

Nuevos conceptos en el diseño de las salas de control

En todo el mundo se está dedicando mayor atención a mejorar la interfaz hombre-máquina

por J. Furet

El papel que desempeñan los factores humanos en la instrumentación y el control de las centrales nucleares adquirió mayor relieve desde principios del decenio de 1980 debido, sobre todo, al accidente ocurrido en Three Mile Island, y a los avances en el proceso de datos, los equipos de representación visual y los dispositivos automáticos programables. El accidente de TMI demostró claramente que los operadores pueden verse agobiados por la "sobrecarga de información" y que había que prestar más atención al elemento humano y a la experiencia operacional existente.

En el artículo que figura a continuación, el Sr. Furet resume las medidas más importantes que se han adoptado y que se planifican en todo el mundo con vistas a mejorar la interfaz hombre-máquina para lograr una generación de energía nuclear segura y económica.

Desde finales de 1979, las medidas que se han aplicado a nivel mundial en relación con la interfaz hombre-máquina —en particular en los Estados Unidos de América, Francia y el Japón— presentan muchas características en común. Estas medidas se adoptaron tras efectuar evaluaciones y análisis ergonómicos, y se relacionan principalmente con la disposición de los tableros y paneles de mando, los sistemas de representación visual de los parámetros de seguridad (SPDS), las instalaciones para operaciones de emergencia (EOF), los centros técnicos de apoyo (TSC), la instrumentación nueva y los procedimientos.

Sin embargo, en algunos casos las reglamentaciones vigentes siguen retardando la utilización de tecnologías computarizadas y avanzadas que son importantes para el perfeccionamiento de la interfaz hombre-máquina. Por ejemplo, la aplicación de técnicas de multiplex para la transmisión de señales eléctricas —que pueden reducir los riesgos de fuego y de pérdida de hermeticidad en el edificio del reactor al reducir el número de cables y penetraciones eléctricas— se ve obstaculizada por normas vigentes tales como los criterios de separación física y funcional de los equipos y canales redundantes. Por ello sería razonable sugerir que se acelerara la adaptación de los reglamentos al empleo de nuevas tecnologías.

Por otra parte, las tecnologías nuevas que se utilizan en la transmisión de señales eléctricas, la obtención, el proceso y la representación visual de datos, y la normalización de los dispositivos de vigilancia y control también pueden ayudar a mejorar la fiabilidad y disponibilidad del sistema y a reducir los peligros potenciales.

El Sr. Furet es Jefe de Servicios del Commissariat à l'Energie Atomique (CEA), Instituto de Investigación Tecnológica y Desarrollo Industrial, Departamento de Electrónica e Instrumentación Nuclear. Este artículo se ha tomado de un resumen de su amplia reseña titulada "Conception des salles de contrôle-commande interface homme-machine pour la conduite et la surveillance des centrales nucléaires".

Distribución interna de la sala de control

Los explotadores de las centrales no tardaron en reconocer la importancia de la evaluación ergonómica de la sala de control.

En Francia, un análisis ergonómico de 28 unidades idénticas de reactores de agua a presión (PWR) realizado en virtud de los programas CP-1 y CP-2 de Electricité de France (EdF) motivó la construcción de una maqueta de la sala de control en tamaño natural. Esta maqueta se utilizó para estudiar propuestas de modificación y perfeccionamiento de la distribución de los paneles, en colaboración con equipos de operadores de diferentes centrales energéticas. De esa forma se pudo aprovechar al máximo la experiencia en el empleo obtenida por los operadores (que ascendía a un total de 35 años), sus ideas y también sus errores pasados.

Se seleccionaron 20 principios de distribución de la instrumentación como base para determinar las modificaciones o perfeccionamientos que habrían de realizarse en la maqueta. Las modificaciones y perfeccionamientos que se escogieron finalmente exigen un cambio total en los paneles horizontales del tablero de mando frontal y en los de la pizarra de mando posterior. Se necesitará todo el año 1986 para efectuar estas modificaciones en las 28 unidades de PWR.

Sistema de representación visual de los parámetros de seguridad (SPDS)

Entre los sistemas de ayuda al operador, se asignó prioridad al estudio del SPDS. En los Estados Unidos, el Nuclear Safety Analysis Center (NSAC) del Electric Power Research Institute (EPRI) presentó un diseño preliminar de los parámetros más característicos del comportamiento de las centrales en situaciones anteriores y posteriores a un accidente, realizado durante su estudio sobre el accidente de TMI.

Sala de control de la unidad 2 de TMI. (Cortesía de J. Furet, CEA)

Sistema de representación visual de los parámetros de seguridad

Alarmas		Funciones de seguridad críticas
Reactividad nucleoelectrica	AU	Reactividad
Presión del refrigerante primario	AU	
Presión del refrigerante primario	BU	
Nivel en el regulador de presión	BU	Integridad
Actividad del aire en el sistema de vacío del condensador	AU	del refrigerante primario
Actividad del filtro de aire en el ER	AU	
Presión en el ER	AU	
Nivel del sumidero del ER	AU	
Margen de saturación	BU	
Choque térmico (PT)		Eliminación
Trayectoria del margen de saturación	BU	del calor del núcleo
Nivel en el regulador de presión	AU	
Calentamiento del núcleo	AU	
Enfriamiento del núcleo	BU	
Temperatura a la salida del núcleo	AU	
Presión de vapor	AU	Eliminación del
Presión de vapor	BU	calor mediante el
Nivel del agua en el generador de vapor	BU	sistema secundario
Presión en el ER	AU	Integridad del
Actividad en el ER	AU	edificio del reactor

Notas: AU = alto umbral, BU = bajo umbral, ER = edificio del reactor

Desde entonces se han realizado varios diseños de SPDS para diferentes tipos de sistemas de vapor y suministros nucleares. En ocasiones, el estudio y perfeccionamiento de estos diseños se han hecho más complejos debido a los problemas de cualificación del soporte lógico y a la resistencia antisísmica del soporte físico, especialmente en los Estados Unidos de América y el Japón.

El primer SPDS que entró en funcionamiento fue el diseñado por la NSAC para la antigua central de Yankee Rowe, que contaba con el primer PWR utilizado para la generación de electricidad en los Estados Unidos, y con un elevado número de operadores que habían trabajado en la central durante más de 20 años. El sistema se describe en el cuadro supra.

Centro técnico de apoyo

Generalmente el centro técnico de apoyo (TSC) está situado cerca de la sala de instrumentación y control, en un local del edificio de las instalaciones eléctricas, o incluso en la entrada para visitantes, con una vista directa de la sala de control. A veces está situado en un edificio construido al efecto cerca de la sala de turbinas.

El TSC y las instalaciones de obtención, proceso y representación visual de datos varían considerablemente en importancia. El TSC de la central nucleoelectrica de Trojan, operada por la Portland General Electric Company de los Estados Unidos, es un ejemplo del tipo de TSC más actualizado. En ese lugar fue necesario construir una instalación aparte en la que la sala de representación visual y la sala de computadoras ocupan un área de aproximadamente 80 metros cuadrados. La instalación cuenta con 17 oficinas para el equipo de gestión de casos de emergencia.

En el TSC de la Trojan, las señales del proceso están a cargo de tres computadoras que también se utilizan para procesar datos provenientes de los SPDS y cualesquiera otros datos de la instalación de operaciones de emergencia. Se necesitan dos de las tres computadoras para asegurar todas las funciones necesarias. Todas las señales se almacenan en cintas por un período de 24 horas y luego se transfieren a discos. Una impresora rápida entrega parte de estas señales cuando se solicitan, y existen 20 líneas telefónicas para establecer comunicación entre el TSC y la sala de control, la EOF y la Nuclear Regulatory Commission (NRC) de los Estados Unidos tanto a nivel regional como nacional.

Instrumentación nueva

La instrumentación nueva comprende sensores nuevos, subconjuntos electrónicos conexos para fines de medición, y soporte físico para el proceso de datos. El equipo correspondiente está instalado en la caldera y en el soporte físico del edificio del reactor. Como ejemplo de sensores nuevos cabe citar los utilizados para evaluar la actividad gamma en una escala de medición del orden de 10^6 en el edificio del reactor y para determinar el nivel de agua en la vasija del reactor por encima de los elementos combustibles.

En relación con el soporte físico adicional para el proceso de datos, cabe mencionar el monitor del enfriamiento del núcleo, que se utiliza para medir el margen de saturación de la presión y la temperatura. Este instrumento utiliza la mayor parte del tiempo un microprocesador que calcula el margen de saturación a partir de la presión primaria, las temperaturas de la rama caliente y la rama fría y las temperaturas del refrigerante a la salida de los subconjuntos combustibles.

Procedimientos

Los procedimientos que se ponen a disposición de los operadores son el componente más importante de la interfaz hombre-máquina, ya que tienen repercusiones fundamentales en la reacción del operador ante los accidentes.

Desde 1979 los procedimientos de emergencia dejaron de basarse exclusivamente en el enfoque orientado hacia el suceso. En su lugar, se ha desarrollado un enfoque orientado hacia situaciones. Este enfoque suele requerir el diseño de un diagrama lógico complejo y es más eficaz en los casos en que el operador comete errores al diagnosticar un suceso iniciador, o en el caso de que comiencen a producirse simultáneamente varios sucesos.

La realización de un ejercicio en gran escala para casos de emergencia efectuado en Trojan pone en funcionamiento el centro técnico de apoyo (TSC) de esa central. El personal técnico (en primer plano) examina las condiciones del reactor para determinar las medidas correctivas. El TSC de la Trojan, que en otro tiempo formó parte de la instalación para operaciones de emergencia de la central, ocupa actualmente un local propio en el emplazamiento. (Cortesía: INPO)



A los operadores les resulta más fácil aplicar los procedimientos basados en el enfoque orientado hacia el suceso, que son secuenciales. Por consiguiente, los procedimientos orientados hacia situaciones aún son utilizados por el asesor técnico del turno (STA), quien asesora al equipo de trabajo.

La estrategia que aplica la EdF en Francia desde 1979 utiliza un procedimiento basado en la situación del enfriamiento del núcleo y la disponibilidad de sistemas técnicos de seguridad. Su aplicación está a cargo del ingeniero de seguridad y protección radiológica (ISR), quien de este modo puede mantener una vigilancia continua sobre la central y, de ser necesario, ordenar al operador que inicie la inyección de seguridad y ponga en funcionamiento el sistema de nebulización de la contención. Al supervisar de esta manera los cambios en la situación de enfriamiento de la central, está en condiciones incluso de indicar la discontinuación del procedimiento que se está aplicando.

Las medidas que se están adoptando para mejorar aún más los procedimientos a disposición de los operadores están relacionadas con el diagnóstico sistemático del deterioro de la situación de enfriamiento y con la formulación de las medidas correctivas correspondientes para evitar o limitar los daños en el núcleo. La validación en simuladores es un importante paso en la elaboración de procedimientos de emergencia. Es necesario mejorar más algunos simuladores específicos, para simular transitorios de larga duración y el comportamiento del núcleo en caso de daño considerable.

Actividades de investigación y desarrollo que requieren especial atención

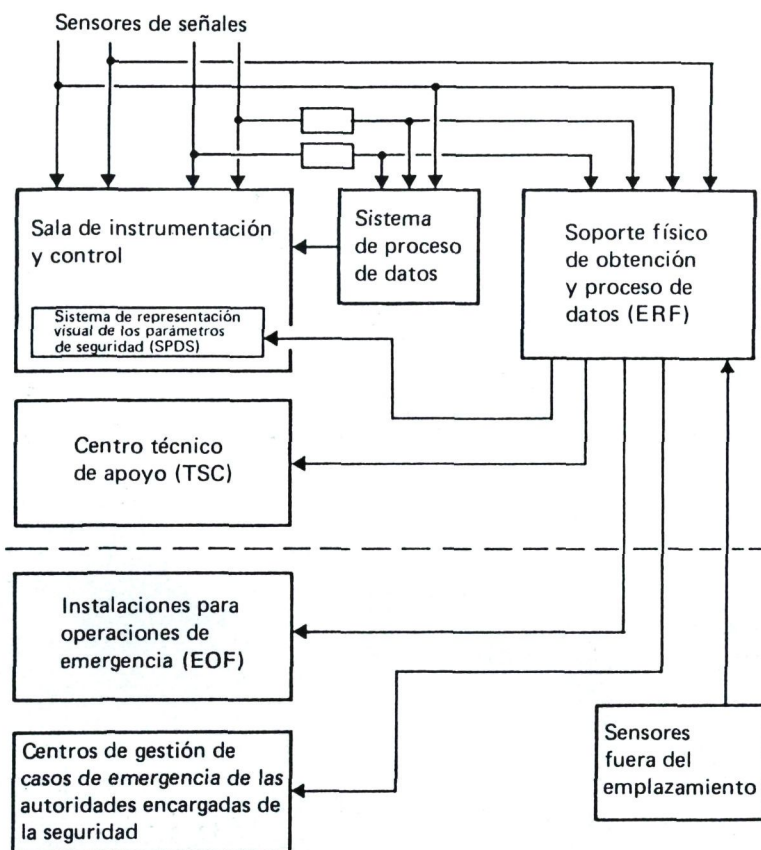
Las esferas de importancia primordial para la investigación y el desarrollo se relacionan con la confirmación de las señales de los sensores, el proceso, la filtración y la clasificación de alarmas; la evaluación general de la situación de la central; el proceso y la representación visual de datos; los ensayos periódicos, la desviación de señales y disparos, el bloqueo de actuadores; y la adaptación de los reglamentos al empleo de tecnologías nuevas.

Confirmación de las señales de los sensores

Los sensores de medición y posición para actuadores como válvulas, interruptores eléctricos, interruptores de circuito, etc., desempeñan un papel esencial en la interfaz hombre-máquina, sobre todo porque los operadores pueden "sentir" el proceso sólo mediante las señales que transmiten los sensores. Es preciso mejorar la confirmación de estas señales aumentando la fiabilidad de los sensores y haciendo un mejor uso de la redundancia de las mediciones conexas, que generalmente permiten descubrir los sensores defectuosos.

Además, un sensor defectuoso se puede localizar con certeza mediante un procesamiento relativamente sencillo consistente en correlacionar las señales de los sensores midiendo diferentes variables físicas. Por último, la verificación en línea de características específicas, como el tiempo de respuesta del sensor y

Gestión y respuesta de casos de emergencia: Estructura y corriente de la información



La experiencia de explotación muestra claramente los pronunciados efectos del comportamiento y las acciones del operador sobre la disponibilidad de la central y la seguridad nuclear. Este gráfico de accidentes seleccionados ilustra que en lo que respecta a los elementos de instrumentación, procedimientos y comportamiento del operador de la interfaz hombre-máquina, las observaciones finales acerca de cada accidente son muy similares.

Central	Potencia (MW(e))	Año	Componente afectado	Período de no disponibilidad	Instrumentación	Procedimiento	Comportamiento del operador
Windscale	---	1956	Combustible	Clausurada definitivamente	Inadecuada	Muy impreciso	Errores de interpretación
Enrico Fermi	150	1966	Combustible	4 años	Funcionamiento defectuoso	Muy impreciso	Errores de interpretación; demora de 15 minutos en tomar medidas
St Laurent A1	460	1969	Combustible	1 año	Inadecuada	---	Errores de interpretación
Browns Ferry	2 X 1067	1975	Instrumentación y control	1,5 años	Fallo importante	Incompleto	Muy buena reacción; se evitó un accidente grave
TMI-2	880	1979	Combustible	Indefinido	Inadecuada	Impreciso	Errores de interpretación; medidas inadecuadas
St Laurent A2	515	1980	Combustible	2 años	Parcialmente no disponible	Incompleto	Errores de interpretación

el nivel de ruido de la señal asociada a la medición, puede garantizar un funcionamiento satisfactorio.

Debe seguirse perfeccionando el proceso continuo de señales y la verificación periódica de las características, y aplicarse a la mayoría de los sensores, cualquiera que sea su función. Debe asignarse prioridad a los utilizados en la instrumentación del sistema de protección o a los relacionados con algunos controladores.

Proceso, filtración y clasificación de alarmas

En una unidad típica de 900 a 1000 megavattios, el número de alarmas está en el orden de 1000 a 1500. Al producirse un accidente con pérdida de refrigerante (LOCA), o algún otro de ese tipo, pueden producirse varios centenares de alarmas durante los dos primeros minutos con una frecuencia de hasta 20 a 30 por segundo. Es evidente que los operadores no pueden responder a todas al mismo tiempo ni tampoco seleccionarlos o clasificarlos por orden de importancia. Sin embargo, tales operaciones mentales son indispensables para llegar a comprender la situación general de la unidad.

Es sorprendente comprobar que en casi ninguna de las instalaciones en funcionamiento se ha logrado comprender y abordar adecuadamente los problemas de codificación, selección y clasificación de alarmas. Tal vez se debería otorgar la mayor prioridad a las actividades previstas en esta esfera con miras a mejorar dicha situación, ya que representa uno de los más importantes medios de ayuda al operador para efectuar el diagnóstico en caso de accidente.

Los cambios pueden ser relativamente difíciles o costosos en las instalaciones en funcionamiento que utilizan subconjuntos y conjuntos con instalaciones eléctricas de alarma. Lo anterior puede explicar, aunque no justificar, la actitud de los explotadores de centrales que tienden a planear tales mejoras a mediano o tal vez a largo plazo, cuando en realidad se deberían tomar medidas inmediatas para mejorar esa situación no satisfactoria.

Evaluación de la situación de la central

Actualmente los operadores obtienen un panorama general de la situación de la central con la ayuda de paneles que presentan visualmente la información, casi siempre en forma analógica. Esto les permite ver el estado de las funciones y sistemas importantes para la seguridad. Sin embargo, la diseminación geográfica de información útil puede impedir que los operadores hagan una evaluación general rápida, lo que es vital en casos de accidente y para seleccionar los procedimientos de emergencia adecuados.

Se puede hacer una evaluación rápida mediante el examen de una cantidad limitada (hasta 30) de variables o parámetros físicos. Por consiguiente, la ubicación de los SPDS en la sala de control seguirá siendo indispensable aun cuando la automatización de los instrumentos sea muy elevada. No cabe duda de que el SPDS es uno de los medios más eficaces para evaluar la situación general de la central, y sirve además como medio auxiliar para el diagnóstico. Su diseño, basado actualmente en funciones de seguridad crítica, evolucionará con toda seguridad a medida que se acumule una mayor experiencia operacional.

Ahora bien, cabe agregar que cuando ocurre un accidente no basta con la evaluación general de la situación de las funciones importantes para la seguridad. Hay que complementarla con la evaluación general de la situación de los sistemas y componentes, a saber, el sistema de protección, los sistemas técnicos de seguridad, los suministros de potencia, el suministro de aire comprimido, y el sumidero de calor. Actualmente, los datos provenientes de estos sistemas y componentes se encuentran dispersos e incompletos.

Proceso y representación visual de los datos

Los avances logrados en los equipos de proceso (computadoras digitales, interfaces asociadas, pantallas de representación visual en colores) han mejorado considerablemente el proceso y la representación visual de la información en las salas de instrumentación y control. Las velocidades de cálculo y las capacidades de memoria de la actual generación de computadoras son plenamente compatibles con las velocidades de obtención y proceso requeridas para las señales analógicas, digitales y de apagado y encendido que se utilizan en la vigilancia y el control. Estas señales pueden llegar hasta 20 000 en el futuro.

Las resoluciones gráficas y en colores de las pantallas de representación visual permiten un alto grado de versatilidad para datos numéricos, curvas, textos, diagramas, y para la imagen general de la situación de la central.

En el desarrollo del proceso y la representación visual de datos, es aconsejable tomar en cuenta la operación secuencial de las computadoras y la capacidad de los operadores para memorizar información, que puede ser algo limitada. Para compensar esto deberían preverse medios de diálogo con las computadoras de modo que, cualquiera que sea el estado de la central y las operaciones de computadora que se realicen, los operadores tengan acceso rápido a la información deseada, así como también a los ficheros de datos y de tendencias.

Se debería hacer un mayor uso de la representación visual de datos en pantallas en colores mediante imágenes que ofrezcan a los operadores una visión general y detallada de la situación de la central. Este tipo de representación visual, que rara vez se ha utilizado hasta ahora en las salas de control, requiere un estudio a fondo de la estrategia de la representación visual y del diálogo del operador. Además, debe establecerse una estructura jerárquica para la representación visual y comprobarse en un simulador.

Ensayos periódicos

En la actualidad, los ensayos periódicos suelen realizarse manualmente. En los casos de conjuntos o subconjuntos de sistemas importantes para la seguridad, su realización requiere fundamentalmente la derivación de señales y el bloqueo de los actuadores a fin de evitar que se disparen accidentalmente los sistemas de protección o los sistemas técnicos de seguridad. Desde luego, en el momento de efectuarse dichos ensayos deben mantenerse las funciones de los sistemas de seguridad.

La experiencia operacional demuestra que durante los ensayos periódicos los sistemas de protección y los sistemas técnicos de seguridad se activan accidentalmente en un número significativo de casos. Aparte de sus

repercusiones en la disponibilidad de la central, esas activaciones accidentales pueden dar lugar a incidentes como los derivados de la inyección de seguridad accidental. Tales incidentes se deben primordialmente a errores de operación imputables a:

- Falta de uniformidad en la redacción de los procedimientos de ensayo que, por lo tanto, dificulta su aplicación dada la diversidad de equipos
- Rangos de ensayo imprecisos
- Accionamiento de señales de derivación, disparos y

bloqueo de actuadores sin tomar en consideración la no disponibilidad de equipo redundante.

La probabilidad de "errores del operador" puede reducirse mediante la automatización total o parcial de los ensayos periódicos y la centralización de los mecanismos de vigilancia y control en la sala de control; además, la derivación y el bloqueo pueden facilitarse en gran medida. Sería preferible efectuar la automatización y la centralización cuanto antes con miras a mejorar también la evaluación general de la situación de la central.

Esfuerzos realizados en el pasado, recomendaciones

Mucho antes del accidente de TMI, ya la investigación y el desarrollo se habían centrado en la instrumentación y el control y en la interfaz hombre-máquina.

En Francia, las actividades de desarrollo estaban relacionadas con equipos basados en la nueva tecnología de microprocesadores, a saber, dispositivos de relés electrónicos dotados de lógica programable (CONTROBLOC) y el sistema de protección integral numérico (SPIN). El perfeccionamiento de los sistemas de vigilancia y diagnóstico de fallos se orientó hacia la detección de fugas y material migratorio en el circuito primario y a la evaluación del comportamiento de la vibración en los componentes del circuito primario y del grupo de turbogeneradores.

En los Estados Unidos, los cuatro fabricantes de calderas nucleares habían diseñado y propuesto nuevas salas de control avanzadas, aunque, por lo general, el diseño de la instrumentación y los controles está a cargo de arquitectos industriales y la construcción es diversa, incluso entre unidades del mismo tipo y de un mismo emplazamiento. Se han construido algunas salas de control nuevas, como las fabricadas por la Babcock & Wilcox y la General Electric. La GE fue la primera compañía que, a principios del decenio de 1970, inició un programa de "salas de control avanzadas" que dio por resultado la creación del Sistema "NUCLENET 1000".

En lo que se refiere a los medios de apoyo al operador para la vigilancia y el diagnóstico, ya en 1976 el Electric Power Research Institute (EPRI) había iniciado el programa DASS. La metodología de diagnóstico se basaba en el empleo de diagramas de causa y efecto, pero nunca se llegó a aplicar directamente ese sistema en centrales nucleares de los EE.UU. El EPRI tenía también un programa para evaluar las salas de control desde el punto de vista de los factores humanos. Las conclusiones que de él se derivaron coincidieron notablemente con las recomendaciones que hizo la Comisión Kemeny a raíz del accidente de TMI.

En el Japón, los programas iniciados a principios del decenio de 1970 han quedado a la zaga de las actividades que despliegan en la actualidad los tres fabricantes —Mitsubishi, Hitachi y Toshiba— para crear equipos e instrumentación destinados a las nuevas salas de control.

Quizás el programa más coherente y duradero del período anterior a TMI fue el que llevaron a cabo los equipos que trabajaron en el proyecto del Reactor Halden, de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE). Ya en 1967, un activo equipo de científicos inició estudios relativos a la instrumentación y el control de las centrales nucleoelectrónicas a partir de la experiencia acumulada en la dinámica de los reactores y

en las técnicas de la instrumentación intranuclear. Al principio, el propósito principal de estos estudios fue aplicar teorías de control modernas a las centrales nucleoelectrónicas mediante el empleo de computadoras digitales.

A mediados del decenio de 1970 se dió una nueva orientación a estos estudios. Ahora abordan el diseño de sistemas de ayuda al operador en la vigilancia y el diagnóstico; el papel y el comportamiento del operador en cuanto a evitar y limitar las consecuencias de los incidentes; el mejoramiento de la comunicación entre el operador y la máquina; y el mejoramiento de la fiabilidad de los soportes físico y lógico para los sistemas de control basados en computadoras digitales.

En el plano internacional, las recomendaciones para la adopción de medidas futuras después del accidente de TMI se resumieron en el informe de septiembre de 1980 titulado *Adaptation of Nuclear Safety Research Programmes After the Three Mile Island Accident* publicado por la OCDE. En una de las secciones de ese informe se trata sobre la instrumentación de los reactores, el registro y la representación visual de los datos, el diseño de las salas de control, la formulación de procedimientos de emergencia, el comportamiento humano y las investigaciones sobre simuladores y capacitación de los operadores.

Sin lugar a dudas, estas recomendaciones se basaron en gran medida en las que se propusieron en los Estados Unidos. Las recomendaciones principales formuladas por la Nuclear Regulatory Commission (NRC), de los Estados Unidos, en relación con la instrumentación y el control y con la interfaz hombre-máquina son las siguientes:

- Evaluación y análisis del diseño de la sala de instrumentación y control desde el punto de vista de los factores humanos
- Instalación de instrumentación nueva para medir el nivel del agua en la vasija del reactor por encima de los conjuntos combustibles; vigilancia de la refrigeración del núcleo para medir el margen de saturación; medición continua del nivel del agua en los sumideros de contención; medición de la temperatura y la humedad; medición de la concentración de hidrógeno; y medición de la actividad derivada de la radiación gamma
- Instalación de un sistema de representación visual de los parámetros de seguridad (SPDS) en la sala de control, un centro técnico de apoyo (TSC) cerca de la sala de control, y una instalación para operaciones de emergencia (EOF) cerca de la central energética
- Instalación de dispositivos de comunicación para transferir en tiempo real la información importante sobre la situación de la central a los centros de emergencia de las autoridades de seguridad.

