degradadas que dejen indisponible el tren para realizar sus funciones monitorizadas.

#### 1.2.2 Indisponibilidad de referencia planificada de la planta

La indisponibilidad de referencia planificada está basada en los valores reales de la planta tomándose como referencia el período entre 2002 y 2004. Se utilizan los valores históricos más recientes para que el indicador refleje adecuadamente las desviaciones respecto del mantenimiento planificado. Estos valores no se espera que cambien si no se altera la política de mantenimiento. En estos casos, se debería ajustar el valor de la indisponibilidad de referencia planificada con el fin de que refleje las actividades normales de mantenimiento, incluyendo los trabajos poco frecuentes de la planta por mantenimiento. Algunos trabajos de mantenimiento significativos, por ejemplo las revisiones generales de los Generadores Diesel, tienen una frecuencia de ocurrencia superior (de 5 a 10 años) al período establecido para la monitorización (de 3 años). En estos casos, se sugiere calcular dos valores de referencia de mantenimiento planificado. El primer valor no considera ningún período de revisión general de los generadores diesel durante la ventana de datos. El segundo valor de referencia tiene en cuenta la existencia de una revisión general de los diesel, siendo aplicable en aquellos casos en los que exista este tipo de indisponibilidad de los diesel durante el período de toma de datos para el cálculo del IFSM trimestral, y se mantiene durante doce trimestres. Se incluirán comentarios en la notificación de datos del trimestre correspondiente para indicar el cambio de la indisponibilidad planificada. El valor de referencia para el indicador podrá cambiarse cuando lo decida el Titular. Los valores revisados se aplican en el siguiente cálculo trimestral del IFSM.

Para determinar el valor inicial de la indisponibilidad planificada de una planta hay que considerar las horas de indisponibilidad por mantenimiento preventivo, on-line o pruebas, en condiciones de criticidad, en el período entre 2002 y 2004, y las horas de reactor crítico en el mismo período. Estos datos se podrán tomar de la Regla de Mantenimiento, aunque se requiere la separación de los datos en bruto de los trabajos planificados de los no planificados.

Si se han cambiado las prácticas de mantenimiento desde los años considerados (por ejemplo por haberse incrementado el mantenimiento a potencia debido a la extensión de tiempo de indisponibilidad), los valores de referencia de indisponibilidad deberán ajustarse para reflejar la práctica actual, explicándose en los documentos de bases del IFSM.

### 1.2.3 Indisponibilidad de referencia no planificada de una planta genérica

Los valores de referencia de indisponibilidad no planificada para cada sistema mitigador considerado están recogidos en la Tabla 1. Están basados en los datos de la industria americana para el ROP del período entre 1999 y 2001.

Los valores correspondientes a los sistemas soporte de refrigeración se basan en los datos obtenidos por el APS entre 2002 y 2004 para cada planta. El valor de la indisponibilidad no planificada de la función de refrigeración soporte será un parámetro a calcular basándose en los valores del APS entre 2002 y 2004, ya que es una función realizada por sistemas diferentes y específicos de cada central.

| Sistema                | Indisponibilidades no planificadas / Tren                        |
|------------------------|--|
| AC Emergencia (Diesel) | 1,7E-3   |
| PWR PIS                | 6,1E-4   |
| PWR AFW (TD)           | 9,1E-4   |
| PWR AFW (MD)           | 6,9E-4   |
| PWR AFW (Diesel)       | 7,6E-4   |
| PWR RHR                | 4,2E-4   |
| BWR HPCI               | 3,3E-3   |
| BWR HPCS               | 5,4E-4   |
| BWR RCIC               | 2,9E-3   |
| BWR IC                 | 1,4E-3   |
| BWR RHR                | 1,2E-3   |
| Refrigeración Soporte  | Se utilizan los valores obtenidos por los APS entre 2002 y 2004. |

Tabla 1: Valores históricos de indisponibilidad no planificada / Tren (basado en los valores según el ROP en el intervalo 1999-2001)

NOTA: En general, se han detectado valores que se alejan de forma significativa de los valores históricos en las centrales nucleares españolas, que podrían cuestionar la validez de esta parte del indicador en un futuro. Por ello, se recomienda en las primeras fases de implantación observar con atención la incidencia de esta contribución en los resultados globales.

### 1.3 Cálculo de UAI

Este apartado indica cómo calcular el valor trimestral del índice de indisponibilidad para un tren (UAI), y el valor global para todo el sistema. Se define cada uno de los términos y las

pautas concretas para su cálculo. Se identificarán los datos necesarios como entrada al programa de cálculo del indicador.

El cálculo del UAI de un sistema debido a la indisponibilidad de sus trenes es como sigue:

$$UAI = \sum_{j=1}^n UAI_{ij} \quad [1]$$

Donde  $UAI_t$  es el índice de indisponibilidad de un tren, y el sumatorio se extiende para un número “n” de trenes.

El cálculo de  $UAI_t$  para cada tren debido a su indisponibilidad real es:

$$UAI_t = CDF_p \left[ \frac{FV_{UA_p}}{UA_p} \right] (UA_t - UA_{BLt}) \quad [2]$$

- Donde:
- $CDF_p$  es la FDN específica de la planta,
- $FV_{UA_p}$  es el valor de la medida de Fussell-Vesely del suceso básico representativo del tren,
- $UA_p$  es el valor de la indisponibilidad de cada tren, tomado del APS específico de la planta,
- $UA_t$  es la indisponibilidad del tren “t” real, determinado en la sección 1.2.1, y definido como:

$$UA_t = \frac{\text{horas indisponibilidad(planificadas y no planificadas) con reactor crítico en los últimos 12 trimestres}}{\text{Horas de reactor crítico durante los 12 últimos trimestres}}$$

$UA_{BLt}$  es el valor de la indisponibilidad de referencia histórica para el tren (suma de la indisponibilidad planificada, determinada en la sección 1.2.2, y no planificada, en la sección 1.2.3).

Los demás términos se calculan según las pautas indicadas a continuación.

### 1.3.1 Niveles de truncación

Los valores de las medidas de importancia calculadas a partir de la ecuación de daño al núcleo (EDN) están influidos por el nivel de truncación usado para generarla. El nivel de truncación elegido debe ser 7 órdenes de magnitud inferior a la frecuencia de daño al núcleo base para los parámetros definidos en las secciones 1.3.1 y 1.3.3.

Como alternativa la uso de este nivel de truncación, puede hacerse el estudio de sensibilidad que se describe a continuación para establecer la aceptabilidad de un nivel de truncación mayor (por ejemplo, 6 órdenes de magnitud inferior al de la CDF base).

1. Calcular la EDN del modelo con el nivel de truncación que se pretende usar (por ejemplo, 6 órdenes de magnitud por debajo de la CDF base).
2. Identificar el valor límite de importancia de Birnbaum para cada componente (a éste se denominará valor del caso 1)

3. Calcular la EDN del modelo con un nivel de truncación 10 veces mayor (en el ejemplo, 5 órdenes de magnitud por debajo de la CDF base)
4. Identificar el valor límite de importancia de Birnbaum para cada componente (a éste se denominará valor del caso 2)
5. Para cada componente cuyo valor de importancia de Birnbaum de caso 1 sea mayor que 1E-6, calcular el cociente (Importancia de Birnbaum caso 2)/ (Importancia de Birnbaum caso 1)
6. Si el valor del cociente calculado es mayor que 0,8 para todos los componentes cuyos valores de importancia de Birnbaum de caso 1 sean mayores que 1E-6, entonces puede usarse el valor de truncación del caso 1 para el indicador.

### 1.3.2 Cálculo de la Frecuencia de Daño al Núcleo (CDF<sub>p</sub>)

Es la frecuencia de daño al núcleo del APS de sucesos internos a potencia con valores promedio de las indisponibilidades por mantenimiento. Las inundaciones y los incendios internos no se incluyen en el cálculo de este valor. En general, los parámetros para el cálculo del IFSM proceden únicamente del APS de sucesos internos con valores fijos indicados en el documento de cálculo del indicador de cada central.

### 1.3.3 Cálculo de [FV/UA] por cada tren

La ecuación [2] incluye un término que es el cociente entre la medida de importancia de Fussell-Vesely y la indisponibilidad correspondiente a cada tren del sistema monitorizado. El valor fijo de este parámetro es indicado en el documento base de cálculo del indicador de cada central. (La cantidad resultante de [FV/UA] multiplicada por el valor de la FDN es la medida de importancia de Birnbaum, utilizada en la sección 2.3.3.)

El cálculo de estos valores es complejo en general, aunque se puede simplificar notablemente, tal y como se indica en esta sección.

Esta simplificación consiste en considerar sólo aquellos componentes más importantes (o sucesos básicos asociados) que pueden dejar totalmente indisponible el tren de un sistema monitorizado. Estos componentes son equivalentes, y por tanto, el cociente FV/UA debería ser constante para cualquier suceso básico en dicho tren:

$$\frac{FV_{\text{suceso básico}}}{UA_{\text{suceso básico}}} = \frac{FV_{UA_p}}{UA_p} = \text{Constante}$$

El proceso para determinar el valor del cociente FV/UA para un tren consiste en:

- Determinar las probabilidades de los sucesos básicos que dejan indisponible el tren
- Determinar la medida de importancia FV para cada suceso
- Calcular el cociente FV/UA para cada suceso independiente

- Escoger el suceso que obtenga el mayor valor del cociente (típicamente será el cociente con mayor probabilidad de fallo para minimizar los efectos de la truncación en el cálculo)

El conjunto de sucesos básicos considerados en el cálculo del mayor valor del cociente incluye los sucesos de prueba y mantenimiento del tren que son de aplicación en esta sección. También se consideran los sucesos básicos que representan el fallo en la demanda del tren. Los fallos en operación no deberían estar considerados en el conjunto de sucesos para la obtención del cociente máximo.

El mayor valor de todos se introduce en la fórmula de UAI. Algunos sistemas tienen múltiples modos de operación, como ocurre, por ejemplo, en el sistema HPSI de plantas PWR, que opera tanto en modo de inyección como en recirculación. En estos casos, los componentes no son equivalentes; mientras que la bomba falla operando en ambos modos, la aspiración del agua del sumidero sólo fallaría en modo de recirculación. En casos como éste, el valor del cociente empleado es el máximo.

- Tratamiento de las asimetrías de sistemas modeladas en el APS

En sistemas cuyas bombas operan alternativamente (por ejemplo, los sistemas de refrigeración), es habitual asumir que una de las bombas está siempre operando y las restantes están en espera. Por ejemplo, el sistema de agua de servicio debe disponer de dos bombas del 100% de capacidad en cada tren (bombas A y B). En la práctica, cada una de las bombas está operando la mitad del tiempo. Sin embargo, en el modelo realizado en el APS se asume que la bomba A está siempre funcionando, y la bomba B siempre está en reserva, lo que conlleva a una mayor importancia del tren A sobre el B, aunque ambas tengan la misma importancia en la realidad. Esta asimetría entre ambos trenes se origina en la modelación del APS y no en el diseño de la planta.

En el caso de sistemas realmente simétricos, la medida de importancia asignada a cada tren será el valor promediado de ambos trenes. Debe tomarse la precaución de comprobar que la simetría existe realmente en el diseño y en la operación.

En el caso de sistemas no simétricos, en aquellos APS en donde se han cuantificado todas las posibles configuraciones, los valores de Fussel-Vesely ya tienen en cuenta las posibles configuraciones. En aquellos APS en donde se ha tomado una configuración como representativa desde el punto de vista del riesgo, se considera que ésta es la que mejor representa al sistema/ componente y por tanto se toma como representativa de él. El cálculo del UAI se resuelve atendiendo al caso que aplique.

- Valores del cociente [FV/UA] de los sistemas de Agua de Refrigeración y Agua de Servicios Esenciales

Los sistemas de agua de refrigeración de componentes (CCW) y de agua de servicio (SWS) contribuyen en el riesgo de dos formas: primera, aquellos sistemas que refrigeran equipos utilizados en la mitigación de sucesos, y segunda, los fallos de los sistemas que ocasionan sucesos iniciadores. La contribución en el riesgo de

los fallos de los sistemas que refrigeran otros equipos de la planta está modelada directamente en el modelo del APS.

Normalmente, la contribución en el riesgo por sucesos iniciadores es tratada en el APS de cuatro modos diferentes:

- 1) El uso de árboles de fallo de estos sistemas cuyos sucesos han sido nombrados del mismo modo en los árboles como iniciadores o como sistemas mitigadores
- 2) El uso de árboles de fallo de estos sistemas cuyos sucesos han sido nombrados de modo diferente en los árboles como iniciadores o como sistemas mitigadores
- 3) Los árboles de fallo se generan fuera del APS y el valor calculado se emplea en el APS como punto de estimación
- 4) Se genera una estimación puntual para el iniciador empleando los datos específicos de la industria y de la empleada en el APS

Cada uno de estos métodos es discutido en los siguientes apartados.

#### *Método 1*

Si el APS de la planta ha utilizado el primer modelo, los valores calculados de FV reflejarán la contribución total en el riesgo. No será necesaria ninguna corrección en los valores de FV calculados.

#### *Métodos 2 y 3*

El valor corregido del cociente debe calcularse tal y como se describe en el método 4 o siguiendo las pautas indicadas a continuación.

En caso en que el método para modelar consiste en un árbol de fallos con sucesos básicos diferentes, o empleando un valor estimado fuera del APS, el valor del cociente corregido que debe emplearse en el cálculo del UAI es:

$$[FV/UA]_{corr} = \left[ \frac{FV_C}{UA_C} + \sum_{m=1}^i \left\{ \frac{IE_{m,n}(1) - IE_{m,n}(0)}{IE_{m,n}(q_n)} * FV_{ie_m} \right\} \right]$$

El sumatorio engloba todos los sucesos iniciadores  $i$  que afectan al componente  $n$ , donde

FV<sub>C</sub> es el valor de FV del componente  $C$  según el APS. No incluye las contribuciones de los sucesos iniciadores,

UA<sub>C</sub> es la probabilidad del suceso básico del componente  $C$ ,

IE<sub>m,n</sub>( $q_n$ ) es la frecuencia del suceso iniciador  $m$  cuando la probabilidad de fallo del componente  $n$  es  $q_n$ . El suceso escogido en el árbol del indicador debería representar el mismo modo de fallo para el componente que el suceso escogido para el UA<sub>C</sub>,

IE<sub>m,n</sub>(1) es la frecuencia del suceso iniciador  $m$  cuando la infidabilidad del componente  $n$  es 1,

$I_{Em,n}(0)$  es la frecuencia del suceso iniciador  $m$  cuando la infiabilidad del componente  $n$  es 0, y  
 $FV_{iem}$  es el valor de la contribución del valor de FV del suceso iniciador  $m$  a la FDN.

#### *Método 4*

Si se genera una estimación puntual para el iniciador empleando los datos específicos de la industria y los indicados en el APS, el valor del cociente máximo corregido para un componente  $C$  se calcula:

$$[FV/UA]_{MAX} = [FVc + Fvie * FVsc] / UAc$$

Donde,

$FVc$  es el valor de FV del componente  $C$  según el APS. No incluye las contribuciones de los sucesos iniciadores,

$Fvie$  es la contribución en el valor FV para el suceso iniciador en cuestión (por ejemplo, pérdida de agua de servicio)

$FVsc$  es el valor de FV del componente  $C$  considerando sólo el valor correspondiente al árbol de fallos del sistema al cual pertenece (el cociente de la suma de los cut sets del árbol de fallo en el que aparece el componente con respecto a la probabilidad de fallo total). Este método implica la construcción de un árbol de fallos paralelo para la obtención de un valor aproximado de  $FVsc$  según la lógica seguida en el árbol de fallos soporte.

## 2. ÍNDICE DE INFIABILIDAD DEL SISTEMA (URI), DEBIDO A LA INFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES

El cálculo del URI se realiza en tres pasos:

5. Identificación de los componentes monitorizados más significativos para el riesgo de cada sistema
6. Recopilación de los datos de planta
7. Cálculo del URI

### 2.1 Identificación de los componentes monitorizados

Los componentes monitorizados son aquellos cuyo fallo a cambiar de estado o a seguir funcionando impide que el tren pueda realizar su función significativa para el riesgo. Se espera que todos los componentes monitorizados estén en el alcance del BDC de DACNE y de la Regla de Mantenimiento.

Todas las bombas principales y los generadores diesel de los sistemas monitorizados están incluidos como componentes monitorizados. La identificación de otros componentes requiere el conocimiento de los límites del sistema, tal y como se ha definido en la sección 1.1.1, así como de los criterios de éxito y las funciones monitorizadas que realizan. No obstante, debe tenerse en cuenta que en el cálculo del UAI contribuía a la indisponibilidad

del sistema cualquier componente del tren, mientras que en el cálculo del URI sólo influyen algunos componentes seleccionados.

### 2.1.1 Criterios de éxito

Se usarán los límites de sistemas desarrollados en la sección 1.1.1 de este apéndice. Para cada sistema, los criterios de éxito se basarán en el APS de la planta. IFSM

Si estos criterios de éxito son distintos a los establecidos en las bases de diseño, se debería analizar la capacidad del tren para realizar la función monitorizada, realizando un breve estudio de los factores siguientes:

- Actuación
  - Tiempo
  - Auto/ manual
  - Múltiple o secuencial
- Requisitos para el éxito
  - Números de componentes o trenes
  - Flujo
  - Presión
  - Tasa de intercambio de calor
  - Temperaturas
  - Nivel del agua
- Otros requisitos en misión
  - Tiempo de operación
  - Cambios de configuración/ estado durante la misión
- Condiciones ambientales de accidente
  - Presión, temperatura y humedad
- Factores operacionales
  - Procedimientos

- Acciones humanas
- Formación
- Factores externos disponibles (equipos especiales, fuentes de corriente, etc.)

Si los criterios de éxito considerados son los indicados en el APS, no se requiere una documentación adicional.

Si estos criterios de éxito varían según sea la función o el iniciador, se empleará el conjunto más restrictivo para el cálculo del IFSM. No es necesario considerar criterios de éxito relativos al ATWS.

### 2.1.2 Selección de componentes

Se aplican los siguientes pasos para identificar los componentes que van a ser monitorizados:

- 1) Se incluyen todas las bombas (excepto las bombas de transferencia de combustible a los generadores diesel) y los generadores diesel.
- 2) Se identifican las válvulas neumáticas, solenoides, hidráulicas y motorizadas (AOV, SOV, HOV y MOV, respectivamente) que cambian de estado para realizar las funciones monitorizadas. Las SOV y HOV identificadas para ser monitorizados son sólo aquellas situadas en el camino de flujo de los sistemas de fluidos. Las válvulas solenoides que aportan aire a las AOV se consideran parte de las neumáticas. Las HOV que son válvulas de control de las turbobombas estarían incluidas dentro de los límites de las mismas, y no se monitorizan por separado. No se incluyen las válvulas de retención y manuales como componentes potenciales en la monitorización, excepto en el caso de C.N. Trillo, donde se dispone de unas válvulas de retención motorizadas en el sistema de Extracción de calor residual. Los criterios son los siguientes:
  - a. Incluir aquellas válvulas identificadas en el paso 2 cuyo fallo haga fallar directamente el tren del sistema, siguiendo los criterios de éxito establecidos previamente.
  - b. Incluir aquellas válvulas identificadas en el paso 2 que sean redundantes en sistemas multitren, ya estén en paralelo o en serie, siempre y cuando el fallo de ambas válvulas impida totalmente el cumplimiento de la función significativa, siguiendo los criterios de éxito establecidos previamente.

En C.N. Trillo se incluyen además como componentes monitorizados la válvulas de control/ regulación (CV) y las válvulas de tres vías (TVV).
- 3) Incluir los componentes que comuniquen sistemas monitorizados de distintas unidades (interruptores eléctricos y válvulas), siempre y cuando estén modelados en el APS.

- 4) Excluir aquellas válvulas de los apartados 2 y 3 cuyas medidas de importancia de Birnbaum no superen el valor de  $1,0E-6$  (ver sección 2.3.3). El Titular podrá aplicar esta regla a voluntad, pudiendo excluir algunas válvulas con menor valor de Birnbaum. Las válvulas simétricas serán todas eliminadas o todas incluidas. Si se decide eliminar algunas de las válvulas por este criterio, deberá haber consistencia y eliminar las de menor valor de Birnbaum. Al aplicar esta regla de eliminación, deberá mantenerse un cierto equilibrio entre el objetivo de minimizar el número de componentes monitorizados y tener un número de componentes suficientemente grande para tener un conjunto de datos adecuado.

### 2.1.3 Definición de los límites de los componentes

Los límites físicos de los componentes para el cálculo del IFSM deberán coincidir con los límites de los grupos funcionales equivalentes definidos en la BDC de DACNE (Banco de Datos de Componentes). En caso de discrepancia, se justificará en los documentos de bases de cada central.

Cada planta determinará los componentes monitorizados y estarán disponibles para las inspecciones del CSN.

## 2.2 Recopilación de los datos de planta

Para el cálculo del URI son necesarios los siguientes datos de planta:

- Demandas y Horas de Operación
- Fallos

### 2.2.1 Demandas y horas de operación

La definición de Demandas y Horas de Operación sigue las directrices establecidas en el BDC de DACNE y en los APS.

Puede contabilizarse el número estimado de demandas considerando las veces que se ejecuta un procedimiento o actividad de mantenimiento, o basándose en los datos históricos recogidos durante uno o más ciclos de operación. También es admisible considerar el número real de pruebas y demandas operacionales realizadas en la planta.

El valor estimado de demandas deberá actualizarse cuando las bases para su estimación se modifiquen en más del 25% del total de demandas de un grupo de componentes de un mismo sistema. Por ejemplo, si la demanda estimada de una MOV ha variado en más del 25%, no se requiere una nueva estimación salvo si las demandas de todas las MOV del sistema han variado más del 25%, empleándose para el cálculo el nuevo valor de la demanda del trimestre siguiente a su actualización.

Es conveniente la actualización de las horas de operación de cada grupo de componentes si se producen cambios en las bases para su estimación superiores al 25%. Esta nueva estimación se utilizará en el cálculo del cuatrimestre siguiente.

## Fallos

Los datos sobre los fallos de los componentes deben tomarse del BDC de DACNE y de los APS.

Según el origen del fallo de los componentes monitorizados y las condiciones en que se han producido, reciben un tratamiento distinto y contabilizan para el cálculo del IFSM. Los diversos tratamientos que pueden recibir estos datos recopilados son:

#### Tratamiento de fallos en demanda y operación

Para el cálculo de la infiabilidad del componente monitorizado se consideran los fallos en demanda y en operación. Se incluyen igualmente los fallos en demanda o en operación mientras el reactor no esté crítico, a menos que se determine, mediante una evaluación, que el fallo no afectaría la capacidad del componente para realizar la función durante operación a potencia. Bajo ninguna circunstancia se excluirá un fallo usando la justificación de que existe una acción de recuperación.

#### Tratamiento de condiciones descubiertas que tienen como resultado la incapacidad de realizar la función monitorizada

Deben incluirse como fallos las condiciones descubiertas en los sistemas monitorizados (condiciones dentro de los límites de componentes definidos en la sección 1.1.1 de este apéndice) que impiden que el componente realice su función monitorizada, incluso en el caso de que no haya fallo real en demanda o en operación. El tratamiento propuesto aquí tiene en cuenta el periodo de tiempo en que la condición existió antes de que se descubriera, si el componente estaba en un estado de fallo desconocido.

Las condiciones que impiden que el componente realice su función monitorizada y que se detectan en la Sala de Control sin que ocurra una demanda real son un caso especial de las condiciones descubiertas. En este caso, el descubrimiento de la condición coincide con el fallo. Esta condición se aplica a circuitos de control normalmente energizados que están asociados con componentes monitorizados, que tienen alarma/anunciador por pérdida de potencia al circuito de control. En esta circunstancia, no se considera un periodo de tiempo en el que el componente se encuentra en un estado de fallo desconocido. En este caso, se contabilizarán las horas de indisponibilidad del tren, pero no se contabilizará ningún fallo adicional.

Para otras condiciones descubiertas en las que el descubrimiento no coincide con el fallo, el modo de fallo apropiado debe contabilizarse de la siguiente manera:

- Para válvulas e interruptores, se supondrá y contabilizará un fallo a la demanda. Puede contabilizarse también una demanda adicional.
- Para bombas y generadores diesel, si la condición descubierta hubiera impedido el arranque con éxito, se contabilizará un fallo a la demanda, pero no se contabilizará ni un tiempo de operación ni un fallo en operación. Puede contabilizarse también una demanda adicional.
- Para generadores diesel, si se determina que el diesel arrancaría pero fallaría en la toma de cargas (por ejemplo, una condición asociada con el interruptor de acoplamiento), se contabilizará un fallo a la demanda. Puede contabilizarse también una demanda adicional.
- Para bombas y generadores diesel, si se determina que la bomba o el diesel arrancaría (y tomaría cargas en el caso del diesel), pero fallaría antes de completar su tiempo de misión, se supondrá un fallo en operación. Se contabilizará una demanda. El tiempo estimado hasta el fallo puede incluirse en el tiempo de operación.

Para un componente en operación que está retirado de servicio debido a que se ha observado un comportamiento degradado del mismo, se supondrá que hay un fallo en operación a menos que la evaluación de la condición muestre que el componente podría operar de forma continuada durante su tiempo de misión, contado desde el momento en que el componente se retiró de servicio.

En todos los casos, se acumulará la indisponibilidad no planificada desde el momento del descubrimiento o del anuncio de la condición de forma consistente con la definición de la sección 1.2.1.

Se supondrá que ha ocurrido la pérdida de la función monitorizada si no se cumplen los criterios de éxito establecidos. Si el análisis posterior identifica un margen adicional para el criterio de éxito, puede determinarse un impacto en el cálculo futuro del URI y del UAI basado en el nuevo criterio de éxito. Si el nuevo criterio de éxito provoca una revisión del APS que afecte a los resultados numéricos (es decir, a la FDN o a las medidas FV), el cambio debe incluirse en el modelo de APS y deben recalcularse los correspondientes valores de los parámetros del IFSM, incorporando estos valores en el documentos de bases del indicador antes de usarlos en el cálculo de UAI o de URI. Si el cambio en los criterios de éxito no tiene efecto en los resultados numéricos del APS (siendo sólo un cambio en el margen), sólo debe actualizarse el documento de bases antes de usar los valores revisados de los criterios de éxito.

Si la condición degradada no está contemplada en alguno de los criterios de éxito preestablecidos, deberá realizarse y documentarse una evaluación de ingeniería para determinar el impacto de la condición degradada en la función monitorizada. Es aceptable el uso de análisis de fallo del componentes, de análisis de circuito o de investigación de incidentes. Puede usarse juicios de ingeniería en combinación con técnicas analíticas para determinar el impacto de la condición degradada sobre la función monitorizada. La evaluación de ingeniería se completará tan pronto como sea posible. Si no puede completarse a tiempo de ser soporte del envío de los indicadores para el trimestre, se adjuntará en el campo de comentario una nota diciendo que está pendiente la evaluación. La evaluación debe completarse a tiempo de contabilizar adecuadamente la indisponibilidad/infiabilidad en el siguiente envío trimestral. Se espera que las excepciones a esta regla sean escasas, y se tratarán de forma individual. Los titulares deberán identificar estas situaciones al inspector residente.

#### Fallos y condiciones descubiertas de estructuras, sistemas y componentes que no son monitorizados

Los fallos de los ESC no monitorizados y que hayan podido ocasionar el fallo de componentes que están dentro del alcance no contabilizan como fallo o demanda en el cálculo del URI. Los fallos de los ESC que hubieran causado el fallo de algún otro ESC que está dentro del alcance del IFSM, no se considera como fallo o demanda, y por tanto, no se incluiría en el alcance del IFSM. Un ejemplo podría ser la válvula de aislamiento manual que permanece cerrada y que habría causado el fallo de la bomba. Esto no contabilizaría como fallo de la bomba. Cualquier mal alineamiento de la válvula que origine la indisponibilidad de un tren contabilizaría como una indisponibilidad desde que se descubre. La importancia del mal alineamiento de la válvula antes de su descubrimiento debería discutirse en una inspección.

### 2.3 Cálculo del URI

La infiabilidad se monitoriza a nivel de componentes y se calcula a nivel de sistemas. El URI es proporcional a la diferencia entre la infiabilidad específica del componente y los valores promedios de la industria, ajustado mediante un factor de peso con la medida de importancia de Birnbaum. El cálculo del URI del sistema como consecuencia de esta diferencia se expresa:

$$URI = \sum_{j=1}^m [B_{Dj}(UR_{DBCj} - UR_{DBLj}) + B_{Rj}(UR_{RBCj} - UR_{RBLj})] \quad [3]$$

Donde:

$B_{Dj}$  y  $B_{Rj}$  son las medidas de importancia de Birnbaum para los modos de fallo en demanda y operación del componente, respectivamente.

$UR_{DBCj}$  y  $UR_{RBCj}$  son los valores corregidos de infiabilidad del componente específicos de la planta, correspondientes al modo de fallo en demanda y en operación, respectivamente.

$UR_{DBLj}$  y  $UR_{RBLj}$  son los valores de referencia de infiabilidad del componente, correspondientes al modo de fallo en demanda y en operación, respectivamente.

La medida de importancia de cada componente monitorizado y específica de cada modo de fallo se calcula:

$$B = CDF_p \left[ \frac{FV_{URc}}{UR_{pc}} \right]_{MAX} \quad [4]$$

Donde:

$CDF_p$  es la FDN específica de la planta,

$FV_{URc}$  es el valor de la medida de Fussell-Vesely específico de cada componente y para cada modo de fallo, y

$UR_{pc}$  es el valor de infiabilidad de componente específico del APS y para cada modo de fallo.

Los modos de fallo considerados, para cada tipo de componente monitorizado, se indican a continuación. Existen diversos sucesos básicos correspondientes a cada modo de fallo. Se emplean esta distinción entre modos de fallo para definir la manera de categorizar los componentes.

- Válvulas e Interruptores
  - Fallo a la demanda (abrir/cerrar)
- Bombas
  - Fallo en demanda (Arranque)
  - Fallo en operación
- Generadores Diesel
  - Fallo en demanda (Arranque)
  - Fallo en operación

El cálculo de cada uno de los términos de las ecuaciones [3] y [4] se describe a continuación:

### 2.3.1 Niveles de truncación

Se usarán los mismos criterios que para el índice de indisponibilidad, presentados en la sección 1.3.1.

### 2.3.2 Cálculo de la Frecuencia de Daño al Núcleo (FDN<sub>p</sub>)

Se usarán los mismos criterios que para el índice de indisponibilidad, presentados en la sección 1.3.2.

IFSM

### 2.3.3 Cálculo del cociente [FV/UR]

El cálculo de este cociente es similar al realizado para UA, referido al componente monitorizado, considerando además la contribución de los fallos de causa común.

En la ecuación [4] se incluye un término en el cálculo del UAI que consiste en que el cociente del valor de importancia de FV y la probabilidad de fallo para el componente es igual al obtenido entre valores de sucesos básicos de los componentes. Se requiere un factor adicional que no fue necesario en el cálculo del valor del cociente para la indisponibilidad, y que tiene en cuenta la existencia de fallos de causa común en el sistema. Este cociente se ajusta para considerar la contribución de los sucesos iniciadores en el cálculo del URI de los sistemas de refrigeración, además de la corrección por fallos de causa común.

$$\frac{FV_{\text{suceso básico}}}{UR_{\text{suceso básico}}} = \frac{FV_{UR_c}}{UR_c} = \text{Constante}$$

No se obtiene el mismo valor constante en el cociente de infijabilidad e indisponibilidad, ya que los dos tipos de sucesos no son lógicamente equivalentes. Este cociente es diferente también en el caso de fallo en demanda o en operación.

Existen dos opciones para determinar el valor inicial de este cociente: la primera de ellas consiste en identificar un único valor máximo para todos los modos de fallo. La segunda opción identifica un valor para cada modo de fallo. En el cálculo del URI de cada una de las centrales se aplica la opción 1 para obtener el valor del cociente que es máximo para cada tipo de componente monitorizado. Es por ello por lo que se desarrolla en este Manual únicamente esta primera opción.

#### *Opción 1*

El proceso de determinación del valor máximo del cociente aplicable a todos los modos de fallo del componente consiste en identificar todos aquellos sucesos básicos que hagan fallar el componente (excluyendo los sucesos de causa común, las pruebas y mantenimientos). Dados los alcances de los componentes monitorizados, aquellos componentes que estén dentro del alcance de uno monitorizado pero hayan sido modelados en el APS de forma independiente, se tendrán en cuenta en el cálculo del cociente FV/UR del macrocomponente al cual pertenecen. El proceso consta de los siguientes pasos, dados para cada componente monitorizado:

- Determinar las probabilidades de fallo para los sucesos
- Determinar la medida de importancia FV para cada suceso

- Calcular el cociente FV/UR para cada suceso de fallo independiente
- Escoger el suceso que obtenga el mayor valor del cociente (típicamente será el correspondiente al suceso básico con mayor probabilidad de fallo para minimizar los efectos de la truncación en el cálculo)

### *Opción 2*

Identificar un valor máximo del cociente para cada modo de fallo del componente monitorizado. Inicialmente, se identifican todos los sucesos básicos asociados al componente. Cada suceso básico es asociado con el modo de fallo correspondiente, y se identifica el valor máximo del valor del cociente para cada modo de fallo.

### Tratamiento de las asimetrías modeladas en el APS

En sistemas cuyas bombas operan alternativamente (por ejemplo, los sistemas de refrigeración), es habitual asumir que una de las bombas está siempre operando y las restantes están en espera. Por ejemplo, el sistema de agua de servicio debe disponer de dos bombas del 100% de capacidad en cada tren (bombas A y B). En la práctica, cada una de las bombas está operando la mitad del tiempo. Sin embargo, en el modelo realizado en el APS se asume que la bomba A está siempre funcionando, y la bomba B siempre está en reserva, lo que conlleva a una mayor importancia del tren A sobre el B, aunque ambas tengan la misma importancia en la realidad. Esta asimetría entre ambos trenes se origina en la modelización del APS y no en el diseño de la planta.

En estos casos, se utilizan las medidas de importancia del APS para cada componente monitorizado en el URI. Aunque realmente no sea la medida correcta de importancia, los resultados finales obtenidos según el método empleado para calcular el URI serán los correctos porque se empleará el mismo valor real de probabilidad de fallo para cada componente monitorizado considerado en el grupo de componentes similares.

### Valores del cociente [FV/UR] de los sistemas de Agua de Refrigeración de Componentes y Agua de Servicios Esenciales

Los sistemas de agua de refrigeración de componentes (CCW) y de agua de servicio (SWS) contribuyen en el riesgo de dos formas: primera, aquellos sistemas que refrigeran equipos utilizados en la mitigación de sucesos, y segunda, los fallos de los sistemas que dan lugar a sucesos iniciadores.

Según la forma en que estas contribuciones sean tratadas en el APS, se ajusta el valor del cociente mediante un factor corrector calculado según se indica en este apartado. Esta corrección se aplica para cada valor del cociente FV/UR empleado en el cálculo del índice. Se sigue la misma opción utilizada en la identificación del valor máximo del cociente.

La contribución en el riesgo de los fallos de los sistemas que refrigeran otros equipos de la planta está modelada directamente en el modelo del APS. Normalmente, la contribución en el riesgo por sucesos iniciadores es tratada en el APS de tres modos diferentes:

- 1) El uso de árboles de fallo de estos sistemas cuyos sucesos han sido nombrados del mismo modo en los árboles como iniciadores o como sistemas mitigadores
- 2) El uso de árboles de fallo de estos sistemas cuyos sucesos han sido nombrados de modo diferente en los árboles como iniciadores o como sistemas mitigadores

- 3) Los árboles de fallo se generan fuera del APS y el valor calculado se emplea en el APS como punto de estimación
- 4) Se genera una estimación puntual para el iniciador empleando los datos específicos de la industria y de la empleada en el APS

Cada uno de estos métodos es discutido en los siguientes apartados.

#### *Método 1*

Si el APS de la planta ha utilizado el primer modelo, los valores calculados de FV reflejarán la contribución total en el riesgo, por lo que no será necesaria ninguna corrección.

#### *Método 2 y 3*

El valor corregido debe calcularse tal y como se describe en el método 4 o siguiendo las pautas indicadas a continuación.

En caso en que el método para modelar consiste en un árbol de fallos con sucesos básicos diferentes, o empleando un valor estimado fuera del APS, el valor del cociente corregido que debe emplearse en el cálculo es:

$$[FV/UR]_{corr} = \left[ \frac{FV_c}{UR_c} + \sum_{m=1}^i \left\{ \frac{IE_{m,n}(1) - IE_{m,n}(0)}{IE_{m,n}(q_n)} * FVie_m \right\} \right]$$

El sumatorio engloba todos los sucesos iniciadores  $i$  que afectan al componente  $n$ , donde

$FV_c$  es el valor de FV del componente  $C$  según el APS. No incluye las contribuciones de los sucesos iniciadores,

$UR_c$  es la probabilidad del suceso básico del componente  $C$ ,

$IE_{m,n}(q_n)$  es la frecuencia del suceso iniciador  $m$  cuando la probabilidad de fallo del componente  $n$  es  $q_n$ . El suceso escogido en el árbol del iniciador debería representar el mismo modo de fallo para el componente que el suceso escogido para el  $UR_c$ ,

$IE_{m,n}(1)$  es la frecuencia del suceso iniciador  $m$  cuando la infiabilidad del componente  $n$  es 1,

$IE_{m,n}(0)$  es la frecuencia del suceso iniciador  $m$  cuando la infiabilidad del componente  $n$  es 0, y

$FVie_m$  es el valor de la contribución del valor de FV del suceso iniciador  $m$  a la FDN.

#### *Método 4*

Si se genera una estimación puntual para el iniciador empleando los datos específicos de la industria y los indicados en el APS, el valor del cociente máximo corregido para un componente  $C$  se calcula:

$$[FV/UR]_{MAX} = [FV_c + Fvie * FVsc] / UR_c$$

Donde,

$FV_c$  es el valor de FV del componente  $C$  según el APS. No incluye las contribuciones de los sucesos iniciadores,

$Fvie$  es la contribución en el valor FV para el suceso iniciador en cuestión (por ejemplo, pérdida de agua de servicio)

FV<sub>sc</sub> es el valor de FV del componente C considerando sólo el valor correspondiente al árbol de fallos del sistema al cual pertenece (el cociente de la suma de los cut sets del árbol de fallo en el que aparece el componente con respecto a la probabilidad de fallo total). Este método implica la construcción de un árbol de fallos paralelo para la obtención de un valor aproximado de FV<sub>sc</sub> según la lógica seguida en el árbol de fallos soporte.

– Efecto de los fallos de causa común en el valor del cociente [FV/UR]

Los factores de corrección anteriormente explicados deben aplicarse al valor del cociente antes del factor de corrección de causa común.

Para incluir el efecto de los fallos de causa común, que incluiría un ajuste multiplicativo en el cociente entre FV y UR de un suceso básico del componente, se considera como dato de entrada un factor que afectaría el valor de URI del componente. Con la hipótesis de que los fallos de causa común son proporcionales a los fallos independientes de los componentes, un cambio en las probabilidades de fallos independientes supondría el mismo cambio en las de fallo de causa común. IFSM

Existen dos métodos para incluir este efecto, un ajuste que emplea valores genéricos y otro más específico de la planta al emplear valores de su APS. Se pueden llegar a utilizar métodos diferentes en sistemas distintos, pero no en componentes del mismo sistema. Si existe un único componente de cada tipo de componente, el valor de ajuste es de 1,0. También es aplicable en el caso de que todos los componentes del mismo tipo sean requeridos para realizar la función del sistema al cual pertenecen.

*Aproximación genérica*

recomendada para aquellos componentes cuya contribución al URI sea menos significativa ([FV/UR] más pequeño). Este factor se aplica al valor del cociente de cada uno de los componentes monitorizados que pertenezcan al mismo grupo de causa común. Los valores del factor multiplicativo de causa común están recogidos en la tabla 3 del Apéndice F del NEI 99-02 (Ref. 1).

Los factores que son de aplicación en las centrales españolas son los correspondientes a sus centrales americanas de referencia, según la tabla siguiente:

| Central de Referencia | Central     | AC de Emergencia Diesel | Inyección Alta Presión              |                     | Extracción de calor |                             | Extracción calor residual Motobomba en espera |
|-----------------------|-------------|-------------------------|-------------------------------------|---------------------|---------------------|-----------------------------|---|
|                       |             |                         | Motobomba en operación o alternante | Motobomba en espera | Motobomba en espera | Turbobomba (cuando aplique) |   |
| North Anna 1&2        | Ascó I y II | 1,25                    | 2                                   | 1                   | 1,25                | 1                           | 1,5   |
| Grand Gulf            | Cofrentes   | 1,25                    | 1                                   | 1                   | 1                   | 1                           | 1,5   |
| Monticello            | Garofa      | 1,25                    | 1                                   | 1                   | 1                   | 1                           | 3   |
| North Anna 1&2        | Almaraz     | 1,25                    | 2                                   | 1                   | 1,25                | 1                           | 1,5   |

|                   | Agua de Servicio Esencial |                     | Refrigeración de componentes |                     | MOV e Interruptores | AOV SOV HOV |
|-------------------|---------------------------|---------------------|------------------------------|---------------------|---------------------|-------------|
|                   | Motobomba en operación    | Motobomba en espera | Motobomba en operación       | Motobomba en espera |                     |             |
| Todas las plantas | 3                         | 1,5                 | 1,5                          | 2                   | 2                   | 1,5         |

Los factores correspondientes a C.N. Vandellós son los mismos que los obtenidos para Ascó.

Por otro lado, los factores de causa común de la C.N. Trillo se obtienen según las pautas del apartado siguiente, requiriendo un ajuste basado en los resultados del APS.

#### *Ajuste específico de la planta*

Consiste en emplear valores del APS para calcular un factor de ajuste por cada cociente que se emplee en el cálculo del indicador. Si se ha calculado un cociente por cada modo de fallo del componente, se calcula un factor para cada uno de los cocientes que se calculen. El valor del factor de ajuste por fallos de causa común A se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$A = \frac{\left[ \left( \sum_{i=1}^n FV_i \right) + FV_{cc} \right]}{\sum_{i=1}^n FV_i} \quad [5]$$

Donde:

n es el número de componentes del grupo de causa común

$FV_i$  es el valor de FV correspondiente al mismo modo de fallo independiente del grupo al que pertenece el componente i, escogiéndose el mismo valor que maximizaba el cociente (FV/UR).

$FV_{cc}$  es el valor de FV para el fallo de causa común del componente en el grupo; es el valor que corresponde a todas las combinaciones de sucesos de causa común para el grupo de componentes dentro del mismo modo de fallo, obteniéndose mediante la suma de los valores  $FV_{cc}$  independientes que representan las distintas combinaciones de fallo de componentes en un grupo de causa común

Como ya se dijo anteriormente, este método será el empleado en el caso de la C.N. Trillo para obtener los factores de causa común, y basándose en los resultados de su APS.

Para corregir los valores de los componentes de un mismo sistema se emplea el mismo método de ajuste, pudiéndose usar la aproximación que se desee en el cálculo de los diferentes sistemas. En el caso concreto de los sistemas de refrigeración, se pueden aplicar métodos distintos en cada uno de los subsistemas de refrigeración (un método para la refrigeración de componentes y otro para el agua de servicios esenciales).

Por ejemplo, una planta que dispone de tres generadores de emergencia al 100% de su capacidad tiene modelados en el APS los tres modos de fallo de los diesel, fallo al arranque, fallo en operación y fallo en la carga. Los sucesos de causa común se combinan en los tres modos de fallo de la siguiente forma, obteniendo definitivamente 12 sucesos de fallo de causa común:

- 1) Fallo de los tres generadores diesel
- 2) Fallo de GDE-A y GDE-B
- 3) Fallo de GDE-A y GDE-C
- 4) Fallo de GDE-B y GDE-C

Se asume como hipótesis en el ejemplo que el máximo valor del cociente [FV/UR] es el correspondiente al modo de fallo al arranque, empleándose un  $FV_{cc}$  en la ecuación (5) que sería la suma de de los cuatro sucesos de causa común definidos anteriormente.

Existen diversos métodos para modelar los cambios significativos debidos a fallos de causa común. Es normal que los 12 fallos de causa común estén combinados con otros sucesos del APS. La aplicación de este método de ajuste requeriría, en su caso, de la descomposición de los sucesos básicos combinados y su valor de FV. Se aplica la siguiente proporcionalidad:

$$FV_{part} = FV_{total} \cdot \frac{UR_{part}}{UR_{total}} \quad [6]$$

Volviendo al ejemplo anterior, los fallos de causa común se modelaron como combinación de todos los modos de fallo para cada combinación específica del equipo. Por tanto, para el caso de fallo al arranque, el FVcc que se emplearía sería el resultante de:

|                      |                  |                  |                  |   |
|----------------------|------------------|------------------|------------------|---|
| Fallo de los tres GD | Fallo de GDA-GDB | Fallo de GDA-GDC | Fallo de GDB-GDC | Fallo al arranque<br>Fallo en operación |
|----------------------|------------------|------------------|------------------|---|

$$FV_{FTS_{ABC}} = FV_{ABC} \cdot \frac{UR_{FTS_{ABC}}}{UR_{ABC}}$$

Este mismo cálculo se realiza para los tres modos de fallo de causa común:

$$FV_{cc} = FV_{FTS_{ABC}} + FV_{FTS_{AB}} + FV_{FTS_{AC}} + FV_{FTS_{BC}}$$

El valor resultante se emplea en la ecuación [4] para determinar el valor del parámetro "A". Por tanto, el valor de [FV/UR], dado el valor individual del cociente para cada generador diesel como parámetro del APS de la central, es:

$$[FV/UR]_{max} = A * [FV/UR]_{individual}$$

#### 2.3.4 Medida de importancia de Birnbaum

Una de las reglas para determinar las válvulas y los interruptores que contribuyen en el cálculo del URI permite excluir aquellas válvulas e interruptores con un valor de importancia de Birnbaum menor de 1,0E-6. Esta medida de importancia se calcula:

$$B = FDN * A * [FV/UR]_{ind} = FDN * [FV/UR]_{max}$$

En el valor de Birnbaum están incluidas las correcciones por fallos de causa común y de sucesos iniciadores en el caso de sistemas soporte (si aplica).

#### 2.3.5 Cálculo de UR<sub>DBC</sub> y UR<sub>RBC</sub>

Los dos valores de infijabilidad correspondientes al fallo en demanda y en operación (UR<sub>DBC</sub> y UR<sub>RBC</sub>) de cada componente se calculan mediante la siguiente ecuación:

$$UR_{DBC} = \frac{(N_d + a)}{(a + b + D)}$$

Siendo:

N<sub>d</sub> es el número total de fallos en demanda durante los últimos 12 trimestres

D es el número total de demandas durante los últimos 12 trimestres, determinado según el apartado 2.2.1

a y b son parámetros de la distribución prior de la industria basados en la experiencia de las plantas

En el cálculo de la anterior ecuación el número de demandas y fallos es la suma de todas las demandas y fallos en demanda de componentes monitorizados similares que pertenecen al mismo sistema. No debe sumarse valores de distintas unidades de la misma planta, ya que se calcula una medida de URI para cada unidad de la central. Por ejemplo, para una planta con dos generadores diesel, las demandas y los fallos de ambos podrían sumarse para el cálculo de  $UR_{DBC}$ , empleándose el valor obtenido en ambos trenes.

$$UR_{RBC} = \frac{(N_r + a)}{(T_r + b)} * T_m$$

Siendo:

$N_r$  es el número total de fallos en operación durante los últimos 12 trimestres (determinado en el apartado 2.2.2)

$T_r$  es el número total de horas de operación durante los últimos 12 trimestres (determinado en el apartado 2.2.1)

$T_m$  es el tiempo de misión del componente monitorizado basado en el APS de la planta. En caso de existir más de un valor para diferentes sucesos iniciadores o secuencias, se escoge el mayor de todos

a y b son parámetros de la distribución prior de la industria basados en la experiencia de las plantas

En el cálculo de la anterior ecuación el número de horas de operación y de fallos es la suma de todas las horas y fallos de componentes monitorizados similares que pertenecen al mismo sistema. No debe sumarse valores de distintas unidades de la misma planta. Por ejemplo, para una planta con dos generadores diesel, las horas de operación y los fallos de ambos podrían sumarse para el cálculo de  $UR_{RBC}$ , empleándose el valor obtenido en ambos trenes.

2.3.6 Valores de referencia históricos de infiabilidad para cada componente monitorizado del sistema.

Los valores de referencia de infiabilidad ( $UR_{BLC}$ ), expresados en términos de tasa (para fallos en operación) o probabilidad, para cada tipo de componente y según el modo de fallo, están basados en datos de la industria.

Se postula una distribución prior no-informativa de parámetros a y b, según los siguientes criterios:

- Para fallos en operación,  $a = 5,00E-1$  y  $b = (a) / (\text{tasa de fallos media})$
- Para fallos en demanda, a es una función de la tasa media, adquiriendo los siguientes valores:

|                            |   |            |
|----------------------------|---|------------|
| $0,0 \leq p \leq 0,0025$   | → | $a = 0,50$ |
| $0,0025 \leq p \leq 0,010$ | → | $a = 0,49$ |
| $0,010 \leq p \leq 0,016$  | → | $a = 0,48$ |
| $0,016 \leq p \leq 0,023$  | → | $a = 0,47$ |
| $0,023 \leq p \leq 0,027$  | → | $a = 0,46$ |

Entonces,  $b = (a) \cdot (1,0 - \text{probabilidad media}) / (\text{probabilidad media})$

Los valores de a, b y  $UR_{BLc}$  para el cálculo del URI se recogen en la tabla 2 siguiente:

| Componente                          | Modo de fallo                | Valor medio de $UR_{BLc}$ (Industria) | a        | b        |
|-------------------------------------|------------------------------|---------------------------------------|----------|----------|
| Interruptor                         | Fallo al abrir o cerrar      | 8,00E-4 /d                            | 4,99E-1  | 6,23E+2  |
| HOV                                 | Fallo al abrir o cerrar      | 1,00 E-3 /d                           | 4,98E-1  | 4,98 E+2 |
| HOV-VA2                             | Fallo al operar <sup>5</sup> | 3,30E-5 /h                            | 5,00E-1  | 1,51E+4  |
| MOV                                 | Fallo al abrir o cerrar      | 7,00 E-4 /d                           | 4,99 E-1 | 7,12 E+2 |
| MOV-ASC                             | Fallo al operar <sup>4</sup> | 1,00 E-2 /d                           | 4,90 E-1 | 4,85 E+1 |
| SOV                                 | Fallo al abrir o cerrar      | 1,00 E-3 /d                           | 4,98 E-1 | 4,98 E+2 |
| AOV                                 | Fallo al abrir o cerrar      | 1,00 E-3 /d                           | 4,98 E-1 | 4,98 E+2 |
| CV-TRI <sup>2</sup>                 | Fallo al abrir o cerrar      | 3,00 E-3 /d                           | 4,90 E-1 | 1,63 E+2 |
|                                     | Fallo al operar              | 3,30 E-5 /h                           | 5,00 E-1 | 1,51 E+4 |
| TVV-TRI <sup>3</sup>                | Fallo al abrir o cerrar      | 7,00 E-4 /d                           | 4,99 E-1 | 7,12 E+2 |
| Motobomba en espera                 | Fallo al arranque            | 1,90 E-3 /d                           | 4,97 E-1 | 2,61 E+2 |
|                                     | Fallo en operación           | 5,00 E-5 /h                           | 5,00 E-1 | 1,00 E+4 |
| Motobomba en operación o alternante | Fallo al arranque            | 1,00 E-3 /d                           | 4,98 E-1 | 4,98 E+2 |
|                                     | Fallo en operación           | 5,00 E-6 /h                           | 5,00 E-1 | 1,00 E+5 |
| Turbobomba, AFW                     | Fallo al arranque            | 9,00 E-3 /d                           | 4,85 E-1 | 5,33 E+1 |
|                                     | Fallo en operación           | 2,00 E-4 /h                           | 5,00 E-1 | 2,50 E+3 |
| Turbobomba, HPCI o RCIC             | Fallo al arranque            | 1,30 E-2 /d                           | 4,78 E-1 | 3,63 E+1 |
|                                     | Fallo en operación           | 2,00 E-4 /h                           | 5,00 E-1 | 2,50 E+3 |
| Bombas movidas por generador Diesel | Fallo al arranque            | 1,20E-2 /d                            | 4,80 E-1 | 3,95E+1  |
|                                     | Fallo en operación           | 2,00E-4 /h                            | 5,00 E-1 | 2,50 E+3 |

| Componente           | Modo de fallo                  | Valor medio de $UR_{BLc}$ (Industria) | a        | b        |
|----------------------|--------------------------------|---------------------------------------|----------|----------|
| Diesel de emergencia | Fallo al arranque <sup>1</sup> | 8,00 E-3 /d                           | 4,90 E-1 | 6,08E+1  |
|                      | Fallo en operación             | 8,00 E-4 /h                           | 5,00 E-1 | 6,25 E+2 |

Tabla 2: Parámetros prior para el cálculo de la infiabilidad

NOTA 1: En las centrales españolas no se contempla por separado el fallo del Generador Diesel en la toma de carga (fallos en menos de una hora), por lo que se agrupa su dato de infiabilidad en el fallo al arranque.

NOTA 2: Las válvulas de Control / Regulación (CV), que fallan en demanda y en operación, son aplicables a C.N. Trillo. El valor de referencia de infiabilidad  $UR_{BLc}$  ha sido tomado de la Base de Datos Genérica del APS de C.N. Trillo (Tabla A3-1, APS-IT-D01), sin considerar los módulos. Los valores de los parámetros a y b se han calculado según las pautas indicadas anteriormente.

NOTA 3: Las válvulas de tres vías de C.N. Trillo, que fallan en operación, tienen como valor de referencia de infiabilidad  $UR_{BLc}$  los correspondientes al fallo al abrir/ cerrar de las válvulas motorizadas.

NOTA 4: Las válvulas de Control de C.N. Ascó, que fallan en operación, están incluidas en la Tabla 2 como válvulas motorizadas incluyendo su modo de fallo. El valor de referencia de infiabilidad  $UR_{BLc}$  ha sido tomado de la Reliability Data Base, según ha aportado C.N. Ascó.

NOTA 5: Las válvulas de Control de C.N. Vandellós, que fallan en operación, están incluidas en la Tabla 2 como válvulas hidráulicas incluyendo su modo de fallo. El valor de referencia de infiabilidad  $UR_{BLc}$  ha sido tomado de la Base de Datos Genérica de C.N. Trillo, según ha aportado C.N. Vandellós.

### 3 CORRECCIÓN POR IMPORTANCIA ESTADÍSTICA

Esta corrección establece un nivel aceptable de funcionamiento para los sistemas monitorizados que se refleja en los valores de infiabilidad de referencia de la Tabla 2. Las diferencias específicas de cada planta deben interpretarse en el contexto de la significación para el riesgo de la distancia al límite aceptable de funcionamiento. El nivel de funcionamiento de las plantas puede asumir variaciones, sin que se vea afectado su nivel de infiabilidad. Por ejemplo, un sistema podría tener tres fallos detectados en un período de tres años con un nivel aceptable de infiabilidad. Sin embargo, se podría esperar que, por variaciones normales de funcionamiento, este sistema pudiera experimentar dos o cuatro fallos en un período de tres años. Por ello, no es aconsejable que el sistema se sitúe en la franja blanca de funcionamiento por variaciones esperadas en la medida del funcionamiento durante un período de tres años. Este problema es más visible en sistemas que son más sensibles al riesgo de la planta y que tienen pocas demandas en los tres años de monitorización.

Se establece un límite sobre el máximo valor del fallo más significativo en un sistema, aplicable si el valor calculado del IFSM sin aplicar el límite resulta ser menor de  $1,0E-5$ . En este caso, se asigna el límite de  $5,0E-7$  al valor del fallo más significativo de un sistema. Con esta medida se asegura que si un solo fallo sobrepasa el número esperado de fallos no derive en un  $IFSM > 1,0E-6$ . Será posible obtener un valor de  $IFSM > 1,0E-6$  si hay indisponibilidades significativas del sistema o hay fallos en otros componentes del sistema. El programa de cálculo aplicará el límite; no es necesaria ninguna acción por parte del Titular.

#### 4 CÁLCULO DE LOS LÍMITES DE FUNCIONAMIENTO DEL COMPONENTE

Los sistemas de mitigación elegidos para ser monitorizados son generalmente los más importantes de la central. Sin embargo, en algunos casos los sistemas monitorizados no tienen por qué ser los más importantes, debido a las características específicas de la planta, tales como la disposición de métodos diversos para realizar la misma función que el sistema monitorizado. En estos casos podría presentarse una degradación significativa del comportamiento de estos sistemas antes de que la medida del riesgo alcanzara un punto donde el IFSM cruzara la franja blanca. En casos como éste no es probable que la degradación esté limitada solamente a ese sistema, y puede haber temas transversales que pueden afectar al funcionamiento de otros sistemas de mitigación.

Por ello, se emplea un criterio de funcionamiento adicional, para determinar si está deteriorándose el funcionamiento de los sistemas, como elemento de decisión sobre si el funcionamiento de los sistemas de mitigación monitorizados de la planta ha entrado en la banda blanca. Esta decisión está basada en la desviación del funcionamiento del sistema con respecto al valor esperado, en los casos en los que se sospeche que un sistema se haya situado en la banda blanca, a pesar de que el IFSM no haya superado el valor  $1.0E-6$ . Este criterio aplica a cada tipo de componente.

Si el número de fallos, en un período de 36 meses, supera el límite de funcionamiento base establecido para un componente, el sistema se situará en la banda blanca independientemente del valor calculado del IFSM. Este límite base de funcionamiento se calcula en dos pasos:

1. Se determina el número de fallos esperado para cada tipo de componente, y
2. Se calcula el límite de funcionamiento para este valor.

El número de fallos esperados se calcula:

$$F_e = N_d * p + \lambda * T_r$$

Siendo,

$N_d$  el número de demandas

$p$  es la probabilidad de fallo en demanda, tomado de la Tabla 2

$\lambda$  es la tasa de fallos en operación, calculado a partir de la Tabla 2.

$T_r$  es el tiempo de operación acumulado del tipo de componente.

Para calcular el máximo número de fallos, se aplica:

$$F_m = 4,65 * F_e + 4,2$$

Si el número real de fallos (Fa) de un conjunto de componentes similares (componentes agrupados para tomar datos) pertenecientes a un mismo sistema, durante un período de 36 meses, supera el valor del máximo número de fallos (Fm), el sistema quedaría situado en la banda blanca, o en el nivel dictado por el cálculo del IFSM si  $IFSM > 1,0E-5$ .

El programa informático realizará estos cálculos, que no requieren una recopilación adicional de datos de planta.

## 5. PAUTAS ADICIONALES PARA LOS SISTEMAS DE MITIGACIÓN

Las pautas adicionales siguientes describen, a nivel general, el alcance y los criterios para determinar los trenes de los sistemas de mitigación monitorizados.

### Sistemas de Corriente Alterna de Emergencia

- Alcance

La función monitorizada del sistema de distribución de AC en condiciones de emergencia consiste en suministrar corriente alterna a las barras de clase 1E mediante los generadores de emergencia, en caso de pérdida de energía exterior. Normalmente, se compone de dos o más trenes independientes de generadores diesel, no incluyéndose la división que aporta corriente AC al sistema de rociado del núcleo a alta presión en las plantas BWR.

Los límites del generador diesel como componente incluyen el cuerpo del generador, el motor, el sistema local de lubricación, el sistema de gas-oil local o diario, los componentes de refrigeración local, el sistema de aire de arranque, el sistema de aire de combustión y gases de escape, la batería para diesel (no incluido en DC), el control individual del diesel, y el interruptor de suministro a barras de salvaguardia y su circuito de control asociado. Los compresores de aire **no** se consideran dentro del alcance de los diesel.

Del mismo modo, **no** se incluyen las bombas de transferencia de gas-oil en la monitorización de la infirabilidad de los diesel, y sólo serán consideradas en la contribución a la indisponibilidad del tren si existe una única bomba de transferencia por cada tren. Se espera que la contribución de las bombas redundantes de transferencia, si existe, sea pequeña en comparación con la contribución del generador diesel. Los generadores diesel que no son de seguridad, tales como los generadores alternativos para SBO, **no** están incluidos en el alcance del cálculo.

- Determinación del número de trenes

En cuanto al recuento de los números de trenes de este sistema, por cada unidad, éste es igual al número de generadores diesel de clase 1E que están disponibles en modo a potencia en caso de pérdida de energía exterior para esa unidad. Existen tres configuraciones distintas de los generadores diesel en centrales con más de una unidad:

- Generadores Diesel dedicados a una única unidad
- Uno o más diesel que pueden alimentar a barras de otras unidades
- Todos los generadores diesel pueden suministrar corriente a todas las unidades

En el primero de los casos, el número de trenes/ unidad es igual al número de generadores diesel dedicados a la misma. En la configuración 2, el número de trenes/ unidad es igual al número de los diesel dedicados a la unidad más el número de generadores que pueden ser transferidos desde otras unidades (los generadores diesel compartidos cuentan para cada unidad). Por último, en la configuración 3, el número de trenes/ unidad es igual al número de generadores diesel.

- **Aclaraciones**

Se consideran indisponibles los generadores diesel mientras se realizan las siguientes pruebas periódicas, a menos que se demuestre que se puede restablecerse la disponibilidad con certeza virtual durante condiciones de accidente (como se describe en la sección “Crédito a las acciones de recuperación de los operadores durante pruebas” del apartado 1.2.1), o que las pruebas duren menos de 15 minutos por cada tren:

- Pruebas de carga/ operación
- Puesta en virador (sincronismo)

No se considera fallo si se producen:

- Operaciones espurias de un interruptor baipaseado en caso de pérdida de energía exterior
- Mal funcionamiento de equipos que no actúan en caso de pérdida de energía exterior (por ejemplo, circuitos de sincronización con una fuente externa)
- Fallos post-mantenimiento antes de declarar definitivamente el equipo operable

### Sistema de Inyección a Alta Presión (BWR)

(Inyección de Refrigerante a Alta Presión-HPCI (Garofa), y Rociado del Núcleo a Alta Presión-HPCS (Cofrentes))

- **Alcance**

La función de estos sistemas es mantener el inventario de refrigerante del reactor y eliminar el calor residual.

La función que se monitoriza para el indicador IFSM es la capacidad de extraer agua de la piscina de supresión (y del depósito de condensado si así se ha modelizado en el APS para cumplir el criterio de éxito) e inyectarla en la vasija. La mitigación de los ATWS mediante sistemas de inyección a alta presión no está monitorizada. (Sin embargo, los valores de FV incluyen los sucesos ATWS)

La turbina y el regulador, así como las tuberías asociadas y válvulas de las líneas de vapor principal y descarga, están dentro del alcance del HPCI. El camino de flujo del vapor principal a la turbobomba también está incluido desde las líneas de vapor principal hasta la turbina. El motor de la bomba del HPCS está dentro del alcance, así como cualquier válvula que tuviera que cambiar de estado (por ejemplo, las válvulas en el camino de flujo de refrigerante a la vasija se incluyen en el alcance si necesitan cambiar de estado, como por ejemplo la válvula de inyección del HPCI).

Aún estando el reactor crítico, no se contabiliza el tiempo de indisponibilidad cuando la presión es menor que la señalada en ETF para requerir la operabilidad del sistema.

El generador diesel de emergencia que suministra corriente alterna al sistema de rociado de alta presión está incluido dentro del alcance del mismo. Este sistema incluye normalmente una bomba de llenado que evita los golpes de ariete en las tuberías del HPCS, aunque ni la bomba ni las tuberías estarían en el alcance del sistema.

- Determinación del número de trenes

Los sistemas HPCI y HPCS suelen tener un solo tren. La bomba de refuerzo y otras de menor capacidad no son significativas para determinar el número de trenes. El efecto de estas bombas en el funcionamiento del sistema se incluye en el indicador en la medida que su fallo impide que el sistema realice su función significativa para el riesgo. Se aconseja que el generador diesel que suministra la corriente necesaria al sistema HPCS sea monitorizado como un tren independiente para la indisponibilidad.

#### Sistema de Refrigeración con el Núcleo aislado/ Condensador de Aislamiento

- Alcance

Este sistema actúa a alta presión eliminando el calor residual del núcleo, además de mantener el inventario de refrigerante. La función monitorizada para el indicador IFSM consiste en la capacidad del sistema en refrigerar el Reactor y aportar agua succionando de la piscina de supresión (y del depósito de condensado, si se requiere para cumplir el criterio de éxito del APS), para poder inyectar la suficiente cantidad dentro de la Vasija el reactor.

La turbina, el regulador, así como las tuberías asociadas y válvulas de las líneas de vapor principal y descarga, están dentro del alcance de este sistema. Las válvulas, normalmente abiertas, situadas en el circuito de agua de alimentación al reactor no entran en el alcance de estos sistemas ya que no modifican su estado para que éstos operen.

Por otro lado, la función del sistema del condensador de aislamiento monitorizada es la de refrigerar el reactor transfiriendo el calor extraído del reactor a un depósito del Condensador. Tanto el condensador como las válvulas de entrada están dentro del alcance del sistema. No se considera indisponibilidad aunque esté el reactor crítico si la presión de vapor esta por debajo de los límites de las ETF.

- Determinación del número de trenes

El sistema de refrigeración del núcleo aislado suele disponer de un solo tren. El condensador y las bombas de vacío son componentes adicionales, que no cuentan para determinar el número de trenes. El efecto de estas bombas sobre el funcionamiento del sistema se incluye en el valor del indicador, en tanto que el fallo de uno de estos componentes resulte de la incapacidad de un sistema para realizar su función significativa para el riesgo.

Para el condensador de aislamiento, el tren coincide con el número de caminos de flujo desde el reactor hasta el condensador de aislamiento, y viceversa. La válvula activa de conexión del aporte del condensador de aislamiento está incluida en el alcance de cada tren.

#### Sistemas de Extracción del Calor Residual (BWR)

- Alcance

La función monitorizada se basa en la capacidad del sistema en refrigerar la piscina de supresión, aportar refrigerante a los sistemas que actúan a baja presión, y eliminar el calor

residual (refrigeración en parada). Las bombas, cambiadores de calor y tuberías y válvulas asociadas a las funciones anteriores estarían incluidas en el alcance de este sistema para la monitorización.

- Determinación del número de trenes

El número de trenes queda determinado por el número de cambiadores de calor paralelos de los que dispone el sistema.

#### Sistema de inyección de seguridad a alta presión (PWR)

- Alcance

Este sistema realiza la función de mantener el inventario de refrigerante en el reactor a alta presión tras la pérdida de refrigerante del reactor. El sistema HPSI suministra agua borada desde el tanque de almacenamiento de agua de recarga (RWST) a las ramas frías del circuito primario. Antes de agotarse la capacidad de este tanque y si se sigue precisando el funcionamiento del sistema, se pasa al modo de recirculación a ramas frías. En este modo la aspiración del agua que se inyecta en las ramas frías se realiza desde los sumideros de la contención a través de las líneas del sistema de evacuación del calor residual. La función monitorizada es la de aspirar agua desde la fuente primaria o de los sumideros de la contención e inyectar en el sistema de refrigerante del reactor.

El alcance incluye las bombas y las válvulas y tuberías asociadas desde el tanque de almacenamiento, y desde los sumideros de la contención a las bombas, y de las bombas a las tuberías del sistema de refrigeración del reactor. Para aquellas plantas que aspiren mediante las bombas del sistema de extracción de calor, la válvula de aislamiento del intercambiador estaría incluida dentro del alcance del sistema HPSI. Algunos componentes podrían estar incluidos dentro del alcance de más de un tren. Por ejemplo, las líneas que inyectan agua en las ramas frías se alimentan de un mismo colector, que es común a los dos trenes del HPSI. En estos casos, los efectos de las pruebas y los fallos de los componentes en una línea de inyección deben considerarse en ambos trenes del sistema.

- Determinación del número de trenes

El número de trenes del sistema queda definido por el número de ramas que inyectan a alta presión a ramas frías o ramas calientes, según el tipo de planta.

Para plantas Westinghouse de tres lazos, se incluyen tres bombas centrífugas que operan a alta presión ( $1,723 \text{ E}+7 \text{ Pa} \equiv 2500 \text{ psig}$ ), una inyección a ramas frías mediante el sistema de inyección de boro (con dos trenes redundantes de válvulas) además de un camino alternativo, y dos inyecciones a ramas calientes. Una de las bombas es de reserva, y se considera un repuesto instalado. El modo de recirculación se realiza aspirando de los sumideros mediante las bombas del RHR. Por tanto, un tren consistiría en una bomba, las válvulas de succión de la bomba y las correspondientes a las líneas de inyección de agua borada eléctricamente asociadas a la bomba, y la inyección a rama caliente. Suele requerirse la inyección alternativa a esta rama en modo de recirculación, incluyéndose en el tren donde se hubiera incluido la válvula de aislamiento eléctricamente asociada. En este caso resultan dos trenes del sistema HPSI.

### Sistemas de Agua de Alimentación Auxiliar (PWR)

- Alcance

Su función consiste en eliminar el calor residual mediante los generadores de vapor para enfriar y despresurizar el reactor tras haber sufrido un disparo. La función de este sistema en caso de ATWS no estaría monitorizada para el cálculo del IFSM (Sin embargo, en los valores de FV se incluye el suceso asociado a este iniciador).

La función monitorizada está enfocada a la capacidad del sistema para inyectar agua, al menos, a un generador de vapor, aspirando de una fuente (normalmente el tanque de almacenamiento de condensado), y la inyección a, al menos, un generador de vapor.

El alcance del sistema de agua de alimentación auxiliar (AFW) o de emergencia (EFW) incluye las bombas y los componentes que forman parte del circuito de agua desde el tanque de condensado, y si se requiere, la válvula que conecta con el sistema alternativo de suministro. El camino de flujo desde el suministro de vapor a la turbina para alimentación de la turbobomba se incluye desde la fuente de vapor (líneas de vapor principal) hasta la turbina. Las bombas incluidas en el alcance de las ETF (sujetas a las condiciones de límite de operación) estarían incluidas en la monitorización, mientras que las bombas de arranque del agua de alimentación no se consideran. Por otro lado, algunos sucesos iniciadores como la rotura de una tubería de agua de alimentación, requiere el aislamiento del tramo del sistema AFW hasta el generador de vapor afectado. Esta función también debería ser considerada en la monitorización del sistema.

- Determinación del número de trenes

El número de trenes coincide con el número de bombas en paralelo de las que disponga el sistema. Por ejemplo, un sistema con tres bombas dispone de tres trenes, independientemente de si tiene dos, tres o cuatro líneas de inyección, sin reparar en la capacidad de bombeo. Algunos componentes estarán incluidos en varios trenes, tal y como ocurre en el conjunto de válvulas reguladoras y de aislamiento en un sistema con tres bombas y dos generadores de vapor, estando incluidas en el tren de la motobomba por estar asociadas eléctricamente con ella, además de considerarse en el tren de la turbobomba (junto con el conjunto de válvulas redundantes). En estos casos, los efectos de las pruebas o fallos de las válvulas afectarían a ambos trenes. Del mismo modo, cuando dos trenes suministran agua a un mismo colector, el efecto del aislamiento o fallo de la válvula reguladora correspondiente a las líneas conectadas al conector también deberían considerarse en ambos trenes.

### Sistema de evacuación del calor residual (PWR)

- Alcance

La función monitorizada consiste en la capacidad del sistema de evacuar el calor residual a un largo plazo, en caso de producirse transitorios que no puedan ser mitigados solamente con los generadores de vapor. Se incluye la función de inyección a baja presión y la función de recirculación de agua del sumidero de la contención, en modo de recirculación, para enfriar el reactor tras haberse agotado el inventario procedente del depósito de almacenamiento del agua para recarga. Las bombas, cambiadores de calor, y aquellas válvulas y tuberías asociadas a las funciones anteriores, estarán incluidos en el alcance del

sistema RHR. Se incluirá la función de aspersión de la contención sólo si realiza también alguna función significativa para la evacuación del calor residual, mientras que no se monitoriza si sólo tiene la misión de controlar la presión de la contención.

- Determinación del número de trenes

El número de trenes en el sistema RHR se determina considerando el número de cambiadores de calor en paralelo que participen en la evacuación del calor. Algunos componentes podrán formar parte de varios trenes. En caso de indisponibilidad del componente, no pudiendo realizar ninguna de las funciones significativas asociadas, se considera fallado el tren y se reportarán las horas de indisponibilidad asociadas al tren que incluya dicho componente.

### Sistemas soportes de refrigeración

- Alcance

La función soporte de refrigeración consiste en refrigerar directamente los componentes asociados a las anteriores funciones monitorizadas. No incluye la refrigeración indirecta de enfriadores de salas y HVAC. Los sistemas que realizan esta función suelen ser el de agua de servicio y la refrigeración de componentes, así como cualquier otro sistema que sea equivalente a los anteriores. Las bombas, válvulas, ventiladores, cambiadores de calor y los segmentos de tuberías necesarias para realizar esta función están incluidos en el alcance de la función monitorizada para el cálculo del UAI. No se incluyen las últimas válvulas que conectan el sistema soporte de refrigeración con los componentes del sistema frontal monitorizado. Esta última válvula estaría incluida en el sistema frontal monitorizado, excepto si participa en la refrigeración de otros sistemas monitorizados, en cuyo caso se incluye en la función monitorizada de refrigeración soporte. El sistema de agua de servicio refrigera aspirando el agua de ríos, lagos o mares cercanos a la central, mientras que el sistema de refrigeración de componentes es un sistema normalmente cerrado.

Las válvulas que deben cerrar para asegurar una mayor capacidad de refrigeración de los sistemas frontales están incluidas en el alcance del sistema.

Si el sistema de refrigeración aporta refrigerante a un único sistema monitorizado, se considera dentro del alcance del sistema frontal refrigerado. Por otro lado, los sistemas dedicados que refrigeran sólo los cambiadores de calor del RHR se incluyen en el alcance del sistema soporte de refrigeración.

- Determinación del número de trenes

El número de trenes de este sistema dependerá de la planta. La forma en que estas funciones hayan sido modeladas en el APS determinará el número de trenes.

- Aclaraciones

Los filtros, los separadores ciclónicos y las ataguías de las bombas del sistema de agua de servicios esenciales no se monitorizan, y por tanto, no forman parte del cálculo del URI. Sin embargo, si el sistema falla a consecuencia de los fallos de estos componentes, este fallo estaría incluido en el alcance del URI. La obstrucción de los filtros que conducen a una indisponibilidad para realizar la función significativa del tren correspondiente, sería considerada en el cálculo del UAI como indisponibilidad del tren.

## **6 REFERENCIAS**

- [1] NEI 99-02, Rev. 4 “Regulatory Assessment Performance Indicator Guideline”. 2006.
- [2] NUREG 1816, “Independent Verification of the Mitigating Systems Performance Index (IFSM) Results for the Pilot Plant”, Octubre 2004.
- [3] NUMARC 93-01, Rev. 2 “Industry Guideline for monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants”, Abril 1996.
- [4] Manual del Banco de Datos de Componentes (BDC) del Proyecto DACNE.

## **APÉNDICE 2.**

### **DESARROLLO DE LA DOCUMENTACIÓN BASE PARA EL CÁLCULO DEL IFSM**

Para implantar el índice de funcionamiento de los sistemas de mitigación (IFSM) es preciso recopilar la documentación necesaria de la planta para su cálculo. Este documento de bases orienta en la recopilación de datos y supuestos considerados en el cálculo del IFSM por cada sistema mitigador de la central, facilitando el proceso de inspección del CSN. Los cambios en el documento de bases se comunicarán en el campo de comentarios en la remisión de datos trimestral.

Las bases del documento tienen dos secciones. En la primera de ellas se recopila la información necesaria para el desarrollo del IFSM. En la segunda sección se documenta la adecuación del APS de la planta a los criterios establecidos en este manual.

**INDICE DEL APÉNDICE 2**

|  |    |
|--|----|
| SECCIÓN I: DATOS DEL IFSM                                      | 92 |
| A. Límites del sistema   | 92 |
| B. Funciones significativas para el riesgo                     | 92 |
| C. Criterios de éxito  | 92 |
| D. Tiempo de Misión  | 92 |
| E. Componentes monitorizados                                   | 92 |
| F. Bases para el recuento de las demandas / horas de operación | 93 |
| G. Indisponibilidad de corta duración                          | 93 |
| H. Datos de indisponibilidad                                   | 93 |
| I. Datos para el cálculo de la infiabilidad (unreliability)    | 94 |
| J. Supuestos   | 95 |
| REFERENCIAS  | 95 |

### SECCIÓN I DATOS DEL IFSM

El documento de bases reúne una sección por cada sistema monitorizado, según las indicaciones de la sección 2.2 del NEI 99-02 (Ref. 1). Se siguen las siguientes pautas:

#### A. Límites del sistema

Este apartado deberá contener la descripción de los límites de cada tren del sistema monitorizado. Para esta delimitación, se incluye el P&ID correspondiente con los límites del sistema marcados, según las pautas indicadas en sección 1.1, Apéndice 1. NOTA: Puede ser necesario comparar los límites con los del BDC de DACNE y los del APS para asegurar la consistencia de los datos usados para URI.

#### B. Funciones significativas para el riesgo

En este apartado se incluyen las funciones significativas para el riesgo de cada tren del sistema monitorizado, tal y como se han definido en el manual del IFSM, agrupando dichas funciones si coinciden para todos los trenes del mismo sistema. Los detalles adicionales se muestran en el Apéndice 1, sección 2.1.1 y sección 5 “Pautas adicionales para sistemas específicos”.

#### C. Criterios de éxito

Para cada función monitorizada identificada en el anterior apartado, se identifican los criterios de éxito correspondientes al sistema que sean más restrictivos. Se documentan según las indicaciones del manual del IFSM y las aclaraciones adicionales del Apéndice 1, sección 2.1.1. Los criterios de éxito son los documentados en el APS de la central.

Si los criterios de éxito del APS son distintos que las bases de diseño, se documentarán las diferencias en este apartado.

Cuando existan diferencias para los sucesos iniciadores o funciones del mismo sistema, se documenta y se escoge el criterio más restrictivo.

#### D. Tiempo de Misión

Se documentan los tiempos de misión significativos para el riesgo, como se define en el Apéndice 1, sección 2.3.4 del manual del IFSM para cada función del sistema de mitigación identificada como significativa para el riesgo.

#### E. Componentes monitorizados

Este apartado documenta la selección de componentes monitorizados, tal y como se define en el Apéndice 1 sección 2.1.2 del Manual del IFSM, de cada tren del sistema monitorizado. Se incluye el listado de todas las bombas monitorizadas, interruptores y generadores diesel del sistema mitigador que estuvieran dentro del alcance del cálculo. El conjunto de válvulas neumáticas y monitorizadas, que cambien de estado para permitir la realización de la función significativa, deben ser consideradas como componentes monitorizados potenciales. Se deben aportar las bases para excluir las válvulas de este listado. Los límites de los componentes son incluidos tal y como se indica en la sección 2.1.3 del Apéndice 1.

### F. Bases para el recuento de las demandas / horas de operación (estimadas o reales)

La determinación de la infiabilidad depende de los valores de la demanda, las horas de operación y los fallos de los componentes monitorizados para calcular la tasa de fallo. Este apartado documenta la forma en que el Titular determinará la demanda y las horas de operación de un componente. Se pueden emplear varios métodos:

- a. Recuento real de las demandas/horas de operación durante el período establecido
- b. Estimación de las demandas/horas de operación basado en el número de veces que un procedimiento u otras actividades son realizadas más las horas reales de demanda / operación de la función de seguridad de emergencia
- c. Estimación basada en datos históricos recogidos en el período de un año o más, promediado para un porcentaje trimestral más las demandas/horas reales de operación de la función de seguridad de emergencia.

En este apartado se indica el método empleado, ya sean valores estimados o reales. En el caso de ser estimados, se documenta además el proceso de estimación o el conjunto de procedimientos que permiten la estimación de estos valores, y la frecuencia con que se realizan.

### G. Indisponibilidad de corta duración

En este apartado se identifican las indisponibilidades periódicas o trabajos con una duración de menos de 15 minutos de indisponibilidad que el Titular no debe incluir como indisponibilidad del tren. La intención es minimizar la recopilación de datos, documentación y verificaciones innecesarias, al tratarse de períodos de tiempo muy cortos, y por lo tanto, con un impacto en el riesgo insignificante.

### H. Datos de indisponibilidad

- Indisponibilidad FV y probabilidad del suceso básico

Este apartado incluye hojas de cálculo que recojan los sucesos básicos para cada tren de un sistema monitorizado. Se incluye indisponibilidad (UA), la medida de importancia de Fussell-Vesely (FV), el cociente FV/UA y la descripción del suceso básico y su correspondencia con el componente asociado. Si el suceso escogido para representar el tren al que pertenece no es de mayor valor del cociente (FV/UA), se documenta en este apartado las razones por las cuales se ha escogido dicho suceso.

Ejemplo: Datos de la indisponibilidad del sistema HPSI (una tabla por sistema)

| Tren | Suceso básico     | Descripción del suceso básico                   | Probabilidad del suceso básico (UA) | FV del suceso básico | FV / UA |
|------|-------------------|---|-------------------------------------|----------------------|---------|
| A    | ISIAP02--- MP6CM  | Bomba A del HPSI indisponible por mantenimiento | 3,2E-3                              | 3,19E-03             | 9,97E-1 |
| B    | ISIBP02---- MP6CM | Bomba B del HPSI indisponible por mantenimiento | 3,2E-3                              | 3,80E-3              | 1,20E+0 |

- Datos de referencia de indisponibilidad

Se incluyen los datos de indisponibilidad de referencia por cada tren del sistema monitorizado, tanto las indisponibilidades planificadas específicas de la planta como las genéricas no planificadas contempladas por la industria.

- Tratamiento de los sistemas soporte como iniciadores

En este apartado se indican los sistemas de refrigeración que se consideran iniciadores. Se explica la forma de considerar estos sistemas en la monitorización, tal y como se describe en la sección 1.3.2 del Apéndice 1. Si este análisis se realiza para valores específicos de la planta, el cálculo se realiza según los procesos de planta, y referenciado en este apartado. La tabla siguiente muestra el formato requerido para presentar los resultados del cálculo específico para aquellas plantas que no han modelado explícitamente la contribución al riesgo de estos sistemas.

| FVa | FVie | FVsa | UA | FV calculado (según Apéndice 1)<br><i>(Resultados de la columna 5 de la tabla anterior)</i> |
|-----|------|------|----|---|
|     |      |      |    |   |

### I. Datos para el cálculo de la infiabilidad (unreliability)

Se indica en esta sección la opción seguida para seleccionar los valores de FV y UR de los componentes monitorizados, de las dos opciones que plantea el Apéndice 1. En esta sección también se incluye una tabla donde se recoja la información de cada componente monitorizado, incluyendo el nombre del componente, probabilidad de ocurrencia del suceso y su descripción, FV, y el factor de ajuste de fallo de causa común (A) y el cociente (FV/probabilidad de ocurrencia del suceso). Si la opción elegida para calcular el valor del cociente FV/UR es la segunda (un valor por cada modo de fallo), se documenta en la tabla los diversos modos de fallo del componente.

Se aconseja incluir en un anexo el listado de todos los sucesos básicos correspondientes a cada componente que es candidato a ser monitorizado para el cálculo del IFSM. Sólo el suceso básico escogido para calcular el indicador es un dato de entrada en todas las tablas de este apartado.

La tabla siguiente muestra un ejemplo del formato adecuado para la recopilación de datos de infiabilidad.

| Nombre Suceso Básico | Descripción  | Probabilidad (UR) | FV      | [FV/UR] | Factor de ajuste de causa común (A) | Ajuste de causa común genérico o específico | (FV/UR)*A |
|----------------------|--|-------------------|---------|---------|-------------------------------------|---|-----------|
| ISIBP02 – XCYXOR     | Bomba B del HPSI falla en el arranque por fallo del contacto | 6,81E-4           | 7,71E-4 | 1,13E+0 | 3,0                                 | Genérico                                    | 3.39      |

- Tratamiento de los sistemas soporte iniciadores

En este apartado se indican los sistemas de refrigeración que se consideran iniciadores. Se explica la forma de considerar estos sistemas en la monitorización, tal y como se describe en la sección 2.3.2 del Apéndice 1. Si este análisis se realiza para valores específicos de la planta, el cálculo se realiza según los procesos de planta y referenciado en este apartado. La tabla siguiente muestra un ejemplo de formato para este cálculo de estos sistemas.

| FVc | FVie | FVsc | UR | FV calculado (según Apéndice 1) |
|-----|------|------|----|---------------------------------|
|     |      |      |    |                                 |

- Cálculo del factor de causa común

Se indica el cálculo del factor de causa común, según se ha descrito en la sección 2.3.2 del Apéndice 1. Si el análisis se realiza para valores específicos de la planta, el cálculo se documenta de acuerdo con los procesos de la planta y referenciados aquí. Los resultados también se incluyen en esta sección.

#### J. Supuestos

Se indica cualquier hipótesis realizada en el proceso de determinación del IFSM, tales como métodos especiales de recuento de horas basados en el diseño de la planta o procesos, o bien en casos no contemplados en la sección 2.2 de la guía NEI 99-02 (Ref. 1).

#### REFERENCIAS

- [1] NEI 99-02, Rev. 4 “Regulatory Assessment Performance Indicator Guideline”. 2006.

**ANEXO II.- BASES PR OCUPACIONAL****CASO AMERICANO**

En el ROP (Reactor Oversight Process), la NRC define el indicador de protección radiológica ocupacional como la suma de lo siguiente:

Ocurrencias contra Especificaciones de Funcionamiento de zonas de **ALTA RADIACIÓN** (High Radiation Areas HRA >10mSv/h).

Se define como una no conformidad con las Especificaciones de Funcionamiento de las zonas de alta radiación o con requisitos comparables de la 10 CFR 20 (1) que impliquen la pérdida de control radiológico sobre el acceso o los trabajos en estas zonas.

- (1) 10 CFR 20.1601 Control de acceso a zonas de alta radiación.
- (a) El titular se asegurará de que en cada entrada o punto de acceso a una zona de alta radiación existe uno o más de los siguientes medios:
  - (1) Un equipo de control que, ante una entrada en el área, produzca que el nivel de radiación se reduzca por debajo de un nivel tal que un individuo que estuviera 1 hora a 30 cm de la fuente de radiación no reciba una dosis profunda equivalente de 1 mSv
  - (2) Un equipo de control que active una señal de alarma visible o audible, de manera que tanto el individuo que accede al área como el supervisor de la actividad sean conscientes de que están entrando en una zona de alta radiación.
  - (3) Entradas cerradas excepto durante periodos en los que el acceso a este área es requerido, con un control sobre cada entrada individual.
  - (b) En lugar de los controles requeridos en el párrafo (a) para zonas de alta radiación, el Titular puede sustituirlos por métodos de vigilancia continua capaces de prevenir entradas no autorizadas.
  - (c) El Titular puede pedir a la Comisión que apruebe métodos alternativos para controlar el acceso a zonas de alta radiación.
  - (d) El Titular establecerá los controles requeridos en los párrafos (a) y (c) de esta sección de modo que estos no impidan la salida de individuos de las zonas de alta radiación.

- § 20.1902 Requisitos de señalización.
- (b) *Señalización de áreas de alta radiación.* El Titular deberá señalar las áreas de muy alta radiación con una señal que lleve el símbolo radiactivo y la leyenda: "CAUTION, HIGH RADIATION AREA" o "DANGER, HIGH RADIATION AREA."

Aparte de estos requisitos para las HRA incluidos en la 10 CFR 20, las Especificaciones de Funcionamiento determinan que dentro de estas zonas han de estar cerrados los cubículos con tasas de dosis mayores a 10 mSv/h, que es el valor que se ha adoptado para definir este indicador, las HRA con tasas de dosis superiores a 10 mSv/h.

**Control radiológico sobre el acceso** a las HRA se refiere a las medidas que aseguran que se evitan entradas inadvertidas por personal no autorizado.

**Entrada inadvertida** se refiere a que la barrera no puede ser fácilmente rodeada. Las barreras utilizadas en estas zonas deberían proporcionar la razonable seguridad de que son zonas seguras contra accesos no autorizados.

**Control radiológico sobre un trabajo** se refiere a los medios que proporcionan la seguridad de que la dosis recibidas por los trabajadores que están desarrollando una tarea en esas zonas están siendo medidas y controladas.

### **Ocurrencias en zonas de MUY ALTA RADIACIÓN (Very High Radiation Areas VHRA >5Sv/h)**

Se define como una no conformidad con la 10 CFR 20 (2) y con los requisitos de los procedimientos de licencia que resulten en una pérdida del control sobre el acceso o sobre las actividades en una zona de muy alta radiación.

Zona de muy alta radiación es aquella en la que un individuo puede recibir una dosis absorbida superior a 5 Sv en una hora a 1 metro de la fuente de radiación.

- (2) 10 CFR 20
- § 20.1602 Control de acceso a zonas de muy alta radiación.
- Además de los requisitos mencionados en el apartado § 20.1601, el Titular deberá tomar medidas adicionales para asegurar que ningún individuo es capaz de acceder de manera

no autorizada o inadvertida a zonas cuyos niveles de radiación sean de 500 rads (5 grays) o más en 1 hora a 1 metro de la fuente de radiación.

- § 20.1902 Requisitos de señalización.
- (c) *Señalización de áreas de muy alta radiación.* El Titular deberá señalar las áreas de muy alta radiación con una señal que lleve el símbolo radiactivo y la leyenda: "GRAVE DANGER, VERY HIGH RADIATION AREA."

### Exposiciones No Planificadas.

Se define como un único suceso de degradación o fallo de una o más barreras de seguridad que produzca una exposición personal no prevista, siempre que se iguale o se supere alguno de los valores definidos en la siguiente tabla:

|  |
|--|
| El 2% del TEDE recogido en la 10 CFR 20.1201. El 2% de este valor es 1 mSv   |
| 50 mSv de dosis efectiva a cualquier órgano o tejido (suma de dosis efectiva comprometida y dosis equivalente profunda)      |
| 15 mSv de dosis equivalente al cristalino  |
| 50 mSv de dosis superficial en piel o extremidades (no se consideran contaminaciones superficiales por partículas calientes) |
| El 20% de los límites de menores de 18 años y mujeres embarazadas: 1mSv  |

- Tabla 2: Valores de dosis utilizados por la NRC para identificar una exposición no planificada para el indicador de PR Ocupacional

La **degradación o fallo** de una o más barreras de seguridad se refiere a lo siguiente:

- Fallo al identificar y señalar una zona radiológica.
- Fallo al implementar los controles físicos requeridos para el acceso a un área radiológica (puerta cerrada, llave).
- Fallo en la vigilancia e identificación de condiciones radiológicas
- Fallo en el entrenamiento o información a los trabajadores sobre las condiciones radiológicas y los controles radiológicos del trabajo.
- Fallo al implementar controles radiológicos sobre el trabajo (Ej.: no se reflejan los controles radiológicos en el PTR).

Se define **dosis no planificada** como aquella exposición que tiene como resultado una dosis que excede las “guías” de dosis administrativas establecidas por el Titular como parte de sus controles radiológicos. Estas pueden establecerse mediante: PTR, procedimientos u otros documentos, a través de tarados de alarmas en dosímetros personales o por otros medios especificados por el Titular.

Ejemplos de ocurrencias para el Indicador de PR Ocupacional son:

- Fallo en la señalización de estas zonas, tal y como se requiere en las Especificaciones de Funcionamiento.
- Fallo en la seguridad de un área contra las entradas no autorizadas.
- Fallo en proporcionar medios para monitorizar y controlar las dosis personales, tal y como se requiere en las Especificaciones de Funcionamiento.
- Fallo en el mantenimiento del control administrativo de una llave de una puerta cerrada, tal y como se requiere en las Especificaciones de Funcionamiento.
- Suceso que implique una entrada no autorizada o una entrada no monitorizada.
- No conformidad con los requisitos del PTR, tal y como se requiere en las Especificaciones de Funcionamiento, que resulte en la pérdida del control sobre el acceso o sobre los trabajos en una HRA.

No se incluyen en este apartado las siguientes ocurrencias:

- Situaciones equivalentes en áreas con tasa de dosis igual o menor a 10mSv/h.
- Casos de incumplimiento asociados con fallos en equipos aislados (fallo en el cierre de una puerta, fallo en una luz de las utilizadas para control de accesos, detectados en una inspección de rutina).
- No conformidad con los requisitos del PTR que no resulte en la pérdida del control sobre el acceso o sobre los trabajos en una HRA (Ej.: la firma de un PTR equivocado pero habiendo recibido instrucciones sobre el trabajo e implementando todos los requisitos de control establecidos en el PTR correcto).

## **ADAPTACION AL CASO ESPAÑOL**

Existen grandes diferencias en cuanto a la normativa americana y la española que hacen que no se pueda utilizar este indicador según está definido por la NRC.

Las Especificaciones de Funcionamiento y los procedimientos de licencia para zonas radiológicas de las centrales americanas tienen su equivalencia en el Manual de Protección Radiológica (MPR) de las CCNN españolas.

Tampoco la clasificación de zonas es la misma. Ni siquiera existe una equivalencia directa entre zonas de alta radiación consideradas para este indicador ( $> 10$  mSv/h) y muy alta radiación ( $> 5$  Sv/h) y la clasificación de zonas en el caso español. La equivalencia propuesta es equiparar las dos zonas de mayor tasa de dosis de la clasificación americana (zona de alta radiación y zona de muy alta radiación) con las zonas de mayor tasa de dosis

de la clasificación española (zona de permanencia reglamentada, con tasas de dosis entre 1 y 100 mSv/h, y zona de acceso prohibido con tasas de dosis superiores a 100 mSv/h).

En el MPR se establecen los siguientes requisitos aplicables a las zonas Naranja y Roja:

Zona de permanencia reglamentada (Naranja):

- El acceso a esta zona está restringido únicamente a TEs de categoría A.
- La permanencia en esta zona vendrá condicionada de una limitación del tiempo de permanencia y de un Permiso de Trabajo con Radiaciones que recogerá la evaluación de los riesgos y las protecciones requeridas.
- Se requiere dosímetro personal TLD y Dosímetro DLD.
- Se requiere el vestuario de protección adecuado.
- Las zonas han de estar claramente delimitadas y señalizadas.

Zona de acceso prohibido (Roja):

- El acceso a esta zona está restringido únicamente a TEs de categoría A.
- La entrada a esta zona requiere de un Permiso de Trabajo con Radiaciones con autorización del Jefe del SPR y del Jefe de Central.
- Estas áreas se mantendrán cerradas, dispondrán de barreras físicas que impidan el acceso, siempre que sea posible mediante cerraduras cuyas llaves estarán bajo control administrativo.
- Se requiere dosímetro personal TLD y Dosímetro DLD.
- Se requiere el vestuario de protección adecuado.
- Las zonas han de estar claramente delimitadas y señalizadas.

En cuanto a las ocurrencias por exposiciones no planificadas, los límites utilizados en la normativa americana (10CFR20, basada en la ICRP-26) no son los mismos que los que definidos por la legislación española (Real Decreto 783/2001 basado en la ICRP-60). Por ello, se proponen los valores que se muestran en la tabla 1:

|  |
|--|
| 1 mSv de dosis efectiva (suma de dosis efectiva comprometida y dosis equivalente profunda)                                   |
| 15 mSv de dosis equivalente al cristalino  |
| 50 mSv de dosis superficial en piel o extremidades (no se consideran contaminaciones superficiales por partículas calientes) |
| 20% de los límites de menores de 18 años y mujeres embarazadas: 0,2 mSv  |

Estos valores son los mismos que los que se proponen en el indicador del ROP con la excepción del límite para el caso de menores de 18 años y trabajadoras expuestas embarazadas, ya que el 20% de este límite en la reglamentación española es 0,2 mSv en lugar de 1 mSv. Aunque en el caso práctico, las mujeres embarazadas no suelen entrar en zona controlada en las CCNN españolas, no existe esta prohibición explícita en la legislación vigente, por lo que podría producirse esta situación y por ello ha de formar parte del indicador.

**ANEXO III.- EJEMPLO PR OCUPACIONAL**

**EJEMPLO**

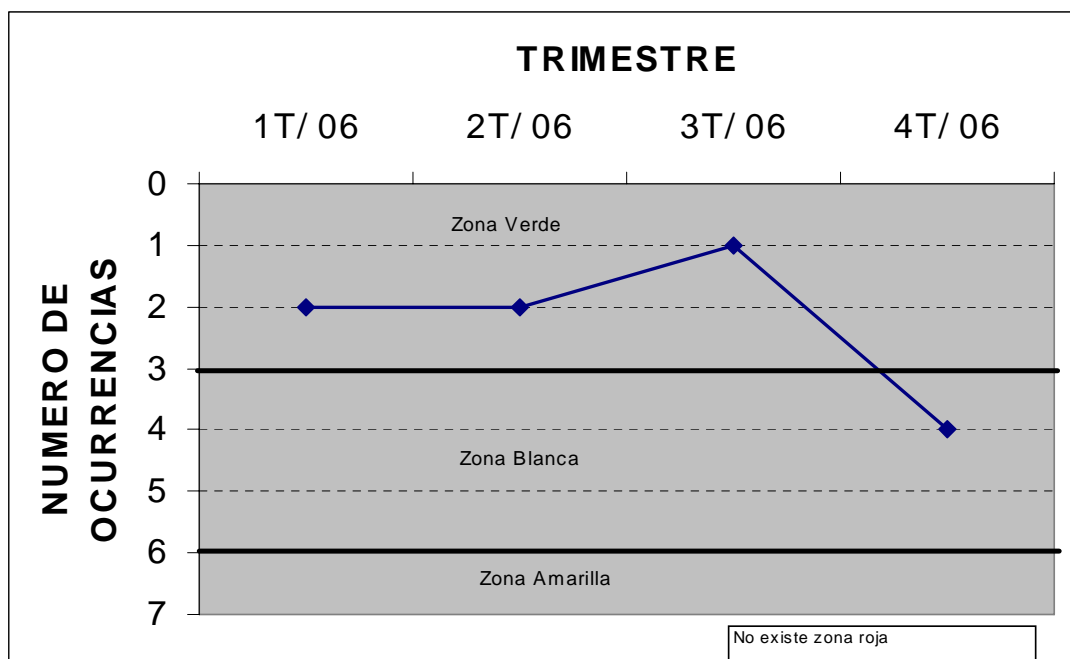
Para una central nuclear cualquiera, se quiere evaluar el indicador a partir del primer trimestre del 2006. Para ello, habrá que tener en cuenta si en ese trimestre se ha producido alguna ocurrencia y las ocurrencias producidas durante los tres últimos trimestres del 2005. En este caso, ha habido 2 ocurrencias en total, por lo que se el indicador se encuentra en la zona verde.

En el segundo trimestre del 2006, en cambio, no ha habido ninguna ocurrencia, pero el valor del indicador es 2, al tener que considerar las ocurrencias de los últimos 4 trimestres. El indicador se mantiene en la zona verde. Y así sucesivamente.

| TRIMESTRE            | Nº OCURRENCIAS/<br>TRIMESTRE | VALOR DEL<br>INDICADOR | ZONA   |
|----------------------|------------------------------|------------------------|--------|
| 2º/ 05               | 1                            | -                      | -      |
| 3 <sup>er</sup> / 05 | 1                            | -                      | -      |
| 4º/ 05               | 0                            | -                      | -      |
| 1 <sup>er</sup> / 06 | 0                            | 2                      | VERDE  |
| 2º/ 06               | 1                            | 2                      | VERDE  |
| 3 <sup>er</sup> / 06 | 0                            | 1                      | VERDE  |
| 4ºT/ 06              | 3                            | 4                      | BLANCO |

• Tabla 3. Ejemplo

Si representamos estos datos en una gráfica se obtiene:



• Figura 1. Ejemplo

ANEXO IV.- EJEMPLO PR AL PÚBLICO

**EJEMPLO**

Para una central nuclear cualquiera, se quiere evaluar el indicador a partir del primer trimestre del 2006. Para ello, habrá que tener en cuenta si en este trimestre se ha producido alguna ocurrencia (tanto debidas a superaciones de dosis como a liberaciones incontroladas) y las ocurrencias acaecidos en los últimos tres trimestres del 2005.

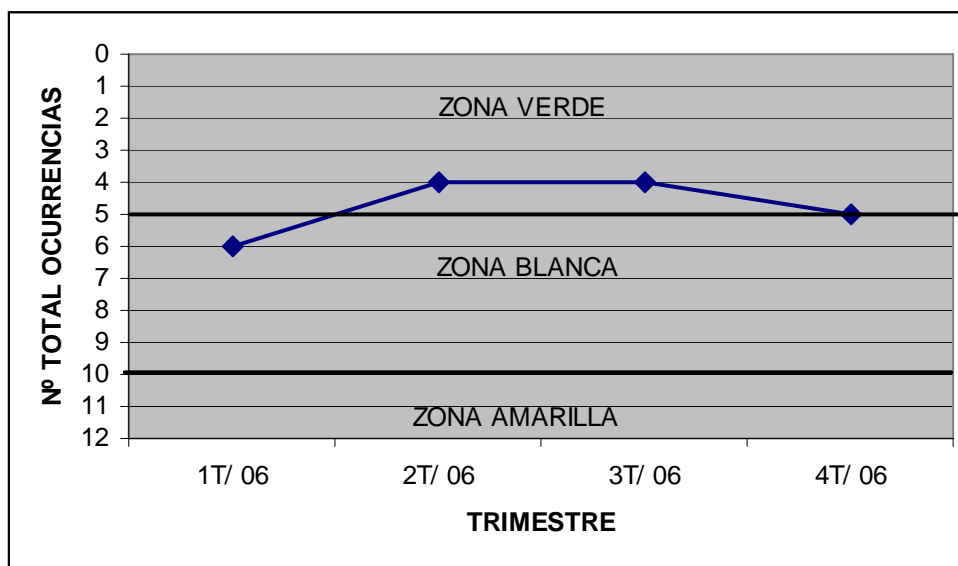
En este caso, ha habido 6 ocurrencias (3 en el trimestre actual y otras 3 acaecidas en trimestres anteriores, todas ellas por superación de dosis), por lo que se ha alcanzado el primer umbral del indicador y éste entra en la zona blanca.

En el segundo trimestre del 2006, en cambio, solo habría 4 ocurrencias, puesto que ya no se considera el segundo trimestre del 2005. El indicador se mantendrá en la zona verde. Y así sucesivamente:

| TRIMESTRE            | Nº OCURRENCIAS POR DOSIS/ TRIMESTRE | Nº OCURRENCIAS LIBERACIONES INCONTROLADAS/ TRIMESTRE | VALOR DEL INDICADOR | ZONA   |
|----------------------|-------------------------------------|--|---------------------|--------|
| 2º/ 05               | 2                                   | 0  | -                   | -      |
| 3 <sup>er</sup> / 05 | 0                                   | 0  | -                   | -      |
| 4º/ 05               | 1                                   | 0  | -                   | -      |
| 1 <sup>er</sup> / 06 | 3                                   | 0  | 6                   | BLANCA |
| 2º/ 06               | 0                                   | 0  | 4                   | VERDE  |
| 3 <sup>er</sup> / 06 | 0                                   | 0  | 4                   | VERDE  |
| 4º/ 06               | 0                                   | 2  | 5                   | BLANCA |

• Tabla 1. Ejemplo

Si representamos estos datos en una gráfica se obtiene:



• Figura 1. Ejemplo