

LA REGULACIÓN INFORMADA POR EL RIESGO

J.I. CALVO - C. CIRAUQUI - J.M. CONDE - J. SUÁREZ - M.J. FIOL

(Grupo de trabajo de la Tarea 7 de la Mejora de la Eficiencia del Proceso Regulatorio)

Tras casi cuarenta años de experiencia en el diseño y operación de reactores nucleares con fines comerciales de producción de energía eléctrica, el conocimiento de los aspectos que contribuyen a la seguridad de estas instalaciones se ha incrementado de forma notable. La industria nuclear y el organismo regulador españoles siguen una línea de trabajo para incorporar la información sobre el riesgo a la forma de operar y regular dichas instalaciones. Los requisitos de tratamiento de los sistemas, estructuras y componentes de las centrales y las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento para los mismos son los campos en los que el uso de dicha información puede resultar de mayor impacto. En el futuro, el uso de la información de los análisis de riesgos en el diseño de nuevas centrales nucleares va a permitir prever un nuevo tipo de regulación desde el origen de estas nuevas centrales, más acorde con la situación actual y que armonice los conceptos clásicos de la defensa en profundidad y de los márgenes de seguridad con la tecnología de que se dispone en el presente para analizar los riesgos.

After almost forty years of experience at designing and operation of Nuclear Power Plant, the knowledge of aspects that contribute to the safety of these installations has been significantly increased. The Spanish Nuclear Industry and the Spanish Regulator (CSN) work following a methodology to incorporate the risk information to the way of operating and regulating such installations. The Systems, Structures and Components Treatment Requirements at Nuclear Power Plant and Technical Specifications for them are the fields where the use of such information may result in a more significant impact. In the future, the use of the risk assessment at new Nuclear Power Plant design is going to foresee a new way of regulation from the origin of these new plants, closer to the current situation and to the classic concepts of Defense in Depth and the Safety Margins using the available technology for analyzing risks.

INTRODUCCIÓN

El riesgo de que ocurra un daño se percibió desde las primeras etapas de la utilización pacífica de la energía nuclear, igual que muchas otras actividades productivas del hombre. Por ello, se establecieron una serie de normas y regulaciones encaminadas a limitar este riesgo, ya que la protección absoluta resulta inalcanzable.

Dado el gran potencial de las consecuencias de un accidente, la regulación se encaminó a la prevención y mitigación de accidentes implantando una filosofía de defensa-en-profundidad, es decir, de múltiples barreras, diversas y efectivas, entre los productos de fisión y la población y el medio ambiente.

Cuando el riesgo no se puede medir de manera cuantitativa, lo natural es establecer una normativa que, acumulando márgenes de seguridad y garantías adicionales, minimice la posibilidad de un daño severo a la instalación y al público ante la ocurrencia de sucesos postulados (accidentes base de diseño) que envuelvan la ocurrencia de otros de menor severidad. Estos accidentes se postulan, además, concurrentes con determinadas condiciones como, por ejemplo, la ocurrencia de un fallo activo en el interior de la instalación y la pérdida de alimentación eléctrica exterior.

Esta normativa es conceptualmente sencilla pero, por su propia definición, poco flexible.

A lo largo de los años de explotación de la energía nuclear, la comunidad científica y técnica ha adquirido la capacidad de estimar el riesgo de la operación de los reactores nucleares, integrando herramientas y métodos que soportan los Análisis Probabilistas de Seguridad (APS). La experiencia operativa de miles de años-reactor, con cientos de equipos en cada central, ha sido también imprescindible para estos desarrollos.

En España, la realización de estudios específico, con modelos detallados y

datos de fallos e indisponibilidades propios de la central, de acuerdo con lo indicado en el "Programa Integrado de Realización y Utilización de los APS en España" (Ref. 1), ha ocasionado que las centrales dispongan de APS de gran calidad y que reflejan con suficiente aproximación la realidad de la central.

De esta manera, queda clara la potencia de estas herramientas para racionalizar y flexibilizar requisitos normativos, permitiendo focalizar las inversiones en aquellos aspectos en los que resulten más beneficiosas. El camino de aplicación real de estos conceptos preliminares ha sido arduo hasta concretarse, en nuestros días, en las tres Opciones propuestas por la NRC (SECY 98-300, Ref. 2) y en el desarrollo de documentos de consenso entre el CSN y el Sector en nuestro país. En este apartado se describen brevemente los antecedentes de manera que permitan reconocer la traza seguida a lo largo de los años por la normativa informada por el riesgo, más que como referencia de compromiso con el pasado que los nuevos desarrollos están dejando atrás. Se describen también en este artículo los documentos más recientes de la normativa aplicable (alguno de ellos está incluso editado como borrador para comentarios).

Hay que señalar que nos vamos a centrar en los antecedentes de la normativa informada por el riesgo, siendo este riesgo *percibido cuantitativamente*. A lo largo de la evolución de la normativa han ido apareciendo requisitos adicionales basados o informados por el riesgo *percibido cualitativamente* o a

través de la experiencia operativa; ejemplos de esta normativa son las reglas de ATWS (10CFR50.62) y de SBO (10CFR50.63) en Estados Unidos.

LINEAS DE IMPLANTACION DE LA REGULACIÓN INFORMADA POR EL RIESGO (RIR)

La USNRC adoptó su posición final en Agosto de 1995, en la que animaba a un mayor uso de estas técnicas de análisis para optimizar el proceso de toma de decisiones en seguridad y mejorar, a su vez, la eficacia reguladora. Sus principales fundamentos eran:

- El uso de la tecnología de APS debería aumentarse al máximo en todas las materias reguladoras, mientras pueda soportarse con el estado-del-arte en métodos de APS y datos, de manera que complemente la aproximación determinista y soporte la filosofía tradicional de 'defensa en profundidad'.

- El APS y análisis asociados (como análisis de sensibilidad, incertidumbre e importancia) deberían ser usados en materias reguladoras para reducir conservadurismos innecesarios asociados a los requisitos reguladores existentes, guías reguladoras, compromisos de licencia y prácticas del personal técnico. Deberían desarrollarse procedimientos para incluir el APS en el proceso de cambios a los requisitos regulatorios y debería sobreentenderse que las normas existentes deberían seguir cumpliéndose salvo que fueran modificadas.

- Las evaluaciones del APS para soportar decisiones regulatorias deberían ser tan realistas como fuera posible y los datos utilizados deberían estar públicamente disponibles para revisión.

- Los objetivos de seguridad ("safety goals") de la NRC para las centrales nucleares, así como sus objetivos subsidiarios, debían ser usados teniendo en cuenta las incertidumbres, al emitir juicios regulatorios sobre la necesidad de imponer nuevos requisitos a las centrales.

La USNRC esperaba que la implantación de este "Statement Policy" (Ref. 3) mejoraría el proceso regulador en tres áreas: la mejora en la toma de decisiones de seguridad basadas en APS, el uso más eficiente de los recursos propios y la reducción en cargas innecesarias en los titulares.

En paralelo con este documento, el staff emitió un Plan de implantación, SECY-97-076 (Ref. 4), para definir y organizar las actividades relacionadas con el APS que se iban a emprender.

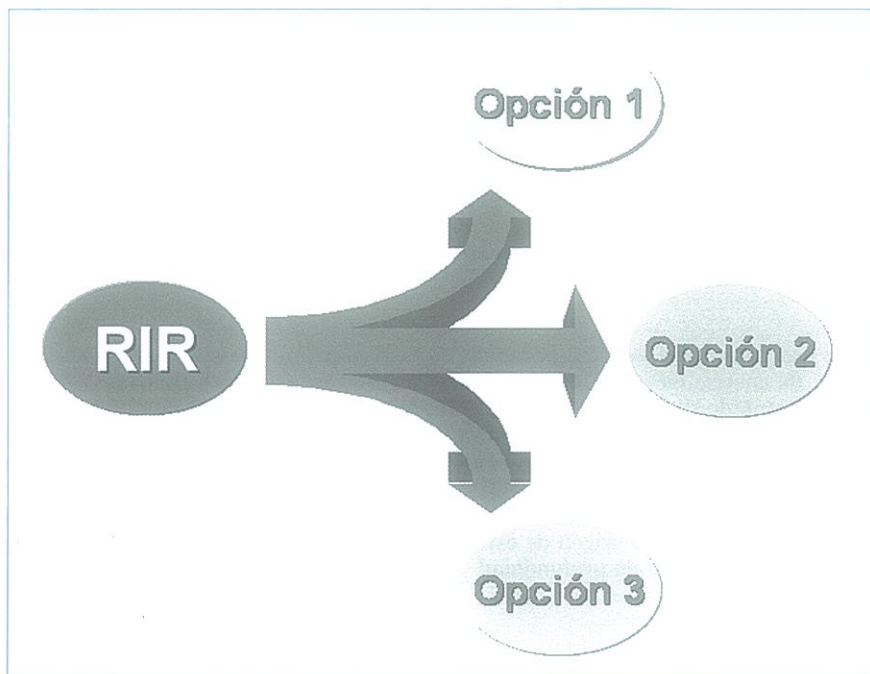


Figura 1: Opciones de la Regulación Informada por el Riesgo

Como resultado de ambos documentos, se elaboraron el NUREG-1602 (Ref. 5) y las guías reguladoras asociadas.

En el SECY 98-300 (Ref. 2) la USNRC propone 3 posibles opciones para aplicar los resultados de los estudios APS y la consideración de los conceptos englobados en el término *informados por el riesgo* de los requisitos reguladores existentes en el actual 10CFR50. El contenido de estas 3 opciones se resume en:

OPCIÓN 1.- Mantener las actuales limitaciones reguladoras y considerar en el marco de las mismas las aproximaciones informadas por el riesgo, según las directrices de la R.G. 1.174 (Ref. 6) y otras R.G. asociadas (Refs. 7), sin hacer cambios al 10CFR50.

OPCIÓN 2.- Realizar cambios al alcance total de sistemas, estructuras y componentes (ESCs) con 'tratamiento especial' en el 10CFR50 (como, por ejemplo, garantía de calidad, especificaciones técnicas, cualificación ambiental y evaluaciones 50.59), mediante la redefinición de los conceptos de ESCs 'relacionados con la seguridad' y 'significativos (importantes) para la seguridad'.

OPCIÓN 3.- Hacer cambios a requisitos específicos en el cuerpo de la regulación, incluyendo los criterios generales de diseño.

En su propuesta a la Comisión, el staff de la USNRC recomienda la apro-

bación de la implantación de la Opción 2 a través de estudios piloto, a la par que se manifiesta favorable a mantener como alternativa aceptable la Opción 1 y como línea de estudio paralelo la Opción 3.

Posteriormente, la USNRC emitió los SECY-99-256 (Ref. 8) con el plan del staff para generar regulación ("rulemaking") respecto de la utilización de criterios de riesgo en los requisitos de tratamiento especial (Opción 2), SECY-99-264 (Ref. 9) con el plan propuesto por el staff para informar por el riesgo los requisitos técnicos del 10CFR50 (Opción 3), y SECY-00-086 (Ref. 10) con un informe del estado de avance de este último plan. Este plan consistía en dos fases: la primera, identificar y priorizar regulaciones candidatas e identificar los cambios propuestos a requisitos técnicos, y la segunda desarrollar, para las regulaciones seleccionadas y aprobadas por la Comisión, bases técnicas detalladas y continuar desarrollando normativa.

Paralelamente a la RIR, la USNRC ha establecido un nuevo marco para el proceso de supervisión de los reactores ("Reactor Oversight Process", ROP (Ref. 11)), también Informado por el Riesgo. Este proceso es jerarquizado: a partir del principio de asegurar la seguridad de las plantas hay tres áreas estratégicas de funcionamiento: seguridad del reactor, seguridad frente a las radiaciones y salvaguardias. Dentro de cada una de estas áreas estratégicas se encuentran los "pilares de seguridad"

("cornerstones") que reflejan los aspectos esenciales para la operación segura de la instalación. El ROP proporciona medios para recoger la información sobre el comportamiento del titular, evaluar esta información de acuerdo con su significación para la seguridad y dar la oportuna respuesta por parte de la USNRC y del titular.

Los pilares de seguridad que se han definido son: sucesos iniciadores, sistemas de mitigación, integridad de las barreras, capacidad de respuesta a la emergencia, seguridad frente a la radiación ocupacional, seguridad frente a la radiación al público y protección física. Adicionalmente, se definen tres elementos horizontales que afectan y están presentes en todos los pilares de seguridad: comportamiento humano, preocupación de la dirección por la seguridad y capacidad de los trabajadores para detectar fallos en la seguridad y, finalmente, búsqueda y resolución de los problemas.

Para cada pilar de seguridad, la USNRC desarrolla los hallazgos de sus inspecciones y el titular recoge los datos de sus indicadores de comportamiento. Los hallazgos son evaluados de acuerdo con su significación para la seguridad siguiendo un proceso llamado "*Significance Determination Process*" (SDP). Los indicadores de comportamiento ("*Performance Indicators*", PI) se comparan frente a valores de referencia previamente establecidos. La información resultante es evaluada y da lugar a la respuesta de la USNRC, de acuerdo con un procedimiento que sigue una matriz de actuación ("*action matrix*"). Esta respuesta va desde inspecciones adicionales hasta medidas coercitivas como multas o sanciones. Otro aspecto relevante de todo el proceso es que toda la información tanto de PIs como de inspecciones o de medidas de la USNRC es pública.

El comportamiento de las centrales es controlado combinando medidas objetivas (PI) con el programa de inspecciones de la USNRC, centrándose en las actividades de la central que tiene mayor impacto en el riesgo. Los PI se basan en datos objetivos que son recogidos y tratados por el titular y remitidos a la USNRC trimestralmente. Los PI, por cada pilar de seguridad, son los siguientes:

- Sucesos Iniciadores: paradas del reactor no planificadas, pérdidas del sistema normal de refrigeración del reactor tras una parada no planificada, sucesos no planificados que resultan en cambios significativos en la potencia del reactor.
- Sistemas de Mitigación: indisponi-

bilidades en sistemas de seguridad (ECCS y sistemas de alimentación eléctrica de emergencia), fallos en sistemas de seguridad.

- Integridad de las barreras: integridad de las vainas (medido como radiactividad en el RCS), tasa de fugas en el RCS.

- Capacidad de respuesta a la emergencia: comportamiento en simulacros de la Organización de Respuesta a la emergencia, presteza de la ORE, disponibilidad del sistema de aviso a la población circundante.

- Seguridad frente a la radiación ocupacional: Cumplimiento con la normativa de control de acceso a las áreas de radiación de la central, exposiciones incontroladas a la radiación de trabajadores mayores del 10% del límite establecido.

- Seguridad frente a la radiación al público: emisión de efluentes que requieren notificación por normativa de la USNRC o condiciones de licencia.

- Protección física: disponibilidad de los equipos del sistema de seguridad física, cumplimiento del programa de investigación del personal, efectividad del programa de aptitud para el trabajo de los empleados.

El programa de inspecciones incluye unas inspecciones mínimas ("*baseline*") comunes a todas las centrales y otras para las centrales con peor comportamiento. Hay también inspecciones adicionales en respuesta a un suceso específico o a un problema que surja en una central dada. El programa de inspecciones mínimas, basado en los pilares de seguridad, se centra en las actividades y sistemas que son más significativos para el riesgo y consta de tres partes: inspección de áreas no cubiertas por los PIs, inspección de la exactitud de los informes del titular sobre los PIs y una revisión detallada de la efectividad de la central para detectar y resolver los problemas por sí misma.

El Proceso de Determinación de la Significación (SDP) ayuda a los inspectores a determinar la significación para la seguridad de sus hallazgos. Se utiliza inicialmente para cribar aquellos hallazgos de las inspecciones que no suponen un incremento significativo del riesgo y que, por tanto, no deben ser analizados en más detalle (color verde). Los que superan este cribado se someten a una evaluación del riesgo más minuciosa en la que pueden intervenir expertos de la USNRC y del personal de la central. En concreto, el SDP sigue un proceso de tres fases para clasificar los hallazgos de las inspecciones de acuerdo con su significación, poten-

cial o real, para el riesgo. Estas fases son: definición y cribado inicial de los hallazgos, análisis mediante un modelo de APS simplificado y justificación y conclusión de la significación para el riesgo. La segunda fase consta, a su vez, de identificación del impacto del hallazgo en una función, sistema o componente, identificación de las secuencias de accidente afectadas y uso de tablas para determinar el cambio en la frecuencia de daño al núcleo.

La matriz de actuación ofrece una guía sobre el color que se debe asignar al comportamiento de la planta, teniendo en cuenta los colores obtenidos tanto en PIs como en hallazgos. La matriz establece también las líneas maestras de la respuesta de la USNRC que varía desde los programas mínimos de inspección o interacción de rutina entre los inspectores y el personal de planta hasta la retirada del permiso de operación.

Mediante este proceso se cumplen los objetivos fijados en su momento por la USNRC, que son: mantener la seguridad estableciendo un marco que permita la operación segura continuada de las centrales, aumentar la confianza del público, mejorar la eficiencia, efectividad y realismo del proceso centrándolo en los aspectos más significativos para el riesgo y, finalmente, reducir la carga regulatoria innecesaria. Se espera que, al aplicar este nuevo proceso, las resoluciones de la USNRC resulten más predecibles, consistentes, objetivas y transparentes que las que se obtenían de los procedimientos anteriores.

De manera consistente con el proceso descrito en el párrafo anterior, la USNRC ha desarrollado un marco ("*framework*") para incorporar información relativa al riesgo en los requisitos técnicos de la regulación. Este "*framework*" describe el proceso, aproximación y directrices que deben ser aplicadas al revisar, formular y recomendar alternativas informadas por el riesgo a los requisitos técnicos del 10CFR50, lo que se corresponde con la Opción 3 del SECY-98-300 (Ref. 2). Este marco no está orientado a los titulares sino a las actividades de la propia USNRC y se basa en la estructura piramidal culminada por el objetivo de proteger la salud del público y la seguridad. Este objetivo se consigue mediante el uso de "pilares de seguridad" ("*cornerstones*") para la operación segura de las plantas nucleares. El pilar de seguridad de Seguridad del Reactor, sobre el que se centra actualmente este marco, descansa sobre estrategias que mantienen los conceptos tradicionales de prevención y mitigación.

LA OPCIÓN 2 DE LA RIR

Después de implantarse con éxito en España las Guías Regulatorias que permiten informar por el riesgo determinadas bases de licencia, como se ha señalado anteriormente, se pensó que el grado de avance en la Opción 2 de la RIR era tal que debía explorarse la posibilidad de su implantación en nuestro país, como se describe a continuación.

La normativa nuclear española establece la aplicabilidad de una serie de Requisitos de Tratamiento Especial (RTEs), esto es, requisitos impuestos a las Estructuras, Sistemas y Componentes (ESCs) relacionados con la seguridad, que van mas allá de los requerimientos industriales habituales (grado comercial), con la intención de garantizar que son capaces de realizar sus funciones en condiciones base de diseño.

El Consejo de Seguridad Nuclear, de acuerdo con la tendencia marcada por la USNRC, está contemplando la posibilidad de revisar su normativa para permitir la adecuación de tales RTEs a la importancia real para la seguridad de los ESCs. Esto significaría que la clasificación tradicional de ESCs en "relacionadas con la seguridad" y "no relacionadas con la seguridad" debería complementarse con una nueva clasificación que distinguiese entre "importantes para la seguridad" y "no significativas para la seguridad". De esta manera, la nueva normativa permitiría relajar o eliminar determinados RTEs para aquellos ESCs relacionados con la seguridad, pero que no sean realmente significativos para la seguridad, a la vez que haría que se determinara si los controles existentes para aquellos componentes no relacionados con la seguridad que sin embargo son importantes para el riesgo son adecuados para asegurar su funcionamiento de acuerdo con su función significativa para la seguridad.

Con el objeto de demostrar la aplicabilidad y los beneficios de esta nueva regulación informada por el riesgo, conocida como Opción 2, el CSN ha promovido la realización de un proyecto que ha contado con CN Cofrentes como planta piloto y que ha sido desarrollado por IBERINCO.

El primer objetivo del proyecto ha sido probar, en dos sistemas de la central piloto, la metodología propuesta por la industria americana para la categorización de ESCs, la cual está todavía en estado de borrador y con numerosos comentarios de la USNRC.

El segundo de los objetivos del proyecto ha sido demostrar la capacidad de los métodos disponibles en el mo-

mento actual (estado-del-arte) de la RIR Opción 2, que es un proceso vivo, todavía en fase de propuesta y sujeto a comentarios, para adecuar los RTEs aplicables a los ESCs de la central piloto a su importancia real para la seguridad, dentro de un alcance amplio pero limitado.

Ambos objetivos han sido cubiertos y como producto final del proyecto se ha obtenido una Guía Metodológica para la aplicación de la RIR Opción 2, tanto para llevar a cabo el proceso de categorización de los ESCs de los sistemas a los que se quiera aplicar dicha Opción 2, como para la adecuación a la importancia real para la seguridad de los requisitos de tratamiento especial aplicables a los ESCs.

El proyecto ha constado de dos etapas principales: la categorización de estructuras, sistemas y componentes de la central y la redefinición del alcance de los requisitos de tratamiento especial. Finalmente, se elaboró una Guía metodológica que cubre ambas etapas.

Proceso de categorización

En el proceso de categorización llevado a cabo en la aplicación piloto de la RIR Opción 2 a CN Cofrentes se ha seguido como referencia la Guía NEL 00-04 (Ref. 13), la cual propone un método extensivo y sistemático que tiene en cuenta tanto los contribuyentes al riesgo de la planta, como la defensa en profundidad. Se han tenido en cuenta los comentarios expresados por la USNRC a dicha Guía (DG 1121,

Ref. 14), así como las particularidades de los datos, los APS y la cultura de las plantas españolas a la hora de categorizar y de plasmarlo en una guía metodológica después.

El propósito del proceso de categorización no es otro que el de determinar en cuál de las cuatro categorías siguientes encajan los distintos ESCs de la planta:

- RISC-1: ESCs relacionados con la seguridad y significativos para la seguridad.
- RISC-2: ESCs no relacionados con la seguridad y significativos para la seguridad.
- RISC-3: ESCs relacionados con la seguridad y no significativos para la seguridad.
- RISC-4: ESCs no relacionados con la seguridad y no significativos para la seguridad.

Un elemento esencial del proceso de categorización es el APS específico de la planta, así como el resto de estudios de riesgo de la misma. En el caso de la planta piloto, CN Cofrentes, se dispone de APS Nivel 1 de sucesos internos, de incendios y de inundaciones a plena potencia, APS de Nivel 2, IPEEE que incluye un Análisis de Márgenes Sísmicos así como el estudio de vulnerabilidad a vientos fuertes y al impacto de aviones y APS en Otros Modos de Operación.

Los APS de España y en particular el de CN Cofrentes, han sido desarrollados y mantenidos al día de acuerdo



Figura 2. Clasificación preliminar de ESCs según Criterios Deterministas y Risk-Informed

con la mejor metodología disponible y han sido minuciosamente revisados por el CSN, que los ha aceptado. Adicionalmente, el CSN inspecciona periódicamente el mantenimiento y uso de los APS que fueron aceptados en su día. Con este proceso, se juzga que la idoneidad de los estudios de riesgo de la planta piloto está garantizada a un nivel por lo menos igual al requerido en la Guía NEI 00-04.

Para el desarrollo del proyecto piloto se eligieron dos sistemas: el Sistema de Agua de Servicios Esenciales (P40) y el Sistema de Mezcla de la Atmósfera de la Contención (T52).

En concreto, para la categorización de los ESCs de estos dos sistemas, se han realizado las siguientes tareas:

- Recopilación y análisis de la documentación de referencia aplicable para el análisis.

- Definición y alcance de las funciones de dichos sistemas, así como asignación de sus ESCs a las funciones definidas para cada uno de ellos.

- Categorización de los ESCs en función de su significación para la seguridad y del mantenimiento de la defensa en profundidad, dentro de un proceso integrado de toma de decisiones por un Panel de Expertos de CN Cofrentes, que ha contado con especialistas en Operación, Licencia, Garantía de Calidad, Ingeniería de Sistemas y Mantenimiento. Los miembros de este panel han recibido formación adecuada en APS, los principales resultados del APS de CN Cofrentes y en métodos de RIR.

- Análisis de sensibilidad sobre los componentes categorizados preliminarmente como de baja significación para la seguridad, con el objeto de ver el cambio producido en su categorización preliminar, al suponer que su fiabilidad disminuye.

- Reanálisis de las funciones categorizadas preliminarmente como significativas para la seguridad, con el objeto de determinar si todos sus ESCs tienen la misma significación dentro de la función.

- Obtención de los conjuntos de componentes RISC-1/ RISC-2/ RISC-3 y RISC-4, teniendo en cuenta los ESCs relacionados con la seguridad y los no relacionados con la seguridad.

Los resultados obtenidos, en número de componentes y porcentaje relativo asignado a cada categoría de seguridad, se presentan en la tabla 1.

De la experiencia obtenida en el citado proceso de categorización, en el que se ha seguido dentro de lo posible la Guía del NEI (Ref. 13), se ha concluido, de forma general, que el méto-

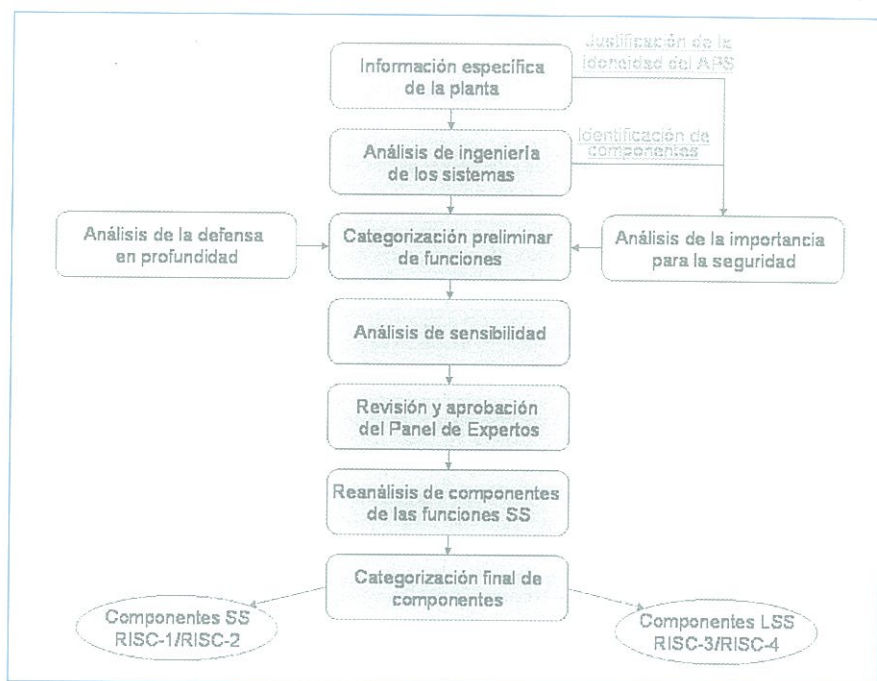


Figura 3: Proceso de Categorización

Tabla 1

	RISC-1	RISC-2	RISC-3	RISC-4
P40	172 (21,0%)	12 (1,5%)	411 (50,1%)	225 (27,4%)
T52	64 (31,8%)	13 (6,5%)	89 (44,3%)	35 (17,4%)

do de categorización propuesto por dicha Guía no es un camino óptimo, pues va y vuelve del análisis de componentes al de funciones, pero arroja resultados consistentes, ya que es exhaustivo con respecto a los análisis de riesgo a tener en cuenta para determinar la significación para la seguridad de los ESCs.

Otras conclusiones que pueden extraerse de la categorización piloto son:

- Al no abordar la categorización de la planta en su conjunto, el resultado está bastante del lado conservador: aquellos componentes que pueden desarrollar alguna función dentro de otro sistema, a priori significativa por no estar analizada, se consideran de forma preliminar como potencialmente significativos.

- El Panel de Expertos juega un papel relevante y debería ser más abierto, es decir, debería poder decidir sobre la adecuación de ESCs categorizados de forma preliminar como de alta significación, sugiriendo en aquellos casos en los que lo considerase conveniente, por haber sido demasiado conservadores en la categorización preliminar, su recategorización como de baja signifi-

cación. Actualmente, la Guía del NEI no permite al Panel más que aumentar la significación de los componentes.

Análisis de los requisitos de tratamiento especial

La segunda parte del proyecto piloto ha consistido en el análisis del significado de los Requisitos de Tratamiento Especial (RTEs) a los que el 10 CFR 50.69 (Ref. 12) permite hacer exenciones a su cumplimiento para aquellos componentes categorizados como RISC-3 que, como ya se ha dicho, son aquellos componentes relacionados con la seguridad pero de baja significación para la seguridad. Para ello se ha estudiado la normativa americana aplicable, en la que se describe el origen y el objeto de la aplicación de tales RTEs, que son requisitos más allá de las prácticas normales de la industria que garantizan que los ESCs realizan su función de seguridad, y también qué es lo que significan dichas exenciones aplicadas a la normativa española, analizando cómo se han traducido los RTEs de la normativa americana a la española y si éstos aplican o no a las plantas españolas. Adicionalmente, se ha analizado también qué controles alternativos

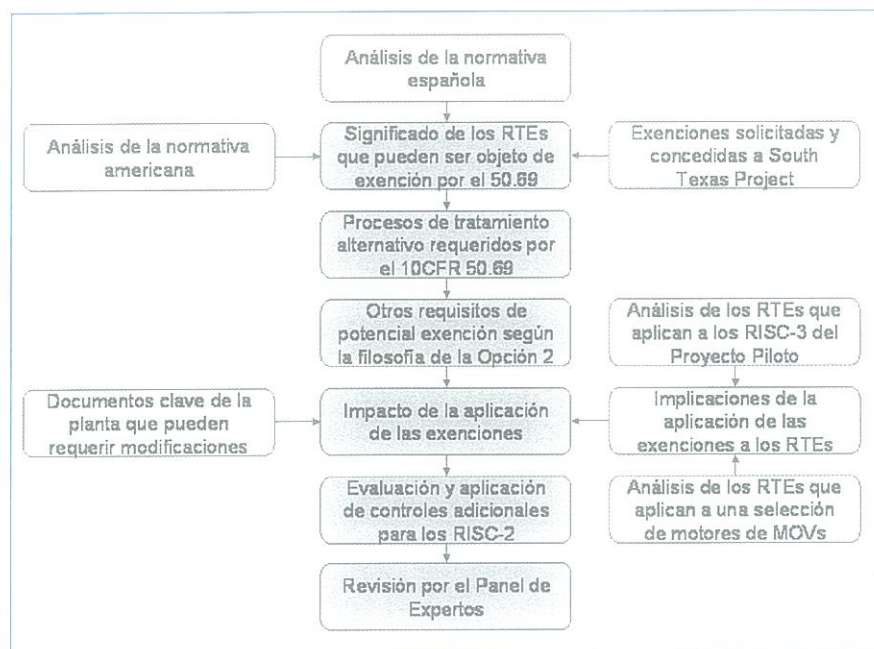


Figura 4: Desarrollo del Análisis de los Requisitos de Tratamiento Especial

exige el 10 CFR 50.69 (Ref.12) para aquellos componentes RISC-3 a los que se les deja de requerir la aplicabilidad de los RTEs.

En este sentido, el segundo objetivo del proyecto ha sido cubierto, puesto que se han determinado los requisitos de tratamiento especial susceptibles de exención aplicables en España, los métodos disponibles para aplicar tales exenciones, las implicaciones que esto tendría y, finalmente, se han analizado los requisitos específicos que aplicaban a los componentes categorizados como RISC-3 en el proyecto piloto y lo que supondría llevar a cabo las exenciones a esos requisitos.

Se ha analizado también qué ha significado para la concesión de dichas exenciones para la central de South Texas Project, pionera en este tema, que recibió aprobación de la USNRC a la exención solicitada en Agosto de 2001 (Ref. 15), antes incluso de la emisión del primer borrador de texto legal del 10 CFR 50.69 (Ref. 12).

Por otro lado, también se ha explorado qué otros requisitos podrían también ser objeto de exención para los componentes RISC-3 como consecuencia de la aplicación de esta metodología en un sentido amplio, esto es, como consecuencia de un cambio en la cultura de seguridad de la planta y extendiendo la "información por el riesgo" a todos aquellos ámbitos a los que sea posible.

También se ha cubierto otro objetivo del proyecto con el análisis de los

componentes RISC-2, para los que se ha estudiado cómo evaluar su fiabilidad y disponibilidad para determinar la conveniencia de aplicarles algún tipo de control adicional, analizando qué clase de controles podrían ser requeridos. Esta parte se ha completado con la evaluación de las funciones para las que han resultado significativos los componentes categorizados como RISC-2 en el proyecto piloto, revisando los controles actualmente existentes para asegurar el buen comportamiento de esos componentes en el desarrollo de sus funciones significativas.

La RIR Opción 2 es un proceso tan reciente y su estado es tan abierto, que actualmente no existe ninguna guía ni metodología establecida para llevar a cabo la adecuación de los requisitos de tratamiento especial a la importancia real de los ESCs. Por este motivo, el trabajo realizado en el proyecto piloto incluye métodos novedosos tanto para la aplicación de las exenciones a los RTEs (RISC-3) como para la evaluación y aplicación de controles adicionales a los RISC-2, que condensan desarrollos nuevos, la experiencia de South Texas Project ganada en su aplicación pionera de la Opción 2 y la experiencia española de dedicaciones realizadas sobre componentes de grado comercial.

El Panel de Expertos, pieza clave en todo el proceso, ha participado en el trabajo realizado revisándolo y aportando sus impresiones y comentarios, de los que se puede destacar:

- el método propuesto para la im-

plantación de las exenciones a los requisitos de tratamiento especial ha sido considerado, en general, correcto y adecuado

- ha señalado la claridad y la sistemática en el proceso de sustitución de componentes

- ha indicado la utilidad de la Opción 2 en general para las modificaciones de diseño a implantar en sistemas previamente categorizados

- ha señalado también las ventajas claras que supone para la gestión de la planta la posibilidad de eliminar requisitos como los de la Regla de Mantenimiento, pruebas e inspecciones a los componentes no significativos para la seguridad

- ha permitido centrar la atención y los recursos en aquellos componentes que sí son significativos para la seguridad de la planta, como son también los componentes RISC-2 a los que, con esta metodología, se les dará el tratamiento más adecuado en relación a sus funciones.

En la tabla 2 se incluye un resumen de las exenciones a los RTEs que permite el 10 CFR 50.69 (Ref. 12) para aquellos componentes categorizados como RISC-3.

Guía Metodológica

El producto final de este proyecto piloto es la Guía Metodológica que IBERINCO ha desarrollado para la aplicación de la RIR Opción 2, la cual servirá de borrador de trabajo al CSN para elaborar su propia guía para la adopción de esta nueva propuesta de RIR por parte de las centrales españolas.

El alcance de la Guía Metodológica desarrollada, en cuanto al proceso de categorización de ESCs se refiere, cubre los apartados propuestos por la Guía NEI 00-04 que son de aplicabilidad general a las plantas españolas, esto es, los relativos a los aspectos técnicos del proceso de categorización. Sin embargo, no se han incluido los apartados relativos a los aspectos administrativos relacionados con la implantación de la RIR Opción 2, como son por ejemplo el control de cambios, el proceso documental requerido o la forma en que deben presentarse las solicitudes de exención, puesto que esos son aspectos que competarán al CSN cuando revise esta guía para elaborar la suya propia.

En cuanto al "tratamiento alternativo" que la RIR Opción 2 permite dar a los ESCs en función de su categorización, la experiencia obtenida en el desarrollo de este proyecto, tanto en el análisis del significado de los requisitos

Tabla 2

REQUISITOS DE TRATAMIENTO ESPECIAL	ALCANCE DE LA EXENCIÓN
Requisitos del 10CFR 21 y 10CFR 50.55e del 10CFR.	Los componentes categorizados como RISC-3 no necesitan cumplir los requisitos de estas secciones
Requisitos de calificación ambiental del 10CFR 50.49	- Las pruebas, registros de documentación y aplicación de márgenes de calificación ambiental especificados en el 10CFR 50.49 no aplican a los componentes categorizados como RISC-3 - No es necesario mantener la calificación ambiental de los componentes RISC-3 como estipula el 50.49 - Los componentes RISC-3 pueden ser reemplazados por otros que no estén calificados según el 50.49 - De acuerdo con el 50.49, los componentes RISC-3 deben estar diseñados para funcionar adecuadamente bajo las condiciones ambientales que establezcan las bases de diseño.
Requisitos de las secciones 10CFR 50.55a(f), (g) y (h)	- Eliminación de requisitos relacionados con la inspección, y prueba, pero no con el diseño, para los componentes RISC-3 10CFR 50.55a(f) contiene requisitos de prueba en servicio (IST) para componentes clase 1, 2 y 3: - Para los componentes RISC-3 estos requisitos pueden sustituirse por otros alternativos contenidos en el 10CFR 50.69 (d)(2) (iii) que permiten mayor flexibilidad. 10CFR 50.55a (g) contiene requisitos de inspección en servicio (ISI), y de reparación y sustitución para componentes de Clase 1, 2 y 3. - Los componentes RISC-3 de Clase 1 tienen que seguir cumpliendo los requisitos de ASME en cuanto a la reparación y sustitución. - Los componentes RISC-3 de Clase 1, 2 y 3 no tienen que cumplir requisitos específicos de ASME en cuanto a los requisitos de inspección en servicio. 10CFR 50.55a (h) incorpora requisitos del IEEE279 y del IEEE603 relacionados con la garantía de calidad y calificación ambiental. Estos requisitos no son aplicables a los componentes RISC-3.
Requisitos del 10CFR 50.65	Los componentes RISC-3 quedan fuera del alcance de la Regla de Mantenimiento y no necesitan cumplir los requisitos (a)(1), (a)(2) y (a)(3).
Requisitos del 10CFR 50.72 y 10CFR 50.73	Los componentes RISC-3 no necesitan cumplir los requisitos de estas secciones del 10CFR.
Requisitos del Apéndice B al 10 CFR 50	Los componentes categorizados como RISC-3 no necesitan satisfacer los requisitos de garantía de calidad contenidos en este Apéndice B.
Requisitos del Apéndice J al 10CFR 50	- No son aplicables las pruebas de fugas tipo "B" a aquellas penetraciones RISC-3 que se encuentren presurizadas y dispongan de vigilancia continua de esta presión, o bien que tengan un diámetro inferior a 1". - No son aplicables las pruebas de fugas tipo "C" a aquellas válvulas de aislamiento de la Contención que cumplan uno o más de los siguientes criterios: - La válvula se requiere que esté abierta en condiciones de accidente para evitar o mitigar daños al núcleo. - La válvula está normalmente cerrada en un sistema cerrado lleno de agua. - La válvula está en un sistema cerrado cuyas tuberías tienen una presión que excede la de diseño de Contención y no están conectadas a la Barrera a Presión del Refrigerante del Reactor. - La válvula tiene un tamaño inferior o igual a 1".
Requisitos sísmicos del Apéndice A al 10 CFR 100	- Para los componentes RISC-3 no aplica el requisito de demostrar que están diseñados para soportar el SSE y el OBE mediante pruebas de calificación o métodos de ingeniería. - Los componentes RISC-3 pueden ser reemplazados por otros que no estén calificados según el Apéndice A.

de tratamiento especial a los que la normativa propuesta por el 10 CFR 50.69 (Ref. 12) permite solicitar exenciones a su cumplimiento para los ESCs de baja significación para la seguridad (RISC-3 y RISC-4), como en el estudio del impacto e implicaciones de la implantación de dichas exenciones y en los potenciales controles adicionales que podrían llegar a requerirse en algún componente categorizado como RISC-2, ha sido fundamental para la realización de la Guía Metodológica.

Se espera que esta guía sea aceptada por el CSN, con los comentarios pertinentes, como guía de aplicación de la Opción 2 en las centrales españolas.

Conclusiones del proyecto piloto

Actualmente, la RIR Opción 2 está siendo una apuesta decidida tanto de la USNRC como de la industria americana. En el caso de España, está viviendo un fuerte impulso del CSN, que ha decidido dedicar los recursos necesarios para el desarrollo de este pro-

yecto piloto que aquí se ha presentado resumidamente, con el objeto de ver la potencialidad del método, así como sus fortalezas y debilidades.

Los resultados del proyecto han demostrado la capacidad de los métodos disponibles de la RIR Opción 2, que es un proceso vivo, todavía en fase de propuesta y sujeto a comentarios, incluso en EE.UU. De hecho, actualmente, no existe ninguna guía ni metodología establecida, ni por la industria americana ni por la USNRC para la adecuación de los RTEs a la importancia real de los ESCs, por lo que el trabajo en relación con la aplicación de las exenciones a los RTEs (RISC-3) y la evaluación y aplicación de controles adicionales a los RISC-2 que se recoge en la Guía Metodológica desarrollada en este proyecto es completamente novedoso.

Una de las fortalezas a destacar de este método es que permite la focalización de los recursos, tanto de la industria como del Organismo Regulador,

en los ESCs más significativos para la Seguridad.

El proyecto ha contado con la colaboración de un Panel de Expertos de CN Cofrentes, que reunía expertos de las áreas fundamentales de la planta además de contar con experiencia en paneles de expertos de aplicaciones previas del APS. El Panel de Expertos es una pieza clave en el proceso de categorización de ESCs, pero como se sugiere en la Guía Metodológica, debería también tener un papel destacado en la promoción y supervisión de la aplicación de las exenciones a los RTEs.

ESPECIFICACIONES DE FUNCIONAMIENTO INFORMADAS POR EL RIESGO

En 1999, el NEI formó una "task force" dedicada a la optimización de ETFs informadas por el riesgo, con el objeto de desarrollar propuestas consistentes por parte de la industria, para la aplicación de la percepción del riesgo en

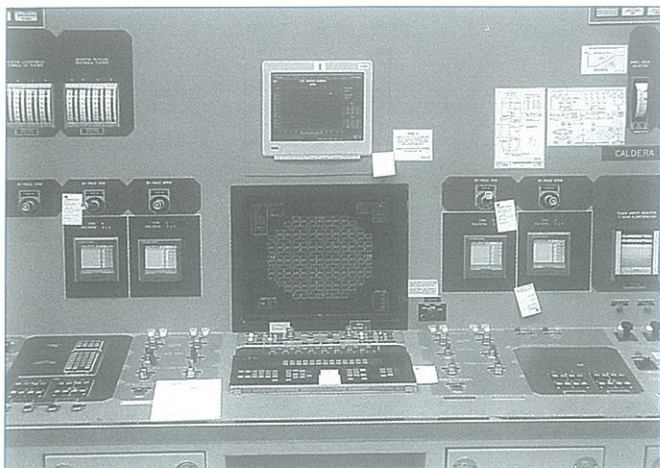


Figura 5: Panel de Sala de Control

la reforma de las ETFs, reforzando así las actividades ad-hoc de los grupos de propietarios.

Aunque inicialmente se trataban como un RTE más, en el SECY-00-194 se establece que el trabajo sobre las Especificaciones Técnicas (10 CFR 50.36) debe ser una actividad separada que se desarrolle en paralelo con la Opción 2, y bajo una normativa diferente, como parte de las iniciativas en marcha para la reforma del 10 CFR 50.36.

En el año 2000, el NEI formó un grupo de trabajo en Especificaciones Técnicas para proporcionar supervisión y direcciones políticas respecto a los temas relacionados con las Especificaciones Técnicas. Este grupo, que continúa trabajando actualmente, se coordina estrechamente con el grupo de trabajo del NEI dedicado a la regulación informada por el riesgo.

El programa de optimización de ETFs abarca ocho iniciativas diferentes para mejorar los requisitos de control de la configuración de las ETFs. Las aproximaciones basadas en el riesgo tienen en cuenta un espectro de posibles sucesos iniciadores junto con sus probabilidades de ocurrencia, mientras que las aproximaciones deterministas consideran tan sólo la ocurrencia de los sucesos base de diseño. Para las Especificaciones Técnicas, las aproximaciones informadas por el riesgo pueden proporcionar importantes mejoras en la seguridad, ya que tienen en cuenta dependencias, sistemas soporte y otros elementos importantes para el control de la configuración de la planta.

Algunas de las iniciativas en marcha son:

- Cambio de los estados finales requeridos en las acciones de las ETFs (de parada fría a parada caliente).

- Eliminación del requisito de parada de la planta en el caso de omisión inintencionada de un requisito de vigilancia.
- Aumento de la flexibilidad en las restricciones.
- Modificación de los tiempos fuera de servicio permitidos con aproximaciones basadas en la gestión de las configuraciones de riesgo.
- Modificación de los intervalos de vigilancia específicos a través de metodología informada por el riesgo.
- Eliminación o relocalización fuera del alcance de las ETFs de todos los sistemas no relacionados con la seguridad, así como los no significativos para el riesgo.

En España, el avance técnico de estas cuestiones ha llegado hasta la Aplicación de los APS a la Optimización de ETFs, proyectos enmarcados dentro del Plan Coordinado de Investigación (PCI), fruto del Convenio de Colaboración entre el Consejo de Seguridad Nuclear y UNESA, y desarrollados por la Universidad Politécnica de Valencia. En estos proyectos se trató de analizar la viabilidad de extender los tiempos permitidos fuera de servicio (AOT) y los intervalos entre pruebas de vigilancia (STI). Se aplicó, en el primer caso, al sistema de Acumuladores de CN Ascó y, en el segundo, a las pruebas de los interruptores de disparo de la misma central. Como producto final se obtuvo una Guía aceptada tanto por el CSN como por el Sector eléctrico.

Por estos motivos, se ha considerado que la madurez técnica en nuestro país es suficiente como para emprender con solvencia un análisis piloto de las

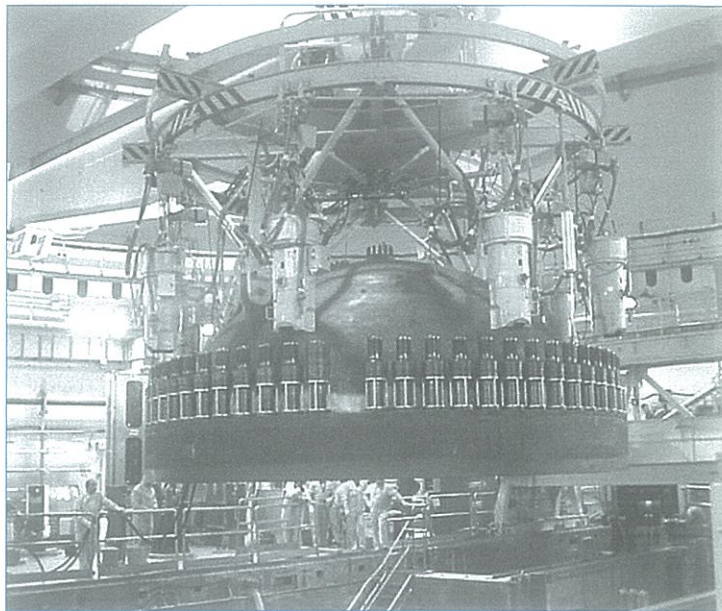


Figura 6: Detalle de la Tapa de la Vasija

Iniciativas del NEI, que ha sido recientemente contratado por UNESA.

Estado actual de las distintas Iniciativas

Tras discusiones mantenidas a lo largo de varios años sobre las Especificaciones Técnicas informadas por el riesgo, actualmente en Estados Unidos el alcance de los cambios previstos es muy grande y las plantas, de forma individual, no tienen recursos suficientes para afrontarlos. Por este motivo, son los grupos de propietarios (CEOG/ WOG, BWOG y BWROG) los que están trabajando conjuntamente con el NEI en una serie de iniciativas informadas por el riesgo, de las que se esperan sustanciales beneficios en su aplicación.

El esfuerzo se inició a finales de 1999, por requisito de la USNRC. Tras diversas reuniones, el NEI y los grupos de propietarios identificaron 8 iniciativas informadas por el riesgo.

Históricamente, la aplicación de las Especificaciones Técnicas se ha orientado siempre al cumplimiento, en algunos casos sin unas bases técnicas del todo claras e incluso, a veces, de forma contraria a lo que sería una acción más apropiada desde el punto de vista del riesgo.

Por esos motivos, se concluyó ampliamente que mejoras continuadas en informar por el riesgo las Especificaciones Técnicas permitirían a la industria focalizar la atención sobre los componentes significativos para la seguridad, permitiendo así un mejor aprovechamiento de los recursos de la planta. También se consideró que

desde el punto de vista regulador, supondría un beneficio, pues al reducir la carga reguladora se tendría una mayor consistencia con el *Reactor Oversight Process* y la Regla de Mantenimiento, los cuales ya son procesos informados por el riesgo. En el futuro la atención se centrará en configuraciones seguras de planta y en la monitorización de los niveles de riesgo.

Se ha determinado igualmente que existen varios temas que, a pesar de no estar relacionados con la gestión del riesgo, también podrían ser beneficiosos. Otros programas como el Mantenimiento *On-Line* se verán facilitados por ese proceso. Las conclusiones fueron que cada uno de estos esfuerzos, tanto individualmente como en combinación con otros, son significativos para la seguridad, la fiabilidad y el coste.

Iniciativa 1

El objeto de esta iniciativa es permitir que las acciones de las Condiciones Límite de Operación (CLO) estén informadas por el riesgo. Por ejemplo, si múltiples trenes del sistema de extracción de calor residual están inoperables, esta iniciativa informada por el riesgo requeriría una transición a Modo 3 (PWRs) en lugar de a Modo 5. Esta iniciativa está actualmente siendo revisada por la USNRC y se espera que sea finalmente aprobada en 2004.

Los beneficios de implantar esta iniciativa se manifiestan tanto en el campo de la seguridad, evitando someter a la instalación a transitorios de parada innecesarios y, en algunos casos, con un nivel de riesgo mayor, y en el campo de la disponibilidad, con una reducción clara del tiempo fuera de servicio al evitarse el proceso de arranque desde parada fría, así como el cumplimiento de los numerosos requisitos de vigilancia de arranque para pasar de modo 5 (PWR) ó 4 (BWR) a modo 2.

Iniciativa 2

Esta iniciativa permite 24 horas para completar un requisito de vigilancia incumplido de forma involuntaria. Esta iniciativa fue aprobada para la central de South Texas Project en el 2002 y la mayoría de las plantas americanas la han incorporado ya. Es una iniciativa actualmente disponible para todos los titulares en EEUU.

Iniciativa 3

Esta iniciativa permite cambios de modo con componentes inoperables. Su implantación estaba prevista para 2003. Tiene algunas limitaciones en su forma de aprobación genérica, puesto que no es aplicable a los generadores

diesel de emergencia ni al agua de alimentación auxiliar a menos que haya una justificación específica de la planta.

Iniciativa 4a

Esta iniciativa está asociada con la extensión de los AOT (tiempo máximo permitido fuera de servicio). Esta iniciativa fue creada para reconocer que cada grupo de propietarios habrían presentado solicitudes de extensión de AOT informadas por el riesgo, que están actualmente en proceso de revisión por la USNRC.

Iniciativa 4b

La iniciativa 4b es particularmente significativa. Es una aplicación informada por el riesgo de gran alcance que pretende aplicar la gestión del riesgo de las configuraciones a las CLO de las Especificaciones Técnicas. El grupo de propietarios de Combustion Engineering ha presentado una solicitud en 2003; sin embargo, tiene un alcance muy limitado, solo incluye un sistema, el de inyección de seguridad de alta presión. South Texas Project (STP) es la planta piloto del grupo de propietarios de Westinghouse y su propósito es presentar una solicitud que incluya varios sistemas. STP tiene ya aprobadas extensiones de AOTs y además dispone de un programa de gestión del riesgo de las configuraciones (*Configuration Risk Management Program*, CRMP), implantado como parte del sistema monitor de riesgo. STP utilizará una aproximación basada en el riesgo de las configuraciones para determinar los AOTs utilizando su CRMP.

Iniciativa 5

Esta iniciativa permitirá a los titulares determinar la frecuencia requerida para las actividades de vigilancia, al pasar los *Surveillance Testing Intervals* (STI) a un programa controlado por el titular. Esto permitirá a las plantas gestionar sus recursos de mantenimiento de forma más eficaz. El líder de esta iniciativa es el BWROG.

La optimización de STIs forma parte de la línea de trabajo de la UPV que ya ha sido probada en proyectos piloto anteriores. En cuanto al cambio de ubicación de Requisitos de Vigilancia a procedimientos de planta, el tema está aún en evolución en EE.UU.

Iniciativa 6

Esta iniciativa aborda la Especificación Técnica 3.0.3 y representa una importante oportunidad para incorporar la información sobre el riesgo. La E.T. 3.0.3 es muy restrictiva (ir a parada en una hora) y ha sido la causa de que

muchas plantas parasen por razones administrativas.

Iniciativa 7

Esta iniciativa será una E.T. del tipo 3.0.x que permitirá a los titulares retrasar hasta 30 días la aplicación de requisitos de una determinada CLO si la inoperabilidad ha sido causada por estar inoperable una característica de diseño (barreras, soportado, HVAC, etc.) que no afectan a la función principal del sistema.

Iniciativa 8

Esta iniciativa se centra en el alcance de las Especificaciones Técnicas para aquellas CLOs que se considera que no cumplen los criterios para estar en las ETs. Además, se considera la posibilidad de proponer un cambio de normativa que requiera informar por el riesgo los criterios de lo que necesita estar en el alcance de las ETs. La Opción 2 de la RIR puede jugar un papel en este proceso al permitir que los componentes categorizados como de baja significación para la seguridad sean eliminados del alcance de las Especificaciones Técnicas o, al menos, eliminar cualquier acción punitiva (por ejemplo cambios de modo de operación o paradas de la planta).

Esta iniciativa, más global que las anteriores, puede considerarse de "largo recorrido": su implantación final dependerá de si se aceptan cambios genéricos (por diseños) o se requieren análisis específicos de cada central.

CONCLUSIONES

Tras casi cuarenta años de experiencia en el diseño y operación de reactores nucleares con fines comerciales de producción de energía eléctrica, el conocimiento de los aspectos que contribuyen a la seguridad de estas instalaciones se ha incrementado de forma notable. De esta manera, el conservadurismo y los márgenes que se dieron en su día para diseñar y especificar las condiciones de operación de las centrales nucleares en ausencia del conocimiento de que se dispone actualmente, pueden ser ajustados para mejorar la eficiencia de esta operación y el uso de los recursos de la industria y de los reguladores.

Siguiendo los pasos que, desde hace años, viene dando el país de origen de la tecnología de la mayor parte de las centrales nucleares españolas, la industria nuclear y el organismo regulador españoles siguen una línea de trabajo para incorporar la información sobre el

riesgo a la forma de operar y regular dichas instalaciones. Como se ha descrito en este artículo, los requisitos de tratamiento de los sistemas, estructuras y componentes de las centrales y las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento para los mismos son los campos en los que el uso de dicha información puede resultar de mayor impacto.

En el futuro, está aún más claro que el uso de la información de los análisis de riesgos en el diseño de nuevas centrales nucleares va a permitir prever un nuevo tipo de regulación desde el origen de estas nuevas centrales. Los problemas actuales de adaptación de diseños, especificaciones y prácticas reguladoras a una situación del conocimiento muy distinta a la que se tenía cuando empezaba a ver la luz la primera generación de centrales nucleares, ya no tendrán razón de ser y se podrá desarrollar un sistema regulador más acorde con la situación actual y que armonice los conceptos clásicos de la defensa en profundidad y de los márgenes de seguridad con la tecnología de que se dispone en el presente para analizar los riesgos.

REFERENCIAS

[1] CSN. "Programa Integrado de Realización y Utilización de los Análisis Probabilistas de Seguridad en España". Ed. 1, 1986. Ed. 2, 1998.

[2] NRC. SECY 98-300 "Options for Risk-Informed Revision to 10 CFR Part 50". Domestic Licensing of Production and Utilization Facilities". 1998.

[3] NRC. Use of Probabilistic Risk Assessment Methods in Nuclear Regulatory Activities. 60FR42622; August 16, 1995.

[4] NRC. SECY-97-076 "Quarterly Status Update for the Probabilistic Risk Assessment (PRA) Implementation Plan".

[5] NRC. NUREG-1602 "The Use of PRA in Risk-Informed Applications".

[6] NRC. R.G. 1.174 "An Approach for using Probabilistic Risk Assessment in Risk-Informed Decision on Plant-Specific Changes to the Licensing Basis". 1998.

[7] NRC. RG-1.175, 1.176, 1.177 y 1.178 "An Approach for Plant-Specific, Risk-Informed Decisionmaking: Inservice Testing/Graded Quality Assurance/Technical Specifications/Inservice Inspection of Piping". 1998.

[8] NRC. SECY-99-256 "Rulemaking Plan for Risk-Informing Special Treatment Requirements".

[9] NRC. SECY-99-264 "Proposed Staff Plan for Risk-Informing Technical Requirements in 10 CFR Part 50".

[10] NRC. SECY-00-086 "Status Report on Risk-Informing the Technical Requirements of 10 CFR Part 50 (Option 3)".

[11] NRC. NUREG-1649 "Reactor Over-

sight Process". 2000.

[12] "Risk-Informed Categorization and Treatment of Structures, Systems and Components for Nuclear Power Reactors", Proposed Rule. USNRC, Federal Register, Vol. 68 No. 95. May 2003.

[13] NEI 00-04. "10 CFR 50.69 SSC

Categorization Guideline", Draft C. Junio 2002.

[14] Draft Regulatory Guide DG-1121 "Guidelines for Categorizing Structures, Systems and Components in Nuclear Power Plants According to Their Safety Significance". USNRC, May 2003.



José Manuel CONDE LÓPEZ es Licenciado en Ciencias Físicas, especialidad de Física Fundamental, por la Universidad Complutense de Madrid. Actualmente es responsable del Área de Ingeniería Nuclear del Consejo de Seguridad Nuclear, organismo al que pertenece desde 1984, y donde dirigía anteriormente la Unidad de Análisis del Núcleo. Es miembro de distintos grupos de trabajo de la Agencia de Energía Nuclear de la OCDE sobre temas de neutrónica, termohidráulica y análisis de accidentes, y ha participado como experto del OIEA en diversas ocasiones.

Cruz Javier CIRAUQUI ZURBANO es Licenciado en Ciencias Físicas y Diplomado en Ingeniería Nuclear por el IEN. Entre 1985 y 1989 desarrolló su actividad profesional en el CSN. Entre 1990 y 1991 fue Jefe de Producción de PLASMAVAC SA. Desde 1992 ha desarrollado su actividad en las CCNN de Ascó y Vandellós II donde actualmente es responsable de la Unidad de APS y Termohidráulica de ANAV.



José Manuel CONDE LÓPEZ es Licenciado en Ciencias Físicas, especialidad de Física Fundamental, por la Universidad Complutense de Madrid. Actualmente es responsable del Área de Ingeniería Nuclear del Consejo de Seguridad Nuclear, organismo al que pertenece desde 1984, y donde dirigía anteriormente la Unidad de Análisis del Núcleo. Es miembro de distintos grupos de trabajo de la Agencia de Energía Nuclear de la OCDE sobre temas de neutrónica, termohidráulica y análisis de accidentes, y ha participado como experto del OIEA en diversas ocasiones.

Joaquín SUÁREZ ALONSO es Ingeniero de Minas, especialidad Energía, por la Universidad de Oviedo, diplomado en Ingeniería Nuclear por el CIEMAT y en Dirección de Empresas (PDD) por el IESE. Comenzó su carrera profesional en la Unidad Nuclear de INITEC. En 1988 se incorpora a Foster Wheeler GV y posteriormente a Hidroeléctrica Española (actualmente IBERDROLA), en la jefatura de los proyectos APS de CN Cofrentes y CN Vandellós II. Desde 1996 ocupa el puesto de Gerente de Seguridad en el Departamento de Generación Nuclear de IBERDROLA Ingeniería y Consultoría (IBERINCO), siendo responsable de las actividades de desarrollo y mantenimiento de los APS y aplicaciones informadas por el riesgo, protección radiológica, ingeniería de residuos y desmantelamientos de instalaciones radiactivas. Es coordinador del grupo APS/DACNE de UNESA y ha participado en varios comités y misiones de expertos de la IAEA.



Mariano J. FIOL es Físico por la Universitat de les Illes Balears y diplomado en Ingeniería Nuclear (CIEMAT) y Medioambiental (EOI). Ha desarrollado su carrera profesional dentro del grupo IBERDROLA desde su incorporación a UITESA en 1988; actualmente es Ingeniero Senior de la Sección de Ingeniería de Seguridad Nuclear en Iberinco. Su principal campo de experiencia es el APS (Nivel 1, Nivel 2, sucesos externos, otros modos de operación, etc.) y sus aplicaciones, especialmente para la Central de Cofrentes. Últimamente, ha desarrollado diversos proyectos piloto para el CSN y UNESA en el campo de la Regulación Informada por el Riesgo y participado en la asesoría al CSN para la implantación de la Inspección Informada por el Riesgo.

