

***“Evaluación de la gestión de mantenimiento y su cobertura a la gestión de envejecimiento, aplicable a las centrales nucleares en operación.”***

***CARRERA: ESPECIALIZACIÓN EN REACTORES NUCLEARES  
Y SU CICLO DE COMBUSTIBLE***

Alumno: Ing. TORANO, Pablo Nicolás

Director: Lic. Politi, Adriana

Co-director: Lic. LAZARTE, Alejandro

Noviembre 2015



**UNSAM**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DE  
SAN MARTÍN

## Índice

### **1. Capítulo 1- Presentación**

- 1.1. Introducción
- 1.2. Objetivos
- 1.3. Glosario
- 1.4. Lista de Abreviaturas
- 1.5. Palabras Claves
- 1.6. Alcance
- 1.7. Antecedentes – Revisión de la normativa vigente

### **2. Capítulo 2 – Marco Teórico**

- 2.1. Mantenimiento
- 2.2. Definiciones
- 2.3. Tipos de Mantenimiento
- 2.4. Tipos de mantenimiento en relación a la ocurrencia de la falla.

### **3. Capítulo 3 - Enfoques para la gestión del Mantenimiento**

- 3.1. Gestión del Mantenimiento
- 3.2. Determinista - Por equipos
- 3.3. Probabilista - Basado en Riesgo
- 3.4. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

### **4. Capítulo 4 - Mantenimiento Integrado a la Gestión del Envejecimiento**

- 4.1. Gestión del Envejecimiento
- 4.2. Mecanismos de Degradación y Efectos del Envejecimiento
- 4.3. Función del Mantenimiento en la Gestión del Envejecimiento

### **5. Capítulo 5 - Presentación de caso de estudio**

- 5.1. Introducción
- 5.2. Condiciones del análisis
- 5.3. Descripción del sistema
- 5.4. Simplificación aplicada para el análisis

### **6. Capítulo 6 – Conclusiones y discusiones**

### **7. Capítulo 7 - Referencias**

## **1. Capítulo 1 - Presentación**

### **1.1. Introducción**

La gestión de mantenimiento en las centrales nucleares obtuvo su desarrollo realizando actualizaciones y modificaciones a sus Planes de Mantenimiento iniciales utilizando las recomendaciones y la experiencia operativa surgida luego de decenas de años de operación. La experiencia internacional y la propia es una base de datos fundamental para alcanzar un Plan de Mantenimiento Mejorado. A partir de la mitad de la década de los 80's y principios de los 90's, se introducen en la industria las técnicas de mantenimiento basadas en riesgo donde la relación costo/eficacia del mantenimiento, orientada a los sistemas críticos y a la maximización de la disponibilidad de la planta garantizando la seguridad y el medio ambiente, otorgan una relevancia indiscutible a la organización del mantenimiento y al desarrollo de estrategias basadas en un análisis sistemático de la instalación.

En la actualidad, la gestión de activos físicos tiene al mantenimiento como uno de sus pilares con el objetivo de reducir el costo del ciclo de vida de la instalación. Hablar de reducir costos en la industria nuclear parece un tabú, pero es cierto que la subsistencia de la industria depende de, por lo menos, conocer estas herramientas y aplicarlas de manera segura para mejorar su eficiencia y aumentar la competitividad.

El presente análisis corresponde al trabajo final de la Especialización en Reactores Nucleares y su Ciclo Combustible que dicta el Instituto Dan Beninson en colaboración con la Universidad Nacional de San Martín.

Este está orientado a analizar la gestión de mantenimiento de las centrales nucleares argentinas para evaluar si existen apartamientos en la cobertura de la gestión de envejecimiento. Para lograr este objetivo, se analizará la normativa internacional vigente, las acciones de mantenimiento que se realizan en las centrales nucleares argentinas y como ejemplo de una aproximación sistemática al problema, se aplicará la técnica del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM en inglés) a un sistema ejemplo, para definir de manera sistemática un plan de mantenimiento adecuado como resultado de los datos de entrada al Programa de Manejo del Envejecimiento, obtenidos del análisis.

Si bien el objetivo del trabajo puede considerarse amplio, el alcance del mismo será acotado a los fines de la presentación del mismo ante los jurados que disponga el instituto Beninson.

### **1.2. Objetivos**

Los objetivos de este trabajo pueden enunciarse como un objetivo principal y un conjunto de objetivos secundarios que se desprenden del primero.

#### **1.2.1. Objetivo principal**

- Realizar una evaluación de los Programas de Gestión de Mantenimiento de las centrales nucleares en operación mediante la aplicación de la técnica de RCM, con el fin de verificar la cobertura de mantenimiento propuesta por la gestión del envejecimiento de los componentes relevantes para la seguridad.

### 1.2.2. Objetivos secundarios

- Familiarizarse con la normativa vigente y la bibliografía existente.
- Investigar y evaluar actividades y acciones típicas de mantenimiento de la CNA I-II.
- Seleccionar casos de estudio empleando componentes relevantes para la seguridad, basados en la cobertura de las Funciones Fundamentales de Seguridad.

### 1.3. Glosario

**Confiabilidad:** es la probabilidad de que un equipo cumpla una misión específica bajo condiciones de uso en un período determinado. El estudio de la confiabilidad es el estudio de las fallas de un componente.

**Disponibilidad:** capacidad de un dispositivo para atender la demanda de funcionamiento en un instante dado. La medida de la disponibilidad se da con la suma del MTBF + MTTR.

**MTBF:** (Mean Time Between Failures) Tiempo Medio Entre Fallas. Promedio del tiempo entre las fallas de un sistema.

**MTTR:** (Mean Time To Repair). Tiempo Medio Para Reparación. Es la medida básica de la mantenibilidad. Promedio del tiempo requerido para reparar un componente que ha fallado.

**Mantenibilidad:** Capacidad de un dispositivo para que su condición operativa sea restituida cuando sufre una avería.

**Falla:** cese de la capacidad de un ítem para realizar su función específica.

### 1.4. Lista de Abreviaturas

**RCM:** (Reliability Centered Maintenance) Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.

**AMFEC:** Análisis de Modo de Falla, sus Efectos y Criticidad.

**FMEA:** Failure Mode and Effect Analysis.

**IAEA:** International Atomic Energy Agency.

**NRC:** Nuclear Regulatory Commission.

**STUK:** Säteilyturvakeskus. Autoridad Regulatoria Radiológica y Nuclear de Finlandia.

**ARN:** Autoridad Regulatoria Nuclear de Argentina.

**IGALL:** International Generic Ageing Lessons Learned.

**EPRI:** Electric Power Research Institute.

**IRS:** Incident Report System.

**WANO:** World Association of Nuclear Operators.

**ESC:** Estructuras, Sistemas y Componentes.

**CNAI:** Central Nuclear Atucha I.

## **1.5. Palabras Claves**

Mantenimiento. Confiabilidad. Gestión del envejecimiento. Gestión de mantenimiento. Mantenimiento Correctivo. Mantenimiento Preventivo. Mantenimiento Predictivo.

## **1.6. Alcance**

Como se comentó en la introducción del trabajo, el alcance del mismo será acotado a presentar la metodología y algún caso práctico de aplicación ya que, debido al tipo de componente y demanda del mismo la gestión de mantenimiento puede diferir. La intención es continuar con la investigación para afianzar los conocimientos adquiridos en pos de la realización de ésta tesina de investigación y lograr el aprovechamiento para la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN) de la técnica de RCM aplicada a la evaluación de las tareas de mantenimiento en las Centrales Nucleares.

Volviendo a la definición del alcance, particularmente para la evaluación de la gestión de mantenimiento, el trabajo estará centralizado a la Central Nuclear Presidente Juan Domingo Perón (ex Atucha I). El sistema de planta elegido para aplicación de la metodología es el sistema TJ (correspondiente a la inyección de emergencia de agua de baja presión), enfocándonos a las Bombas de Alimentación de Seguridad (TJ 11/12/13/14 D001), particularmente a las fallas de los componentes mecánicos.

## **1.7. Antecedentes - Revisión de la normativa vigente**

### **1.7.1. IAEA**

- IAEA NS-G-2.6. “Maintenance, Surveillance and In-service Inspection in Nuclear Power Plants”. 2002

El objetivo de la guía de seguridad IAEA NS-G-2.6 está orientado a emitir recomendaciones para las funciones relacionadas a las actividades de mantenimiento, vigilancia e inspección en servicio (MVI) y la interrelación entre los mismos con el fin asegurar que la planta opere sin interferencias y en concordancia con la normativa establecida. Las recomendaciones son de carácter general y están relacionadas con la función y alcance de cada área, los aspectos organizacionales, la implementación de programas de MVI, su control y análisis de resultados. La guía de la IAEA propone diversas áreas de aplicación relevantes como ser ESCs para condiciones anormales de operación, evaluaciones de riesgo con la planta en parada, envejecimiento y plantas diseñadas bajo estándares antiguos.

- IAEA NS-G-2.12. “Ageing Management for Nuclear Power Plants”. 2009

El objetivo de la guía de seguridad IAEA NS-G-2.6 está orientado a emitir recomendaciones para desarrollar la gestión del envejecimiento (GE) de Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC) importantes para la seguridad en centrales nucleares. La guía propone un esquema para establecer, implementar y mejorar programas de manejo del envejecimiento, comenzando por definir conceptos básicos para luego establecer una propuesta de estrategia proactiva para la gestión de envejecimiento. La guía además, propone recomendaciones para la gestión de la obsolescencia de ESC, revisiones para la GE en la operación a largo plazo y la interface de la GE con otras áreas.

- IAEA-TECDOC-1590. “Application of Reliability Centered Maintenance to Optimize Operation and Maintenance in Nuclear Power Plants”. 2007

El documento de la IAEA describe los principios y pasos básicos para la aplicación del concepto de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) y su relación con los programas de mantenimiento ya establecidos. Además provee una introducción a la aplicación práctica de la técnica en centrales nucleares, basada en experiencia operativa internacional.

### 1.7.2. NRC

- 10 CFR 50.65. “Requirements for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants”. 2014
- Regulatory Guide 1.160. “Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants”. 2012

La 10 CFR 50.65. conocida como “la regla de mantenimiento” fue lanzada en el año 1991, siendo su última revisión en julio de 2014. La regla de mantenimiento define los requisitos para vigilar la efectividad del mantenimiento en las centrales nucleares. Estos requisitos definen que cada central, deberá vigilar el funcionamiento y la condición de los ESCs, de manera de asegurar el cumplimiento de las funciones y objetivos establecidos y en caso de no cumplirlos, adoptar las acciones correctivas necesarias. La regla de mantenimiento y su guía regulatoria aplicada (Regulatory Guide 1.160) se relaciona fundamentalmente con la seguridad nuclear, estableciendo criterios de disponibilidad, confiabilidad y condición de ESCs.

### 1.7.3. STUK

- Guide YVL A.8. “Ageing Management of a Nuclear Facility”. 2014

La guía YVL A.8. establece los requerimientos para la entidad responsable, a las actividades referidas al diseño, operación y mantenimiento con respecto a la gestión del envejecimiento de las ESCs de una instalación nuclear y describe la actuación del regulador con el objetivo de supervisar el cumplimiento de dichos requerimientos. Particularmente la sección referida al mantenimiento, establece requerimientos genéricos para la formulación de los programas e instrucciones de mantenimiento, indicadores del monitoreo de condición y gestión de repuestos.

## 2. Capítulo – Marco Teórico

### 2.1. Mantenimiento

El mantenimiento es una herramienta indiscutidamente necesaria para la conservación de los activos y el capital. Sea en el taller artesanal o en la fábrica, la acción de mantener las herramientas y maquinas en una condición adecuada, es inherente a las tareas llevadas a cabo. El mantenimiento como actividad industrial surge como una consecuencia de la actividad desarrollada.

Las actividades de mantenimiento desarrolladas a lo largo de la historia se nutren de los avances tecnológicos propios de la época a fin de facilitar dichas tareas. Tanto en la parte práctica como administrativa, el mantenimiento evoluciona para brindar mejoras en todas las áreas de la organización. El problema es que la organización pueda evolucionar a la par de las actividades de mantenimiento y pueda afrontar el desafío de llevar adelante los cambios necesarios. El éxito de la gestión de mantenimiento, depende exclusivamente del involucramiento de la dirección de una organización para alcanzar los objetivos propuestos, sea cual fuere el enfoque empleado.

### 2.2. Definiciones

A continuación, se presentarán varias definiciones internacionalmente aceptadas sobre la actividad de mantenimiento, y finalmente una sugerida por mí.

*“The organized activity, both administrative and technical, of keeping structures, systems and components in good operating condition, including both preventive and corrective (or repair) aspects”.*

(IAEA NS-G-2.6, 2002, p.69)

*“The aggregate of those functions required to preserve or restore safety, reliability, and availability of plant SSCs. Maintenance includes not only activities traditionally associated with identifying and correcting actual or potential degraded conditions (i.e., repair, surveillance, diagnostic examination, and preventive measures) but extends to all supporting functions for the conduct of these activities”.*

(NRC REGULATORY GUIDE 1.160, 2012, p.6)

*“Conjunto de actividades que se realizan en la organización destinadas a asegurar la operatividad /seguridad de las instalaciones y garantizar la vida útil de las mismas (Operatividad/Conservación)”*

(TECNATOM ESPAÑA)

*“Las acciones necesarias conducidas por una organización para asegurar las funciones requeridas para las ESC, en su contexto operacional”*

(AUTOR DE ESTE TRABAJO)

### 2.3. Tipos de Mantenimiento

La clasificación empleada para los tipos de mantenimiento está dada por las tareas y acciones empleadas para alcanzar los objetivos propuestos. La clasificación usual, está relacionada con la respuesta de las actividades de mantenimiento ante la ocurrencia de un evento (falla) dependiendo de cuando se realizan las tareas, si es antes o después de que ocurriera el suceso. La decisión de la organización hacia la gestión del mantenimiento (definida en la Visión y Misión) se vuelve fundamental para definir las actividades mencionadas las cuales se clasifican en dos grandes grupos: actividades Proactivas o Reactivas.

La tipificación del mantenimiento tiene como mayor utilidad simplificar el conjunto de técnicas empleadas a la hora de planificar la gestión. Un error muy común es encasillarse en las definiciones y no realizar ninguna tarea adicional a las estipuladas. Con pequeñas variaciones en las técnicas que abarcan cada clasificación de mantenimiento, o una mezcla estudiada de éstas, podemos mejorar considerablemente la performance de las ESC.

El gran reto del responsable de mantenimiento es, no solo conocer las técnicas disponibles, sino decidir cuales son más apropiadas para la instalación lo cual redundará en una mejora en las prestaciones de los equipos y en una reducción del costo de mantenimiento.

A continuación, voy a presentar varias definiciones internacionalmente aceptadas sobre los distintos tipos de mantenimiento.

Mantenimiento Correctivo:

*“Actions that restore, by repair, overhaul or replacement, the capability of a failed structure, system or component to function within acceptance criteria”.*

(IAEA NS-G-2.6, 2002, p.69)

Mantenimiento Preventivo:

*“Actions that detect preclude or mitigate degradation of a functional structure, system or component to sustain or extend its useful life by controlling degradation and failures to an acceptable level”.*

(IAEA NS-G-2.6, 2002, p.70)

Mantenimiento Predictivo:

*“Form of preventive maintenance performed continuously or at intervals governed by observed condition to monitor, diagnose or trend a structure, system or component’s condition indicators; results indicate current and future functional ability or the nature of and schedule for planned maintenance”.*

(IAEA NS-G-2.6, 2002, p.70)

Estos son los tipos de mantenimiento más conocidos y que se aplican típicamente en la mayoría de las industrias (por no decir todas). Pueden definirse otros tipos de mantenimiento que resultan de importancia para completar una gestión de mantenimiento:

**Mantenimiento Paliativo:**

*Reparación temporal de un dispositivo con el fin de que pueda seguir funcionando. La reparación definitiva se producirá más tarde, cuando se den las circunstancias para ello como ser parada de planta, llegada de repuestos, etc.*

**Mantenimiento Electivo:**

*Control de una situación de falla que no puede ser corregida de momento, evitando que la falla escale o mitigando sus consecuencias o impacto (por ejemplo, una fuga en una cañería).*

**Mantenimiento de Uso/Conductivo/1er nivel:**

*Se centra fundamentalmente en la vigilancia y supervisión del correcto funcionamiento de los equipos de planta. También incluye la realización de otras tareas simples tales como limpieza, inspección visual, lubricación y ajustes sencillos.*

**Mantenimiento Detectivo:**

*Acciones de prueba periódica de los sistemas de seguridad y equipos de reserva. (Pruebas repetitivas o funcionales).*

**Mantenimiento en Proyecto:**

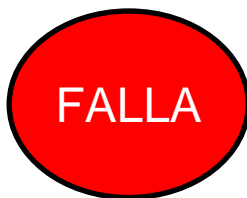
*Concepción y consideración del mantenimiento desde el momento de diseño y/o adquisición de equipos y componentes.*

## **2.4. Tipos de mantenimiento en relación a la ocurrencia de la falla**

Según la definición de mantenimiento dada, podemos expresar de manera esquemática los distintos tipos de mantenimiento ante la ocurrencia de una falla. (Fig. 1)

**PROACTIVOS (antes)**

- Preventivo
- Predictivo
- En Uso/Conductivo
- En proyecto



**REACTIVOS (después)**

- Correctivo / Paliativo
- Detectivo (Pruebas Funcionales)

- Mejorativo/Modificativo

(Fig. 1)

### 3. Capítulo 3 - Enfoques para la gestión del Mantenimiento

#### 3.1. Gestión del Mantenimiento

La gestión de mantenimiento abarca todas las actividades de mantenimiento desarrolladas por la organización, destinadas a alcanzar los objetivos definidos por la dirección.

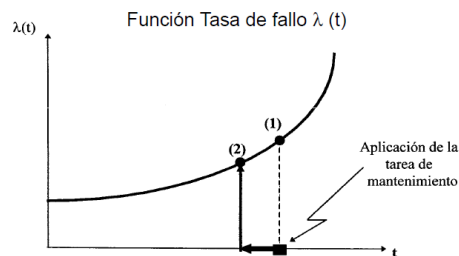
#### 3.2. Determinista - Por equipos

El enfoque determinista es el enfoque tradicional para la gestión de mantenimiento. Depende de la política interna de la planta y las acciones de mantenimiento están basadas en el tiempo, es decir actúa en períodos fijos de implementación (por ejemplo, cantidad de horas de funcionamiento, número de ciclos, etc) antes de la aparición de la falla en el equipo. Este tipo de enfoque está basado en la estadística y en la experiencia operativa y como guía se pueden observar tres corrientes particulares:

- Recomendaciones del fabricante
- Especificaciones técnicas del equipo
- Historial de fallas y mantenimiento

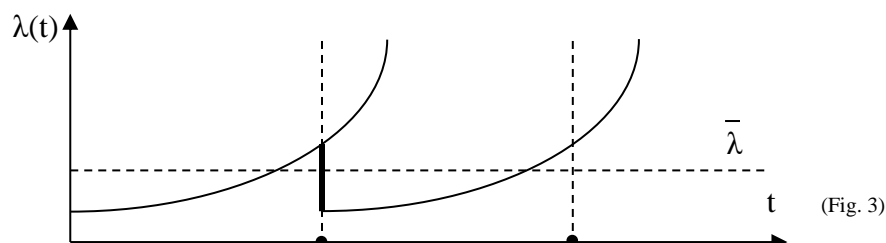
Este enfoque de mantenimiento está muy relacionado con el mantenimiento preventivo. La aplicación del mismo puede traer ventajas a la hora de planificar las tareas de mantenimiento, obteniendo una mayor eficiencia en la mano de obra y evitar fallas previsible.

Por el otro lado, este tipo de mantenimiento es eficaz cuando la función de la tasa de fallas de los equipos aumenta con el tiempo. Es conocido que la tasa de falla se incrementa con el envejecimiento del equipo o componente. La dificultad del mantenimiento preventivo es determinar, de manera acertada, la frecuencia óptima de ejecución del mantenimiento y las tareas a realizar. (Fig. 2)



(Figura 2 - Fuente: TECNATOM)

Como se ve en esta curva característica de falla, cuando el equipo llega a la condición (1), se efectúa la tarea de mantenimiento y se lo lleva a la condición (2) por lo que disminuye la tasa de falla del componente. (Fig. 2)



(Fig. 3)

La aplicación sucesiva de tareas de mantenimiento preventivo, mantiene la tasa de falla constante a lo largo del tiempo, aumentando con ello la fiabilidad del elemento.

Esta teoría funciona de manera correcta en los casos siempre y cuando las ESCs fallen de la manera predicha, como dijimos anteriormente, a medida que el componente envejece su probabilidad de falla va en aumento. Pero esto es siempre así? todas las ESCs fallan de la misma manera?

### **3.3. Probabilista - Basado en Riesgo**

El enfoque del mantenimiento basado en el riesgo supone el empleo de técnicas de análisis de riesgo en la búsqueda y evaluación de escenarios que pueden representar un impacto adverso para la instalación, afectando tanto a la seguridad como a la disponibilidad de la planta. Estos escenarios de mayor riesgo son identificados para luego realizar acciones tendientes a minimizarlos. En principio cualquier estudio de riesgo está basado en tres premisas:

- 1) Que puede fallar
- 2) Con que frecuencia
- 3) Cuáles son sus efectos

Efectuando un análisis completo de la instalación y entendiendo las respuestas a estas premisas, podemos entender los riesgos, priorizarlos y desarrollar un plan de acción para prevenirlos y controlarlos.

Existen metodologías de identificación de riesgos. En centrales nucleares podemos emplear diferentes estudios como ser el Análisis de Seguridad y el APS de la planta. Otras metodologías más utilizadas en la industria convencional pueden ser:

- Análisis de Modo de Falla, sus Efectos y Criticidad (AMFEC o FMEA de sus siglas en inglés)
- Listas de verificación
- Estudio de Peligro y Operabilidad
- Árbol de Fallas y Eventos

De las técnicas mencionadas, el AMFEC es el más utilizado para llevar adelante la formulación de los planes de mantenimiento centrados en confiabilidad, ya que nos permite un entendimiento global del sistema así como del funcionamiento y la forma en que se producen las fallas del mismo. Como se definirá en el punto desarrollado a continuación, el AMFEC es una de las tres partes que conforman el desarrollo de la metodología del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM por su sigla en inglés). Esta herramienta, permite diseñar una estrategia completa de mantenimiento aplicando criterios de riesgo derivados del análisis realizado a todos los componentes del sistema considerados en la evaluación. De esta manera, podemos asegurar que el plan de mantenimiento es aplicado en los equipos que representan un mayor riesgo para la seguridad, las personas, el medio ambiente y la disponibilidad de la instalación.

### 3.4. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

El método de RCM es una técnica desarrollada inicialmente por la industria aeronáutica la cual pone el foco en la prevención de fallas cuyas consecuencias tienen una mayor probabilidad de ser consideradas graves.

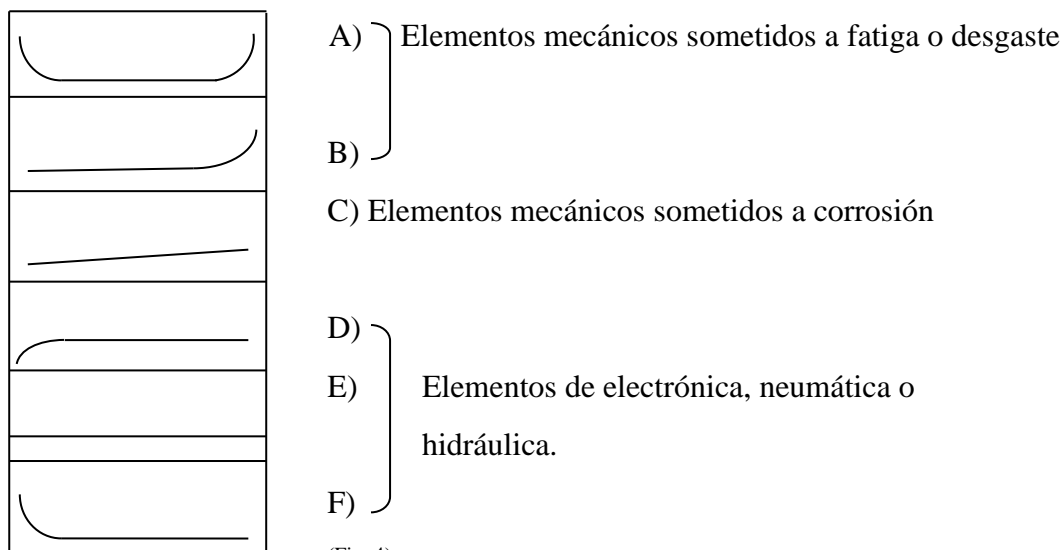
El método de RCM surge en los años 80s a partir de los estudios que venía desarrollando la industria aeronáutica desde la década del 60 con el fin de determinar cuál era el mantenimiento adecuado que se le debía hacer a una aeronave. En esta época se da también, la introducción en servicio de nuevos diseños de aviones de mayor tamaño. Estos estudios fueron impulsados por la necesidad de asegurarse no solo de que las tareas de mantenimiento se realizaban correctamente sino de que las tareas que se realizaban eran las correctas. Debido al aumento de tamaño y complejidad de los aviones, se pensó que las técnicas tradicionales de mantenimiento harían antieconómico el uso de los nuevos diseños.

El RCM se formula con este nombre a partir de la edición en 1978 de un documento (Reliability Centered Maintenance) por la United Airlines, basado en documentos militares de la década del 60.

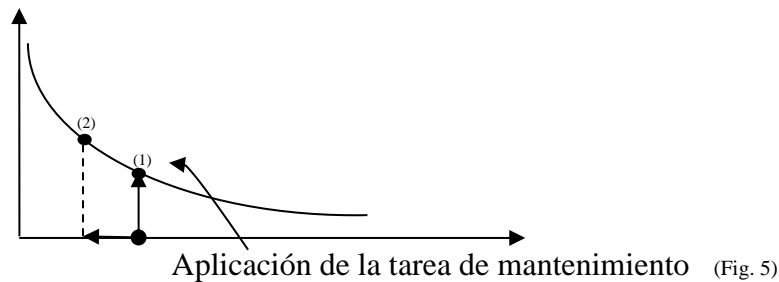
Después de la adopción del enfoque RCM, las aerolíneas encontraron que los costos de mantenimiento se mantuvieron casi constantes, pero que la disponibilidad y la fiabilidad de sus aviones mejoraron porque el esfuerzo se gasta en el mantenimiento de los equipos más susceptibles de causar problemas graves.

El RCM surge como consecuencia de una serie de descubrimientos que se realizan en relación a los patrones de falla de los componentes. Acá volvemos a la pregunta planteada en la sección 3.2, ¿todos los componentes aumentan su probabilidad de falla a medida que envejecen? ¿Es siempre así?. (Fig. 4)

Patrones de falla existentes



El descubrimiento de 6 patrones de falla distintos pone en jaque las técnicas tradicionales de gestión de mantenimiento, en particular las de mantenimiento preventivo y su desarrollo en grandes revisiones (overhauls). (Fig. 5)



¿Qué sentido tiene aplicar mantenimiento preventivo en este patrón de falla?

No solo no mejora la probabilidad de falla sino que se corre el riesgo de empeorar. (Intrusión en sistemas estabilizados, por el solo hecho de hacerle mantenimiento aumento la probabilidad de fallar.)

Como conclusión, la mejora de la confiabilidad de las instalaciones se consigue:

- A partir de la aplicación de programas de ingeniería de confiabilidad basados en la eliminación de condiciones de falla por diseño.
- Aplicación de técnicas de RCM para el control de situaciones que pudieran no haber sido contempladas en el diseño y para optimizar los costos de operación.

En la industria nuclear el desarrollo de la técnica del RCM se impulsa a mediados de la década del 90 con la revisión de los planes de mantenimiento de las centrales nucleares. En el año 2001 INPO publica el AP-913 Equipment Reliability Process Description que define un proceso de confiabilidad de equipos.

En relación a la IAEA, la definición aceptada para el método RCM es la siguiente:

*“Reliability centered maintenance (RCM) analysis is a systematic evaluation approach for developing or optimizing a maintenance programme. RCM utilizes a decision logic tree to identify the maintenance requirements of equipment according to the safety and operational consequences of each failure and the degradation mechanism responsible for the failures”.*

(IAEA-TECDOC-1590, 2008, p.1)

## **4. Capítulo 4 - Mantenimiento Integrado a la Gestión del Envejecimiento**

### **4.1. Gestión del Envejecimiento**

La Gestión del Envejecimiento (GE) para centrales nucleares abarca las actividades para asegurar las Funciones Fundamentales de Seguridad a lo largo de la vida útil de la instalación y su retiro de servicio, teniendo en cuenta los cambios que se producen con el tiempo y el uso. Estas actividades, requieren abordar tanto el envejecimiento físico de Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC), lo que resulta en la degradación de sus características de rendimiento, como así también la obsolescencia de los mismos, determinando la desactualización en comparación con las técnicas, normas y reglamentos actuales.

Para lograr una Gestión del Envejecimiento eficaz, se deben coordinar distintos programas ya existentes en la planta, los que incluyen las actividades de Mantenimiento, Inspecciones en Servicio, Vigilancia y Operaciones y además actividades externas como asesores técnicos y actividades de Investigación y Desarrollo. Estas acciones influyen directamente en alcanzar satisfactoriamente los objetivos propuestos en la definición de GE, comenzando principalmente por conocer como actúan los mecanismos de degradación sobre las ESC y por ende, los efectos del envejecimiento que éstos deben soportar. [IAEA NS-G-2.12]

### **4.2. Mecanismos de Degradación y Efectos del Envejecimiento**

Los mecanismos de degradación son los procesos fundamentales por los cuales se produce la degradación de una ESC debido al envejecimiento.

Los efectos del envejecimiento son los fenómenos que llevan a la pérdida de la función o de la estructura de las ESC afectadas. Son la consecuencia de uno o más mecanismos de degradación.

### **4.3. Función del Mantenimiento en la Gestión del Envejecimiento**

La función de las actividades de mantenimiento dentro de la Gestión del Envejecimiento está relacionada directamente a conservar las funciones de seguridad de las ESC activos y pasivos, ante la acción de los efectos del envejecimiento. Para asegurar estos objetivos, se reconoce la importancia de desarrollar tareas continuas de vigilancia del funcionamiento de los equipos de planta y de relacionar los parámetros medidos con mecanismos de degradación concretos. Las acciones de mantenimiento deberán ser las adecuadas para detectar, mitigar y restaurar las funciones de seguridad mencionadas a un nivel de performance similar al de diseño. La mejora continua de la confiabilidad de equipos debe ser un objetivo.

La estrategia de mantenimiento integrada con la Gestión del Envejecimiento debe ser una decisión de la dirección y estar definida en la política de la organización. El Manual de Mantenimiento es el documento donde se establecen las condiciones y el marco de empleo de las actividades de mantenimiento.

## **5. Capítulo 5 - Presentación del caso de estudio**

### **5.1. Introducción**

El siguiente capítulo de la tesina de investigación consiste en el análisis de un sistema de seguridad de una central nuclear argentina en operación con el fin de verificar la cobertura de las actividades de mantenimiento empleadas para detectar, mitigar y restaurar las funciones de seguridad ante los mecanismos de degradación que causan los efectos del envejecimiento.

El sistema elegido como ejemplo es el Sistema de Inyección de Seguridad (TJ) de la CNAI.

Para desarrollar el análisis propuesto, se utilizará la metodología del RCM la cual fue descrita anteriormente en el subcapítulo (3.3) con el fin de proponer, de manera sistemática, un plan de mantenimiento para detectar, los efectos del envejecimiento mencionados.

### **5.2. Condiciones del análisis**

La tarea de aplicar la metodología del RCM a una CN y sus sistemas, es beneficiosa y ampliamente utilizada en la industria nuclear a nivel internacional. Esta técnica fue inicialmente empleada, como prueba piloto, en la CNE sólo en algunos sistemas.

Para llevar a cabo este análisis en los términos de este trabajo, es necesario realizar algunas simplificaciones que no afectan el resultado. El alcance esperado, en las condiciones propuestas, es el de realizar una evaluación completa de un componente de un sistema de seguridad empleando la metodología RCM orientada a la gestión de envejecimiento. Esta simplificación tiene lugar debido a la cantidad de trabajo que requiere el empleo de ésta herramienta aunque en el futuro el análisis pretende extenderse al sistema completo con el fin de afianzar los conocimientos.

### **5.3. Descripción del sistema**

El sistema TJ inyecta agua al núcleo del reactor tras la despresurización ocurrida por un accidente de pérdida de refrigerante en el sistema primario, con el objetivo de remover el calor de desintegración generado en el núcleo del reactor evitando así que se alcancen temperaturas y presiones inadmisibles en el mismo.

El sistema TJ está compuesto por dos subsistemas:

- El sistema TJ de alta presión
- El sistema TJ de baja presión

El sistema TJ de alta presión cuenta con dos redundancias parciales equivalentes. Cada redundancia cuenta con 2 tanques acumuladores de agua los cuales se presurizan por la interconexión con un tanque que contiene aire a presión, al momento de la inyección al núcleo del reactor. La inyección se realiza directamente al núcleo.

El sistema de baja presión también cuenta con 2 redundancias parciales equivalentes. Cada redundancia tiene dos bombas centrífugas de dos etapas que toman agua del sumidero del reactor y la inyectan al núcleo a través del circuito moderador. El agua inyectada puede proceder de la fuga del medio refrigerante o eventualmente, de la descarga del tanque acumulador de agua de 70 m<sup>3</sup> que cada redundancia posee. Ante la actuación de la señal NZ58 el tanque acumulador de agua del subsistema de baja, abre las válvulas de descarga e inunda el sumidero. Cada bomba del sistema TJ cuenta con una bomba previa de una etapa y una bomba principal de dos etapas. El sellado del fluido impulsado se realiza por medio de sellos mecánicos refrigerados por agua desmineralizada.

En operación normal el estado de las bombas de inyección de seguridad es el de disponibilidad ante caso de accidente. En condiciones de accidente, las señales NZ52 (fuga pequeña) y NZ53 (fuga grande) provocan el arranque automático de las bombas TJ11/14 D001. En caso de que una de las bombas no arranque o fallara después, se conmutaría automáticamente a las bombas de reserva TJ12/13 D001 respectivamente.

Las bombas TJ11/12/13/14 D001 no se someterán a tareas de mantenimiento preventivo durante el servicio normal de la planta, si esto implica la indisposición de las mismas. Según el Manual de Políticas y Principios de Operación de la CNAI el Período de Indisponibilidad Admisible (PIA) de una de las bombas del sistema TJ es de 4 h teniendo que ir a parada fría del reactor en caso de que este tiempo sea superado. Las principales características de las bombas TJ 11/12/13/14 D001 se detallan en la tabla 1.

### 5.3.1. Características técnicas de las bombas TJ11/12/13/14 D001 (Tabla 1)

Tipo	Bombas centrífugas, una previa de una etapa y una bomba principal de dos etapas vinculadas al mismo motor.
Fabricante	Weise & Monski
Ubicación	Recintos 0.126 y 0.131
Medio a impulsar	Agua pesada/liviana
Caudal	400/440 m <sup>3</sup> /h
ANPA disponible	2 metros de columna líquida
Presión de impulsión	Normal = 16 kg/cm <sup>2</sup> Máxima = 17,5 kg/cm <sup>2</sup>

Temperatura	Normal = 50 °C Máxima = 125 °C
Tipo de accionamiento	Motor eléctrico
Velocidad de rotación sincrónica	1500 rpm
Material	Acero inoxidable (14550, 14551 y 1.4552)
Sellado	Sellos anulares con agua de cierre
Potencia del motor	910 kW

(Tabla 1)

#### 5.4. Simplificación aplicada para el análisis

De acuerdo al alcance mencionado, el análisis de la tesina de investigación se realizará sobre el subsistema de baja presión del sistema TJ, específicamente las bombas centrífugas de dos etapas. A los fines del caso de estudio, solo se postularán las fallas correspondientes a componentes mecánicos, por este motivo, las fallas relacionadas con el motor eléctrico y las de Instrumentación y control de las bombas quedan fuera del análisis. (Tabla 2)

Central Nuclear	CNAI
Sistema	Sistema de Inyección de Seguridad (TJ)
Subsistema	Subsistema de Baja Presión
Componente	Bomba de Inyección de Agua (TJ11/12/13/14/ D001)

(Tabla 2)

## 5.5. Etapas del análisis

El análisis comienza recopilando información detallada del sistema para realizar un análisis de criticidad de los componentes con el fin de maximizar los recursos y poder discriminar cuáles son las ESCs más importantes donde aplicar el RCM. Las etapas son:

- Identificación de los modos de Operación. Contexto operacional.
- Desglose de las instalaciones. Definición de grupos funcionales, sistemas y equipos / componentes.
- Análisis de criticidad
- Realización del AMFEC / FMEA
  - Definición de funciones / diagrama de bloques y funciones del sistema
  - Identificación de las fallas funcionales
  - Análisis de la causa de las fallas funcionales
  - Efectos de las fallas funcionales
  - Análisis de criticidad de las fallas funcionales
- Definición de la estrategia de mantenimiento

### 5.5.1. Identificación de los modos de Operación. Contexto operacional.

Según la definición establecida en el Manual de Operaciones de la Central, se especifican los siguientes modos de operación:

- Operación Normal

*“Operación de la planta de energía nuclear dentro de los límites de funcionamiento especificados y condiciones, incluyendo el apagado, funcionamiento de la alimentación, el cierre, la puesta en marcha, mantenimiento, pruebas y abastecimiento de combustible.”*

- Incidentes operacionales previstos

*“Todos los procesos operativos que se desvían de la operación normal que se espera que se produzca una o varias veces durante la vida útil de la planta y que, a la vista de las disposiciones apropiadas de diseño, no causan ningún daño significativo a los elementos importantes para la seguridad ni conducen a condiciones de accidente.”*

- Condiciones de accidentes

*“Las desviaciones sustanciales de los estados operacionales que se espera que sean poco frecuentes, y que podría conducir a la liberación de cantidades inaceptables de materiales radiactivos si los dispositivos técnicos de seguridad pertinentes no funcionaron como por la intención del diseño.”*

### **5.5.2. Desglose de las instalaciones. Definición de grupos funcionales, sistemas y equipos / componentes.**

Como se detalló en el punto 5.4, la simplificación realizada para llevar a cabo la tesina condiciona esta etapa del análisis. De todas maneras, se realizó un desglose de una de las redundancias del sistema con el objeto de estudiar detalladamente cada uno de sus componentes. El desglose realizado consistió en identificar cada uno de los componentes del sistema, clasificarlo según su tipo (válvulas, bombas, tanques, etc) y escribir una pequeña descripción del mismo. Este desglose puede realizarse sobre el plano del sistema, empleando recorridas en planta para cerciorarse que no quede ningún componente afuera.

Ídem punto anterior. Desde la simplificación planteada, se determina a las bombas centrífugas del sistema de baja presión como componente crítico a evaluar. El análisis de criticidad queda acotado a este componente.

### **5.5.3. Análisis de criticidad**

El análisis de criticidad supone la selección y priorización de los diversos ESCs de la instalación a partir del impacto que tienen las fallas de los mismos en las condiciones de seguridad y operación de la planta. Puede realizarse por alguno de los siguientes métodos:

- Evaluación de ingeniería
- Clasificación de seguridad. Categoría y clase de seguridad.
- Evaluación de riesgos
- Experiencia Operativa. Avisos de falla. Diagrama ABC
- Evaluación específica RCM

Los componentes críticos son los que, ante la ocurrencia de una falla, hacen que pierda la función requerida.

### **5.5.4. Definición de funciones**

La consideración de las funciones para la definición de las estrategias de mantenimiento, independiza ésta del equipo en sí mismo y se centra en la función que realiza, lo que marca una diferencia sustancial respecto a la manera tradicional que se utiliza para la definición de estrategias de mantenimiento.

El Sistema TJ es un sistema de seguridad el cual tiene como función general, según la clasificación de seguridad de ESC (PI-I-05) de la CNAI:

- f. *“Eliminar el calor del Núcleo después de haberse producido un falla de la envolvente de presión del refrigerante del reactor a fin de limitar los daños al combustible.”*

En esta etapa del análisis se definen las funciones primarias y secundarias de los componentes. La función debe incluir un verbo (bombear, girar, etc) un objeto (agua, volante, etc) y requisitos de funcionamiento deseados expresados de manera cuantitativa con un margen de tolerancia aceptable. En ocasiones se deberá utilizar un estándar absoluto (ej. contener un líquido). A continuación se describe la función primaria de la bomba TJ11/12/13/14 D001 y como ejemplo, se listan otras funciones referidas a componentes del sistema.

#### 5.5.4.1. Descripción de funciones

Funciones	
1)	Bombear agua a un caudal de 420 m <sup>3</sup> /h +/- 5% y una presión de 16 kg/cm <sup>2</sup> +/- 10%

- Cañerías y envuelta de presión

2)	Asegurar la integridad de la envolvente del sistema para evitar una pérdida de refrigerante
----	---

- Bombas de agua de sellos

3)	Bombear el fluido del sello hidráulico a una presión de 8,7 kg/cm <sup>2</sup> +/- 10%
----	--

- Válvulas de seguridad

4)	Aliviar la presión del sistema al límite preestablecido de 12 kg/cm <sup>2</sup>
----	--

- Tanque acumulador

5)	Contener un volumen de agua de 70 m <sup>3</sup>
----	--

#### 5.5.5. Identificación de las fallas funcionales

Una falla es la incapacidad de un componente para cumplir el requerimiento del usuario. Si definimos funciones para cada equipo, tenemos que hablar de fallas funcionales ante los incumplimientos totales o parciales de la función requerida. Las

fallas funcionales se definen a partir de las desviaciones de todos los requisitos de funcionamiento planteados en la formulación de la función.

Los requisitos de funcionamiento definidos en la etapa anterior se utilizan para definir la falla funcional por eso deberán ser definidos en conjunto entre el personal de operación y mantenimiento (o todas las áreas que tengan interés en el tema ej. Protección Radiológica, Seguridad Nuclear, etc.).

Sólo se considerarán aquellas fallas funcionales que son más probables de ocurrir (en base a experiencia) y no se tendrán en cuenta aquellas que teóricamente podrían producirse, por ejemplo:

- Las que han sucedido en el equipo o en equipos similares.
- Las que se evitan con el plan de preventivo que se aplica o recomienda.
- Las que es más o menos probable que sucedan alguna vez
- Las que es poco probable que sucedan pero tendrían graves consecuencias para la seguridad en caso de suceder

Las fallas resaltadas en amarillo no se considerarán ya que son poco probables y no tendrían graves consecuencias. (Tabla 3)

#### 5.5.5.1. Descripción de las fallas de las bombas TJ11/12/13/14 D001

Funciones		Falla Funcional	
1)	Bombear agua a un caudal de 420 m <sup>3</sup> /h +/- 5% y una presión de 16 kg/cm <sup>2</sup> +/- 10%	1.1	No bombear agua
		1.2	Bombear agua a MENOS presión de 14,5 kg/cm <sup>2</sup>
		1.3	Bombear agua a MÁS presión de 17,5 kg/cm <sup>2</sup>
		1.4	Bombear agua a MENOS caudal de 400 m <sup>3</sup> /h
		1.5	Bombear agua a MÁS caudal de 440 m <sup>3</sup> /h

(Tabla 3)

#### 5.5.6. Análisis de causa de las fallas funcionales

Una vez determinadas las fallas funcionales debe analizarse la causa de las mismas con un nivel de detalle suficiente para posibilitar la selección de una adecuada tarea de mantenimiento o de manejo de la falla. Para asegurarse que se han listado la mayor

cantidad de causas/modos de falla posibles, podemos valernos de herramientas como Análisis de Causa Raíz, brainstorming y el diagrama de causa/efecto o Ishikawa, así como también bases de datos internacionalmente probadas (IGALL, EPRI, etc.), las evaluaciones de estado de ESC y de la experiencia operativa interna y externa (IRS, WANO, etc.)

### 5.5.7. Efectos de las fallas funcionales

El efecto de un modo de falla se entiende como la consecuencia que tiene la aparición de la falla desde la perspectiva de usuario respecto de la prestación de la función: no funciona, incumple normativa de seguridad, afecta la disponibilidad de planta, etc.

Es importante definir, de manera certera, que es lo que ocurre cuando se produce la falla para poder evaluar su importancia. (Tabla 4)

#### 5.5.7.1. Descripción de causas y efectos de fallas de las bombas TJ11/12/13/14 D001

Funciones		Falla Funcional		Causa		Efecto
1)	Bombear agua a un caudal de 420 m <sup>3</sup> /h +/- 5% y una presión de 16 kg/cm <sup>2</sup> +/- 10%	1.1	No bombear agua	1.1.1	Pérdida o desajuste de los tornillos de soporte de la envuelta por fatiga o corrosión	Vibraciones excesivas que pueden generar fisuras por fatiga que lleven a la fractura. No se extrae calor del núcleo.
				1.1.2	Corrosión en la envuelta (bajo tensión / picado)	Se pueden generar fisuras en la envuelta que lleven a la fractura. No se extrae calor del núcleo.
				1.1.3	Fatiga en la envuelta	Se pueden generar fisuras en la envuelta que lleven a la fractura. No se extrae calor del núcleo.
				1.1.4	Fallas mecánicas por fatiga en los cojinetes	Rotura de rodamientos que podrían bloquear el eje. No se extrae calor del núcleo.
				1.1.5	Fallas mecánicas por fatiga en el eje	El eje se rompe y la bomba queda sin transmisión. Alarma por bajo caudal y presión. No se extrae calor del núcleo

		1.2	Bombear agua a MENOS presión de 14,5 kg/cm <sup>2</sup>	1.2.1	Desgaste mecánico en el impulsor	Podría no ingresar suficiente agua al núcleo. Extracción de calor parcial.
				1.2.2	Corrosión en la envuelta	Podría no ingresar suficiente agua al núcleo. Extracción de calor parcial.
				1.2.3	Desgaste mecánico en el eje	El desgaste en el eje provoca una holgura y el sello mecánico no funciona correctamente. Pérdida de fluido.
				1.2.4	Corrosión en el eje	La corrosión en el eje provoca una holgura y el sello mecánico no funciona correctamente. Pérdida de fluido.
				1.2.5	Degradación térmica de los materiales no metálicos del sello	Fallan los materiales del sello. Pérdidas de fluido
				1.2.6	Desgaste mecánico de los sellos	Pérdidas de fluido
		1.3	Bombear agua a MENOS caudal de 400 m <sup>3</sup> /h	1.3.1	Desgaste mecánico en el eje	El desgaste en el eje provoca una holgura y el sello mecánico no funciona correctamente. Pérdida de fluido.
				1.3.2	Corrosión en el eje	La corrosión en el eje provoca una holgura y el sello mecánico no funciona correctamente. Pérdida de fluido.
				1.3.3	Degradación térmica de los materiales no metálicos del sello	Fallan los materiales del sello. Pérdidas de fluido
				1.3.4	Desgaste mecánico de los sellos	Pérdidas de fluido

(Tabla 4)

### 5.5.8. Análisis de criticidad de las fallas funcionales

La severidad de los riesgos se relaciona con los equipos y componentes de planta y la probabilidad de ocurrencia con las causas / modos de falla que se consideran. Según este criterio:

- Para los componentes no críticos solo se considerarán los modos de fallas probables o frecuentes.
- Para los componentes críticos, se deberán considerar todos los modos de falla, está incluso los más improbables.

La necesidad de adoptar medidas de prevención o eliminación de falla va asociada directamente a las consecuencias o al impacto que dicha falla tiene en la instalación.

Habría que añadirle una consideración previa respecto a la evidencia o no evidencia de la aparición de la falla, por cuanto que las fallas ocultas no pasan a ser evidentes hasta que no se produce un segundo suceso activador (falla múltiple) o tras haber transcurrido un cierto tiempo. Las fallas ocultas se relacionan habitualmente con los sistemas de seguridad o protección de los equipos que están en stand by, es decir cuya actuación se debe producir solamente cuando se haya producido una falla previa en el sistema protegido y en partes pasivas. En este caso se produce una circunstancia de falla múltiple. Para evitar las fallas múltiples se impulsa la instalación de sistemas o “dispositivos de protección con seguridad inherente” o que fallen de manera segura, los cuales evidencian la aparición de una falla en ellos y no comprometen el objetivo de seguridad. En las tablas 5 y 6 se presentan los niveles de severidad de falla y las probabilidades de ocurrencia de una falla, respectivamente. La tabla 7 es la matriz de riesgos, la cual relaciona las dos tablas anteriores.

#### 5.5.8.1. Tabla de clasificación de severidad o consecuencia de la falla (Tabla 5)

Nivel de severidad	Criterio de Aplicación
Menor	La función no se ve afectada. La falla no tiene efecto sobre el rendimiento del sistema.
Moderado	La función no se ve afectada de manera crítica. Se requieren AC. La falla originaría un pequeño deterioro del rendimiento del sistema
Mayor	La función se ha degradado. La falla produce deterioro en el rendimiento del sistema.
Crítico	Pérdida total de la función. Falla crítica

(Tabla 5)

**5.5.8.2. Tabla de frecuencia o probabilidad de ocurrencia (Tabla 6)**

Probabilidad Ocurrencia	Sucesos	Criterio de aplicación
<b>Muy Baja</b>	$< 0,001$ sucesos/ año	Ninguna falla se asocia a procesos casi idénticos, ni se ha dado nunca en el pasado, aunque es concebible.
<b>Baja</b>	$0,001 < 0,01$ sucesos/ año	Fallas aisladas en procesos similares o casi idénticos. Es razonablemente esperable en la vida del componente, aunque es poco probable que suceda.
<b>Mediana</b>	$0,01 < 0,1$ sucesos/ año	Defecto aparecido ocasionalmente en procesos similares o previos al actual. Probablemente aparecerá algunas veces en la vida del componente.
<b>Alta</b>	$0,1 < 1$ suceso/ año	La falla se ha presentado con cierta frecuencia en el pasado en procesos similares o previos procesos que han fallado. Probablemente aparecerá en la vida del componente.
<b>Muy Alta</b>	$>1$ suceso/ año	Falla casi inevitable. Es seguro que la falla se producirá frecuentemente.

(Tabla 6)

**5.5.8.3. Matriz de riesgos (Tabla 7)**

	<b>Muy Baja</b> $1.10^{-3}$	<b>Baja</b> $1.10^{-3} < 1.10^{-2}$	<b>Mediana</b> $1.10^{-2} < 0,1$	<b>Alta</b> $0,1 < 1$	<b>Muy Alta</b> $>1$
<b>Menor</b>	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO
<b>Moderado</b>	BAJO	BAJO	MEDIO	ALTO	ALTO
<b>Mayor</b>	BAJO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
<b>Crítico</b>	MEDIO	MEDIO/ALTO	ALTO	ALTO	ALTO

(Tabla 7)

**5.5.8.4. Tabla resumen análisis de criticidad de las fallas funcionales (Tabla 8)**

Causa		Efecto	Severidad	Probabilidad de Ocurrencia	Riesgo
1.1.1	Pérdida o desajuste de los tornillos de soporte de la envuelta por fatiga o corrosión	Vibraciones excesivas que pueden generar fisuras por fatiga que lleven a la fractura. No se extrae calor del núcleo.	Crítica	Mediana	Alto
1.1.2	Corrosión en la envuelta (bajo tensión / picado)	Se pueden generar fisuras y concentradores de tensión en la envuelta que lleven a la fractura. No se extrae calor del núcleo.	Crítica	Mediana	Alto
1.1.3	Fatiga en la envuelta	Se pueden generar fisuras en la envuelta que lleven a la fractura. No se extrae calor del núcleo.	Crítica	Baja	Medio/Alto
1.1.4	Fallas mecánicas por fatiga en los cojinetes	Rotura de cojinetes que podrían bloquear el eje. No se extrae calor del núcleo.	Crítica	Mediana	Alto
1.1.5	Fallas mecánicas por fatiga en el eje	El eje se rompe y la bomba queda sin transmisión. No se extrae calor del núcleo	Crítica	Mediana	Alto
1.2.1	Desgaste mecánico en el impulsor	Podría no ingresar suficiente agua al núcleo. Extracción de calor parcial.	Mayor	Baja	Medio
1.2.2	Corrosión en la envuelta (bajo tensión / picado)	Se pueden generar fisuras y concentradores de tensión en la envuelta que lleven a la fractura. No se extrae calor del núcleo.	Mayor	Mediana	Medio

1.2.3	Desgaste mecánico en el eje	Perdida de material entre el eje y el sello mecánico. Pérdida de fluido.	Mayor	Mediana	Medio
1.2.4	Corrosión en el eje (picado)	Perdida de material entre el eje y el sello mecánico. Pérdida de fluido.	Mayor	Muy Baja	Bajo
1.2.5	Degradación térmica de los materiales no metálicos del sello	Fallan los materiales del sello. Pérdidas de fluido	Mayor	Baja	Medio
1.2.6	Desgaste mecánico de los sellos	Perdida de material. Pérdidas de fluido	Mayor	Mediana	Medio
1.3.1	Desgaste mecánico en el eje	Perdida de material entre el eje y el sello mecánico. Pérdida de fluido.	Mayor	Mediana	Medio
1.3.2	Corrosión en el eje (picado)	Perdida de material entre el eje y el sello mecánico. Pérdida de fluido.	Mayor	Baja	Medio
1.3.3	Degradación térmica de los materiales no metálicos del sello	Fallan los materiales del sello. Pérdidas de fluido	Mayor	Mediana	Medio
1.3.4	Desgaste mecánico de los sellos	Perdida de material. Pérdidas de fluido	Mayor	Mediana	Medio

(Tabla 8)

### 5.5.8.5. Definición de la estrategia de mantenimiento

Una vez definidos las causas/modos de falla y valorado el riesgo, se procede a definir las estrategias de mantenimiento a aplicar en cada caso para controlar el modo de falla. (Tabla 9) Como ejemplo se puede citar que:

- Riesgo bajo: Estrategia de mantenimiento correctivo – run to failure
- Riesgo medio: Estrategias de mantenimiento predictivas / preventivas
- Alto riesgo: Rediseños / estrategias de mantenimiento predictivas / preventivas que controlen la falla.

Causa		Componentes	Riesgo	Estrategia de Mantenimiento
1.1.1	Vibraciones excesivas que pueden generar fisuras por fatiga que lleven a la fractura. No se extrae calor del núcleo.	Bulones soportes fundaciones	Alto	Mantenimiento Preventivo. Revisión de los soportes y bulonería. Procedimiento periódico de torque.
1.1.2	Se pueden generar fisuras y concentradores de tensión en la envuelta que lleven a la fractura. No se extrae calor del núcleo.	Envuelta	Alto	Mantenimiento Predictivo. Química del agua. Emisión acústica / Ultrasonido
1.1.3	Se pueden generar fisuras en la envuelta que lleven a la fractura. No se extrae calor del núcleo.	Envuelta	Medio/Alto	Mantenimiento Predictivo. Emisión acústica / Ultrasonido
1.1.4	Rotura de cojinetes que podrían bloquear el eje. No se extrae calor del núcleo.	Cojinetes / rodamientos	Alto	Mantenimiento Predictivo. Medición de vibraciones. Análisis tribológico.
1.1.5	El eje se rompe y la bomba queda sin transmisión. No se extrae calor del núcleo	Eje	Alto	Mantenimiento Predictivo. Emisión acústica / Ultrasonido. Lubricación
1.2.1	Podría no ingresar suficiente agua al núcleo. Extracción de calor parcial.	Impulsor	Medio	Mantenimiento Preventivo. Desarme e inspección visual.
1.2.2	Se pueden generar fisuras y concentradores de	Envuelta	Medio	Mantenimiento Predictivo. Química del agua. Emisión acústica / Ultrasonido

	tensión en la envuelta que lleven a la fractura. No se extrae calor del núcleo.			
1.2.3	Perdida de material entre el eje y el sello mecánico. Pérdida de fluido.	Eje	Medio	Mantenimiento Preventivo. Control de alineación. Lubricación.
1.2.4	Perdida de material entre el eje y el sello mecánico. Pérdida de fluido.	Eje	Bajo	Mantenimiento Predictivo. Química del agua
1.2.5	Fallan los materiales del sello. Pérdidas de fluido	Sello Mecánico	Medio	Mantenimiento Predictivo. Termografía
1.2.6	Perdida de material. Pérdidas de fluido	Sello Mecánico	Medio	Mantenimiento Preventivo / recambio periódico
1.3.1	Perdida de material entre el eje y el sello mecánico. Pérdida de fluido.	Eje	Medio	Mantenimiento Preventivo. Control de alineación y lubricación.
1.3.2	Perdida de material entre el eje y el sello mecánico. Pérdida de fluido.	Eje	Medio	Mantenimiento Predictivo. Química del agua. Emisión acústica
1.3.3	Fallan los materiales del sello. Pérdidas de fluido	Sello Mecánico	Medio	Mantenimiento Predictivo. Termografía
1.3.4	Perdida de material. Pérdidas de fluido	Sello Mecánico	Medio	Mantenimiento Preventivo / recambio periódico

(Tabla 9)

### 5.5.9. Comparación con las practicas actuales de mantenimiento de la CNAI

A continuación se presenta la tabla XXX con las prácticas actuales de mantenimiento desarrolladas en la CNAI en relación a las bombas TJ11/12/13/14 D001 del Sistema de Inyección de Seguridad TJ. Se compilaron las actividades de mantenimiento clasificadas según su tipo, de acuerdo a la información volcada en el documento I.T. N° 86/12 “Evaluación de estado de componentes mecánicos del sistema TJ”, el I.T.N° 88/12 “Informe de cobertura de mantenimiento para componentes activos del sistema TJ”, e información histórica relevada en planta de la base de datos IFS. (Tabla 10)

<b>Estrategia de Mantenimiento</b>			
<b>Componente</b>	<b>M. Correctivo</b>	<b>M. Preventivo</b>	<b>M. Predictivo</b>
Bombas Centrifugas del Sistema TJ TJ11/12/13/14 D001	Reparaciones de pérdidas agua de sellos	Control del nivel de aceite multiplicador 3 lts.	Control del estado del aceite multiplicador 3 lts.
	Reparaciones de pérdidas de aceite	Cambio de aceite multiplicador 3 lts.	Medición local de caudal
	Medición de vibraciones y balanceo	Control de torque de bulones y fundaciones	Medición de consumo eléctrico durante pruebas repetitivas
	Inspección con cámara de la caja de rodamientos por ruidos.		Medición local de presión de impulsión.
	Reemplazo de cojinetes		
	Limpieza de obstrucciones		
	Reemplazo de una de las bombas por la de reserva		
	Realizar prueba de ultrasonido cojinetes del motor		
	Controlar alineación con equipo laser		
	Revisión boroscópica del impulsor		

(Tabla 10)

## **6. Capítulo 6 – Conclusiones y discusiones**

### **6.1. Discusiones**

La intención de éste trabajo final no es señalar errores ni desviaciones sino poner en discusión algunas de las tareas de mantenimiento llevadas a cabo por la CNAI.

Si bien el análisis de la gestión de mantenimiento de la CNAI, aplicando el proceso RCM, no es un examen detallado y extenso debido a la simplificación realizada, los resultados del mismo sugieren que la evaluación es factible y relativamente sencilla como para ponerla en práctica.

La aplicación de la técnica RCM a ESCs críticos, podría significar una mejora en la confiabilidad de los equipos, maximizando recursos de mantenimiento al determinar de manera sistemática, que tareas son las adecuadas para cada componente según el riesgo. Además, se lograría una reducción de los costos de las actividades de mantenimiento apoyando estas actividades en un análisis sistemático y detallado.

La información obtenida luego de la evaluación, estableció cuales son las tareas de mantenimiento necesarias para controlar las fallas funcionales de mayor riesgo. Se identificó que la mayoría de las actividades propuestas en éste trabajo final fueron desarrolladas por el sector mantenimiento de la CNAI en el ciclo de vida del equipo. Esta información es la que debería alimentar a los PGE a fin de coordinar las tareas.

La técnica RCM propone agrupar las tareas de mantenimiento en dos grandes bloques, las tareas “proactivas” (incluyen mantenimiento Proactivo y Predictivo) y las tareas “reactivas” (incluyen búsqueda de fallas, rediseño y correctivos). Las tareas proactivas se anticipan a la ocurrencia de las fallas y han de ser técnicamente aplicables y económicamente rentables (costo/eficacia). Las tareas reactivas incluyen las actividades de búsqueda de fallas, particularmente aplicadas a las fallas ocultas y al mantenimiento correctivo.

En relación a lo planteado en el párrafo anterior, uno de los hallazgos reside en que la mayoría de las tareas de mantenimiento aplicadas al componente durante su ciclo de vida fueron de carácter correctivo, es decir, se efectuaron luego de haberse detectado la anomalía o el componente degradado. Las actividades de mantenimiento aplicadas, son técnicas de ensayos no destructivos muy valiosas, las cuales pierden eficiencia si no se las desarrolla periódicamente. Como recomendación o punto de partida para la discusión, se propone revisar algunas de las tareas correctivas llevadas a cabo en los equipos de referencia e implementarlas como mantenimiento preventivo/predictivo a fin de reducir la probabilidad de falla de los equipos y por ende aumentar su confiabilidad.

En el caso de la cobertura de la gestión del envejecimiento, cabe realizar la misma observación con el detalle de que al no realizarse ensayos no destructivos y su análisis y análisis de tendencia de manera sistemática, no es posible determinar el grado de avance de algunos de los mecanismos de degradación como ser fatiga y corrosión bajo tensión.

## **7. Capítulo 7 - Referencias**

- 7.1.** IAEA NS-G-2.6. “Maintenance, Surveillance and In-service Inspection in Nuclear Power Plants”. 2002
- 7.2.** IAEA NS-G-2.12. “Ageing Management for Nuclear Power Plants”. 2009
- 7.3.** IAEA-TECDOC-1590. “Application of Reliability Centered Maintenance to Optimize Operation and Maintenance in Nuclear Power Plants”. 2007
- 7.4.** 10 CFR 50.65. “Requirements for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants”. 2014
- 7.5.** Regulatory Guide 1.160. “Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants”. 2012
- 7.6.** Guide YVL A.8. “Ageing Management of a Nuclear Facility”. 2014
- 7.7.** Material del curso Ingeniería y Gestión del Mantenimiento. Francisco Ríos Carnicero. TECNATOM España.
- 7.8.** I.T. N° 86/12 “Evaluación de estado de componentes mecánicos del sistema TJ”
- 7.9.** I.T.N° 88/12 “Informe de cobertura de mantenimiento para componentes activos del sistema TJ”
- 7.10.** Información histórica relevada en planta de la base de datos IFS.
- 7.11.** Clasificación de Sistemas de la CNA Unidades I y II Según su Función y Clase de Seguridad. PI-I-05. Rev.2. 2015
- 7.12.** Manual de Mantenimiento Central Nuclear Atucha Unidades I y II Rev. 2. 2014.