



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
ENERGÍA – ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

CATEGORIZACIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO INFORMADO EN RIESGO  
10CFR50.69 EN LA PLANTA DE ENERGÍA NUCLEAR LAGUNA VERDE  
APLICADO A CABLES ELÉCTRICOS

TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
JORGE GARCÍA GARCÍA

TUTOR  
M.C. PAMELA FRAN NELSON EDELSTEIN  
FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. NOVIEMBRE 2013

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. Juan Luís Francois Lacouture  
Secretario: M.C. Pamela Fran Nelson Edelstein  
1 er Vocal: Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez  
2 do Vocal: M. en C. Gabriel Calleros Micheland  
3 er Vocal: M. C. Jorge Viais Juárez

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

Veracruz, Ver., Jiutepec Morelos y México, D.F.

**TUTOR DE TESIS:**

M.C. Pamela Fran Nelson Edelstein

-----  
**FIRMA**

## **DEDICATORIA**

Dedico muy emocionado este trabajo a mi esposa Paty, mi ñeka, que con gran cariño y amor ofreció buena parte del tiempo de convivencia que pudimos pasar juntos a cambio de que lograra mi desarrollo profesional, gracias por tu comprensión y paciencia durante estos años de trabajo en mis estudios, gracias porque en todo momento mantuviste mi ánimo para seguir adelante, aún en aquellos momentos difíciles en que parecía ya no tener la fuerza suficiente, tu lograste darme ese impulso y motivación, gracias a la felicidad y tranquilidad que me brindas con tu consagración diaria a mí y a nuestra pequeña ñequita Josselyn, a quien también agradezco por la dulzura, admiración y cariño que me manifiesta día a día, lo cual me da razones para seguir fijando metas y aspiraciones a fin de ofrecerles una vida mejor.

## *AGRADECIMIENTO*

Gracias a mis padres Jorge y Jovita, a los que debo la vida, educación y valores que infundieron en mí, lo cual hoy me permite desenvolverme con éxito en todo lo que emprendo, a ustedes y a mi abuelita Chelo, gracias por el cariño, el amor que me demuestran y el orgullo que me reflejan, que dios me los conserve siempre.

A todos mis compañeros de trabajo de la Subgerencia de Ingeniería, Centro de Entrenamiento de la GCN y la Coordinadora de Proyectos Termoeléctricos, de Comisión Federal de Electricidad, que con su implacable trabajo en la organización, gestión de recursos y logística, hicieron posible que tuviera la posibilidad de acceder y tomar provecho del programa de postgrado en la Universidad Nacional Autónoma de México, así como por facilitarme el acceso a información que me fue necesaria durante la investigación; agradezco sus atenciones.

Reconozco el apoyo expedito de mi asesora de tesis, quien con mucha ética profesional me tuteló en la conformación de este trabajo y que además compartió su experiencia para que enriqueciera el mismo, agradezco su dedicación en la revisión de la tesis, al igual que la de los miembros del jurado de mi examen de grado.

“Gracias a Dios”...

## Contenido

Contenido.....	2
LISTA DE TABLAS .....	5
LISTA DE FIGURAS.....	6
Acrónimos y definiciones .....	7
Resumen.....	13
Introducción.....	14
<b>CAPÍTULO 1.....</b>	<b>20</b>
<b>PRIMER PROGRAMA DE MONITOREO DE LA CONDICIÓN DE CABLES DE LA CNLV DE ACUERDO A EPG-16 DE INPO EN RESPUESTA A LA GL 2007-1 .....</b>	<b>20</b>
Descripción.....	20
El porqué del programa .....	21
Experiencia operacional externa de fallas.....	22
Experiencia en la CNLV .....	25
Metodología y requisitos para implementar el programa de cables en la CNLV de acuerdo a la guía de INPO EPG-16.....	25
Priorización de aplicación del programa de cables en la CNLV de acuerdo a la guía de INPO EPG-16 .....	27
<b>CAPÍTULO 2.....</b>	<b>29</b>
<b>PROGRAMA DE GESTION DE ENVEJECIMIENTO EN CABLES (AGING MANAGEMENT PROGRAM AMP) EN LA CNLV DE ACUERDO A LAS REGLAS PARA LA RENOVACIÓN DE LICENCIA. ....</b>	<b>29</b>
Marco regulador y requisitos para implementar.....	29
Desarrollo de la metodología específica a equipo eléctrico para aplicación de renovación de licencia.....	35
Definición del entorno adverso localizado como un espacio de planta específico para el presente ejercicio de categorización .....	37
Identificación de los cables.....	43
<b>CAPÍTULO 3.....</b>	<b>51</b>
<b>CATEGORIZACIÓN DE ESC'S INFORMADA EN RIESGO BAJO LA REGLA 10CFR50.69 .....</b>	<b>51</b>
Marco regulador 10CFR50.69 y las guías desarrolladas para su implementación en el tratamiento de ESCs informado en riesgo.....	51
Categorías RISC de ESCs de Acuerdo al NEI 00-04 .....	52
Discusión en la aplicación de la regla 50.69 por la NRC y el NEI .....	54
Guía 1.201 revisión 0 (DG 1121 Borrador), desarrollado por la NRC.....	60
Guía 1.201 revisión 1 .....	61
Guía EPRI 1011234.....	62
Proyecto de estándar IEEE, P1819 .....	63
Requisitos del tratamiento alternativo por 50.69 identificados por IEEE.....	64

<b>CAPÍTULO 4.....</b>	<b>68</b>
<b>DESARROLLO DEL PROCESO DE CATEGORIZACIÓN INFORMADO EN RIESGO 10CFR50.69 .....</b>	<b>68</b>
Evaluación del APS disponible para la aplicación de la metodología 50.69.....	68
Características de la membresía requerida para el IDP .....	69
Visión determinista requerida .....	69
Evaluaciones de riesgo basadas en APS u otros análisis de riesgos .....	70
Intervalo de riesgo en eventos internos.....	70
Riesgo de incendio, riesgo sísmico y otros externos .....	72
Riesgo de apagado.....	72
Estudios de sensibilidad.....	73
<b>CAPÍTULO 5.....</b>	<b>74</b>
<b>EVALUACIÓN DETERMINISTICA REQUERIDA PARA LA CATEGORIZACIÓN INFORMADA EN RIESGO 10CFR50.69.....</b>	<b>74</b>
Evaluación determinista del riesgo en sistemas eléctricos de acuerdo al proyecto de estándar P1819 de la IEEE.....	74
Para la función de suministro de energía eléctrica. ....	74
Para funciones que no son de suministro de energía eléctrica.....	75
Procedimientos Deterministas de riesgo, utilizados por una planta de los Estados Unidos que ha obtenido aprobación de múltiples excepciones por 10CFR50.69 ante la NRC.....	78
Evaluación determinista del riesgo en ESC en General.....	78
Evaluación determinista del riesgo empleada específicamente en sistemas eléctricos .....	85
<b>CAPÍTULO 6.....</b>	<b>91</b>
<b>INCORPORACIÓN DE LA METODOLOGÍA 50.69 AL PROGRAMA MANEJO DEL ENVEJECIMIENTO AMP EN CABLES (NUREG 1801) .....</b>	<b>91</b>
Aplicaciones informadas en riesgo para la industria nuclear. ....	91
Propuesta de la incorporación de técnicas informadas en riesgo para priorizar los cables alcance del AMP de renovación de licencia. ....	92
Alcance de la categorización de ESCs.....	93
Revisión y retroalimentación.....	94
Selección de elementos a categorizar. ....	94
Identificación de las funciones del sistema o componente.....	94
Identificación del componente alimentado dentro de su sistema.....	95
Asignación de los componentes a funciones compatibles .....	95
Inclusión de experiencia operacional .....	95
Aplicación de la metodología a la categorización informada en riesgo de cables alcance del programa XI.E3 del NUREG 1801 .....	95
Funciones del sistema NSW .....	96
Funciones Relacionadas con Seguridad .....	96
Funciones No Relacionadas con Seguridad .....	96
Funciones del sistema CW.....	97
Funciones Relacionadas con Seguridad .....	97
Funciones No Relacionadas con Seguridad .....	97

Aplicación de las reglas de alcance y selección prescritas por la regla de renovación de licencia 10CFR54 .....	97
Lista de cables dentro de alcance del programa XI.E3 .....	99
Determinación de cables con mayor significancia o importancia al riesgo de incremento a la CDF o LERF .....	105
Selección de eventos básicos con $RAW \geq 2$ y $FV \geq 0.005$ del Reporte del APS de la Central .....	105
Eventos con RAW y FV con relación a sistemas en obra de toma de la central. ....	107
<i>Tabla 19.- Eventos básicos con RAW y FV con relación a sistemas en obra de toma de la central. ....</i>	107
Tabla de categorización de cables alcance del 10CFR54, informada en riesgo por 10CFR50.69 .....	108
<b>CAPÍTULO 7.....</b>	<b>115</b>
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>115</b>
Revisión a la congruencia del método de categorización informada en riesgo respecto al 10CFR54 y seguimiento de la condición por EPG-16 para su aprovechamiento en AMPs requeridos por la regla de Renovación de Licencia.....	115
Conclusiones al respecto del método determinista empleado en el ejercicio. ....	117
Resultados de la aplicación de metodología informada en riesgo 10CFR50.69 en cables en ambiente adverso localizado.....	119
Aportación de la metodología informa en riesgo 10CFR50.69 para la priorización de monitoreo de cables en el AMP XI.E3 requerido por la regla 10CFR54.....	124
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>125</b>

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.- Grupos en que se clasifican las funciones asignadas a ESC determinadas en el alcance de Renovación de Licencia.

Tabla 2.- Cables en los manholes de la periferia de obra de toma de la central.

Tabla 3.- Criterios para eventos básicos de componentes individuales RAW y FV para categorizar en RISC.

Tabla 4.- Criterios para eventos básicos de causa común CCF RAW y FV para categorizar en RISC.

Tabla 5.- Valor de Respuesta propuesto en el proyecto de estándar IEEE.

Tabla 6.- Valor de Respuesta ponderado propuesto en el proyecto de estándar IEEE.

Tabla 7.- Tabla de riesgo resultante según proyecto de estándar IEEE.

Tabla 8.- Preguntas críticas, sus definiciones y ejemplos para la evaluación determinista.

Tabla 9.- Definición de impacto por efecto de pérdida, degradación o reto a una función de sistema.

Tabla 10.- Definición de frecuencia por frecuencia en la demanda de la función.

Tabla 11.- Valores de respuestas a preguntas críticas considerando impacto y frecuencia.

Tabla 12.- Valores para los factores ponderantes según su contribución a la salud pública y seguridad.

Tabla 13.- Puntuación máxima resultado de compilar respuesta a pregunta crítica por contribución a la salud pública y seguridad.

Tabla 14.- Calificación de riesgo de acuerdo al rango del total de resultados ponderados.

Tabla 15.- Excepciones al proceso determinista.

Tabla 16.- Determinación de alcance de los sistemas NSW y CW en RL.

Tabla 17.- Cables ejemplo de alcance de 10CFR54 relacionados a NSW.

Tabla 18.- Eventos básicos  $RAW \geq 2$  y  $FV \geq 0.005$  para el APS de la CNLV.

Tabla 19.- Eventos básicos con RAW y FV con relación a sistemas en Obra de toma de la central.

Tabla 20.- Tabla de categorización de cables informada en riesgo.

Tabla 21.- Comparativa de atributos requeridos por EPG-16, 10CFR54 y 10CFR50.69.

Tabla 22.- Conclusiones para el alcance del AMP de cables de RL por Categorización 50.69.

Tabla 23.- Priorización de monitoreo en cables para 10CFR54, mediante 10CFR50.69.

## LISTA DE FIGURAS

*Fig. 1.- Esquema de priorización de pruebas a cables para aplicación del programa de monitoreo de la condición, basado en la EPG-16 de INPO.*

*Fig. 2.- Funciones designadas según los criterios fundamentales para considerar que una ESC está dentro del alcance del análisis para Renovación de Licencia.*

*Fig. 3.- Marco Regulatorio para aplicaciones de la solicitud de Renovación de Licencia.*

*Fig. 4.- Vista de Planta de banco de Ductos subterráneos de la CNLV relacionados a la Obra de Toma de la central.*

*Fig. 5.- Vista de Planta de banco de Ductos subterráneos de la CNLV relacionados al Edificio de NSW de la Unidad 1 de la central.*

*Fig. 6.- Vista de Planta de banco de Ductos subterráneos de la CNLV relacionados al Edificio de NSW de la Unidad 2 de la central.*

*Fig. 7.- Vista de Planta de banco de Ductos subterráneos de la CNLV relacionados al Edificio de CW de la Unidad 2 de la central.*

*Fig. 8.- Vista de Planta de banco de Ductos subterráneos de la CNLV relacionados al Edificio de CW de la Unidad 1 de la central.*

*Fig. 9.- Marco Regulatorio del 10CFR50.69.*

*Fig. 10.- Categorías RISC del NEI-004 Rev. B.*

*Fig. 11.- Alcance de aplicaciones informadas en riesgo para la industria nuclear.*



## Acrónimos y definiciones

Acrónimo/ concepto	Definición
10CFR	Apartado del Código Federal de Regulaciones de los Estados Unidos de América que regula lo referente a energía.
δ tan	Prueba de diagnóstico en aislamientos que busca medir su Factor de Potencia.
ACC	Accidente o transitorio previamente evaluado en el informe final de seguridad.
ADAMS	Sistema de Acceso a Documentos y Administración de la NRC.
AEFT	Análisis de Envejecimiento en Función del Tiempo (o TLAA por sus siglas en inglés).
Ambiente adverso localizado	Espacio de planta en el cual se han identificado el paso de cables donde se presentan condiciones de temperatura, radiación y/o humedad fuera de las condiciones normales de operación para las cuales dichos cables fueron diseñados, fabricados y calificados.
AMP	Programa de Gestión del Envejecimiento (Aging Management Program).
ANPR	Aviso del plan propuesto.
ANS	Sociedad Nuclear Americana.
ANSI	Instituto Nacional de Estándares Americanos.
APS	Análisis probabilístico de seguridad.- Es una evaluación cualitativa y cuantitativa del riesgo asociado con la operación de la planta y el mantenimiento, que se mide en términos de frecuencia de aparición de métricas de riesgo, tales como daños al núcleo o una liberación de material radiactivo y sus efectos sobre la salud del público (también es conocido como PSA por sus siglas en inglés).
ATWS	Transitorio Anticipado sin SCRAM.
Backfitting	Efectos en la aplicación de la regla de acuerdo a los términos y condiciones indicados en el 10CFR 50.109.
BOP	Sistemas de Balance de Planta (Balance Of Plant).
BUS	Barra de distribución eléctrica de un tablero de distribución de potencia eléctrica.
BWR	Reactor Nuclear de Agua Hirviente.
CA	Corriente Alterna.
CCARS	Base de datos de Cables y Conduits instalados en la CNLV.
CD	Corriente Directa.
CDF	Frecuencia de daño al núcleo de la central nuclear.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
CNLV	Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.
CNSNS	Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias, Organismo Regulador Nuclear de los Estados Unidos Mexicanos.
COA	Modo de Operación de la Unidad de la central Nuclear.
COM-E	Grupo de elementos o componentes similares Eléctricos (Electric Commodity Group).
CW	Sistema de Agua de Circulación (Circulating Water).
CWD	Diagramas de Alambreado de Instrumentación.

Decisión Determinista	Es una evaluación cualitativa de la importancia del riesgo de una ESC basado en el juicio colectivo de miembros de un IDP y que utiliza un proceso sistemático que complementa los resultados de un APS.
Defensa en profundidad	Es la aplicación de diseño determinista y características operacionales que compensan los eventos que tienen un alto grado de incertidumbre con importantes consecuencias para la salud pública y la seguridad.
DEP	Dielectroforesis, movimiento de las partículas causado por los efectos de polarización en un campo eléctrico no uniforme.
DG	Sistema de Generador Diesel de Emergencia de la central nuclear.
DOE	Departamento de Energía de los Estados Unidos de América (Department of Energy).
DP	Pruebas de diagnóstico de Descargas Parciales en cables.
DRD	Documento Requisitos de Diseño.
Efecto corona	Es un fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de alta tensión causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de tensión de la línea. Al momento que las moléculas que componen el aire se ionizan, éstas son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte de los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire, este fenómeno y se manifiesta en forma de halo luminoso alrededor del conductor, y dado que éstos suelen ser de sección circular, el halo adopta una forma de corona.
EPG	Guía Programa de Ingeniería (Engineering Program Guide) que se refiere a la EPG-16 en este trabajo.
EPR	Material Aislamiento de Polímeros de Etileno Propileno negro ó marrón.
EPRI	Instituto de Investigaciones Eléctricas de los Estados Unidos de América (Electric Power Research Institute).
EPU	Aumento de Potencia.
EQ	Ambientalmente Calificado (Environmentally Qualified).
ESC	Estructura Sistemas o Componentes las cuales conforman o son parte de una planta de energía nuclear.
Espacios de planta	Es un método para realizar una revisión de la gestión de envejecimiento de toda la planta. Varios solicitantes de Renovación de Licencia han utilizado este enfoque como parte del proceso de alcance y filtrado. Todos los cables se consideran en el ámbito de aplicación a menos que específicamente se hayan filtrado fuera durante el proceso de selección. (Referencia: "revisión de frontera") Las características de envejecimiento de un conjunto de materiales de componentes se comparan a las condiciones de servicio a las que podrían estar expuestos en grandes áreas bien definidas de la planta (edificio del reactor, obra de toma, etc.) para determinar si los materiales envejecen prematuramente en estas áreas.
ETOs	Especificaciones Técnicas de Operación de la Central Nuclear.
EUA	Estados Unidos de América.
FIVE	Análisis de Evaluación de Vulnerabilidad Inducida de Fuego.
FP	Protección contra Incendio (Fire Protection).
FRS	Riesgo de Falla Significativa.
FSAR o ISSE	Reporte Final del Análisis de Seguridad o Informe de Seguridad de Segunda Etapa.
FV	Importancia Fussell-Vesely (Fussell-Vesely Importance F-V) es una característica de los modelos de planta (generalmente atribuido a un componente, tren o sistema) y se define como la disminución fraccional en el nivel de riesgo total (como ejemplo la contribución relativa por la falla de un componente a la falla de un sistema entero),

	cuando la función de la planta se asume perfectamente confiable (tasa de falla = 0.0). Si todas las secuencias que comprende el nivel de riesgo total (CDF, por ejemplo) son mínimas, el F-V también es igual a la contribución fraccional para el nivel de riesgo total de todas las secuencias que contienen la función (fallida) de interés. Note que el $F-V = 1-1/RRW$ . (Véase valor de reducción de riesgo RRW).
FPD	Factor ponderante asignado a cada uno de los concepto relacionados a una pregunta critica, basado en la contribución de cada uno a la seguridad y salud pública, el cual es utilizado en el proceso determinista para calificar el riesgo correspondiente al componente evaluado.
FTC	Falla a cerrar y permanecer cerrado.
FTO	Falla a permanecer abierto.
GALL	Lecciones Genéricas sobre Envejecimiento en Plantas Nucleares (Nuclear Power Plant Generic Aging Lesson Learned NUREG 1801).
GC	Categoría de Garantía de Calidad, que se asigna a ESC's conforme a la definición de ESC relacionado con seguridad del 10CFR50.2, indicada en el PGC de la GCN, comúnmente se ha referido a esta categorización como "QA".
GC-1	Categoría de acuerdo al PGC de la GCN para ESC's que requieren el más alto grado de confiabilidad. Barrera de presión del refrigerante del reactor y estructuras soporte del núcleo, cuya falla cause pérdida de refrigerante del reactor a razón mayor que la capacidad normal del sistema de agua de repuesto.
GC-2	Categoría de acuerdo al PGC de la GCN para ESC's necesarios para: (i) Insertar reactividad negativa para el apagado del reactor, (ii) Prevenir la inserción rápida de reactividad positiva, (iii) Mantener la geometría adecuada del núcleo, (iv) Proporcionar enfriamiento de emergencia al núcleo, (v) Proporcionar y mantener la contención, (vi) Remover calor residual del reactor y núcleo.
GC-3	Categoría de acuerdo al PGC de la GCN para ESC's que: Procesan o contienen desechos radiactivos cuya falla pueda causar a una persona exceder el límite de dosis a cuerpo entero o su equivalente en cualquier parte del cuerpo mayor de 500 mRem., Proporcionan o apoyan cualquier función de sistemas de seguridad.
GC-4	Categoría de acuerdo al PGC de la GCN para ESC's los cuales no tiene asignada función de seguridad pero son categoría Sísmica I, o soportes que sin serlo, se diseñan de manera que su falla no dañe a componentes sísmicos o relacionados con seguridad.
GCN	Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas.
GC-RW	Categoría de acuerdo al PGC de la GCN para ESC's que no son categoría GC-1, 2 o 3 pero que forman la barrera de presión para desechos radiactivos.
GC-SPCI	Categoría de acuerdo al PGC de la GCN para ECS's del sistema de protección contra incendio usados para proteger áreas que contienen ESC's de GC.
GL	Carta Genérica, documento de la NRC de aplicación obligatoria de Licenciarios en los EUA.
HSS	Alto Riesgo Significativo a la Seguridad (High Safety Significant).
HSW	Agua de servicio al Sistema de Inyección de refrigerante a alta presión al núcleo del reactor HPCS.
IAEA	Agencia Internacional de Energía Atómica.
IDP	Panel de toma de decisión independiente.
IN	Notificación Informativa de la NRC (Information Notice).
INI	Evento iniciador.
INPO	Instituto de Operadores Nucleares de los Estados Unidos de América (Institute of

	Nuclear Power Operators).
IPV	Intervalo de pruebas de vigilancia.
IR	Informado en Riesgo.
IS	Inspecciones en Servicio.
ISG	Guía interina de uso por la NRC.
ISO	Organización Internacional para la Estandarización.
kcMil	( <i>kilo circular mil</i> ) Medida de calibre de conductores identificados directamente por su área de sección transversal expresada en el sistema ingles de medida. <i>Mil</i> , para los diámetros, es decir una milésima de pulgada. <i>Circular mil</i> , para las áreas, unidad que representa el área del círculo de un mil de diámetro, es decir, 0,7854 mils cuadrados.kcMil, para secciones de mayor área. Éstas siglas también eran conocidas hasta finales del siglo XX como MCM o KCM.
LERF	La frecuencia de descarga radioactiva grande y temprana .
LOCA	Accidente base de Diseño de pérdida de refrigerante del Reactor.
LOOP	Evento de Pérdida de Energía en CA Exterior al sitio de la central nuclear.
LREWG	Grupo de trabajo Eléctrico de Renovación de Licencia.
LSS	Bajo Riesgo Significativo a la Seguridad (Low Safety Significant).
LTO	Operación a Largo Plazo de una central nuclear.
MCC	Centro de control de motores.
Megger	Equipo de CD para prueba de aislamientos.
MH	Registro de ruta de cable en campo (Man hole)
NEI	Instituto de Energía Nuclear de los Estados Unidos de América (Nuclear Energy Institute).
NPAR	Programas de revisión sobre el Envejecimiento de Plantas Nucleares.
NR/S	No Relacionado con Seguridad, ESC´s que no cumplen lo establecido en la definición de Relacionado con Seguridad de acuerdo al 10CFR50.2.
NRC	Organismo Regulador Nuclear de los Estados Unidos de América (Nuclear Regulatory Commission).
NSW	Sistema de Agua de Servicio Nuclear (Nuclear Service Water).
NUMARC	Consejo de Recursos y Administración Nuclear de los Estados Unidos de América (actualmente NEI).
OAs	Procedimientos de Operación en respuesta a emergencias.
OE	Experiencia Operacional.
Opción 2	Informar en riesgo a requisitos de tratamiento especial del 10 CFR parte 50.
PAC	Programa de Acción Correctiva de la CNLV.
Panel de Expertos	Es un grupo multidisciplinario de expertos para toma de decisión integrada IDP, conocedores de la planta, personas cuya experiencia les permite representar de manera sensata el riesgo y realizar las evaluaciones de riesgos específicos que se utilizan en la toma de decisiones. La experiencia necesaria en el IDP variará dependiendo de la aplicación de riesgo pero normalmente incluirá personal conocedor del APS, personal de Operación de planta, Ingeniería y Mantenimiento.
PDR	Sala de Documentos Públicos de la NRC.
PGC	Plan de Garantía de Calidad de la GCN, implementado en cumplimiento a los criterios establecidos en el 10CFR50 Apéndice B.
PGRC	Programa de Gestión del Riesgo de la Configuración.

PLIM	Administración ó Gestión de Vida de Planta.
PS	Pruebas en Servicio.
PWR	Reactor Nuclear de Agua Presurizada.
QC	Clasificación Grado Comercial aplicada a componentes diseñados y fabricados por proveedores que han implementado programas de calidad de la industria convencional tal como programas en apego a la Organización Internacional para la Estandarización (ISO).
R/S	Relacionado con Seguridad, como se define en 10CFR50.2 donde se indica que son ESC's que sirven de base y a permanecer funcionales durante y después de eventos base de diseño para asegurar:(i) La integridad de la frontera de presión del refrigerante de reactor, (ii) La capacidad de apagar el reactor y se mantienen en la condición de apagado seguro; o (iii) La capacidad de prevenir o mitigar las consecuencias de los accidentes que pueden resultar en la exposición potencial fuera del sitio, comparable a la exposición que da pauta a lo aplicable establecido en el 10CFR50.34(a)(1) o 10CFR100.11, según corresponda.
R21	Sistema de Distribución de potencia No crítico en 4160 Vca de la central nuclear.
R22	Sistema de Distribución de potencia crítico en 4160 Vca de la central nuclear.
RAW	El valor de Riesgo Logrado (Risk Achievement Worth RAW) de una función del modelo de planta (generalmente un componente, tren o sistema) es el aumento de riesgo si se asume que la función es fallida en todo momento. Se expresa en términos de la relación del riesgo con el evento de falla al nivel de riesgo línea-base.
Requisitos de tratamiento especial	Son requerimientos actuales de la NRC que se impusieron a las estructuras, sistemas y componentes que van más allá de los controles y medidas establecidas de la industria comercial para los equipos clasificados como grado comercial (QC). Estos requisitos están diseñados para ofrecer garantías razonables de que el equipo es capaz de satisfacer sus bases de diseño, requisitos funcionales bajo condiciones de base de diseño. Estos requisitos de tratamiento especial adicional incluyen consideraciones de calificación de equipo, control de cambios, documentación, informes, mantenimiento, pruebas, vigilancias y requisitos de aseguramiento de calidad del diseño. En términos del PGC de la GCN, estos requisitos de tratamiento especial se aplican a ESC's Relacionados con seguridad R/S con empleo en funciones R/S como se define en 10CFR50.2, con categoría GC-1,2,3,4,SPCI y RW (QA), por lo cual deben ser suministrados por proveedores que tengan implementado un Programa de Garantía de Calidad de acuerdo al 10CFR50 Apéndice B, los cuales son periódicamente auditados para asegurar que los 18 criterios del Apéndice B o los aplicables a la ESC siguen siendo aplicados al producto y con ello se asegure que estos requisitos de tratamiento especial son válidos.
RHR	Sistema de Remoción de Calor Residual de la central nuclear.
Riesgo	Es la probabilidad y consecuencias de un evento, según lo expresado por la respuesta a las tres cuestiones siguientes: ¿qué puede salir mal? Es probable ¿cómo? y ¿cuáles son las consecuencias si se produce? Por lo tanto, el concepto de Riesgo abarca, lo que puede suceder (escenario), su probabilidad de ocurrir (probabilidad), y su grado de daño (consecuencias).
RISC	Categoría de Seguridad Informada en Riesgo, producto de una evaluación en apego a los lineamientos del 10CFR50.69.
RISC1	Relacionado con Seguridad, Riesgo Significativo para la seguridad Alto.
RISC2	No Relacionado con Seguridad, Riesgo Significativo para la seguridad Alto.
RISC3	Relacionado con Seguridad, Riesgo Significativo para la seguridad Bajo.
RISC4	No Relacionado con Seguridad, Riesgo Significativo para la seguridad Bajo.

RL	Renovación de Licencia.
RPS	Sistema de Protección del Reactor (Reactor Protection System).
RRW	El Valor de Reducción del Riesgo (Risk Reduction Worth, RRW) de una función del modelo de planta, es la disminución de riesgo si se supone que la función es perfectamente fiable. Se expresa en términos de la relación entre el nivel de riesgo línea base al riesgo con la característica garantizada para tener el éxito. Ver la importancia Fussell-Vesely.
SBO	Pérdida de Energía de Corriente Alterna Exterior e Interior del sitio (Station Black Out).
SCOA	Secuencia de Apagado del reactor o la unidad de la central nuclear.
SCRAM	Inserción Súbita de Barras de Control para el apagado de emergencia del reactor nuclear.
SENER	Secretaria de Energía del Gobierno Federal de los Estados Unidos Mexicanos.
Significante para la seguridad	Son las estructuras, sistemas, componentes o actividades que son importantes contribuyentes a la seguridad como se identifica mediante un proceso informado en riesgo que combina información del APS, Experiencia, Operacional y otra información técnica mediante evaluaciones de un IDP.
SLC	Sistema de control líquido en reserva.
SMA	Análisis de Margen Sísmico.
SRP	Plan de Revisión Estándar para solicitudes de Renovación de Licencia de Operación en plantas nucleares (Standard Review Plan) NUREG 1800.
STP	Proyecto Nuclear del Sur de Texas (South Texas Project).
SWGR	Tablero de Distribución en media tensión 4.16 KV (Switchgear).
SWYD	Subestación eléctrica de Potencia (Switchyard).
S&S	Etapas de Alcance y filtrado de ESC para su tratamiento en RL (Scoping & Screening).
TAA	Análisis de Envejecimiento Limitado en el Tiempo.
TPI	Tiempo permitido de interrupción por especificaciones técnicas de operación (AOT Allowed Outage Time).
TSW	Sistema de Agua de Servicio a Turbina.
Vca	Voltaje de corriente alterna.
Vcd	Voltaje de corriente directa.
VLF	Pruebas de diagnóstico a muy baja frecuencia en cables.
VR	Valor dado a la respuesta a una pregunta crítica en el proceso determinista.
WANO	Asociación Mundial de Operadores Nucleares.
XLPE	Aislamiento reticulado del polietileno de cadena cruzada.

NOTA: Algunos conceptos y textos en tablas y figuras, se han mantenido en su idioma original, tal como se encuentran en el documento del que provienen, del cual se hace referencia.

## Resumen

Tesis de investigación que describe una práctica de categorización informada en riesgo de cables eléctricos como apoyo en la toma de decisiones para la implementación de un programa de gestión de envejecimiento (AMP) de cables de una central nucleoelectrónica, requisito para la extensión de licencia de operación.

El organismo regulador requiere el monitoreo de la condición de cables para dar cumplimiento a la regla 10CFR54 dictaminada para gestionar el envejecimiento de ESCs con fines de Renovación de Licencia de Operación de instalaciones nucleares de potencia. Este trabajo evalúa la metodología de categorización informada en riesgo 10CFR50.69 y compara los resultados con el método tradicional.

Se describen los requisitos de cada una de las guías y reglas asociados, guías complementarias y procedimientos que organizaciones e institutos han desarrollado para orientar a la industria nuclear para dar cumplimiento a requisitos obligatorios. Se describe además procedimientos de una planta en los Estados Unidos, ejemplo de éxito en el desarrollo de trabajos de categorización informada en riesgo. Estos procedimientos se abordan para desarrollar un ejercicio de categorización informado en riesgo en cables identificados en un ambiente adverso localizado de una planta nucleoelectrónica.

Este trabajo se desarrolla con el fin de determinar el alcance final de cables a incluirse en el programa de gestión al envejecimiento de cables inaccesibles que debe implementarse en la planta como compromiso a la solicitud de renovación de licencia.

En conclusión, se presenta un esquema de priorización informada en riesgo para cables con su propuesta de alcance en compromisos para la solicitud de renovación de licencia, los resultados fueron determinar si el cable evaluado está en alcance del AMP, si es obligatoria su inclusión en el programa, y si queda comprometido en la solicitud de RL, además se determina si se puede considerar condicionante para la aprobación de Licencia Renovada.

## Introducción

A pesar de los esfuerzos realizados por la industria nuclear a través de los años para mantener no solo la operación de las centrales de manera segura y confiable, sino para mejorar a cada momento sus procesos al paso del tiempo con la adquisición de experiencia operacional, ésta ha enfrentado cada vez mayores dificultades para mantener la confianza del público, derivado de eventos tales como los ya famosos accidentes en plantas como la Isla de las Tres Millas en EE.UU., Chernóbil, en Ucrania, y más recientemente Fukushima Daiichi, en Japón.

Sin embargo, y sin duda, estos eventos han revolucionado la industria nuclear, ya que en respuesta a cada uno de ellos, la industria nuclear ha echado mano de muchas herramientas de estadística y tecnológicas, en busca de modelar todos los escenarios posibles a los que cada planta tiene probabilidad de enfrentarse. Tal es el caso del Análisis Probabilístico de Seguridad (APS), que la industria nuclear a utilizado ya para desarrollar protocolos de emergencia, cambios en las plantas y un sin número de acciones preventivas, buscando evitar daños en sus sistemas de contención de material radiactivo ante cualquier eventualidad, tanto interna como externa, que amenacen la integridad de las instalaciones nucleares.

Para asegurar esto, la industria nuclear en los Estado Unidos de América (E.U.A.), ha sido líder en el desarrollo de técnicas que le han permitido atender todos y cada uno de los requerimientos que su organismo regulador, la NRC, ha impuesto a las plantas a través de requisitos regulatorios obligatorios que les hace llegar a los licenciatarios de manera directa o a través de la incorporación de reglas al apartado 10 del Código Federal de Regulaciones 10CFR.

La explotación de la energía nuclear en México, con fines de generación de energía eléctrica, tuvo su inicio con la puesta en operación de la Unidad 1 de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde (CNLV) en 1990, y posteriormente con la de la Unidad 2 en 1995, ambas a cargo de la Comisión Federal de Electricidad como licenciatario.

En México, el marco regulador para instalaciones nucleares de potencia que se adoptó, corresponde a la regulación aplicable al país de origen de la tecnología aplicada en la instalación nuclear, en el caso de la CNLV, el fabricante de los reactores nucleares es General Electric de los E.U.A., por lo que el organismo regulador en materia nuclear en México, la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardas (CNSNS), ha adoptado los requisitos que la NRC impone en los E.U.A., asegurándose de que las instalaciones nucleares en México, también implementen acciones pertinentes para atender tales requisitos.

Este trabajo presenta un conjunto de tópicos que giran en torno a los requisitos que la NRC ha impuesto para el seguimiento de la condición funcional de cables eléctricos de centrales nucleares, lo cual, al igual que en los E.U.A., en México se han vuelto requisito para el manejo de su envejecimiento y forman parte de los



compromisos regulatorios para lograr la aprobación de renovación de licencia (RL) y operación de las centrales nucleares a largo plazo (LTO).

En primera instancia se presentan los requisitos impuestos por la Carta Genérica de la NRC, la GL 2007-1, resultado de la experiencia de la industria en fallas de cables eléctricos. Posterior a esta GL, la NRC emitió el documento de experiencia operativa SEN-272, en el cual se detalló mayor información al respecto y recomendaciones para su atención.

Por lo anterior, el Instituto de Operadores Nucleares (INPO) desarrolló la Guía EPG-16 en un esfuerzo por estandarizar el contenido que las plantas nucleares deberían incluir en su respuesta a la GL y SEN antes mencionado, sin embargo, no fijó una directriz detallada en la jerarquización de los cables que deberían atenderse por su recomendación.

A finales de 2009, Ingeniería de la CNLV realizó un trabajo que resultó en un esquema propuesto de priorización en cumplimiento a la EPG-16, el cual se presenta en la Figura 1 de este trabajo.

En 2012, la CNLV inicio trabajos de preparación de la Solicitud de Renovación de Licencia, cuyo marco regulador corresponde al 10CFR54 y las correspondientes Guías NUREG 1800 y 1801, sin embargo, para el cumplimiento de esta regla, se identifica una oportunidad para aplicar la categorización informada en riesgo, bajo la regla 10CFR50.69, para jerarquizar la aplicación del programa de manejo en el envejecimiento de cables requerido por RL.

Derivado del presente trabajo de investigación, se logró tener el conjunto de información relacionada a la EPG-16, 10CFR54 y el 10CFR50.69, haciendo posible visualizar los criterios que emplea cada una de estas directrices y sus guías de implementación, sus conceptos, relación y objetivos.

Del estudio de las directrices 10CFR54 y 10CFR50.69, se concluye que resultan ser compatibles, es decir, la aplicación del 10CFR50.69, categorización informada en riesgo, se hace útil para asegurar el cumplimiento al 10CFR54, resultando ser un procedimiento documentado, confiable y eficaz, para la determinación de los cables que obligatoriamente deben probarse para su diagnóstico y manejo del envejecimiento, alcance del Programa de Manejo de Envejecimiento (AMP), prescrito por el NUREG-1801 y 1800 para cumplimiento al 10CFR54.

Con la aplicación de esta metodología híbrida, se obtiene un AMP, el cual contiene los ingredientes probabilísticos, deterministas y de experiencia, tanto operativa como de envejecimiento de componentes, lo cual resulta en un producto fortalecido, muy confiable y que daría poco margen a cuestionamientos del organismo regulador al aspecto de la selección de los cables dentro del alcance en el AMP y los comprometidos para la aprobación de la licencia renovada.

El tema de la clasificación de Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC) y el tratamiento de sus requisitos como Relacionado con Seguridad (R/S) y No Relacionado con Seguridad (NR/S), se ha basado muy ampliamente y se ha interpretado de forma muy diferente entre las organizaciones de ingeniería y las organizaciones de aseguramiento de calidad en plantas de energía nuclear de Estados Unidos durante su vida de operación, lo cual tampoco es ajeno a lo que respecta a nuestro país.

La clasificación de ESC bajo el concepto R/S, en la que se encuadra la subclasificación Grado de Calidad (GC), 1, 2, 3, 4, SPCI y RW, en apego la definición de este concepto en el 10CFR50.2, 10CFR50.49, para preservar los límites indicados en el 10CFR50.34 (a)(1) o 10CFR100.11 y 10CFR50.67(b)(2), así como el concepto NR/S o Grado de Calidad Quality Control (QC) atribuida a ESC's, diseñadas y fabricadas por proveedores que han implementado programas de calidad de la industria convencional, tal como programas en apego a la Organización Internacional para la Estandarización (ISO), se ha definido en Programas de Garantía de Calidad (PGC) aplicados en México como el implementado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a través de la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas (GCN) en la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde (CNLV), en cumplimiento a la regla del título 10 del Código Federal de Regulaciones (10CFR), 10CFR50 Apéndice B.

La mayoría de los licenciarios, incluidos CFE, han sufrido varias iteraciones de categorización y clasificación de equipo, primero como requisito que impone el 10CFR50 Apéndice B, y más adelante debido a la implementación de otras muchas regulaciones y orientaciones que ha tomado la industria, como en el caso reciente para implementar la regla de confiabilidad desarrollada por el Instituto de Operadores Nucleares de los Estados Unidos (INPO), el AP-913 y la aplicación de la regla para la solicitud de renovación de licencia, 10CFR54, a fin de que, con la implementación de estas orientaciones se garantice la operación a largo plazo de las centrales nucleares (LTO) de manera segura y confiable.

Este trabajo hace reconocimiento al 10CFR50.69, también conocida como opción 2, como una regla de vanguardia para el tratamiento de categorización de ESC's en una Central Nuclear, y se presenta como una oportunidad de mejora al enfoque financiero y de recursos humanos sobre los componentes esenciales para la operación segura y confiable de las plantas de generación eléctrica por medios de energía nuclear.

Se propone su empleo en la selección de componentes pasivos como el caso de cables eléctricos para la aplicación de programas de Manejo o Gestión de Envejecimiento (AMP).

Los AMP's son requisito de la regla de Renovación de Licencia de Operación (RL), 10CFR54, que endorsa el marco regulador impuesto por la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardas (CNSNS) a la CFE, para que presente la solicitud de RL de las Unidades 1 y 2 de la CNLV.

Si bien la regla de RL define las ESC's de planta que deben ser parte de su alcance (10CFR54.4), tales ESC's de planta requerirán contar con AMP, y el caso de cables es un tema especial de tratar, ya que estos componentes pasivos y de larga vida se encuentran distribuidos en prácticamente todos los sistemas de planta, ambientes y localidades, por lo que sus AMP's requerirán de la selección de una muestra o priorización del total a monitorearse que asegure que las ESC's, dentro del alcance de RL, cumplan su función designada, independientemente de ser o no categorizadas como R/S o NR/S por el 10CFR50 Apéndice B.

La regla 10CFR54 va mas allá del 10CFR50 Apéndice B y hace parte de su alcance el manejo del envejecimiento en ESC's pasivos y de larga vida a los componentes NR/S, cuya falla podría prevenir el satisfactorio funcionamiento de las ESC's relacionadas con seguridad (10CFR54.4(a)(2)) y de las ESC's involucradas en el éxito de funciones de protección contra incendio (10 CFR 50.48), calificación ambiental (10 CFR 50.49), transitorio anticipado sin SCRAM (ATWS)(10 CFR 50.62), pérdida de energía exterior e interior del sitio (SBO) (10 CFR 50.63) y choque térmico presurizado (10 CFR 50.61). Estas condiciones son evaluadas para realizar el análisis probabilístico de seguridad (APS) de la planta puesto que algunas de estas funciones tienen relación directa con la frecuencia de daño al núcleo (CDF). Vale la pena aclarar que el último no se incluye en la condiciones evaluadas en el APS de la CNLV, ya que cuenta con reactores nucleares de tecnología BWR y el evento de choque térmico presurizado es solo aplicable a centrales con reactores de tecnología PWR. Además de la frecuencia de daño al núcleo, existe otra medida de riesgo que se emplea como criterio de aceptación en aplicaciones de APS: la frecuencia de descarga radioactiva grande y temprana (LERF).

El 22 de noviembre de 2004, se aprobó y agregó al 10CFR una regla nueva e importante de categorización de ESC's para plantas nucleares, conocida como 10CFR50.69, la cual presenta la nueva forma de gestión nuclear con una oportunidad para mejorar la confiabilidad de equipo y seguridad de la planta, al centrarse en los sistemas críticos y componentes con la más alta importancia para la seguridad nuclear con la aplicación de métodos informados en riesgo y el empleo de técnicas que hacen uso del APS de cada planta. La regla ajusta ampliamente el alcance de los componentes relacionados con la seguridad que están sujetos a las regulaciones existentes de la Comisión Reguladora Nuclear de los Estados Unidos (NRC), sin embargo, la implementación de esta nueva regla es estrictamente voluntaria por cada licenciatario.

En diciembre de 1991, la NRC publicó el 10CFR Parte 54 "Regla de Renovación de Licencia", para establecer los procedimientos, criterios y normas que deberían de regir la renovación de licencia para las centrales nucleares en los Estados Unidos de América (EUA), en septiembre de 1994 la NRC propuso una enmienda al 10CFR Parte 54 y en mayo de 1995 se publicó la enmienda final y se agregó al 10CFR.

La Regla 10CFR Parte 54 contiene los requerimientos reguladores que se deben de satisfacer para obtener una licencia de operación renovada, los cuales permiten la operación continua de una central nuclear más allá

de los términos de la licencia original, ampliación de licencia de 20 años y permite solicitudes sucesivas en incrementos de 20 años mediante el compromiso del licenciataria en la gestión del envejecimiento de sus ESC's, pasivos y de larga vida.

En 2011, como parte del proyecto estratégico de Operación a Largo Plazo (LTO) de las Unidades 1 y 2 de la CNLV, la CFE a través de la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas (GCN), como licenciataria de planta nuclear decide iniciar los trabajos de preparación de la solicitud de RL a presentarse en el 2015 ante su organismo regulador, la CNSNS, de la Secretaria de Energía (SENER). En 2013, la CNSNS fija a la CFE su marco regulador bajo el cual deberá regirse el proceso de RL, el cual se basa primordialmente bajo el esquema indicado por el 10CFR54 de los EUA.

La categorización informada en riesgo permite reconocer la verdadera importancia para la seguridad de ESC's puesto que no todos los componentes R/S son igualmente importantes y que incluso algunos componentes NR/S tienen mayor importancia.

Aplicar la metodología 10CFR50.69 nos da la oportunidad de orientar adecuadamente los recursos y la atención hacia aplicaciones realmente importantes con la seguridad de la planta, dando como resultado mayor beneficio en general al impacto en la seguridad.

La inclusión de ESC's a diversos programas desarrollados en la planta para atender experiencia de la industria, acciones correctivas a condiciones adversas a la calidad, requisitos reguladores, auditorías internas y externas como las evaluaciones del Instituto de Operadores Nucleares y la Asociación mundial de Operadores Nucleares (INPO/WANO), o como el caso de lo requerido en materia de cables al que se centra este trabajo, para el control o seguimiento de la condición de ESC's encaminados a respaldar la solicitud de RL de operación de la planta, presentan la oportunidad de aprovechar la metodología de evaluación por 50.69 para mejorar esos programas.

El presente trabajo adopta la metodología, revisando lo que en regulación, guías y documentos de experiencia respecta, a fin de proponer realizar la selección de cables a incluirse en el AMP de CNLV, a fin de contar con una base firme en la toma de decisiones al momento de direccionar los recursos materiales y humanos de manera más conveniente, en cumplimiento siempre de los estándares aplicables.

A continuación se presenta de manera general la historia y desarrollo de metodologías relacionadas a programas para el monitoreo, gestión o manejo del envejecimiento de cables en la CNLV, producto primeramente de experiencia de la industria como la Carta Genérica (GL) 2007-1, la cual se atendió de primera instancia con esfuerzos en la aplicación de la guía de INPO, EPG-16, donde en su momento se propusieron pruebas de diagnóstico para el monitoreo de cables, priorizados de acuerdo a su condición de ser R/S o NR/S y su impacto a la continua operación de la central, y se describe información técnica del mecanismo de degradación de los aislamientos de cables objeto de estudio en este trabajo.

Luego se aborda lo que respecta a RL mediante 10CFR54 y al programa de manejo de envejecimiento de cables. Vale la pena aclarar que el presente trabajo enfoca su atención en realizar un ejercicio de categorización y selección de cables, los cuales conforman únicamente los agrupados en la clasificación de aislamientos degradados por humedad o inmersión prolongada en agua, en los cuales se centró la atención de aplicación de la EPG-16. La condición de los cables en condiciones de humedad o inmersión prolongada en agua se identificó como un ambiente adverso localizado, en el cual se encuentra parte del universo de cables instalados en la planta.

Para los efectos de este trabajo, la metodología requerida por la regla 10CFR50.69 se aplica a un grupo de los cables presentes en manholes de la periferia al edificio de la obra de toma de la CNLV, donde se ubican los cables correspondientes en su mayoría a los sistemas de Agua de Circulación (CW), Agua de Servicio al HPCS (HSW), Agua de Servicio Nuclear (NSW) y subsistemas asociados a los mismos.

Este trabajo recopila información relacionada a la regla 10CFR50.69, con la que se describe su filosofía, sus documentos base, guías desarrolladas para su implementación y procedimientos empleados para su implementación.

Como ingrediente del método 50.69, se describe un procedimiento con el enfoque determinista para la categorización de ESC en general y específica para equipo eléctrico. El procedimiento que se describe en este trabajo es una aportación de una planta en los Estados Unidos que ha implementado la regla 10CFR50.69 para la categorización de sus ESC.

Se presenta también información resultante del APS de la CNLV, donde se seleccionan los eventos de interés para la aplicación del 50.69, específicamente los relacionados a los sistemas de obra de toma de la central, objeto de estudio de este trabajo.

El enfoque determinista y resultados del APS se complementan para abordar el ejercicio de categorización informada en riesgo.

Al final del trabajo se realiza el ejercicio de categorización bajo la regla 10CFR50.69 a los cables dentro del ambiente adverso localizado, antes definido, obteniendo por resultado la propuesta de muestra que determina la condición general de los cables instalados en la central que experimentan el mecanismo de envejecimiento o degradación por humedad o inmersión en agua. A estos cables aplicará de acuerdo a los resultados su prioridad dentro del programa AMP, para dar cumplimiento a los compromisos adoptados en la solicitud de RL de la CNLV, la cual será presentada a la CNSNS de los Estados Unidos Mexicanos en el 2015.

Las conclusiones del trabajo incluyen comparativas entre los diferentes criterios o atributos que cada uno de las reglas persiguen, su relación y congruencia entre cada una y se describe como se puede emplear el 50.69 para ser útil en complemento al 10CFR54.

## CAPÍTULO 1

### *PRIMER PROGRAMA DE MONITOREO DE LA CONDICIÓN DE CABLES DE LA CNLV DE ACUERDO A EPG-16 DE INPO EN RESPUESTA A LA GL 2007-1*

#### **Descripción**

En un intento por implementar el programa de monitoreo de la condición de cables de la CNLV, en su inicio se desarrolló en la CNLV un borrador de Programa de Monitoreo de la condición de cables con base en los procedimientos propuestos en la “Engineering Program Guide, Electric Cable Reliability”, EPG-16, de Marzo de 2009 [Ref. 1], emitida por Instituto de Operadores Nucleares (INPO), la cual ofrece una visión general de los métodos que pueden emplearse para la supervisión de la degradación de los cables eléctricos relacionada con el envejecimiento de los mismos.

Debido a los efectos del envejecimiento sobre los sistemas de aislamiento en cables, una vigilancia eficaz de la confiabilidad en los componentes de los cables resulta especialmente importante cuando las operaciones de la planta se extienden más allá de la vida de diseño original o con parámetros de diseño diferentes a los originalmente licenciados, como es el caso para la Central Laguna Verde con la implementación de Proyecto de Aumento de Potencia y el de Operación a largo plazo, producto de su Renovación de Licencia de Operación.

Se describirán aquí los atributos de las actividades relacionadas con el seguimiento periódico de tendencias en las características de cables relacionadas con la confiabilidad atendida con un programa de ingeniería. Ese programa se desarrolló para consolidar con éxito la aplicación de las actividades que aseguren que los cables eléctricos instalados en áreas con ambientes hostiles mantengan su confiabilidad operativa y sean capaces de realizar su función.

El procedimiento de INPO EPG-16 está específicamente enfocado en cables de baja tensión (<1000 VAC) y media tensión (<35.000 VCA), localizados en rutas de condiciones adversas en entornos con elevada carga térmica, radiación, químicos o condiciones adversas que podrían acelerar el envejecimiento del cable, tal como su exposición a ambientes húmedos o en condición inmersa en agua.

La condición de cables que nos ocupa en este trabajo, corresponde a los cables eléctricos de baja y media tensión instalados en ambientes subterráneos con humedad o inundados, puesto que históricamente, la gran mayoría de las fallas de cable se han producido en estos ambientes, motivo por el cual el ejercicio de categorización y selección descrito en el presente trabajo se aboca a ellos.

## El porqué del programa

El envejecimiento presente en los aislamientos de cable de media y baja tensión en condiciones de humedad es motivo de preocupación para los Reguladores de Centrales Nucleares de Generación Eléctrica en todo el mundo, debido a la importancia de muchos de los cables utilizados en sistemas de distribución potencia de las plantas.

Existe una variedad de causas de falla de los cables como defectos de manufactura, daños causados por almacenamiento o instalación, exposición a transitorios eléctricos o a condiciones ambientales anormales durante su operación. La probabilidad de ocurrencia de una falla originada por alguna de estas causas se incrementa a lo largo del tiempo a consecuencia del grado de deterioro de los aislamientos.

En las centrales nucleares la falla en operación de los equipos debido a eventos relacionados con la condición del aislamiento de los cables en los circuitos eléctricos, puede afectar a la función de los sistemas de seguridad o el funcionamiento de la planta. En los cables de media tensión utilizados en las centrales nucleares se espera que tengan una vida prolongada de operación, por lo menos los 40 años del período inicial de licencia, tal como se desarrollan sus protocolos de calificación y como han quedado certificados. Los fabricantes y usuarios de cables de media tensión han reconocido que los cables fabricados durante la década de 1970 no siempre satisfacen estas expectativas de vida. A mediados de los años 1980, la industria identificó una serie de mejoras - tales como la reformulación de aislamiento, la mejora en la limpieza a fin de reducir las impurezas, control de calidad más estricto y la mejora de los métodos de fabricación que se incorporaron a la fabricación de cables-. Afortunadamente para la industria nuclear, aun cuando existen problemas con el diseño y la fabricación de cable, las tensiones de voltaje en usos de la central nuclear son relativamente bajas comparadas a la capacidad del cable, en la mayoría de los casos.

Los cables de las primeras centrales nucleares fueron construidos con polímeros de etileno propileno negro o marrón (EPR), o aislamiento reticulado del polietileno (XLPE), aunque algunas plantas utilizaran los cables caucho-aislados naturales o butílicos que en ambientes secos, tienen vidas de servicio muy largas. Si los cables se energizan y mojan continuamente, especialmente con la presencia de importantes defectos de fabricación, la vida de servicio se puede reducir a menos de 40 años para algunos diseños de cable. En la actualidad los cables se producen con prácticas de más alta calidad, mejoras de limpieza y mejores materiales que reducen la probabilidad de contaminantes y de vacíos, lo que los lleva a una vida de servicio más extensa. Los contaminantes y los vacíos son un problema más significativo en la filtración de humedad en los aislamientos del cable, incrementando el daño potencial a través del resto del cable.

La mayoría de los cables eléctricos instalados en la Central Nucleoeléctrica están usualmente localizados en ambientes secos, pero algunos de esos cables son expuesto a humedad originada por condensados o ubicaciones inundadas, tales como conduits subterráneos, conduits embebidos, bóvedas subterráneas, trincheras de cables, penetraciones de cables, bancos de ductos subterráneos, *manholes* y *handholes*.

En la *Information Notice* (IN) 2002-12, "Sumerged Safety-Related Electrical Cables" [ref. 2], la NRC (Comisión Reguladora Nuclear de los Estados Unidos de Norteamérica) describe la falla de cables en media tensión en las centrales Oyster Creek, Davis-Besse, y numerosas plantas más, como resultados de cables relacionados con seguridad sumergidos en manholes y bancos de ductos sujetos a largos periodos con problemas de inundaciones. En respuesta al IN 2002-12, numerosas centrales comenzaron proyectos de restauración en manholes, reemplazando equipo de drenado y soportería de cables, así como diversas modificaciones para la mejora de los manholes. Algunas otras centrales han reportado problemas para la remoción de agua, pero aún no han comenzado con algún programa de detección temprana de falla potenciales. En la CNLV se desarrolló un borrador de programa de monitoreo de cables, sin embargo no llegó a implementarse por completo y sólo resultó en la toma de acciones en respuesta a la experiencia operacional a través del Programa de Acción Correctiva (PAC) de la central. Sin embargo en la actualidad se tiene el compromiso de implementar un programa que gestione el envejecimiento de los cables, ya que es requisito ante la CNSNS para obtener la Renovación de Licencia de Operación, lo cual se detallará más adelante en el capítulo 3 de este trabajo.

## **Experiencia operacional externa de fallas**

Algunas centrales han detectado con anticipación la degradación en los cables antes de ocurrida alguna falla en ellos a través de técnicas de medición y supervisión sobre las condiciones del aislamiento de los cables. Existen numerosos eventos registrados en diversas plantas de la industria nucleoelectrica relacionados con la degradación de los aislamientos de cables en condiciones de ambiente adverso de operación.

De acuerdo a los informes presentados en los comunicados de Experiencia Operacionales (OE) que serán citados, se enumeran distintos sucesos de falla en los sistemas de suministro eléctrico los cuales se asocian a daños o defectos de fabricación en los aislamientos de los cables. Algunos ejemplos significativos de ellos son los sucesos presentados en el informe OE7512 – "Circulating Water Pump Motor Power Cable Failure" [ref. 3] en la unidad 1 de la central nuclear Limerick, la cual reportó el disparo por sobrecorriente en dos de las bombas de circulación en diferentes eventos. El análisis posterior realizado a los conductores Anaconda EPR, apantallado, 500 kcmil de cobre, monoconductor que alimentaban a las bombas, mostró que existían defectos de fabricación en el aislamiento de los conductores (adelgazamiento del blindaje del cable, o la mezcla inadecuada del compuesto del aislamiento). Éstas fueron las dos primeras fallas ocurridas en la infinidad de millas de cable instalado. La carencia de antecedentes en la industria de fallas de fabricación de cable EPR sugiere que esto pueda no ser un problema generalizado en el proceso de fabricación. Sin embargo, Limerik tomó compromiso de ejecutar pruebas a sus cables para identificar con eficacia el deterioro del aislamiento de los mismos.

Por otra parte, en el informe OE9319 – "Failure of Station Service Transformer due to Underground Cable Failure" [ref. 4], en la central nuclear Donald C. Cook, Unidades 1 & 2, se reporta la falla interna de la fase 1 a



2 del Transformador de la Estación de Servicios de la Fuente Preferente, situando una falla fase-fase sobre el alimentador de 34.5 kV. La falla fue localizada en cables subterráneos del alimentador e identificada como una falla en aislamiento de los cables debida a la degradación por envejecimiento de los mismos. El aislamiento del cable fallado es de polietileno, con una esperanza de vida de 30 años. La experiencia ha comprobado que el cable de polietileno típicamente ha durado unos 25 años. La vida útil del nuevo cable es de 40 años. Este cable está hecho de aislamiento de polietileno de fibras de cadena cruzada retardante a la arborescencia (*tree-retardant crosslinked*) y una chaqueta para repeler la humedad.

Los reportes OE10972- “4160V Motor Lead Insulation Found Degraded From Overheating-P-028B” [ref. 5] y OE2113- “Safety Related Environmentally Qualified (EQ) Cables inside Unit 4 Containment were inspected and found degraded” [ref. 6], de la central nuclear Turkey Point describen que al realizar la inspección de las terminaciones del cable del motor, se encontró que los conectores estaban levemente flojos y las chaquetas externas del cable se degradaron debido al calor excesivo por encontrarse ubicados muy próximos a una fuente intensa de calor. Las cubiertas externas de los cables se hallaban agrietadas en forma de escamas. Al parecer el sobre calentamiento en ambiente donde se encontraba instalado los cables y la humedad introducida del enfriamiento subsecuente atravesó los aislamientos de los cables. La intrusión de la humedad causó una cierta corrosión y contribuyó al agrietamiento y distorsión en forma de escamas del forro, contribuyendo a su envejecimiento, el cual finalmente provocó la falla.

En el reporte OE10411 – “Component Cooling Water Pump 4160 Volt Power Cable Faulted to Ground” [ref. 7] en la central nuclear Davis-Besse se presentó una falla a tierra de un cable en 4.16kV, el cual alimentaba una bomba del sistema de circulación de agua de enfriamiento CCW #2. El cable era un Okonite para 5kV, EPR, Clase 1E, compuesto de 3 conductores #2/0 AWG de cobre desnudo con un solo cable de tierra #4 AWG. El cable fue recibido en 1972, y se instaló a mediados de la década de los 70's como un solo cable embebido en un conduit de 4" de PVC. Un mecanismo de falla postulado en el análisis de falla, es que el agua en el ducto del cable penetró en un punto la chaqueta externa y atravesó la mayor parte del cable vía la cinta de cubierta de tela dentro de la chaqueta del cable de neopreno. La humedad se filtraría entre las varias capas de la construcción del cable para alcanzar el aislamiento del EPR (caucho de propileno de etileno). La ósmosis de las moléculas de agua a través del aislamiento del EPR ocurriría. Todo esto no sería dañino al cable por sí mismo, sin embargo, el agua que filtra en las capas del cable traería probablemente con ella algunas impurezas que recubrirían hacia fuera en las capas externas del EPR, mientras que el proceso de la ósmosis las filtró hacia fuera. Estas impurezas, al estar depositadas no uniformemente, provocan disturbios en el campo eléctrico que es creado por la corriente que atraviesa los conductores. La avería de la chaqueta del neopreno como evidencia del agrietamiento y la carbonización evidente del material de la chaqueta agudizaría aún más impurezas en el agua que filtra en el cable. En un cierto plazo, el campo eléctrico crea un agujero a través del aislamiento en una región de alta fuerza de campo localizada como causa del “efecto corona”.

Los informes presentados en OE15806- “Degradation Trend Identified of Medium Voltage Underground Cables” [ref. 8], de la central nuclear Arkansas Nuclear One, Unidad 2, y el OE15633- “One phase of a medium voltage underground cable feeding a 480 Volt Bus failed due to a wet environment” [ref. 9], de la central nuclear Harris, muestran información sobre eventos relacionados con fallas de cables debido a su instalación y operación en ambientes de mucha humedad. En el primer reporte de experiencia operacional (OE15806) hacen énfasis en la aplicación de aislamiento Black-EPR, mezcla de aislamiento que contiene carbón, el cual se encontró presente en todos los cables fallados de esa central. El negro es un ingrediente en los productos de goma aislante que mejora generalmente su fuerza, durabilidad y aspectos mecánicos en general, además de ser utilizado como pigmento de la mezcla. La investigación ha encontrado que el carbón promueve la absorción del agua, así que la fabricación de un cable con este elemento en su compuesto aislante es más susceptible a la filtración de agua, haciendo que esta condición sea probablemente genérica en todos los fabricantes que utilizaron aislamiento Black-EPR. Al parecer, muchos fabricantes de cable utilizaron el Black-EPR como alternativa de bajo costo en contraste al aislamiento de Polietileno de cadena cruzada (XLPE). La mayoría de los fabricantes han cambiado al aislamiento Red-EPR para los cables diseñados para el servicio subterráneo.

El segundo reporte de experiencia operacional (OE15633) menciona como causa del evento lo siguiente: La especificación 211-73 del diseño de EBASCO para los cables eléctricos 15KV señala una esperanza de vida de 40 años de operación normal. Contrario a esto, el cable marca Anaconda sin pantalla D10-03, 1/C #4/ AWG, al alimentador del 1-4A101, falló después de aproximadamente 20 años de operación normal. Las muestras del cable 1-4A101 alimentador fueron enviadas al laboratorio “Cable Technology Laboratories, Inc.” para la determinación de las causas de falla. La conclusión de ese informe es la siguiente:

“Los cables señalizados fueron operados obviamente en un ambiente húmedo. La humedad impregnó el material del aislamiento protector debido a las fuerzas Dielectroforesis (conocida como DEP en inglés, es un movimiento de las partículas causado por los efectos de polarización en un campo eléctrico no uniforme) que llevaban los minerales y las sales del agua subterránea al aislamiento. Esta impregnación del agua creó los agujeros en la interface del blindaje-aislamiento del aislamiento donde el agua se acumuló. Con el tiempo, durante servicio, algunos de estos agujeros con humedad se vaciaron parcial o totalmente, creando vacíos entre el blindaje del aislamiento y el aislamiento. Bajo ciertas condiciones, dependiendo de la forma y del tamaño del vacío, se llegan a crear descargas parciales. Las descargas dan lugar a la erosión de la superficie del hueco (entre aislamiento y blindaje del aislamiento) que crea regiones de estrés en el aislamiento y finalmente la falla dieléctrica.

La causa del problema es una combinación de las condiciones de instalación y de la construcción del cable. La falla no se debió a un manejo inadecuado antes o durante la instalación.

## **Experiencia en la CNLV**

La instalación de rutas de cables subterráneas ha sido de gran uso debido a una variedad de razones: la protección física que proporciona; la baja temperatura ambiente que presenta el cable y la alza en la capacidad de amperaje resultantes; la amplia capacidad de disipación térmica natural proporcionada por el suelo y su impacto favorable en capacidades de cargas transitorias; y lo imperceptible de la red una vez instalada. Lamentablemente, en muchas instalaciones, los cables subterráneos indudablemente serán expuestos a algún grado de humedad o de inmersión.

Dentro de la instalación de la CNLV existen instalaciones de cables por trayectorias a través de conduits que pasan por distintos manholes subterráneos, los cuales se encuentran inevitablemente sumergidos en agua por un largo periodo de tiempo debido a los altos niveles freáticos del sitio de emplazamiento de la central, causando con esto que los cables que pasan a través de ellos operen en ambientes húmedos, haciéndolos propensos a una degradación progresiva de sus sistema de aislamiento.

Aunque los eventos presentados en los antecedentes ocurrieron en otras Centrales Nucleares, en la CNLV se tiene plena conciencia de que existe una alta probabilidad de que ocurran problema similares ya que no existe una rutina de monitoreo o un programa implementado de inspección para estos cables o no se cuenta con evidencia de que estas actividades se realizan adecuadamente. Todos los mantenimientos son del tipo correctivo, esto es, cuando un equipo sale a mantenimiento por falla, por procedimiento se prueba el cable para verificar su estado.

A partir de las recomendaciones realizadas en la Carta Rápida #SBC/170/2007 de ingeniería eléctrica de diseño a Ingeniería de Programas y Componentes y Mantenimiento en la CNLV, por atención a la carta genérica GL 2007-1 “inaccessible or underground power cable failures that disable accident mitigation systems or cause plant transients” [ref. 10] y la guía de INPO EPG-16, se elaboró un borrador de programa piloto: “Programa de supervisión para la Confiabilidad de Cables Eléctricos en instalaciones Subterráneas”, en el cual se detallan las actividades necesarias para una adecuada evaluación de la confiabilidad en el funcionamiento de cables que se encuentren instalados en, o a través de, espacios subterráneos con mucha humedad.

Este programa piloto se documentó posteriormente a través del Programa de Acción Correctiva de la central con el RC-19040 CAC N2 [ref. 11], en respuesta a la experiencia Operacional Externa SEN-272 [ref. 12].

## **Metodología y requisitos para implementar el programa de cables en la CNLV de acuerdo a la guía de INPO EPG-16**

El desarrollo del programa piloto “Programa de Supervisión para la Confiabilidad de Cables Eléctricos en Instalaciones Subterráneas” de la CNLV, se documenta en los requisitos de la especificación de cables para el

proyecto Laguna Verde, Especificación E-07 Rev. 1 “CABLES ELÉCTRICOS CLASE IE & NO IE NO SÍSMICO” [ref. 13], así como en las recomendaciones dadas por INPO en la “Engineering Program Guide” EPG-16 (Electric Cable Reliability) y referencias con que se complementan cada uno de ellos.

El programa implica a personal de varios departamentos, tales como mantenimiento eléctrico, planeación, control de calidad e ingeniería de sistemas, y puede incluir al personal externo que domine el tema.

El programa incluye los siguientes elementos o actividades que deben desarrollarse para lograr finalmente su implementación:

1. Definición de entornos potencialmente adversos para cables de baja tensión y media tensión - ambientes potencialmente adversos incluyen temperaturas elevadas (por ejemplo, rutas cercanas a las líneas de alta emisiones térmicas sin suficiente aislamiento térmico en tuberías adyacentes), alta radiación , la presencia de agentes químicos, la continua inmersión en ambientes húmedos de cable de media tensión, y/o potencial daño físico y puede ser también apropiado considerar otros factores específicos de la planta. Sin embargo, en la etapa inicial del programa, se atenderá lo relativo a problemas relacionados con entornos húmedos o sumergidos.
2. Identificación de los cables de baja y media tensión instalados en lugares subterráneos.
3. Base de datos de cables con información, tal como identificador, equipos a que da servicio y su función, fecha de instalación, largo, tipo y calibres de cada uno de los cables.
4. Selección de cables a incluirse en el programa y su prioridad para los cables a ser evaluados, de acuerdo a la guía EPG-16. Esta selección se haría basada en importancia del cable, en primer lugar por su importancia para la seguridad, su importancia en la producción y finalmente por condiciones de instalación.
5. Registros históricos de mantenimiento, tales como resultados de pruebas de resistencia de aislamiento con Voltaje de Corriente Directa Vcd (comúnmente llamado “Megger”, en alusión a la marca más conocida del equipo utilizado para estas pruebas), fallas a tierra, re-enzapatados o terminaciones y empalmes de cada uno de los cables incluidos en el programa.
6. Procedimientos y plazos para evaluar el estado de los cables basados en las especificaciones de la planta y los requisitos de instalación. Las técnicas de evaluación de cables de baja tensión incluyen evaluación visual/táctil, módulo de penetración, pruebas de propagación acústicas a partir de un análisis de resonancia, y diversas pruebas de laboratorio basadas en pequeñas muestras del aislamiento y chaqueta de material.
7. Las pruebas de cables de medio voltaje incluye, pero no se limita a pruebas de aislamiento con voltaje de corriente alterna Vca, a 60 Hz, pruebas con voltaje de muy baja frecuencia (VLF), tangente delta ( $\delta \tan$ ) y prueba de descargas parciales. Las pruebas de resistencia de aislamiento como “Megger” puede ser aplicada, pero estas pruebas no tienen la capacidad para detectar problemas significativos en cables de media tensión, hasta que presente un avance extremo en la degradación de su aislamiento.

8. Instrucciones para la realización de termografías en los cables en las zonas con una importante carga de calor o en condiciones de sobrecarga. La termografía también deberá utilizarse para el monitoreo de conexiones y empalmes de cable si es accesible.
9. Gestión para garantizar que los compromisos relacionados con la correcta aplicación, disponibilidad de la documentación, y que el personal involucrado esté bien informado con respecto a sus deberes específicos. El entrenamiento básico relacionado con el envejecimiento del cable deberá estar incluido para el personal que realizará estos análisis.
10. Identificación del estándar de reemplazo de los tipos de cables (fabricante, tipo del aislamiento, y así sucesivamente) para los componentes críticos específicos basados en resultados de la experiencia y pruebas en la industria.
11. Cables de repuesto (grado apropiado del capacidad o ampacidad y del voltaje), terminales, y empalmes de apoyo para aplicaciones inesperadas en equipo crítico, para reducir al mínimo tiempo muerto en la planta.
12. Contar con personal con las habilidades indispensables para instalar, empalmar, y terminar cables de medio voltaje. Cuando los empalmes se deban hacer, este personal debe ser consciente de las consideraciones y medidas de cuidado adicionales para garantizar un buen trabajo de calidad.

### **Priorización de aplicación del programa de cables en la CNLV de acuerdo a la guía de INPO EPG-16**

A continuación se muestra un esquema que ilustra la manera de priorizar la aplicación de pruebas de diagnóstico para el monitoreo de la condición de cables, de acuerdo a la guía EPG-16 y sus documentos de referencia. Esta manera de organizar el programa atiende las recomendaciones de la guía, las cuales dictan direccionar los recursos de primera instancia a los cables que alimentan equipo relacionado con seguridad. Luego, según su importancia para la producción u operación continua de la central y finalmente por sus condiciones de instalación, es decir, los de mejor acceso y disposición según las condiciones operativas de la central para la aplicación de las pruebas.

Como parte del programa piloto desarrollado en la CNLV, documentado en el RC-19040 CAC N2 de la CNLV, se propuso un esquema para la toma de decisiones al programar la ejecución de las pruebas de diagnóstico, asignando a cada orden de trabajo la prioridad correspondiente según el cable a probar. La figura 1 muestra el esquema de priorización propuesto en apego a la EPG-16.

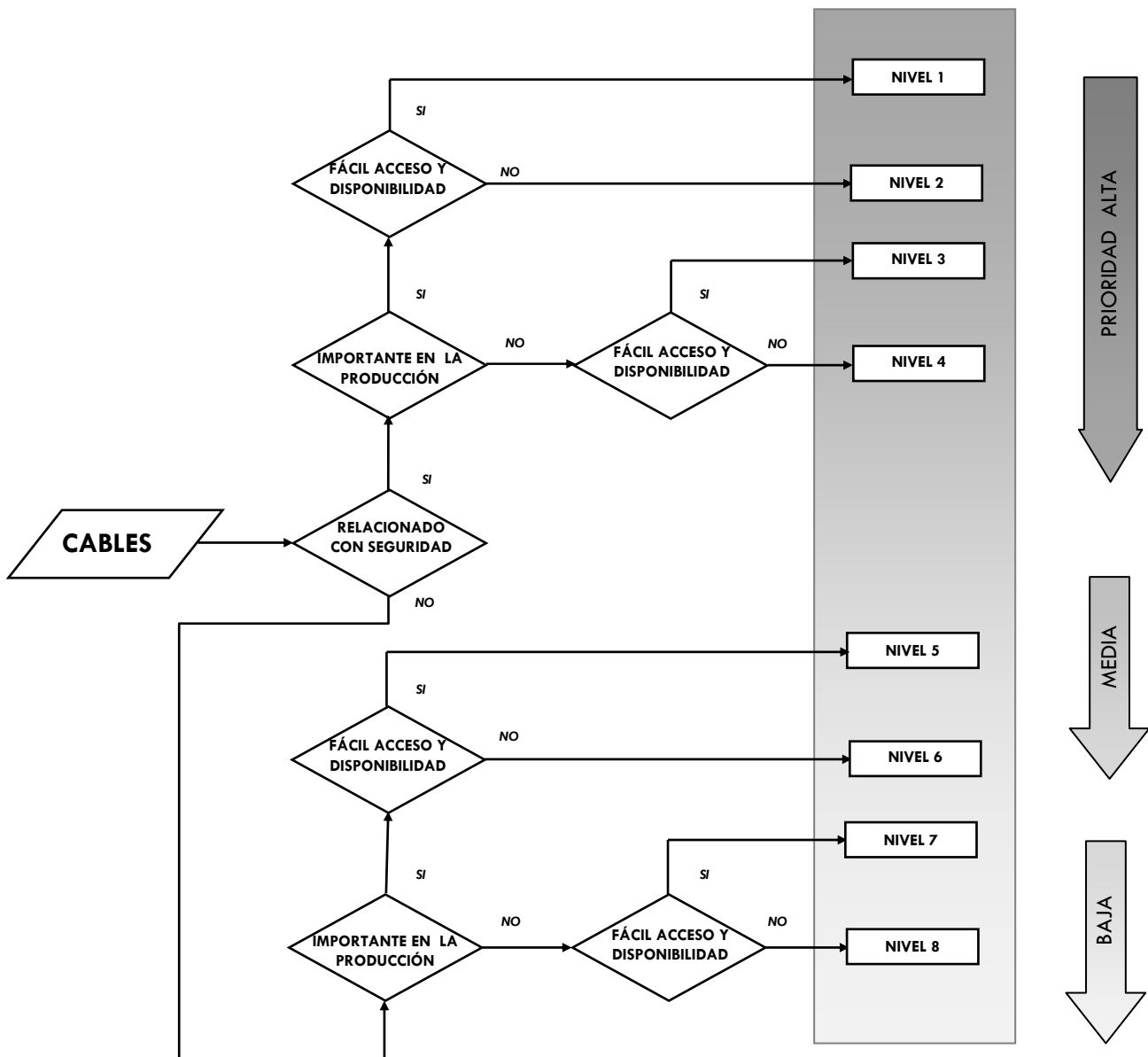


Fig. 1.- Esquema de priorización de pruebas a cables para aplicación del programa de monitoreo de la condición, basado en la EPG-16 de INPO.

## CAPÍTULO 2

### *PROGRAMA DE GESTION DE ENVEJECIMIENTO EN CABLES (AGING MANAGEMENT PROGRAM AMP) EN LA CNLV DE ACUERDO A LAS REGLAS PARA LA RENOVACIÓN DE LICENCIA.*

#### **Marco regulador y requisitos para implementar**

Los primeros estudios de viabilidad técnica y económica de la renovación de licencia para plantas nucleares fueron realizados en los Estados Unidos de América (USA), al inicio de la década de los 80's. El reporte EPRI-NP-4208 "The Longevity of Nuclear Power Systems" [ref. 14], identificó las primeras acciones que debían tomar las centrales y futuros desarrollos e investigaciones que serían requeridos. Tras estos estudios, las compañías propietarias americanas, junto con EPRI (Electric Power Research Institute) y el DOE (US Department of Energy), pusieron en marcha un proyecto piloto con objeto de evaluar en detalle la opción de extensión de vida de una planta BWR y otra PWR. Estos estudios piloto se concluyeron en 1988 con la publicación de los informes EPRI-NP-5181-M "BWR Pilot Plant Life Extension Study at the Monticello Plant: Phase 1" [ref. 15], referente a la central BWR de Monticello y EPRI-NP-5289-P "PWR Pilot Plant Life Extension Study at Surry Plant: Phase 1" [ref. 16], sobre la central PWR Surry 1.

En diciembre de 1991 la Nuclear Regulatory Commission (NRC) publicó el 10CFR Parte 54 "Requerimientos para la Renovación de Licencia de Operación para Plantas Nucleares" [ref. 17], para establecer los procedimientos, criterios y normas que deberían de regir la renovación de licencia para las centrales nucleares en USA. En septiembre de 1994 la NRC propuso una enmienda al 10CFR Parte 54 y en mayo de 1995 se publicó la enmienda final.

Nace el concepto de Administración o Gestión de Vida de Planta (PLIM), proceso desarrollado por los administradores de las centrales nucleares para la integración de actividades relativas al envejecimiento del equipo, operación, mantenimiento, licenciamiento, ingeniería, planeación económica y otras tareas para:

1. Administrar el estado de la condición de sistemas, estructuras y componentes,
2. Optimizar la vida operacional de sistemas, estructuras y componentes, y
3. Maximizar el valor de la planta.

Un programa PLIM completo puede conducir a ahorros significativos en el mantenimiento de la planta mediante la planeación efectiva y la implantación de la rehabilitación y reemplazo de componentes y la mitigación de efectos de envejecimiento.

Renovación de Licencia es un proceso a seguir por licenciarios de plantas nucleares en apego al 10 CFR Part 54, requerido a ser implementado para que la NRC, en los Estados Unidos de América, conceda renovar la licencia de operación de una central nuclear originalmente licenciadas por 40 años, hasta 60 años. Significa, además, la administración del envejecimiento de estructuras y componentes pasivos y de larga-vida; y evaluación de análisis de envejecimiento en función del tiempo (AEFT) o TLAA por sus siglas en inglés y representa una opción para continuar operando las plantas nucleares existentes, puesto que forma parte de los pre-requisitos para la operación a largo plazo de plantas nucleares (LTO) en los Estados Unidos de América.

La Regla 10CFR Parte 54 contiene los requerimientos reguladores que se deben de satisfacer para obtener una licencia de operación renovada, los cuales permiten la operación continua de una central nuclear más allá de los términos de la licencia original, renovación de licencia por 20 años y permite solicitudes sucesivas en incrementos de 20 años.

Componentes Activos, Pasivos y de Larga Vida:

- a) Componentes activos: Componente cuyo funcionamiento depende de un factor externo, tal como un accionamiento, un movimiento mecánico o el suministro de energía y que responde con un movimiento relativo de partes o un cambio de configuración.
- b) Componentes pasivos: Componente cuyo funcionamiento no depende de un factor externo, tal como un accionamiento, un movimiento mecánico o el suministro de energía y carece de partes con movimiento o susceptibles de cambiar de configuración.
- c) Componentes de larga vida: Son aquellos componentes y estructuras que no están sujetos a reemplazo basado en una vida calificada o un período de tiempo especificado.

Las funciones designadas para las ESC's, que forman parte del alcance para su tratamiento bajo la regla de Renovación de Licencia, requieren de cumplir con dos criterios fundamentales, ser componente pasivo y de larga vida; la figura 2 muestra de forma gráfica los criterios para determinar la función designada.



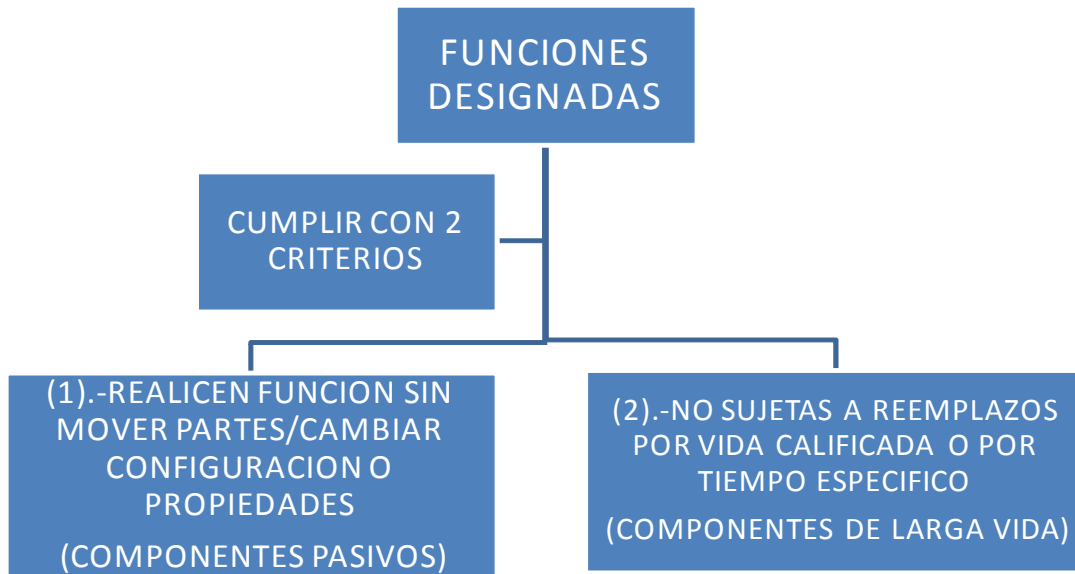


Fig. 2.- Funciones designadas según los criterios fundamentales para considerar que una ESC está dentro del alcance del análisis para Renovación de Licencia.

La Regla 10CFR Parte 54 proporciona los criterios para identificar:

- a) Las funciones propias de las ESC relacionadas con la seguridad (10CFR 54.4 (a)(1)),
- b) Las ESC no relacionadas con la seguridad, cuya falla afecte alguna relacionada con seguridad (10CFR 54.4 (a)(2)) y
- c) Las ESC en los que se basan los análisis de seguridad o las evaluaciones de planta realizados para demostrar el cumplimiento de los cinco procesos reguladores, que son especificados en el párrafo de la Regla 10 CFR 54.4 (a) (3), es decir:
  - 10 CFR 50.48, "protección contra incendios",
  - 10 CFR 50.49, "calificación ambiental de equipo",
  - 10 CFR 50.61, "choque térmico presurizado",
  - 10 CFR 50.62, "transitorio anticipado sin SCRAM",
  - 10 CFR 50.63, "pérdida total de energía".

Los criterios para definir si una ESC está dentro del alcance de renovación de licencia 10CFR54.4, se pueden resumir en los tres grupos, los cuales se muestran en la tabla 1.

Tabla 1.- Grupos en que se clasifican las funciones asignadas a ESC determinadas en el alcance de Renovación de Licencia.		
<p><b>(1) ESC R/S REQUERDIOS EN DBA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• (i) Aseguren Integridad del RX</li> <li>• (ii) Aseguren capacidad de Paro y Apagado Seguro</li> <li>• (iii) Mitigar/ Evitar exposiciones fuera de sitio</li> </ul>	<p><b>(2) ESC NRS/S QUE AFECTEN A (1)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aquellas cuya falla afecte alguna de las anteriores.</li> </ul>	<p><b>(3) ESC EVENTOS REGULADOS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Relacionados con Analisis de Seguridad o Evaluaciones de Planta:</li> <li>• FP</li> <li>• EQ</li> <li>• ATWS</li> <li>• SBO</li> </ul>

Una vez que se ha determinado que una ESC está dentro del alcance de la Regla 10CFR Parte 54.4, el siguiente paso consiste en:

Identificar las estructuras, sistemas y componentes (ESC) que serán objeto de una revisión de la gestión del envejecimiento. Este proceso se conoce como "Selección" (screening). En concreto, la selección identificará las ESC que realizan una función propia sin piezas o partes móviles o sin cambiar su configuración ni sus propiedades (es decir, de forma pasiva) y que no están sujetas a sustitución en base a un periodo de vida calificada o de tiempo específico (es decir, son de larga vida).

Existen tres documentos reguladores básicos y una guía NEI que guían tanto a la NRC como a la industria en la aplicación de la Regla 10CFR Parte 54. La figura 3 muestra el marco regulador de renovación de licencia y a continuación se describe cada documento que lo conforma.

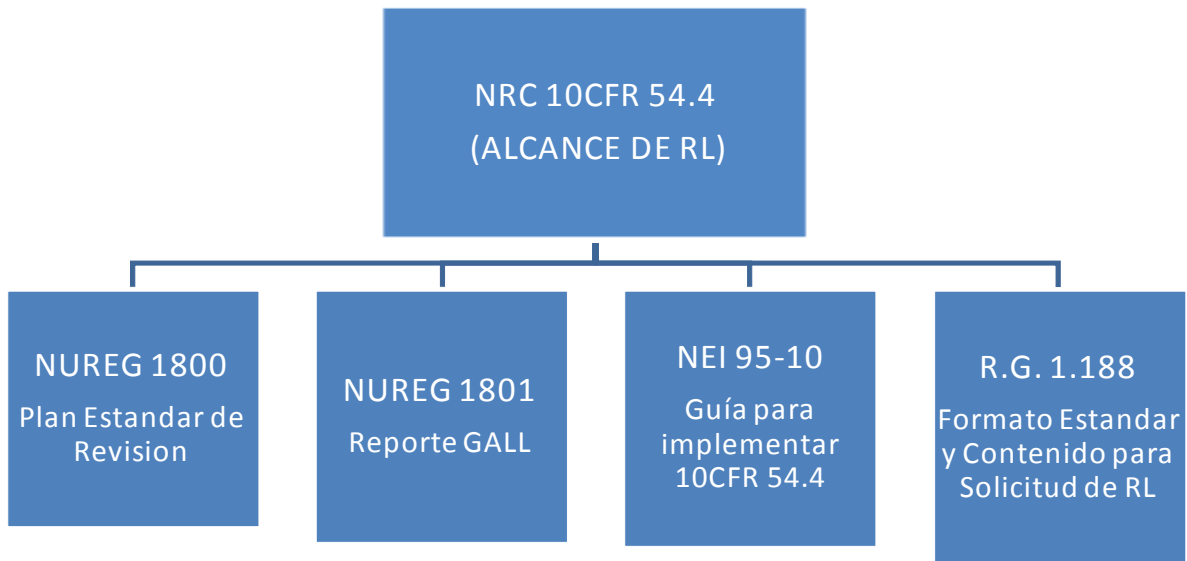


Fig. 3.- Marco Regulador para aplicaciones de la solicitud de Renovación de Licencia.

- a) NUREG-1800 Rev. 2 "Standard Review Plan (SRP) for Review of License Renewal Applications for Nuclear Power Plants" [ref. 18]. Proporciona las directrices técnicas utilizadas por la NRC para revisar una solicitud de renovación de licencia.
- b) La Guía Reguladora 1.188 "Standard Format and Content for Applications to Renew Nuclear Power Plant Operating Licenses" [ref. 19]. Establece el formato que debe seguir la información que se suministrará como parte de la solicitud de Renovación de Licencia, esta guía confirma además las directrices que fueron indicadas en la guía NEI 95-10 para el propósito de la RL.
- c) La guía elaborada por el Nuclear Energy Institute NEI 95-10 "Industry Guideline for Implementing the Requirements of 10 CFR 54- The License Renewal Rule" [ref. 20], conforma un método aceptable para la aplicación de la Regla, ya que proporciona un enfoque aceptable para la aplicación de los requisitos de la Regla 10CFR Parte 54, considerando sus características o aspectos que aborda.

El proceso resumido en esta guía se basa en la experiencia de la industria en la aplicación de la Regla 10CFR Parte 54 y el mantenimiento de las centrales.

Se espera que el cumplimiento de esta guía ofrezca un proceso estable y eficaz que culmine en la concesión de la renovación de la licencia.

- d) NUREG-1801 "Generic Aging Lessons Learned Report" [ref. 21]. Suele referirse como el "informe GALL", es el documento base del SRP y un documento clave empleado por las centrales durante los procesos de revisión de la gestión del envejecimiento y de selección de los programas que se utilizarán para gestionar el envejecimiento.

La información contenida en el reporte GALL proviene de varias fuentes, sin embargo el primer documento GALL, NUREG/CR-6490 "Nuclear Power Plant Generic Aging Lesson Learned (GALL)" [ref. 22], estuvo basado en una investigación auspiciada por la Oficina de Investigación Reguladora Nuclear de la NRC (los extensivos Programas de Investigación sobre el Envejecimiento de Plantas Nucleares (NPAR), investigación de Asuntos de Seguridad, y evaluaciones de experiencia de operación actual de plantas).

El reporte GALL también incluye información de las revisiones de la NRC de diez reportes industriales sobre renovación de licencia sometidas por el Consejo de Recursos y Administración Nuclear (NUMARC, actualmente NEI).

El informe GALL, evalúa de manera general muchos de los programas existentes en la industria, relacionados con el envejecimiento, de forma que se pueda documentar la base para determinar si dichos programas resultan adecuados sin realizar cambios y cuándo deberían ampliarse para renovar la licencia.

El GALL, lista e identifica la revisión de efectos de envejecimiento AMR's de ESC's comprendidas en el alcance de Renovación de Licencia (RL) e indica los Programas de gestión de envejecimiento para los AMR's.

Estos AMR's son resultados del proceso mediante el cual se demuestra que los efectos del envejecimiento en una ESC están gestionados de una forma adecuada.

Los Programas de Gestión del Envejecimiento AMP's, que identifica y describe el GALL, son programas en acuerdo a reportes técnicos y de seguridad, así como experiencia de plantas.

- Technical Reports Series No. 338, "Methodology for Ageing Management of Nuclear Power Plant Component Important to Safety", IAEA, Vienna (1992), [ref. 23].
- Safety Report Series No. 15, "Implementation and Review of Nuclear Power Plant Ageing Management Programme", IAEA, Vienna (1999), [ref. 24].

Los AMP's que describe el GALL, se encuentran en el Capítulo XI del NUREG-1801, en este capítulo encontramos listados los AMP's para ESC, Mecánicos y Eléctricos requeridos para RL.

Estos Programas de Gestión del Envejecimiento AMP's están centrados en componentes pasivos, e incluyen:

- Identificación de componentes.
- Identificación de mecanismos de envejecimiento para cada tipo de componentes.
- Evaluación de prácticas de vigilancia y mantenimiento.
- Revisión de los análisis realizados con hipótesis de vida de diseño definidas.

## **Desarrollo de la metodología específica a equipo eléctrico para aplicación de renovación de licencia**

Los procesos regulatorios son normalmente muy lentos de cambiar. En general el proceso de renovación de la licencia es acelerado en comparación con otros procesos normativos. Debido a este ambiente trepidante junto con una comunicación abierta y frecuente con el personal de la NRC en el área eléctrica, se han realizado progresos sustanciales para simplificar el proceso de revisión eléctrica en un tiempo relativamente corto. Tan pronto como la demostración inicial NEI del proceso de renovación de licencia en 1996 se realizó, se observó la mejora en la eficiencia del proceso cuando se aplicó un proceso alterno de evaluación integrada de plantas para los componentes eléctricos, debido a sus diferencias fundamentales en contraste con los componentes mecánicos.

Una diferencia fundamental es que los componentes eléctricos se tomaban como activos y eran evaluados fuera de la evaluación integrada de la planta. Otra diferencia importante es que los ambientes internos de componentes mecánicos normalmente tienen mayor injerencia en el envejecimiento que los ambientes externos (ambientales), lo cual contrasta con los componentes eléctricos cuyos ambientes externos normalmente tienen mayor injerencia para el envejecimiento.

El hecho de que el mayor grupo de componentes eléctricos (Commodity Groups COM-E "n"), son cables aislados y conexiones que están instalados en áreas comunes de la planta y están expuestos a esencialmente los mismos ambientes externos, la condición proporciona la base para el concepto de la revisión de área o "espacios de la planta".

Desde las primeras aplicaciones por plantas en 1996 e incluso a través de la revisión del manual eléctrico de renovación de licencia EPRI 101347 "Electrical Hand Book" [ref. 25], el proceso para realizar la evaluación de renovación de licencia de componentes eléctricos ha pasado por muchas revisiones. Un buen ejemplo es el

proceso para identificar los componentes eléctricos sujetos a una revisión de la gestión de envejecimiento. La primera revisión de renovación de licencia, presentada por la planta de Energía Nuclear de Calvert Cliffs siguió un proceso estructurado alrededor de los sistemas de planta. Se identificaron los sistemas, alcance, filtrado en componentes individuales que luego fueron defendidos a nivel de componente y luego se recombinaron en grupos de componentes pasivos y se realizó una revisión de la evaluación de "espacios" para las conexiones y cables aislados. Como una revisión del proceso, la próxima aplicación por la planta Nuclear de Oconee surgió la identificación y evaluación de sistemas eléctricos y comenzó la evaluación integrada de planta con "Commodity Groups" eléctricos.

La fase de alcance "Scoping" incluye principalmente todos los sistemas de la planta basados en una filosofía de enfoque delimitador y adición al alcance la función designada que se desarrolla durante la fase de filtrado. La principal excepción a este enfoque es el evento de pérdida de potencia externa e interna del sitio "Station blackout" (SBO) y la recuperación de las fuentes de energía fuera del sitio discutidas en la guía interina - 2 (ISG-2). Los componentes eléctricos de la planta fueron entonces filtrados como componentes pasivos y de larga vida y entonces se presentó un alcance adicional (filtrado de función designada) de los restantes "Commodity Groups" eléctricos. En esa revisión con un enfoque similar al de "espacios de la planta" se utilizó para las conexiones y cables aislados. Antes de que Oconee recibiera su licencia renovada, muchos de los procesos de revisión de gestión de envejecimiento de Oconee habían sido ya revisados, eliminando la necesidad de gran parte de la investigación, tiempo y mano de obra que previamente se pensaba que era necesario para la realización de un informe técnico aceptable.

Este avance en las revisiones de renovación de licencia eléctricas ha sido cimentado sobre todo en un proceso de ensayo y error. El proceso de ensayo y error consistió en que a través del proceso de revisión de todo lo eléctrico, cuando se llega al final, se revisa con el objetivo de crítica cada pieza de datos generados como parte de la revisión. La intención de esta revisión crítica fue identificar los datos extraños, es decir, datos que resultaron ser inútiles o irrelevantes para lograr el resultado, o datos que se generaron pero no fueron utilizados. La eliminación de la generación de datos extraños asegurando que todavía se cumplen los requisitos de la regla crea un proceso de renovación de licencia más eficiente.

Durante el período de los años noventa y más actual, a través de la generación de los documentos mencionados arriba, el adelanto de las revisiones eléctricas ha progresado rápidamente. Varias posiciones adoptadas en las solicitudes de renovación de licencia inicial, que en ese momento fueron contra la tendencia general, son ahora prácticas aceptadas y reconocidas por la industria y la NRC. Un ejemplo es la aceptación del enfoque "espacios de la planta", propuesta por primera vez y discutida en las Directrices para el manejo de envejecimiento (AMG) de cables por el Departamento de Energía de los E.U. (DOE) como una forma alternativa de abordar la materia eléctrica a lo extenso que resulta el tema al tratar una planta completa. La aceptación del enfoque "espacios de la planta" elimina eficazmente el presunto "requisito de la regla" para

detallar el alcance de componente y el presunto "requisito de la regla", que requiere crear la lista de componentes individuales que están sujetos a una revisión de la gestión de envejecimiento.

Otro ejemplo es la separación de componentes de equipamiento con calificación ambiental (EQ) de la revisión de la gestión de envejecimiento de componentes eléctricos, que estableció la revisión de la gestión del envejecimiento como una revisión No EQ. Un tercer ejemplo es la lista completa de "Commodity Groups" eléctricos que ahora figuran en el NEI 95-10 Apéndice B junto con su determinado filtrado como componente pasivo, que elimina eficazmente la necesidad de una lista inicial de componentes eléctricos específicos y la necesidad de realizar el filtrado de pasivos específicos de planta.

Estos dos últimos ejemplos connotan que en esencia se eliminó la necesidad de trabajo adicional para dos pasos de filtrado en el proceso de identificación de los componentes eléctricos sujetos a una revisión de la gestión de envejecimiento. Estos avances, junto con muchos otros, han continuado agilizando las revisiones eléctricas. Estos avances son en gran parte debido al trabajo del Grupo de Trabajo Eléctrico de Renovación de Licencia (LREWG). El LREWG es un grupo dinámico cuyos miembros son ingenieros eléctricos líderes de Renovación de Licencia y experimentados ingenieros consultores.

El grupo de trabajo formado en febrero de 1996 con representantes de plantas que participaron en la fuerza de tarea del NEI en renovación de licencia se ha reunido regularmente desde entonces. Desde sus inicios, una meta del LREWG ha sido el diseño de metodologías simples, eficientes y técnicas así como procesos para la revisión de la aplicación de la regla a sistemas y componentes eléctricos en alcance de renovación de licencia, ampliamente conocida y bien aceptada por la NRC. El personal de la NRC también merece gran parte del crédito por el continuo avance en el área de revisión del quehacer eléctrico. El personal de la NRC ha sido muy diligente en sus comentarios del enfoque "espacios de la planta", asegurando que es llevado a cabo en cumplimiento de la regla de renovación de licencia y que produce resultados técnicamente fiables y sin omisiones. Numerosas mejoras en los procesos de la revisión eléctrica fueron consecuencia directa de preguntas y comentarios por personal de la NRC durante las revisiones de las primeras aplicaciones de renovación de licencia.

### **Definición del entorno adverso localizado como un espacio de planta específico para el presente ejercicio de categorización**

Tomando el concepto de "espacio de planta" reconocido para la aplicación de guías de RL, complementado con el concepto de "ambiente adverso localizado" descrito en el capítulo 1, a continuación se describe el área de interés para este trabajo. El área de interés comprende la ubicación de registros eléctricos (manholes) y rutas de cables con posible degradación por inundación permanente. En el círculo rojo mostrado en la figura 4 se marca la zona de mayor riesgo de inundación para bancos de ductos y manholes de cables. Esto abarca

básicamente la obra de toma de la central, donde están situados todos los sistemas de bombeo de agua de mar a los sistemas de enfriamiento de agua salada de circulación al condensador principal (CW) como último sumidero de calor y agua salada de servicio de enfriamiento a equipo del edificio del Turbogenerador (TSW), además los Relacionados con Seguridad de Agua de Servicio Nuclear (NSW).

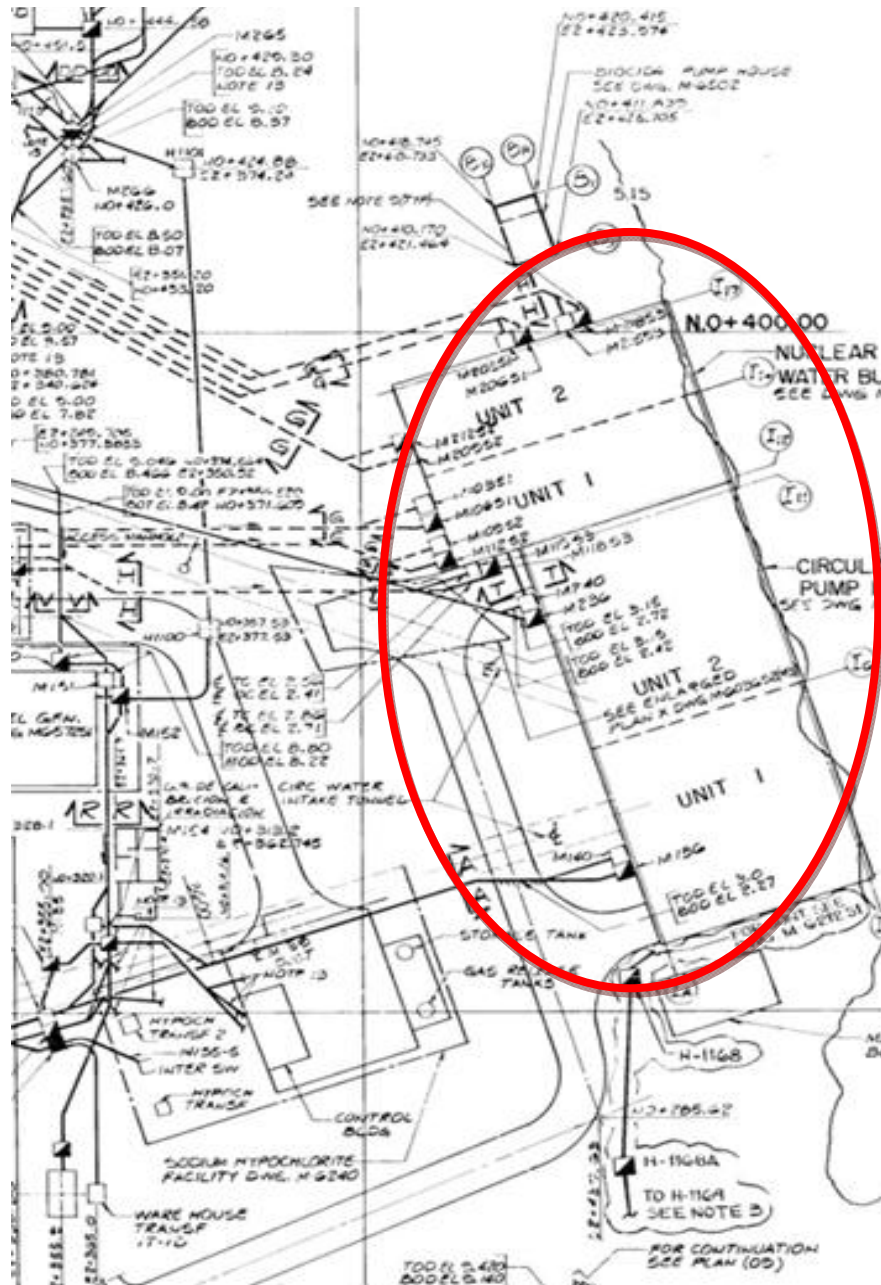


Fig. 4.- Vista de planta de banco de ductos subterráneos de la CNLV relacionados a la Obra de Toma de la central [ref. 26].



Para el edificio de Bombas del NSW, para la Unidad 1 y la 2, el recuadro rojo en las figura 5 y 6 marcan los manholes por los cuales se encuentra ruteado todos los cables de potencia en media tensión (5 kV), potencia, control y señal en baja tensión (600 V), los cuales dan servicio a equipo relacionado con seguridad, vital para enfriamiento en sistemas relacionados con seguridad de planta.

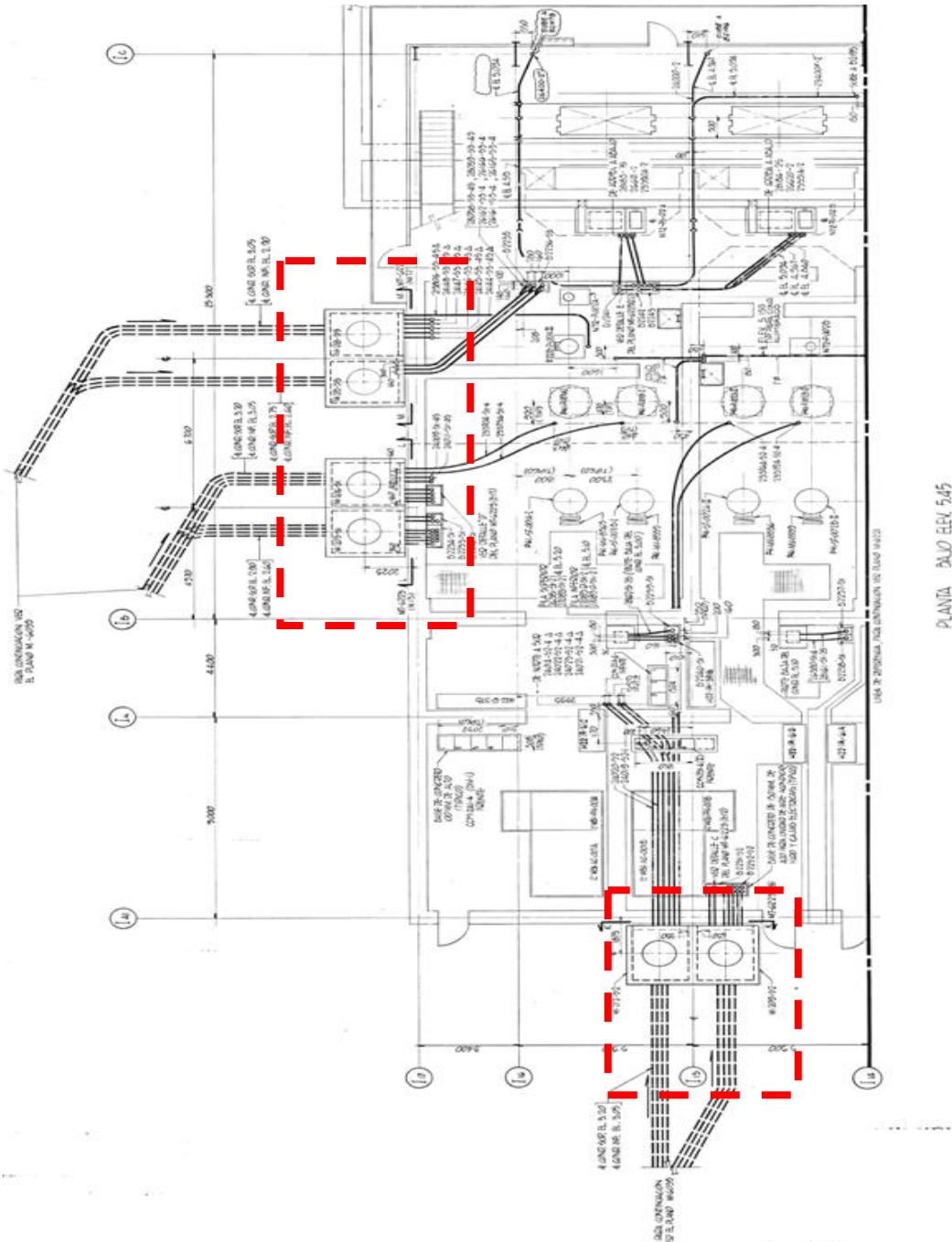


Fig. 5.- Vista de planta de banco de ductos subterráneos de la CNLV relacionados al Edificio de NSW de la Unidad 1 de la central [ref. 27].

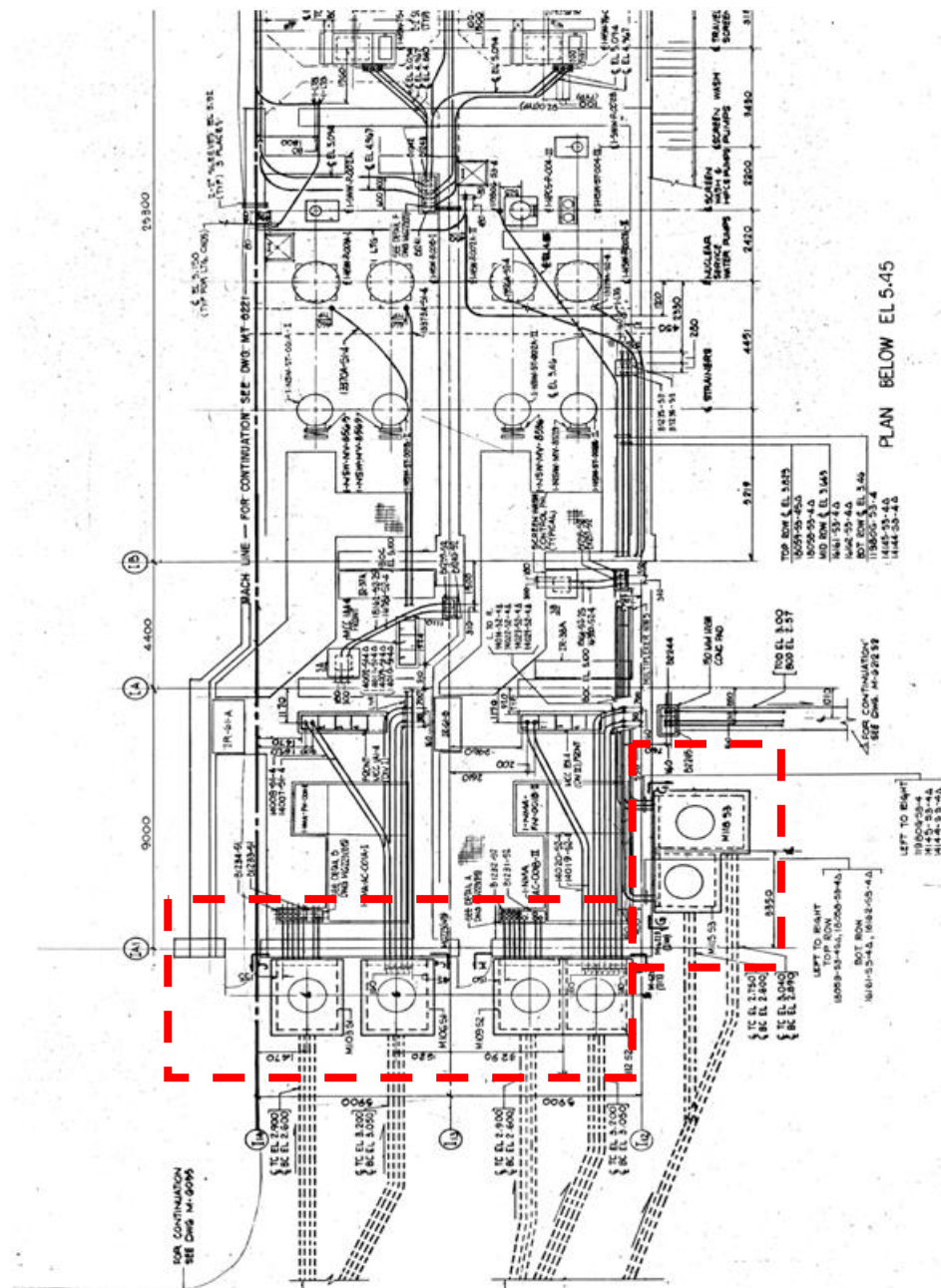


Fig. 6.- Vista de planta de banco de ductos subterráneos de la CNLV relacionados al Edificio de NSW de la Unidad 2 de la central [ref. 28].

Del mismo modo, para el edificio de Bombas del CW, para la Unidad 1 y la 2, en recuadro rojo en las figuras 7 y 8 se marca los manholes por los cuales se encuentra ruteado todos los cables de potencia en media tensión (5 kV), potencia, control y señal en baja tensión (600 V), los cuales dan servicio a equipo de bombeo para enfriamiento de sistemas del BOP de planta.

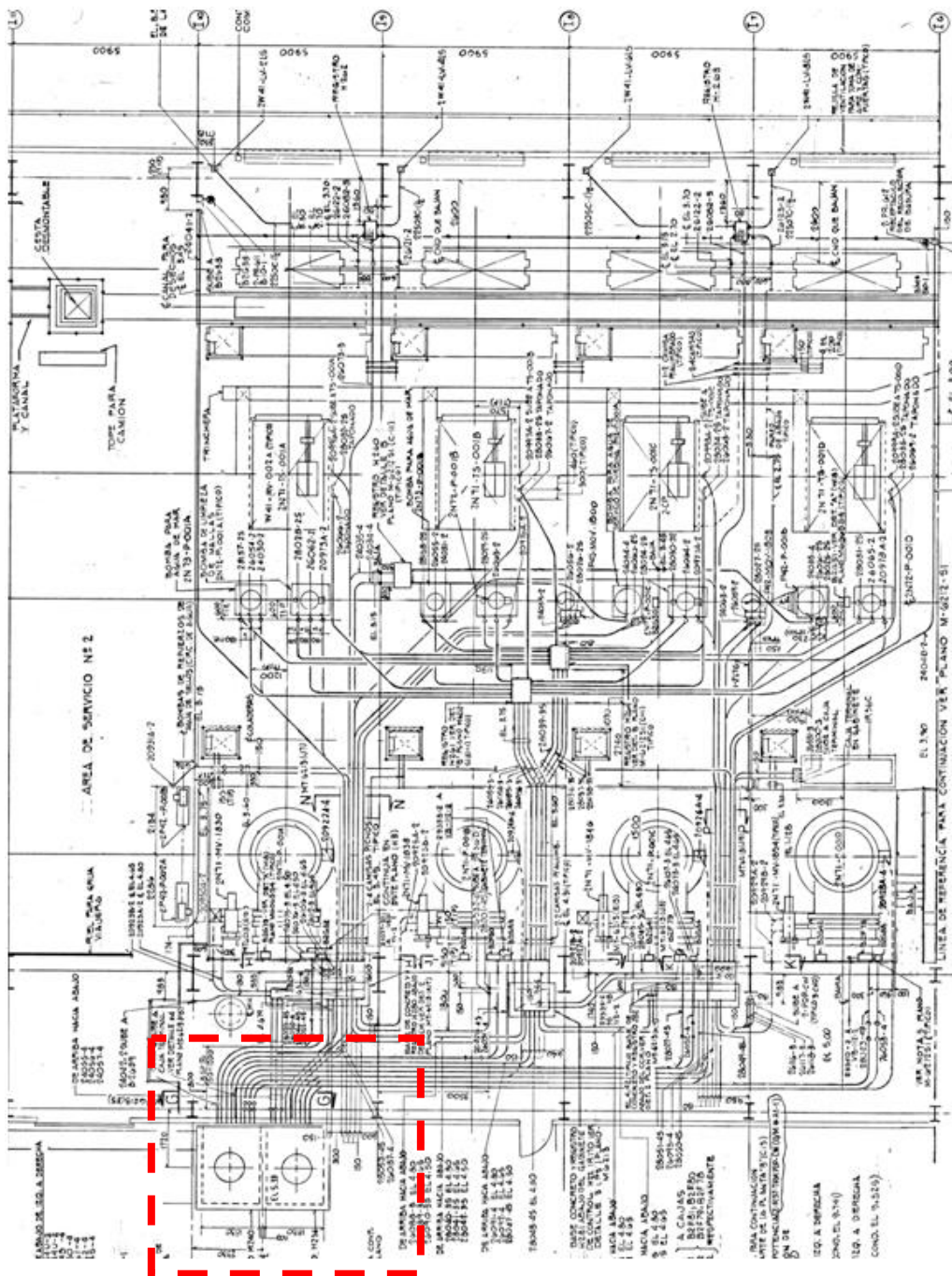


Fig. 7.- Vista de planta de banco de ductos subterráneos de la CNLV relacionados al Edificio de CW de la Unidad 2 de la central [ref. 29].

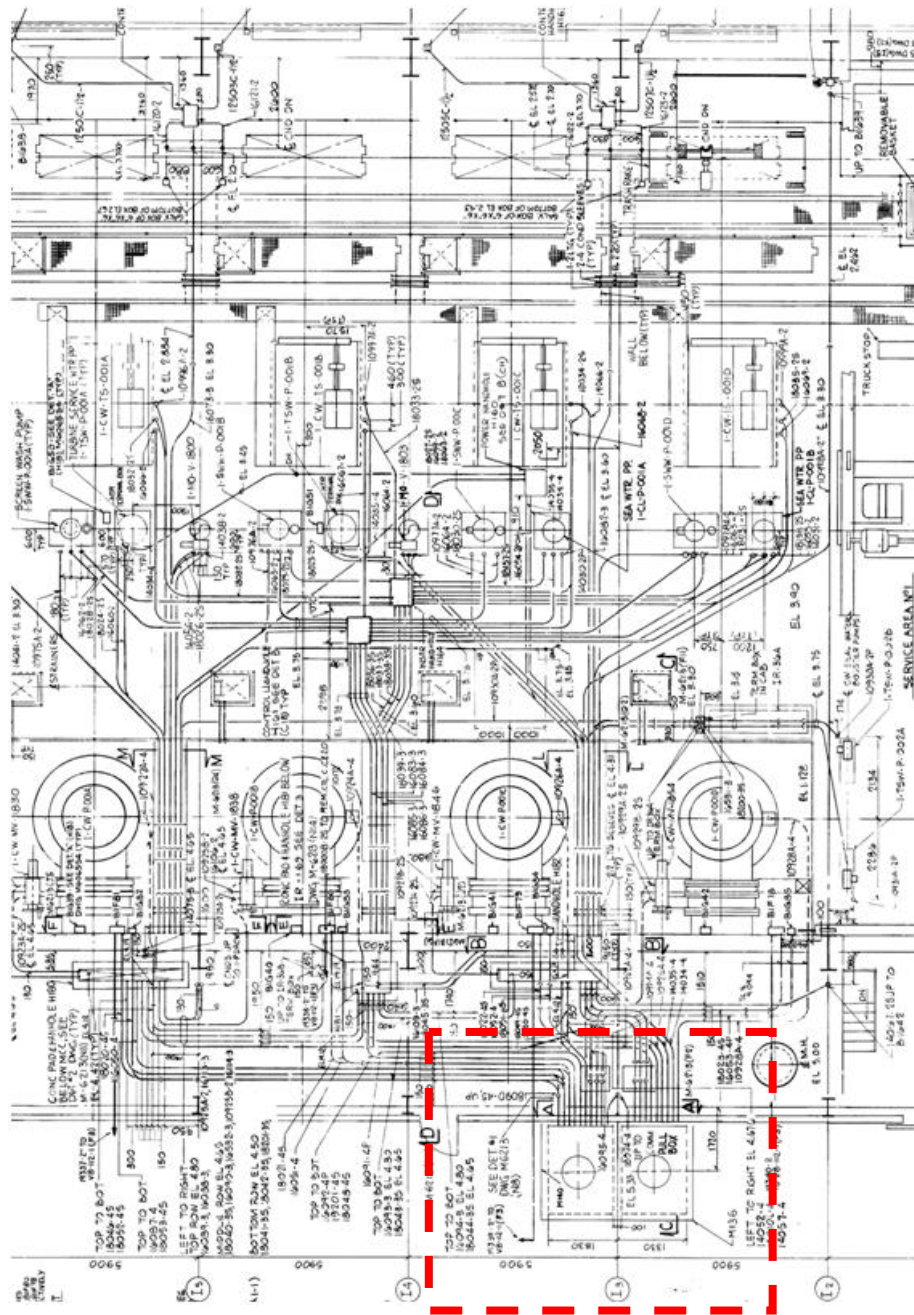


Fig. 8.- Vista de planta de banco de ductos subterráneos de la CNLV relacionados al Edificio de CW de la Unidad 1 de la central [ref. 30].

## **Identificación de los cables**

Del levantamiento de campo anterior se ha investigado todos los cables asociados a los manholes antes identificados, la información extraída de la lista de cables y conduits de la CNLV U1&2 B-6024 [ref. 31] y B6025 [ref. 32], generándose una listado maestro de cables con potencial de degradación de aislamiento, producto de condición sumergida en agua “ambiente adverso localizado”.

Esto los hace estar bajo riesgo de encontrarse degradados por arborescencias acuosas, que pudiesen trascender a arborescencias eléctricas con la consecuente falla de aislamiento e interrupción del servicio a su equipo conectado.

Dependiendo del equipo que se tratase tendrá su correspondiente efecto en la seguridad y/o producción de la planta, lo cual en todo momento se busca evitar implementando programas como el de monitoreo de condición en aislamiento de cables que prevengan condiciones operativas transitorias a consecuencia de la falla simple de un cable degradado.

La tabla 2 muestra todos los cables asociados a los manholes de la periferia de la obra de toma, área que se ha definido para el desarrollo de este trabajo.

Tabla 2.- Cables en los manholes de la periferia de obra de toma de la central.

UNIDAD 1					UNIDAD 2				
MANHOLE	DIVISIÓN	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE	MANHOLE	DIVISIÓN	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16003-S1	12527B	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26000-S1	22520D
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	12520D	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26000-S1	22520E
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	12525B	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	22520B
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13370F	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	22520K
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13373F	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	22525B
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13375F	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	22525G
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13375G	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	22532J
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13383F	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23371C
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13385E	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23371E
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13385F	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23371H
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13406A	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23371K
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13406B	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23374C
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13406F	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23374E
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13407A	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23374H
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13407B	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23374K
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	14255A	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23382B
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	19004T	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23383E
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	13371C	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23383F
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	12520B	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23384B
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	12520E	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23385C
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	12520K	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23385E
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	12525G	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26003-S1	23385F
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	12532B	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26005-S1	23370F
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	12532J	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26005-S1	23373F
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	13371E	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26005-S1	23375F
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	13371H	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26005-S1	23375G
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	13371K	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26005-S1	23406A
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	13374C	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26005-S1	23406B
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	13374E	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26005-S1	23406F
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	13374H	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26005-S1	23407A
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	13374K	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26005-S1	23407B
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	13375C	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26005-S1	24255A
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	13375D	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26006-S1	22520N
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	13382B	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26008-S1	22527B
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	13383C	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26008-S1	23375C
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	13384B	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26008-S1	23375D
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16008-S1	13385C	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	26008-S1	23383C
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	18000-S1	12532C	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	28000-S1	22532A
M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	18000-S1	12532A	M 203-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	28000-S1	22532C

Tabla 2.- Cables en los manholes de la periferia de obra de toma de la central. (Continúa)

UNIDAD 1					UNIDAD 2				
MANHOLE	DIVISIÓN	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE	MANHOLE	DIVISIÓN	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE
M 103-S1	S1	CONTROL – SEÑAL	18000-S1	13655A	M 203-S1	S1	CONTROL – SEÑAL	28000-S1	23410G
M 103-S1	S1	CONTROL – SEÑAL	18000-S1	13655B	M 203-S1	S1	CONTROL – SEÑAL	28000-S1	23855A
M 103-S1	S1	CONTROL – SEÑAL	18000-S1	19992U	M 203-S1	S1	CONTROL – SEÑAL	28000-S1	23855B
M 103-S1	S1	CONTROL – SEÑAL	18001-S1	13410G	M 203-S1	S1	CONTROL – SEÑAL	28000-S1	29987J
M 106-S1	S1	4160 – 480 Volts	13370A-S1	13370A	M 203-S1	S1	CONTROL – SEÑAL	28001-S1	22527E
M 106-S1	S1	4160 – 480 Volts	13373A-S1	13373A	M 203-S1	S1	CONTROL – SEÑAL	28001-S1	23382G
M 106-S1	S1	4160 – 480 Volts	14008-S1	10332A	M 203-S1	S1	CONTROL – SEÑAL	28001-S1	23384G
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16013-S2	10938C	M 203-S1	S1	CONTROL – SEÑAL	28001-S1	24887F
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16013-S2	10938D	M 203-S1	S1	CONTROL – SEÑAL	28001-S1	24887G
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16013-S2	12528B	M 206-S1	S1	4160 – 480 Volts	23370A-S1	23370A
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	12521D	M 206-S1	S1	4160 – 480 Volts	23373A-S1	23373A
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	12528B	M 206-S1	S1	4160 – 480 Volts	24010-S1	20332A
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	12526G	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	22521E
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	13377K	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	22526G
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	13380K	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	22533B
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	13381D	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	22533J
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	13381F	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	23377H
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	13381G	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	23377K
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	13387E	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	23380C
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	13387F	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	23380H
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	13389E	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	23380K
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	13389F	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	23386B
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	13400R	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	23387C
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	13400A	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	23387E
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	13400B	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	23387F
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16014-S2	14255C	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	23388B
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16016-S2	12521B	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	23389C
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16016-S2	13377C	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	23389E
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16016-S2	13380C	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26009-S2	23389F
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16016-S2	13386B	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26010-S2	23377E
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16016-S2	13387C	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26010-S2	23377C
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16016-S2	13388B	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26010-S2	23380E
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16016-S2	13389C	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26011-S2	22521N
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16017-S2	12521E	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26013-S2	20938C
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16017-S2	12521K	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26013-S2	20938D
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16017-S2	12533B	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26014-S2	23381D
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16017-S2	12533J	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26014-S2	22521D
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16017-S2	13378F	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26014-S2	23381F
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16017-S2	13377E	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26014-S2	23381G

Tabla 2.- Cables en los manholes de la periferia de obra de toma de la central. (Continúa)

UNIDAD 1					UNIDAD 2				
MANHOLE	DIVISION	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE	MANHOLE	DIVISION	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16017-S2	13377H	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26014-S2	23408A
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16017-S2	13379F	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26014-S2	23408B
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16017-S2	13380E	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26014-S2	24255C
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16017-S2	13380H	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26016-S2	22521B
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16017-S2	13381C	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26016-S2	22526B
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16017-S2	13406L	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26017-S2	22521K
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	16017-S2	13406N	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26017-S2	22529B
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	18003-S2	13655C	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26017-S2	23376F
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	18003-S2	12533A	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26017-S2	23379F
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	18003-S2	12533C	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26017-S2	23381C
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	18003-S2	13410K	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26017-S2	23406L
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	18003-S2	13655D	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26017-S2	23406N
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	18003-S2	19992T	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	26017-S2	23406R
M 109-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	18004-S2	10938B	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	28003-S2	22533A
M 112-S2	S2	4160 – 480 Volts	13376A-S2	13376A	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	28003-S2	22533C
M 112-S2	S2	4160 – 480 Volts	13379A-S2	13379A	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	28003-S2	23410K
M 112-S2	S2	4160 – 480 Volts	14019-S2	10343A	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	28003-S2	23655C
M 115-S3	S3	CONTROL – SEÑAL	16161-S3	11993D	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	28003-S2	23655D
M 115-S3	S3	CONTROL – SEÑAL	16161-S3	13396A	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	28004-S2	20938B
M 115-S3	S3	CONTROL – SEÑAL	16161-S3	13396B	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	28005-S2	22528E
M 115-S3	S3	CONTROL – SEÑAL	16161-S3	13406K	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	28005-S2	23386G
M 115-S3	S3	CONTROL – SEÑAL	16161-S3	13406T	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	28005-S2	23386G
M 118-S3	S3	4160 – 480 Volts	11980G-S3	11993A	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	28005-S2	24687H
M 136	NA/NB	4160 – 480 Volts	10922A-NA	10922A	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	28005-S2	24687J
M 136	NA/NB	4160 – 480 Volts	10924A-NA	10924A	M 209-S2	S2	CONTROL – SEÑAL	28005-S2	29987H
M 136	NA/NB	4160 – 480 Volts	10926A-NB	10926A	M 212-S2	S2	4160 – 480 Volts	23376A-S2	23376A
M 136	NA/NB	4160 – 480 Volts	10928A-NB	10928A	M 212-S2	S2	4160 – 480 Volts	23379A-S2	23379A
M 136	NA/NB	4160 – 480 Volts	14050-NA	13350A	M 212-S2	S2	4160 – 480 Volts	24019-S2	20343A
M 136	NA/NB	4160 – 480 Volts	14051-NB	13351A	M 215-S3	S3	CONTROL – SEÑAL	26161-S3	21993D
M 136	NA/NB	4160 – 480 Volts	14051-NB	13351J	M 215-S3	S3	CONTROL – SEÑAL	26161-S3	23396A
M 136	NA/NB	4160 – 480 Volts	14052-NB	10304A	M 215-S3	S3	CONTROL – SEÑAL	26161-S3	23396B
M 136	NA/NB	4160 – 480 Volts	14054-NA	10274A	M 215-S3	S3	CONTROL – SEÑAL	26161-S3	23406K
M 136	NA/NB	4160 – 480 Volts	14055-NA	10274B	M 215-S3	S3	CONTROL – SEÑAL	26161-S3	23406T
M 136	NA/NB	4160 – 480 Volts	14057-NB	10304B	M 218-S3	S3	4160 – 480 Volts	21980G-S3	21993A
M 136	NA/NB	4160 – 480 Volts	15008L-NA	13348A	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	15008X-NA	16032
M 136	NA/NB	4160 – 480 Volts	15008L-NA	14419C	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	15008X-NA	16218
M 136	NA/NB	4160 – 480 Volts	15008M-NA	13350J	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	15008X-NA	16258
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16020-NB	10926L	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	20922A-NA	20922A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16020-NB	10928K	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	20924A-NA	20924A



Tabla 2.- Cables en los manholes de la periferia de obra de toma de la central. (Continúa)

UNIDAD 1					UNIDAD 2				
MANHOLE	DIVISIÓN	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE	MANHOLE	DIVISIÓN	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16020-NB	10928L	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	20926A-NB	20926A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16020-NB	10931B	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	20928A-NB	20928A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16020-NB	13351E	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	24050-NB	23351A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16020-NB	13353C	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	24050-NB	23351J
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16020-NB	13882B	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	24051-NA	23350A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16020-NB	14254B	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	24051-NA	23350J
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16024-NB	10931G	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	24052-NB	23351E
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16025-NB	10926M	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	24053-NB	20304A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16025-NB	10928M	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	24053-NB	20304B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	10926E	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	24055-NA	20274A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	10926K	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	24055-NA	23350E
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	10927C	M 236	NA/NB	4160 – 480 Volts	24056-NA	20274B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	10927F	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17001J-NA	13554A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	10928E	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17001J-NA	13578A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	10929C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17001J-NA	14557G
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	10929F	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17001J-NA	14573F
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	10941J	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17001J-NA	19004U
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	10977D	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17001J-NA	19004V
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	10978D	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	19009-NA	14555A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	10998C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	19009-NA	14555B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	10999C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	19009-NA	14573B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	12504B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	19009-NA	14573C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	12506B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	19009-NA	14573D
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	13351D	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	19009-NA	14578B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	19956S	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	19009-NA	14582C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16028-NB	19956X	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	19009-NA	19965K
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10922E	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26020-NB	24254B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10922K	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26023-NB	20926E
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10922M	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26023-NB	20926K
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10923C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26023-NB	20926L
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10923F	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26023-NB	20927C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10924E	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26023-NB	20927F
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10924K	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26023-NB	20928K
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10925C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26023-NB	20928L
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10925F	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26023-NB	20929C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10941B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26023-NB	20929F
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10941K	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26023-NB	20933B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10975E	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26023-NB	20977D
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10976D	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26023-NB	20978D

Tabla 2.- Cables en los manholes de la periferia de obra de toma de la central. (Continúa)

UNIDAD 1					UNIDAD 2				
MANHOLE	DIVISIÓN	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE	MANHOLE	DIVISIÓN	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10996C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26023-NB	20996C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10996D	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26023-NB	20996C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	10997C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26024-NB	20933G
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	12500B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26025-NB	24561N
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	13350E	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26025-NB	24561P
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	13687F	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26025-NB	24561Q
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	13881J	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26025-NB	24561R
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	14254A	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26025-NB	24561S
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	19955U	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26025-NB	24561T
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16036-NA	19956M	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26025-NB	24561U
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	10941A	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26025-NB	24561V
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	12522B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26025-NB	24562H
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	12534E	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26025-NB	24605E
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	13390C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26028-NB	20928E
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	13390D	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26028-NB	22504B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	13390F	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26028-NB	22506B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	13391C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26028-NB	23351D
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	13391D	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20922E
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	13391F	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20922K
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	13392C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20923C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	19954J	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20923F
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	19955A	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20924E
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	19956E	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20925C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	19956G	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20925F
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	19956J	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20932B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	19956N	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20932J
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	19956Q	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20941A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	19956T	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20975E
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	19956V	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20976D
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16040-NA	19956Y	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20996C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	10924M	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20996D
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	10930J	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	20997C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	12502B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	22500B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	12512G	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	22512G
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	12523B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	23392C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	12529C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	29974U
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	13342E	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26037-NA	29974V
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	13350D	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26038-NA	20922M
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	13352C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26038-NA	20924M

Tabla 2.- Cables en los manholes de la periferia de obra de toma de la central. (Continúa)

UNIDAD 1					UNIDAD 2				
MAINHOLE	DIVISIÓN	TIPO MAINHOLE	CONDUIT	CABLE	MAINHOLE	DIVISIÓN	TIPO MAINHOLE	CONDUIT	CABLE
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	13352F	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26038-NA	20932M
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	13882C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26038-NA	23558L
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	14255B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26040-NA	20922L
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	19918J	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26040-NA	20924L
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	19954H	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26040-NA	20941B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	19955Q	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26040-NA	20941K
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	19955S	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26040-NA	23342E
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	19993N	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26040-NA	23352F
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16125-NA	19993R	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26040-NA	23391C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	16167-NA	10930M	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26040-NA	23391D
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17003P-NA	13348D	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26040-NA	23393C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17003P-NA	13348E	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26040-NA	23881J
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17003P-NA	13349C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26040-NA	23882C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17003P-NA	13554C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26040-NA	24254A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17003P-NA	13554D	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26040-NA	29997P
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17003P-NA	13554E	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	26040-NA	29999R
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17003P-NA	13554F	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	27075N -NA	20924K
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17003P-NA	13554G	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	27075N -NA	21025B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17003P-NA	13554H	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	27075N -NA	21026B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17003P-NA	13555B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	27075N -NA	21032H
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17003P-NA	13555L	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	27075N -NA	22502B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17003P-NA	13555M	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	27075N -NA	23350D
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17003P-NA	13555N	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	27075N -NA	23352C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17003P-NA	13555N	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	27075N -NA	23390C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17054B-NA	10922L	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	27075N -NA	23390D
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17054B-NA	10924L	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	27075N -NA	23390F
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17054B-NA	10930B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	27075N -NA	23391F
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17054B-NA	11025B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	27075N -NA	24255B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17054B-NA	11026B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	27075N -NA	29997Y
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17054B-NA	11032H	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28011-NA	23405A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17054B-NA	13393C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28011-NA	23405B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17054B-NA	13881H	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28011-NA	23405C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	17054B-NA	23881H	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28011-NA	23405D
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	10946A	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28011-NA	23411L
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	10946B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28011-NA	23411M
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	10946C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28011-NA	23411N
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	10946D	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28011-NA	23411P
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	10946E	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28012 -NA	20946A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	10946F	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28012 -NA	20946B

Tabla 2.- Cables en los manholes de la periferia de obra de toma de la central. (Continúa)

UNIDAD 1					UNIDAD 2				
MANHOLE	DIVISIÓN	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE	MANHOLE	DIVISIÓN	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	10947A	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28012 -NA	20946C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	10947B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28012 -NA	20946D
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	12512B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28012 -NA	20946E
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	12534B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28012 -NA	20946F
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	13342F	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28012 -NA	20947A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	13358A	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28012 -NA	20947B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	13405A	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28012 -NA	22512B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	13405B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28012 -NA	23342F
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	13405C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28012 -NA	23652A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	13405D	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28012 -NA	23652B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	13411L	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28012 -NA	23654K
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	13411M	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28054-NB	24827A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	13411N	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28054-NB	24827B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	13411P	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28054-NB	24827C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	13652A	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28054-NB	24827F
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	13652B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28055-NB	20943A
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	13654K	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28055-NB	20945G
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18013-NA	19999C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28055-NB	20946G
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	10943A	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28055-NB	20946H
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	10945G	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28055-NB	20946J
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	10946G	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28055-NB	20946K
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	10946H	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28055-NB	20946L
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	10946J	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28055-NB	20946M
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	10946K	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28055-NB	20947C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	10946L	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28055-NB	20947D
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	10946M	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28055-NB	23342G
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	10947C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28055-NB	24827D
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	10947D	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28055-NB	24827E
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	13342G	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28056-NB	21761B
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	13652C	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28056-NB	23652C
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	13652D	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28056-NB	23652D
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	13654L	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28056-NB	23654L
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	18055-NA	19992A	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28537-NB	20926M
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	19078-NA	13342H	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28537-NB	20928M
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	19078-NA	14455N	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28537-NB	20941J
M 140	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	19078-NA	14600B	M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28537-NB	23353C
					M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28537-NB	23882B
					M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28537-NB	29974W
					M 240	NA/NB	CONTROL – SEÑAL	28537-NB	29974X

## CAPÍTULO 3

### CATEGORIZACIÓN DE ESC'S INFORMADA EN RIESGO BAJO LA REGLA 10CFR50.69

#### Marco regulador 10CFR50.69 y las guías desarrolladas para su implementación en el tratamiento de ESCs informado en riesgo

La figura 9 ilustra cómo se relaciona la regla 10CFR50.69 "Risk-Informed Treatment of Structures, Systems, and Components" [ref. 33] y otros documentos guía o de orientación para su implementación, las cuales se describirán posteriormente, incluyendo su historia y desarrollo.

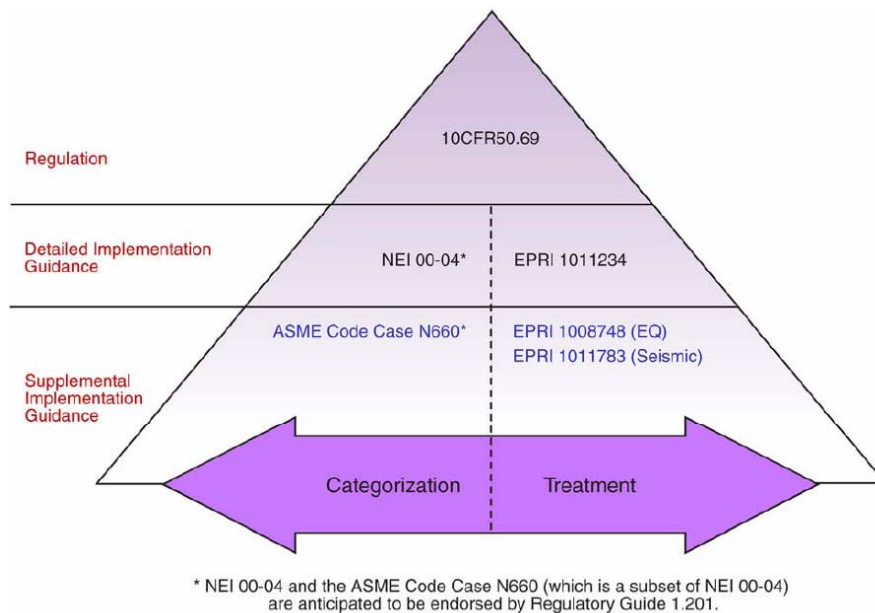


Fig. 9.- Marco Regulatorio del 10CFR50.69

Los requisitos para la aplicación de un tratamiento de ESC y la categorización informada en riesgo están descritos en el 10CFR50.69, la adopción de la cual es opcional para cada licenciatario. La regla proporciona requisitos para ambas fases de implementación, la categorización y el tratamiento resultante.

Como se muestra en la figura 9, el licenciatario debe usar el NEI 00-04 como guía sobre la implementación del proceso de categorización informada en riesgo.

El informe EPRI 1011234 "10 CFR 50.69 Implementation Guidance for Treatment of Structures, Systems and Components" [ref. 34], se centra en los aspectos del tratamiento de la regla y proporciona al licenciatario orientación para interpretar los requisitos de tratamiento de la regla y aplicarlos a ESC's que ya han sido categorizados.

La figura 9 también indica documentos de orientación complementaria que pueden ayudar al licenciataro con la aplicación en general del 10CFR50.69. Los dos informes EPRI señalados EPRI 1011783, RISC-3 directrices de evaluación sísmica y EPRI 1008748 Guía para la evaluación de la función del accidente para aplicaciones de RISC-3, son documentos que proporcionan orientación específica de tratamiento detallado para componentes sísmicamente calificados y calificados ambientalmente a los que se ha aplicado el proceso de categorización informado en riesgo, sin embargo no se utilizaron para los fines del presente trabajo.

El licenciataro debe considerar la guía en sus Controles Administrativos y de Aseguramiento de la Calidad para la Fase de Operación de la Central Nuclear, como el ANSI N18.7/ANS 3.2 [ref. 35], para establecer requisitos de aseguramiento de calidad de alto nivel para ESC's categorizados y tratados bajo 10CFR50.69.

### Categorías RISC de ESCs de Acuerdo al NEI 00-04

A diferencia de la clasificación tradicional R/S y NR/S, el 10CFR50.69 define cuatro categorías RISC, en el cual se categorizan las ESC's. Estas cuatro categorías fueron elegidas porque es el enfoque más sencillo para realizar la transición entre el anterior esquema de clasificación de ESC's y el nuevo esquema utilizado en el 50.69.

La figura 10 proporciona una comprensión conceptual o gráfica de las nuevas categorías RISC que resultan de aplicar la regla 50.69 y describe cómo se puede utilizar para categorizar ESC's desde una perspectiva de categorización informada en riesgo que proporciona el NEI 00-04 Rev. B [ref. 36].

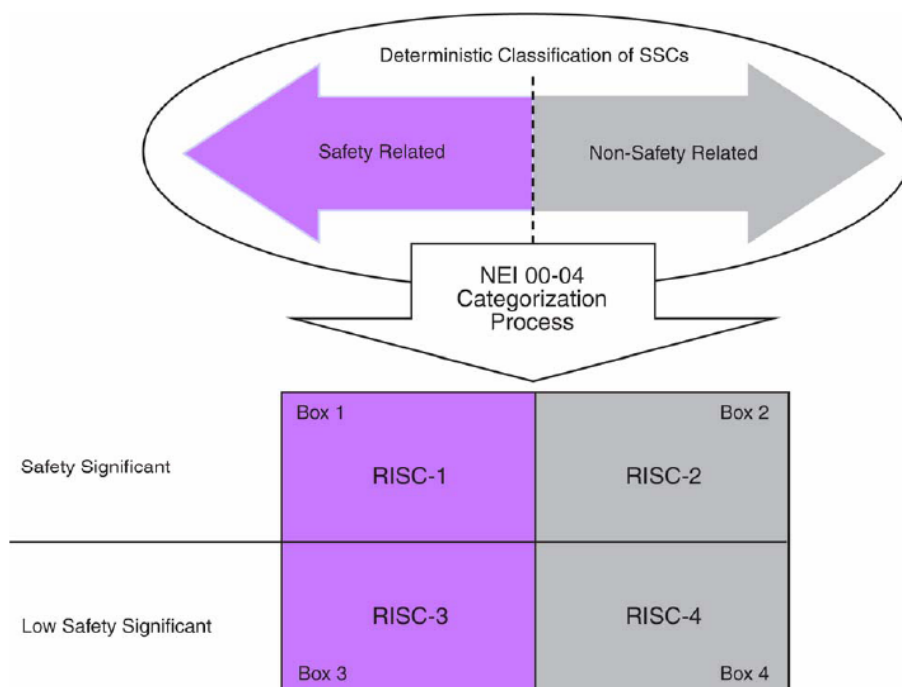


Fig. 10.- Categorías RISC del NEI-004 Rev. B

La parte superior de la figura 10 muestra cómo, en el tradicional enfoque determinista, las ESC's generalmente fueron clasificadas como relacionados con seguridad R/S (como se define en 10CFR50.2) o No Relacionados con la Seguridad NR/S. Esta división es representada por la línea punteada vertical en el óvalo superior.

Las percepciones de riesgo, incluida la consideración de accidentes severos, pueden utilizarse para identificar las ESC's como significativamente alto o bajo para seguridad (representado por la línea horizontal en la parte inferior de la figura).

Por lo tanto, la aplicación de una categorización informada en riesgo asigna ESC's a una de las cuatro categorías representadas por las cuatro cajas o cuadros en la parte inferior de la figura 10.

El cuadro 1 representa las ESC's relacionadas con seguridad que un proceso de clasificación informado en riesgo se determina son importantes o significativos contribuyentes para la seguridad de la planta. Estas ESC's se denominan RISC-1.

Las ESC's RISC-2 representadas por el cuadro 2, son ESC's No relacionadas con Seguridad que determina la categorización informada en riesgo ser contribuyentes importantes a la seguridad de la planta.

En las ESC's RISC-3 están las Relacionadas con Seguridad y que determina un proceso de categorización informada en riesgo que son contribuyentes de baja importancia a la seguridad de la planta. Estos ESC's son representados por el cuadro número 3.

Finalmente, hay ESC's que son No Relacionados con Seguridad y que determina un proceso de categorización informado en riesgo que son contribuyentes de baja importancia a la seguridad de la planta. Estos se denominan ESC's RISC-4 y son representados por el cuadro número 4.

## **Congruencia del 10CFR50.69 con la guía reguladora RG 1.174**

La guía reguladora de la NRC, RG1.174 "An Approach for Using Probabilistic Risk Assessment in Risk-Informed Decisions on Plant-Specific Changes to the Licensing Basis" [ref. 37]. Presenta un enfoque en el uso de evaluación probabilística del riesgo en las decisiones informadas en riesgo en cambios específicos de planta a las bases de licenciamiento, describe un método aceptable para que los licenciatarios de centrales nucleares y la NRC realicen la evaluación y determinen la naturaleza y el impacto de cambios en sus Bases de Licencia (BL), cuando el licenciatario decide respaldar o es solicitado por la NRC que respalde los cambios a las BL con métodos informados en riesgo.

La NRC examinaría los cambios a las BL informadas en riesgo, tomando en cuenta las consideraciones de ingeniería y los conocimientos de su personal en los conceptos de riesgo.

Los Licenciarios que presenten iniciativas de cambio a las BL, informadas en riesgo (ya sea por iniciativa propia o a petición de la NRC) deben abordar cada uno de los principios de la regulación basada en riesgo discutidas en la RG 1.174.

Los licenciarios deben identificar si sus métodos elegidos para informar en riesgo su solicitud de cambio a las BL (ya sean cuantitativo o cualitativo, determinista o probabilista), los datos y los criterios a considerar, son apropiados para considerar que la defensa en profundidad y los márgenes de seguridad se mantienen y no se ven comprometidos en su iniciativa.

La regla 10CFR50.69 define la terminología "función de seguridad significativa" como una función cuya pérdida o degradación podría tener un efecto adverso significativo sobre defensa en profundidad, márgenes de seguridad o riesgo, definición que fue elegida para ser coherente con los conceptos descritos en la RG 1.174 aplicable a las iniciativas de cambio en las BL de cada licenciario.

La norma mantiene más requisitos de tratamiento en ESC's que realizan funciones de seguridad significativas que en ESC's, que realizan funciones de seguridad significativas bajas para asegurar que el riesgo es bajo y que la defensa en profundidad y los márgenes de seguridad se mantuvieron. Como tal, más requisitos de tratamiento sería de esperarse para ESC's RISC-1 que en ESC's de RISC-3, y asimismo se esperaría más requisitos de tratamiento en ESC's de RISC-2 que en ESC's de RISC-4. La regla también requiere que el titular o solicitante proporcione confianza razonable que el cambio en el riesgo asociado con la implementación del 10CFR50.69 será pequeño, tal como se describirá en el capítulo 4.

## **Discusión en la aplicación de la regla 50.69 por la NRC y el NEI**

En la carta del Dr. George Apostolakis al Dr. William D. Travers, Director Ejecutivo para las operaciones de la NRC del 19 de marzo de 2002 [ref. 38], se documenta el tema: Propuesta para las averiguaciones y orientación asociada para informar en riesgo a requisitos tratamiento especial del 10 CFR parte 50 (opción 2).

Durante la 490ª reunión de la Comisión Consultiva sobre salvaguardias de Reactor, 7-9 de marzo de 2002, que dio lugar al reporte antes mencionado, representantes de la NRC y el Instituto de Energía Nuclear (NEI) discutieron la formulación de una propuesta y la orientación asociada para informar en riesgo a requisitos de tratamiento especial del 10 CFR parte 50 (opción 2).

Se discutió el proyecto de reglamentación para el enunciado del 10 CFR 50.69 y orientación a la industria sobre lo propuesto en el documento NEI 00-04, revisión B, "opción 2 directriz de implementación".



El Subcomité de confiabilidad y evaluación probabilística del riesgo había debatido estas cuestiones durante sesiones el 4 de diciembre de 2001 y el 22 de febrero de 2002 en las que se tuvo también el beneficio de los documentos que se hace referencia.

El informe resultante se centró principalmente en la orientación de la industria sobre lo propuesto en el NEI 00-04, revisión B, tal como:

1. Los criterios utilizados por el grupo integrado de toma de decisiones (IDP) para la categorización de las estructuras, sistemas y componentes (ESC's), que deberían hacerse explícitos e incluir consideraciones de medidas del riesgo que complementan la frecuencia de daño al núcleo (CDF) y frecuencia de gran liberación (LERF), tales como la falla de contención e inadvertida liberación de material radiactivo.
2. La categorización de las ESC's realizadas con un conjunto más completo de las mediciones de riesgo puede permitir la eliminación de las necesidades de tratamiento adicional para los componentes de seguridad informada en riesgo correspondiente a la clase 3 (RISC-3), categoría "relacionado con seguridad, riesgo significativo bajo" cuyo contexto, referencia y detalle se discutirán más adelante en este trabajo.
3. El riguroso tratamiento para minimizar la incertidumbre en los resultados del Análisis Probabilístico de Seguridad (APS), debe ser consistente con las capacidades del software utilizado para el APS y la incertidumbre permitida en sus datos. Es decir, cuando se utilizan métodos simplificados, debe disponerse de una referencia con análisis más rigurosos y demostrar la adecuada aplicación de estos métodos simplificados, es decir debe realizarse una verificación y validación del método antes de dársele crédito como información válida que apoye la toma de decisiones.

El proceso de categorización general descrito en NEI 00-04, revisión B, y que depende en gran medida de los juicios de los evaluadores, es la decisión del grupo relacionada a la asignación de una categoría de seguridad informada en riesgo de ESC's que se basa en una variedad de datos cualitativos y cuantitativos. Las entradas cuantitativas son producidas por un APS, si se tiene disponible para la planta que realiza la categorización.

Los dos elementos principales del proceso de categorización informada en riesgo que considera el panel de expertos para asignar la categoría informada en riesgo RISC a una ESC, son los criterios de decisión informada en el riesgo por APS y los procesos utilizados por el mismo panel de expertos para la toma de decisión integrada (IDP) de manera determinista.

Este proceso debe considerar el hecho de que las ESC's de las centrales nucleares en operación, originalmente se clasificaron sin tener el beneficio de aportaciones cuantitativas de un APS, sino que tal clasificación se realizó de acuerdo al concepto Relacionados con Seguridad tal como lo define el 10 CFR 50.2:

ESC Relacionadas con Seguridad significa que esas ESC serán requeridas permanecer funcionales durante y después de eventos base de diseño para asegurar:

- (1) La integridad de la frontera de presión del refrigerante del reactor,
- (2) La capacidad de apagado del reactor y mantenerlo en la condición de apagado seguro; o
- (3) La capacidad de prevenir o mitigar la consecuencia de accidentes los cuales podrían resultar en potencial exposición fuera del sitio, comparable a la exposición establecida en el 10CFR50.34(a)(1) o 10CFR100.11, según aplique.

En el informe de fecha 12 de octubre de 1999 [ref. 39], se comenta extensamente sobre la toma de decisiones y la necesidad de orientar y formar en la manera de cómo realizar sesiones de un grupo de expertos. Las observaciones sobre los procesos descritos en el entonces propuesto Apéndice T al 10 CFR parte 50 (no incorporado hasta el momento) siguen siendo válidos y son una preocupación constante. El informe se centra en cuestiones adicionales que merecen la atención en la revisión del NEI 00-04 para soportar el propósito de la regla 10CFR 50.69.

Los criterios tradicionales de evaluación de la importancia de riesgo utilizan las métricas del CDF y LERF. La proyección inicial de una ESC a fin de que los resultados de APS estén disponibles, se lleva a cabo mediante el uso de medidas de importancia que se basan en estas dos métricas, por lo que en la carta se indica que se cree importante añadir la probabilidad de falla tardía de la contención a la CDF y LERF para proporcionar una caracterización del riesgo más completa. Aunque esta idea no se ha implantado aún en el proceso de categorización informada en riesgo.

En la categorización de ESC's donde resulta que el APS no está disponible o no es válido, las consideraciones cualitativas sirven de base principal a la toma de decisiones.

Incluso cuando los resultados del APS están disponibles, el enfoque informado en riesgo requiere que el IDP examine las aportaciones cualitativas basadas en los márgenes de defensa en profundidad y la seguridad, como queda articulada por los principios establecidos en la RG 1.174.

Personal de la NRC y NEI, participantes en el informe antes indicado, consideran que el NEI 00-04 revisión B, proporciona muy poca orientación para ayudar al IDP en la toma de decisiones basadas en estas evaluaciones cualitativas y que deben elaborarse criterios explícitos para la categorización cualitativa de las ESC's y que la toma de decisiones debe ser escrutable con resultados que puedan ser documentados.

Para lograr esto, debería incluirse la orientación adecuada en el NEI 00-04 sobre las consideraciones cualitativas utilizadas por el IDP que deberían incluir la defensa en profundidad y el enfoque tradicional de graduación en que eventos relativamente frecuentes posibiliten la liberación de radiactividad, rompiendo las barreras diseñadas para evitarlo y sucesos relativamente poco frecuentes que posibiliten causar daños al combustible nuclear.

Siempre y cuando que la versión resultante esté limitada por los requisitos de 10 CFR parte 100, la orientación específicamente podría incluir requisitos para:

1. Que se determine si la ESC es compatible con un sistema que actúa como una barrera para contener los productos de fisión durante accidentes nucleares graves.
2. Que se determine si a la ESC se confía al ser invocada en procedimientos operativos de emergencias o en directrices de gestión de accidentes graves.
3. Que se determine si la ESC dará lugar a la liberación accidental de material radiactivo, incluso en ausencia de las condiciones de accidente grave.

Si se cumple alguna de las anteriores condiciones, el IDP debe considerar la inclusión de tales ESC's en la clasificación de categoría:

RISC-1 (Relacionado con seguridad, importante para la seguridad) \* o

RISC-2 (No Relacionado con seguridad, importante para la seguridad) \*.

\*cuyo contexto, referencia y detalle se discutirán más adelante en este trabajo.

El IDP podría justificar sus conclusiones en la categorización informada en riesgo de una ESC y relajar los requisitos de tratamiento especial (aplicar la opción 2), demostrando que:

1. Relajar los requisitos tendrán un impacto mínimo sobre el aumento de su tasa de falla,
2. Mostrar los datos adecuados que estén disponibles para demostrar que los modos de falla que impiden que la ESC cumplan su función son poco probable que se produzcan o
3. Que estos modos de falla pueden ser detectados en forma oportuna.

En el capítulo 5 del presente trabajo se describe un proceso determinista que fija estos criterios para la categorización cualitativa que permite implantar el enfoque determinista requerido

La elección del tratamiento apropiado para RISC-3 ha sido un tema difícil para la industria nuclear y la NRC. Se cree que gran parte de esta dificultad se ha presentado porque el personal reconoce que la evaluación de riesgo no se puede tratar solamente con los resultados de la CDF y LERF como antes se comentó, y es por ello, que es reacio a relajar algunos requisitos de tratamiento especial a estas ESC, sin embargo esto sí ha sido posible, como las exenciones obtenidas por South Texas Project (STP).

Enfocando toda la atención al riesgo en el proceso de categorización, como hemos comentado anteriormente, sería más fácil obtener un acuerdo sobre que componentes asignados a RISC-3 no requieren ningún tratamiento más allá de "prácticas comerciales" o QC, es decir, teniendo todos los componentes y sus valores de aportación al riesgo modelados en un APS, sin embargo, esto no es determinante, ya que sería necesaria

la aportación del enfoque determinista en la evaluación para obtener una categorización basada en riesgo producto de una decisión integrada.

La degradación de materiales no se evalúa directamente en NEI 00-04, revisión B, por lo que se cree que se deben considerar fenómenos de envejecimiento y la gestión de degradación en las deliberaciones del IDP relativas a las ESC's afectadas y los componentes pasivos del sistema.

El uso de información relacionada con riesgo en la toma de decisiones normativas es un tema relativamente nuevo ya que data como se ha descrito, de principios de la primera década de este siglo.

Para algunos, dentro de la misma NRC, la industria y el público ven esta evolución con escepticismo. El plan estratégico de la NRC ha establecido aumentar la confianza en los expertos como un objetivo de eficiencia a sus procesos. El uso de métodos rigurosos para producir información relacionada a riesgos es esencial para lograr este objetivo. En muchos casos, los métodos simplificados pueden dar resultados satisfactorios. Sin embargo, como ya se discutió antes, debe demostrarse que los resultados de estos métodos simplificados sean coherentes con los proporcionados por métodos más rigurosos y que sus limitaciones están bien entendidas, por ejemplo realizar los análisis de sensibilidad adecuados para validar un método simplificado y determinar sus límites o rango en que son válidos.

En los informes del 12 de octubre de 1999 [ref. 39] y el 11 de febrero de 2000 [ref. 40] del comité, se comentó extensivamente sobre las limitaciones de medidas importantes.

La necesidad de utilizar estudios de sensibilidad en los procesos para determinar la CDF y LERF que indica el NEI 00-04 revisión B en su sección de riesgos de eventos internos, proporciona evidencia que el NEI reconoce la limitación de medidas importantes, tal como se describe en el apartado de intervalo de riesgo en eventos internos del capítulo 4 de este trabajo.

Se cree que el IDP se beneficiaría de una identificación explícita y la discusión de ésta y otras limitaciones que han sido identificados en publicaciones como las de M.C. Cheok, G.W. Parry, y R.R. Sherry [ref. 41], así como de W.E. Vesely [ref. 42].

El NEI 00-04, revisión B, evita proporcionar orientación o estimular a los licenciarios para que realicen análisis de incertidumbre y depende en gran medida en los estudios de sensibilidad que son sustitutos a los análisis de incertidumbre. Herramientas modernas para APS hacen relativamente rutinario el realizar un análisis de incertidumbre genuino, por ejemplo, uno que extiende la incertidumbre en las tasas de falla y dicho análisis debería realizarse siempre que sea posible.

El argumento ha sido utilizar valores promedio de las tasas de falla en el desarrollo del APS y la proyección es "suficientemente buena". Hay acuerdo en que, en la mayoría de los casos, este argumento puede ser cierto

siempre que efectivamente se utilicen los valores promedio, aunque hay relativamente pocas investigaciones que están disponibles en publicaciones como la de M.C. Cheok, G.W. Parry, y R.R. Sherry, antes citada, o la de Modarres and M. Agarwal [ref. 43], para justificar esta afirmación.

Hay oposición a la práctica de tomar valores arbitrarios "puntuales" de los parámetros y declararlos como valores promedios, ya que esa práctica no contribuye a la credibilidad del proceso de categorización.

Una de las limitaciones más importantes de las medidas importantes es que miden el impacto de la ESC individual en el riesgo y en consecuencia, no puede usarse directamente para estimar cambios en el riesgo de un grupo de ESC's. Esta limitación es reconocida en NEI 00-04 revisión B y estudios de sensibilidad adicionales se sugieren para intentar evaluar el impacto de cambios en requisitos de tratamiento en un grupo de componentes.

En NEI 00-04, revisión B, se sugiere que las tasas de falla de ESC's RISC-3 se deben aumentar en factores que van de 2 a 5 para evaluar cambios en los resultados del cálculo de la CDF y LERF. La justificación actual para esta elección de estos valores es débil y una mejor justificación es necesaria, especialmente considerando que estos factores son más pequeños que el factor de 10 utilizado en las múltiples solicitudes de exención del Proyecto South Texas.

En este caso una distinción entre la incertidumbre de parámetros y del modelo sería muy útil, ya que por una parte el resultado de categorización se ve afectado por la incertidumbre que se presenta de manera natural al obtener los parámetros del fenómeno, como el caso de una tasa de falla por ejemplo, y por otro lado el modelo utilizado que por su naturaleza abstracta reúne una serie de suposiciones y excepciones para su planteamiento, lo cual finalmente representa una medida de incertidumbre atribuible al modelo propio resultante.

La distinción entre estos tipos de incertidumbre se discuten a continuación:

Incertidumbre de parámetros, llamada incertidumbre paramétrica [ref. 44], resulta de factores tales como: las diferencias entre el entorno de la central y las fuentes de datos genéricas empleadas, la variabilidad entre el tipo de componentes, fabricantes de equipo, organizaciones, personal de operación y mantenimiento.

Incertidumbre del modelo, se atribuyen a suposiciones en el modelado de secuencias y otros tipos de factores aleatorios, que se introduce por el modelador y métodos matemáticos utilizados.

Además de lo anterior, existen otros factores, tal como las llamadas limitaciones de los programas de cómputo [ref. 45], que se refieren a los atribuidos a los programas informáticos y aplicaciones de reducción Booleana, utilizados para este propósito, los cuales a pesar de sus avances en desempeño y capacidad, conservan ciertas limitantes remanentes en sus cálculos.

## **Guía 1.201 revisión 0 (DG 1121 Borrador), desarrollado por la NRC**

La NRC publicó una guía innovadora en su serie. Ésta ha sido desarrollada para describir y poner a disposición del público información de métodos aceptables para personal que aplica partes específicas de los reglamentos de la NRC tal como técnicas que se usan en la evaluación de problemas específicos o accidentes postulados y datos necesarios en la evaluación de las solicitudes de permisos y licencias. La guía en su versión borrador, proporciona orientación para su uso en la elaboración y evaluación de modelos de evaluación para los análisis de accidentes y transitorios. Una ventaja adicional es que los modelos de evaluación que se desarrollan mediante esta dirección proporcionarán un marco más fiable para el reglamento informado en riesgo y una base para la estimación de la incertidumbre en la comprensión de transitorio y el comportamiento de accidentes. La NRC ha promulgado reglamentos para permitir a licenciarios de reactores nucleares y los solicitantes de licencia, a aplicar un marco reglamentario alternativo con respecto al “trato especial” de ESC, donde el tratamiento especial se refiere a los requisitos que proporcionan mayor seguridad, más allá de las prácticas industriales normales o estándares a las estructuras, sistemas, y componentes (ESC) y que realizan sus funciones de base de diseño. En este marco los licenciarios pueden realizar mediante un proceso informado en riesgo la categorización de sus ESC de acuerdo con su importancia de seguridad y pueden quitar ESC de baja importancia en seguridad del ámbito de aplicación de ciertos requisitos de “tratamiento especial” ya identificados.

El origen de este marco se remonta a la opción número 2 que presenta el documento SECY-98-300, “Opciones para las revisiones informadas en riesgo” [ref. 46], como parte del 10 CFR 50 de fecha 23 de diciembre, 1998. En ese documento la NRC recomienda el desarrollo de estrategias informadas en riesgo para la aplicación de los requisitos a los “tratamientos especiales” de ESC con el fin de reducir la carga de reglamentación innecesaria relacionada con ESC de bajo riesgo significativo a la seguridad mediante la eliminación de ESC del grupo con aplicación de los requisitos de “tratamiento especial”. Una comisión de la NRC aprobó posteriormente un plan de averiguaciones y emitió un aviso del plan propuesto (ANPR) como se describen en el documento SECY-99-256, “Plan de Averiguaciones para el tratamiento de requisitos especiales informados en riesgo” [ref. 47] del 29 de octubre de 1999.

La Comisión de la NRC publicó en el Registro Federal el ANPR (65 FR 11488) [re. 48], el 3 de marzo de 2000 y posteriormente publicó un procedimiento propuesto y que puso a disposición de comentarios públicos (68 FR 26511) [ref.49], el 16 de mayo de 2003.

A continuación, el 22 de noviembre de 2004, la Comisión adoptó una nueva sección, llamado como 50.69 Sec., dentro del título 10, parte 50, del Código de Regulaciones Federales (10CFR50.69), categorización informada en riesgo y tratamiento de las ESC para plantas de energía nuclear (69 FR 68008) [ref. 50]. Esta guía describe un método que el personal de la NRC considera de uso aceptable para cumplir con los requisitos de la Comisión en el artículo 50.69 con respecto a la categorización ESC que consideran

requerimientos de “tratamiento especial” informado en riesgo, método de categorización que se utiliza el proceso que el Instituto de Energía Nuclear (NEI) describe en el NEI 0004 Rev. 0, “Directriz para la categorización de ESC basadas en 10 CFR 50.69” de julio del 2005.

El proceso determina específicamente la importancia de la seguridad de ESC y les clasifica en una de cuatro categorías de clase (RISC) de seguridad informada en riesgo.

La NRC emitió un borrador de la guía que llamó proyecto de reglamentación, guía DG 1121 Draft [ref. 51], como parte de un paquete de reglamentación, la sección 50.69, en mayo de 2003 y solicitó comentarios públicos, específicamente en relación con el proyecto de la guía mediante la publicación de avisos en el Registro Federal (68 FR 34012 [ref. 52] y 68 FR 41408 [ref. 53]) el 6 de junio y el 11 de julio de 2003 respectivamente. Tras el cierre del período de comentarios públicos, el 1 de agosto de 2003, se consideraron todos los comentarios de las partes interesadas en la preparación de la nueva Guía 1.201. Sin embargo, algunas dudas de interpretación técnica y aplicación prevalecieron con respecto a aspectos específicos de su orientación ya que se creyó que estos problemas se resolverían mejor durante la aplicación de la Guía, por lo que la NRC decidió emitir esta guía en condición de borrador como prueba en su uso. Esta Guía reglamentaria borrador y condición de prueba no estableció ninguna posición final y podría ser revisada en respuesta a experimentar con su uso.

Como tal, esta guía de prueba no estableció una posición particular a efectos de la regla 10CFR 50.109 “sujeción reguladora”, y los cambios realizados en esta guía de prueba antes de su adopción en forma definitiva no se consideró ser “sujeción reguladora”, como lo define el 10 CFR 50.109(a)(1) [ref. 54].

Esto asegurará que las lecciones aprendidas en la revisión de la normativa piloto se apliquen y se aborden adecuadamente en la guía final, y que su orientación sea suficiente para mejorarla en la revisión, aprobación y aplicación APS’s y sus resultados en el proceso de categorización informada en riesgo requeridas por el 50.69.

## **Guía 1.201 revisión 1**

La NRC emitió una revisión a la Guía 1.201 [ref. 55] posterior a la que antes se describió como borrador; la revisión 1 se publicó en enero de 2006 y se incorporaron todos los comentarios en la preparación de esta revisión. Sin embargo, de la misma manera que la revisión 0, la revisión 1 dado que se trata de un nuevo enfoque normativo para la categorización de ESC’s y para asegurarse adecuadamente de la aplicación de lecciones aprendidas respecto a la revisión inicial, la NRC decide emitir a esta guía nuevamente para uso a prueba. Por lo tanto, esta guía de prueba en revisión 1, tampoco estableció una posición final y podría ser revisada en respuesta a experimentar con su uso. Como tal, esta guía de prueba tampoco estableció una posición particular a efectos de la regla “sujeción reguladora” y los cambios realizados en esta guía de prueba

antes de su adopción en forma definitiva no se consideró para ser "sujeción reguladora", como lo define el 10 CFR 50.109(a)(1).

Esto asegurará que las lecciones aprendidas en la revisión de la normativa de revisión 0 y 1, se apliquen y se aborden adecuadamente en la guía final, y que su orientación sea suficiente para mejorarla en la revisión, aprobación y aplicación de APS y sus resultados en el proceso de categorización informada en riesgo requeridas por el 50.69.

## **Guía EPRI 1011234**

De forma paralela al trabajo desarrollado por la NRC, el Electric Power Research Institute de los USA (EPRI) en congruencia con diversos de sus objetivos (ejemplo, riesgo y gestión de la seguridad, ingeniería de soporte de planta, centro de evaluación no destructiva), conformó un comité de ingenieros de planta. La membresía de ese comité de plantas se compuso de representantes que tuvieran experiencia con categorización informada en riesgo y tratamiento, que podría contribuir a las lecciones aprendidas y los beneficios de la intención de la regla 10CFR50.69.

El comité directivo tenía un doble propósito no sólo desarrollar la guía detallada contenida en el informe EPRI, sino también, a un nivel más estratégico la coordinación con organizaciones clave de la industria durante la finalización de la regla y documentos guía relacionados.

La intención de la guía EPRI 1011234 que se emitió como reporte final en 2006, es proporcionar una metodología consistente para los licenciarios que adoptan voluntariamente 10CFR50.69 para implementar los ajustes de tratamiento resultante de las categorizaciones completas. El informe se modificará en el futuro con más ejemplos de cómo la regla puede afectar el tratamiento de componentes seleccionados como experiencia de implementación adicionales en toda la industria.

Esta guía proporciona antecedentes detrás del desarrollo de la regla 10CFR50.69, incluyendo historia de la reglamentación, una breve introducción a la regulación, inicio de la regla, las exenciones obtenidas por South Texas Project (STP) y plantas piloto que se iniciaron en actividades de categorización. Aunque no es su objetivo principal, el informe ofrece una breve descripción de los procesos de clasificación, incluyendo NEI 00-04 y la metodología utilizada para la categorización de las estructuras, sistemas y componentes (ESC's). La dirección que toma es siempre para la interpretación de los términos "confianza razonable" y "seguridad razonable" y el informe ofrece una visión fundamental de las bases de diseño y licenciamiento y un proceso genérico para desarrollar e implementar el tratamiento.



Con estructura similar a la regla, el informe proporciona orientación para el establecimiento de tratamiento alternativo con respecto a las inspecciones y pruebas, acciones correctivas, retroalimentación, control de cambios y orientación administrativa en las áreas de la documentación del programa, control de cambios, retención de registros y presentación de informes. También se incluye una estrategia global de transición para la adopción del 10CFR50.69, incluyendo una lista de sistemas prioritarios a los cuales el 10CFR50.69 puede ser aplicado con mejor costo-beneficio.

Como perspectiva de EPRI, la guía EPRI proporciona a licenciatarios interés respecto a la aplicación de 10CFR50.69 y les da una oportunidad más clara en aspectos con enfoque financiero y recursos humanos sobre los componentes más importantes para la operación segura y confiable de sus plantas. La dirección en este informe permite la gestión de la planta en clasificar equipos y ajustar su tratamiento con el fin de optimizar las actividades de mantenimiento, inventario, pruebas e inspección de las actividades y la disponibilidad de equipos, mientras que simultáneamente aumenta la seguridad de sus plantas a través de la aplicación de tecnologías basadas en el riesgo y APS.

Objetivos de la Guía EPRI:

- Proporcionar un resumen de la regla 10CFR50.69 y cómo debería implementarse por licenciatarios interesados.
- Proporcionar una guía y referencia a documentos relacionados con la industria para ayudar a la clasificación del equipo de apoyo a la nueva regla.
- Proporcionar aclaraciones en cómo lograr confianza razonable una vez que es establecido el tratamiento para los componentes y sistemas seleccionados.
- Proporcionar la guía para establecer el tratamiento apropiado para componentes y sistemas seleccionados.
- Proporcionar ejemplos de cómo la implementación de la norma puede afectar el tratamiento.
- Proporcionar una manera de transición estratégica para licenciatarios considerando la adopción de la nueva regla.

## **Proyecto de estándar IEEE, P1819**

El proyecto de “Estándar para la categorización informada en riesgo y tratamiento de equipo eléctrico y electrónico para Centrales Nucleares de Potencia y otras instalaciones nucleares” [ref. 56], es un estándar borrador derivado de un proyecto actualmente en desarrollo por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) a responsabilidad del grupo de trabajo 3.1 de Ingeniería de Potencia Nuclear NPE de la sociedad potencia y energía PE de la IEEE. Este estándar busca proporcionar métodos para categorizar los componentes eléctricos y electrónicos mediante un proceso informador en riesgo y proporciona recomendaciones sobre el tratamiento de componentes categorizados de acuerdo a su importancia para la

seguridad. Identifica y analiza criterios para la categorización informada en riesgo y tratamiento de componentes eléctricos y electrónicos que se aplican por el usuario en instalaciones de categorías importantes para la seguridad en plantas de energía nuclear y otras instalaciones nucleares.

Este estándar reconoce que el tratamiento para los componentes eléctricos y de instrumentación y control empleados en instalaciones nucleares, debe hacerse de forma particular según el tipo y empleo del componente en el sistema, manteniendo congruencia a lo estipulado por la regla 10CFR50.69 pero con consideraciones muy específicas a los sistemas eléctricos de potencia y control, como el caso de sistemas de protección, fuentes de potencia, redundancias, enlaces, automatismos, monitoreo, alarmas, etc., a las cuales no presta atención con suficiente profundidad el NEI 00-04 que atiende preferentemente conceptos mecánicos y estructurales.

### **Requisitos del tratamiento alternativo por 50.69 identificados por IEEE**

Para las plantas que implementan un proceso de categorización informado en riesgo y procesos de tratamiento para sus componentes, los requisitos del tratamiento alternativo para la categorización de seguridad de componentes informada en riesgo (RISC), son considerados requisitos que serán aplicables a través de todo el período en el que el equipo permanezca sujeto en esa categoría. El proceso de implementación implica diseño, especificación, compra, calificación, mantenimiento y vigilancias, reparación y sustitución, así como monitoreo de condiciones de los equipos que soportan las consideraciones críticas o claves utilizadas en el proceso de categorización.

Aunque los componentes categorizados RISC-1 y RISC-3 están relacionados con la seguridad, las diferencias en importancia para la seguridad justifican la diferencia en sus requisitos de tratamiento bajo la categorización informada en riesgo y tratamiento de componentes.

Los componentes categorizados como RISC-2 y RISC-4 son los no relacionados con seguridad, pero puede haber requisitos de tratamiento especial basado en su relativa importancia a la seguridad.

Para los componentes categorizados como RISC-2 y RISC-3, toda la documentación, es decir, de pruebas de proveedor, pruebas de funcionamiento, mantenimiento, pruebas de vigilancia, etc., para estos componentes se deberá mantener en un archivo auditable o base de datos similar a la requerida para los componentes de categoría RISC-1.

#### **Requisitos de tratamiento para Componentes categorizados RISC-1**

No existen cambios en los componentes relacionados con la seguridad, categorizados como RISC-1, ya que estos componentes tienen actualmente el máximo nivel de requisitos de tratamiento especial, es decir, procurando ser relacionados con la seguridad, son calificados sísmica y ambientalmente, así como su

mantenimiento y vigilancia se realizan en base a las recomendaciones del fabricante y de resultados de pruebas.

#### Requisitos de tratamiento para componentes categorizados RISC-2

Los componentes RISC-2 son no relacionados con seguridad, pero realizan funciones importantes para las de seguridad y cuyo fallo podría prevenir que los componentes relacionados con la seguridad cumplan sus funciones de seguridad o afectan el paro seguro de la instalación nuclear.

Sin ser mandatorio, los componentes categorizados como RISC-2 debe procurarse calificarlos con la misma exigencia como los componentes RISC-3. Los componentes no relacionados con seguridad no tienen ninguno de los requisitos regulatorios, aunque algunos pueden ser considerados componentes de confiabilidad y son adquiridos y mantenidas en relación a las pérdidas económicas que pueden resultar la falta de ese componente de la planta cuando se le es requerido. Existen además requisitos sobre documentación y registros auditables para verificar el estado de estos componentes, a fin de asegurar que el componente realizará sus funciones importantes para la seguridad cuando sea necesario.

Para el tratamiento de estos componentes RISC-2, es recomendable lo siguiente:

Para el tipo de equipo y su importancia a la función de seguridad, identificar cualquier reglamentación aplicable o prácticas habituales de la industria que se consideraría aplicar como tratamiento.

Estos componentes pueden adquirirse grado industrial o grado de calidad dedicado y no bajo los requisitos del 10 CFR parte 50 Apéndice B [ref. 57] y 10 CFR parte 21 [ref. 58]. Sin embargo, es requerida se mantenga documentación auditable para soportar la función del componente y para verificar las características críticas del componente en el entorno en el que se encuentre instalado dando su servicio. Un registro de esta documentación como se requiere en el estándar IEEE 323 [ref. 59] (calificación de equipo clase 1E) e IEEE 344 [ref. 60] (calificación sísmica), debe mantenerse en una forma auditable durante todo el período en el cual el componente de esta categoría se encuentre instalado en la planta nuclear o se almacene para uso futuro.

Identificar la vida útil relacionada con las partes degradables que tendrán que ser reemplazadas después de que el componente ha estado en servicio durante un cierto período de tiempo para asegurar que el componente llevará a cabo su función de diseño.

Identificar los requisitos de mantenimiento y su frecuencia, realizando la programación necesaria para asegurar que el artículo llevará a cabo su función de diseño. Los requisitos de mantenimiento y su frecuencia se basarán en la combinación de la recomendación del fabricante, experiencia operativa o datos de prueba para un elemento similar o idéntico.

Asegurar que los requisitos de vigilancia y prueba se realicen de acuerdo a las IEEE 338-2012 [ref. 61] o su última versión, para verificar que el artículo será capaz de realizar con éxito su función.

Las técnicas de monitoreo de la condición, (por ejemplo, supervisión de vibración, termografía, marcas, rigidez dieléctrica, etc.) se utilizan para detectar cualquier falla prematura del componente. El monitoreo de condiciones podría ser en forma continua o intermitente a intervalos determinados modificando estos intervalos, ya sea reduciéndose o aumentándose si los datos de tendencias indican resultados adversos o se ven mejorados.

Especificar y aplicar todos los requisitos especiales de almacenamiento, manejo y maniobra.

Medidas para prevenir la recurrencia de fallas en componentes categorizados como RISC-2 pueden incluir la aplicación de tratamientos especiales similares a los aplicables a componentes clase 1E u otros tratamientos detallados, según se considere apropiado por el licenciatario.

El licenciatario debe mantener un proceso que identifique y corrija las deficiencias en materiales de componentes eléctricos o electrónicos de categoría RISC-2.

Requisitos de tratamiento para componentes categorizados RISC-3.

Los componentes RISC-3 son relacionados con seguridad, requisitos de tratamiento alternativos pueden aplicarse a componentes categorizados RISC-3 para asegurar, con confianza razonable, que estos componentes siguen siendo capaces de realizar sus funciones relacionadas con la seguridad. Los componentes RISC-3 deben seguir siendo capaces de realizar funciones relacionadas con la seguridad en las condiciones de base de diseño incluidas las condiciones sísmicas y ambientales que afectan su vida de servicio.

Para el tratamiento de estos componentes RISC-3, es recomendable lo siguiente:

Los componentes o artículos RISC-3 podrían adquirirse grado industrial. Los componentes pueden ser dedicados como necesidad básica. Deberá demostrarse la calificación del componente en la función relacionada con seguridad y las características críticas requeridas para esa función relacionada con seguridad.

Es requerida documentación del proveedor que certifique que el componente llevará a cabo su función de diseño relacionado en el ambiente duro en el que se localizará instalado.

Identificar la vida útil relacionada con las partes degradables que tendrán que ser reemplazadas después de que el componente ha estado en servicio durante un cierto período de tiempo para asegurar que el componente llevará a cabo su función de diseño relacionada.

Asegurar, con confianza razonable, que el componente categorizado RISC-3 mantiene su capacidad de realizar su función bajo condiciones base del diseño, incluyendo las condiciones sísmicas y ambientales y efectos a lo largo de su vida útil.

Mantenimiento requerido y su frecuencia programada para asegurar los resultados de acuerdo a los objetivos establecidos por el licenciatario.

Asegurar que los requisitos de vigilancia y prueba se realicen de acuerdo a las IEEE 338-2012 o su última versión, para verificar que el artículo será capaz de realizar con éxito su función.

Una programa de monitoreo de condición deberá ser instituido a estos componentes, basado en experiencia operativa de la industria en el equipo para detectar cualquier falla prematura del componente. El licenciatario deberá determinar la frecuencia del monitoreo de condición en el programa. Por ejemplo, el monitoreo de condiciones puede hacerse intermitente a intervalos determinados basados en objetivos establecidos por el licenciatario que podrán ser prorrogados basado en la experiencia de operación de la planta y datos de prueba.

Deberán corregirse en forma oportuna las condiciones en contra de su desempeño que podrían impedir a un componente RISC-3 desarrollar sus funciones relacionadas con la seguridad bajo condiciones base de diseño. El licenciatario debe mantener un proceso que identifica y corrige las deficiencias materiales de componentes categorizados RISC-3, clase 1E.

Medidas para prevenir la recurrencia de fallas en componentes categorizados como RISC-3 pueden incluir cambios en el tratamiento alternativo identificados para componentes clase 1E, ya que estos componentes fueron categorizados de clase 1E a RISC-3 o la reinstitución de ciertos requisitos de tratamiento especial, según lo considere apropiado por el licenciatario.

Requisitos de tratamiento para componentes categorizados RISC-4.

Los componentes categorizados como RISC-4 son no relacionados con seguridad, sin requisitos de tratamiento especial, por lo que basado en su baja importancia a la seguridad no requieren de mayores requisitos de tratamiento que los de la industria convencional, por lo que no requieren ningún cambio en su tratamiento más allá del tratamiento típico como artículo o componente QC.

## CAPÍTULO 4

### DESARROLLO DEL PROCESO DE CATEGORIZACIÓN INFORMADO EN RIESGO 10CFR50.69

#### **Evaluación del APS disponible para la aplicación de la metodología 50.69**

La clasificación informada en riesgo de ESC's en aplicaciones de planta de energía nuclear requiere el uso de un APS apropiadamente detallado y de buena calidad técnica. El estándar ASME-ANS/RA-S-2008 [ref. 62], para la evaluación de riesgo probabilístico para aplicaciones en plantas de energía nuclear, proporciona un buen nivel para garantizar la técnica adecuada para elaborar un APS. Esta norma reconoce la amplia gama de aplicaciones que requieren una categoría de capacidad del APS correspondiente. Como tal, la norma incluye requerimientos de primer nivel que son genéricos para cualquier aplicación, así como requerimientos de apoyo que se utilizan para determinar la capacidad del APS en una aplicación particular.

En la Sección 3 de ASME-ANS/RA-S-2008 se describen actividades para determinar si un APS tiene la capacidad de apoyar un proceso para la categorización informada en riesgo que cumpla los requisitos de 10 CFR 50.69.

Por lo tanto, el APS primero debe evaluarse contra los requisitos de ASME-ANS/RA-S-2008 para asegurarse que es de suficiente calidad y nivel de detalle para apoyar el proceso de categorización. Como mínimo, el APS debe modelar escenarios de accidentes severos resultantes de eventos iniciadores internos que se producen en operación a plena potencia de planta.

Las limitaciones aceptables de un APS pueden incluir riesgos no modelados, por ejemplo, eventos iniciadores externos, riesgos en apagado y bajas potencias y ESC's no modelados de la planta. De acuerdo con ASME-ANS/RA-S-2008, estas limitaciones pueden resolverse a través de análisis complementarios. Normalmente, éstos implican métodos deterministas como análisis de fronteras, análisis de transitorios y evaluaciones del Panel de Expertos.

La CNLV cuenta actualmente con un APS en revisión 4, el cual se considera ser consistente al ASME RA/Sb-2005 adenda B, 2005 [ref. 63], ya que esa última revisión del APS tuvo por propósito resolver las principales observaciones de su autoevaluación para cumplimiento con la categoría de Capacidad II del estándar ASME antes mencionado, motivo por el cual, para efectos del presente trabajo se hace posible plantear la posibilidad de ser utilizado para categorizar ESC's bajo la regla 10CFR50.69 y utilizar la información obtenida bajo metodología informada en riesgo, adaptándose al AMP de cables requerido por la regla de Renovación de Licencia 10CFR54, prescrito por el NUREG 1801 Rev. 2 y 1800 Rev.2.

## **Características de la membresía requerida para el IDP**

La categorización de los cables los cuales son considerados como cualquier otra ESC de la planta, se realizará por un IDP, con un panel de expertos dotado de miembros especialistas y conocedores de la planta. Estos miembros deberán cumplir ciertos requisitos que deberán describirse en un documento desarrollado para formalizar este grupo y con el propósito de que el panel de expertos se incluyan miembros con suficiente experiencia y como mínimo de las siguientes áreas: APS, análisis o evaluaciones de seguridad, operación, ingeniería de diseño disciplina eléctrica, ingeniería de sistemas y mantenimiento de la central, los cuales participen en el IDP para el proceso de categorización.

Este grupo de expertos tiene como propósito aplicar una metodología determinista que aporte un resultado útil para la categorización informada en riesgo que será producto de un análisis integral con el APS, tal como se indica a continuación.

## **Visión determinista requerida**

Una visión determinista deberá utilizarse para complementar los resultados de riesgo del APS. Debido a los supuestos utilizados en un APS y a sus limitaciones, tales como los mencionados anteriormente, un proceso determinista se hace necesario como ingrediente normalmente para clasificar los componentes dentro de un sistema de una planta en particular. Además, este ingrediente puede proporcionar una perspectiva alternativa y muy valiosa que puede ser mezclada con los resultados del APS para llegar a una evaluación global del riesgo.

Este ingrediente determinista se describe más a detalle y se aborda su aplicación a los sistemas eléctricos en el capítulo 5 de este trabajo.

La evaluación determinista incluye, pero no debe limitarse, a lo siguiente:

- Análisis complementarios que se utilizan para compensar las limitaciones del APS para cuantificar el riesgo durante el apagado de la planta y el riesgo de peligros externos tales como riesgos de incendio, riesgos sísmicos y otros riesgos externos, por ejemplo, tornados, inundaciones externas, tsunamis, huracanes, etc.
- Evaluación del riesgo de forma determinista que considere, como el APS, el impacto y la probabilidad de falla de una ESC, tal como análisis de modo de falla y efecto (FMEA) de la ESC en el proceso de categorización, que se tengan disponibles.
- Bases de diseño de la Planta.
- Mantenimiento de la defensa en profundidad.
- Mantenimiento de suficientes márgenes de seguridad.
- Experiencia operativa de la industria y de la Planta (EO interna y externa).

- Procesos de mantenimiento y de operación de la Planta.

Finalmente, el ingrediente del análisis determinista se mezcla con los resultados del APS para llegar a una evaluación integrada de la importancia al riesgo de ESC's.

## **Evaluaciones de riesgo basadas en APS u otros análisis de riesgos**

El proceso de Categorización requiere la evaluación de un ámbito lleno de peligros que pueden constar de:

- a) Riesgos en eventos internos.
- b) Riesgos de Incendio.
- c) Riesgos sísmicos.
- d) Otros riesgos externos (tornados, inundaciones, tsunamis, huracanes, etc.).
- e) Riesgos de apagado.

Un APS que considera todos los contribuyentes de riesgo, arriba mencionados, en un modelo integrado se considera un APS ideal en el cumplimiento de los requisitos anteriores. Sin embargo, como mínimo, el APS debe modelar escenarios de accidentes graves resultantes de eventos internos iniciadores. Más allá de esto, en la medida en que otros contribuyentes de riesgo no se modelan, la proyección o una delimitación del análisis se utiliza para proporcionar las evaluaciones de riesgo necesario. En los casos donde un precursor de riesgo no se modela como parte de un APS integrado, la evaluación se realiza por separado a los otros contribuyentes de riesgo.

Las evaluaciones independientes para contribuyentes al riesgo no modelados en un APS integral, son apropiadamente necesarias para evitar depender de los resultados de un APS integral, el cual solo permita identificar contribuyentes de riesgo grupal, por ejemplo los relacionados a falla común de equipo, ya que este puede enmascarar los resultados de los contribuyentes al riesgo de componentes individualmente.

## **Intervalo de riesgo en eventos internos**

Un APS de buena calidad técnica es necesario para la categorización de las ESC's o en este caso los cables bajo análisis, respecto a eventos internos de planta y los riesgos a potencia. La importancia de las medidas relacionadas con la frecuencia de daños del núcleo (CDF) y la frecuencia de gran liberación de material radiactivo (LERF) se utilizan para identificar los componentes de seguridad significativos dentro de un sistema seleccionado. Además, varios estudios de sensibilidad se definen clave en áreas de incertidumbre en el APS (por ejemplo, confiabilidad humana, fallas de causa común y configuración de planta en mantenimiento). Si se



estudia a una ESC que había sido identificado inicialmente como de bajo riesgo significativo a la seguridad, LSS y se encuentra que supera los umbrales de importancia de la seguridad de manera sensible, esta información es proporcionada al Panel de Expertos IDP para su análisis, junto con una explicación de los resultados del estudio de sensibilidad.

Si hay diversos APS de la planta que abordan los peligros que se mencionan a continuación, los resultados de estos APS independientes deben incorporarse con los resultados del APS principal con ayuda de una evaluación computacional integrada que dé peso a la importancia de cada riesgo contribuyente (por ejemplo, eventos internos, fuego, APS sísmicos) por la fracción de la frecuencia de daños del núcleo total o la de frecuencia de gran liberación de material radiactivo asociado a ese riesgo contribuyente.

En el NEI 00-04 pueden encontrarse más detalles respecto a la integración de múltiples APS de una Planta.

La importancia en la seguridad que toma cada ESC de la planta, basándose en los resultados de un APS (integrado según corresponda), se determina mediante los siguientes criterios en la tabla 3 para componentes individuales y la tabla 4 para eventos de causa común.

a) Para los eventos básicos de componentes individuales:

<i>Tabla 3.- Criterios para eventos básicos de componentes individuales RAW y FV para categorizar en RISC.</i>	
<b>Criterio</b>	<b>Categorización</b>
$RAW \geq 100.0$ or $FV \geq 0.1$ or <b><math>FV \geq 0.005</math> and <math>RAW \geq 2.0</math></b>	Importante para la seguridad Safety Significant (RISC-1 or RISC-2)
$FV < 0.005$ and $100.0 > RAW \geq 10.0$	
$FV \geq 0.005$ and $RAW < 2.0$ or $FV < 0.005$ and $10.0 > RAW \geq 2.0$	
$FV < 0.005$ and $RAW < 2.0$	Baja importancia para la seguridad Low Safety Significant (RISC-3 or RISC-4)

b) Para eventos básicos de causa común:

<i>Tabla 4.- Criterios para eventos básicos de causa común CCF RAW y FV para categorizar en RISC.</i>	
<b>Criterio</b>	<b>Categorización</b>
CCF RAW $\geq$ 100.0 or FV $\geq$ 0.1 or FV $\geq$ 0.005 and CCF RAW $\geq$ <b>20.0</b>	Importante para la seguridad Safety Significant (RISC-1 or RISC-2)
FV $\geq$ 0.005 and CCF RAW $<$ <b>20.0</b> or FV $<$ 0.005 and <b>100.0</b> $>$ CCF RAW $\geq$ <b>20.0</b>	
FV $<$ 0.005 and CCF RAW $<$ <b>20.0</b>	Baja importancia para la seguridad Low Safety Significant (RISC-3 or RISC-4)

## Riesgo de incendio, riesgo sísmico y otros externos

Si el riesgo de otros peligros, incluyendo riesgo de incendio, riesgo sísmico y otros externos, por ejemplo, tornados, inundaciones externas, tsunamis, huracanes, etc. no se basan en un APS integrada o independientes, la proyección o la delimitación del análisis se debe utilizar para evaluar el riesgo de estos peligros.

Hay ejemplos de metodologías de la industria que incluyen análisis de evaluación de vulnerabilidad inducida de fuego (FIVE por sus siglas en inglés), análisis de margen sísmico (SMA) u otros análisis de proyección.

En el NEI 00-04 pueden encontrarse más detalles respecto al uso de estos análisis y su incorporación a la evaluación global del riesgo

## Riesgo de apagado

Si el riesgo de apagado no se considera en un APS integrado o en una aparte de un APS específico de la planta, un plan de gestión de seguridad de apagado debe utilizarse para evaluar el riesgo e identificar las ESC's que se consideran importantes para la seguridad durante este modo de operación.

En el NEI 00-04 pueden encontrarse más detalles respecto al uso de esta evaluación de riesgo de apagado y su incorporación en la evaluación global del riesgo.

## **Estudios de sensibilidad**

Los componentes que se categorizan por el APS como riesgo significativo bajo para la seguridad deben ser sometidos a estudios de sensibilidad para asegurarse de que los supuestos del APS no enmascaran una mayor importancia real del componente. Los estudios de sensibilidad que se recomiendan deben incluir:

- a) Aumentar la tasa de falla de componentes como riesgo significativo bajo para la seguridad simultáneamente por un multiplicador común.
- b) Eliminar todas las acciones de recuperación del operador asociado a equipo fallado.
- c) Eliminar todas las contribuciones de falla de causa común.
- d) Incrementar la indisponibilidad por mantenimiento planeado por un factor apropiado para cada estado de mantenimiento
- e) Incrementar la frecuencia de eventos iniciadores que requieran que las ESCs operen a su demanda.

Cada estudio de sensibilidad se compara con respecto a su CDF y LERF resultante y los componentes asociados son revisados para determinar si cumplen con los criterios de riesgo significativo bajo, de acuerdo al umbral que se identificó en la tabla 3 (para eventos básicos de componentes individuales).

Si ninguno de los estudios de sensibilidad identifica que el componente podría ser significativo para la seguridad, entonces deben identificarse y documentarse los atributos significativos para la seguridad que produjeron esa conclusión.

Como se dijo en el capítulo 3, en el NEI 00-04, revisión B, se sugiere que las tasas de falla de ESC's RISC-3 se aumenten en factores que van de 2 a 5 para evaluar cambios en los resultados del cálculo de la CDF y LERF, sin embargo estos factores son más pequeños que el factor de 10 utilizado en múltiples solicitudes de exención aprobadas por la NRC, elaboradas en apego a procedimiento de una planta de los E.U.A., mismos que se utilizó en este trabajo y se describirá en el capítulo 5 para el caso de la evaluación determinista del riesgo.

## CAPÍTULO 5

### *EVALUACIÓN DETERMINISTICA REQUERIDA PARA LA CATEGORIZACIÓN INFORMADA EN RIESGO 10CFR50.69*

#### **Evaluación determinista del riesgo en sistemas eléctricos de acuerdo al proyecto de estándar P1819 de la IEEE**

El proyecto del IEEE sobre “Estándar para la categorización informada en riesgo y tratamiento de equipo eléctrico y electrónico para Centrales Nucleares de Potencia y otras instalaciones nucleares”, el cual se describió en el capítulo 3, contiene un procedimiento en borrador sobre el que trabaja el grupo de desarrollo del estándar, a fin de determinar un proceso modelo al que los licenciarios direccionen sus ejercicios de categorización informada en riesgo para equipo eléctrico y electrónico.

El procedimiento del IEEE se diversifica en consideraciones a tomar para el desarrollo de la categorización en equipo eléctrico, cuya función se avoca a la distribución o suministro de energía, por una parte, mientras que por otra, fija un proceso de ponderación para el equipo eléctrico y electrónico cuya función no es la distribución y suministro de la energía eléctrica, sino otras funciones como protección eléctrica, monitoreo, alarma, control, automatismos, etc., las cuales se pueden encontrar en una instalación nuclear.

A continuación se presenta el proceso de categorización que se encuentra aún en desarrollo por el IEEE en sus dos vertientes, de acuerdo a la función del sistema eléctrico o electrónico.

#### **Para la función de suministro de energía eléctrica.**

Para la mayoría sistemas eléctricos en una planta, su función principal es el servicio de suministro de energía eléctrica a ciertas cargas. El desarrollo de estos tipos de función del sistema y su riesgo asociado no es técnicamente necesario pero se puede llevar a cabo para la completitud y consistencia con la categorización de sistemas mecánicos.

Esencialmente, las funciones son basadas en el abastecimiento de energía a las cargas, por tener una función para cada carga a la que dan servicio, o por tener una sola función para suministrar energía a un sistema o subsistema. La función, entonces, se categoriza como de alta significancia a la seguridad HSS, si alguno de los componentes a que se da el suministro de energía está dentro del ámbito de función HSS. Si la carga ya ha sido categorizada como HSS o por el contrario LSS, entonces la función de suministrar alimentación a la carga puede ser simplemente categorizada igual a la carga.

Sin embargo, se puede hacer una excepción si la carga no requiere de esa energía eléctrica para realizar la función HSS. Por ejemplo, una bomba puede haber sido calificada como HSS debido a su función pasiva por ejemplo barrera de presión, considerando el límite de la presión que debe soportar, pero resulta que su función activa es LSS. En ese caso, la función del sistema de suministro de energía eléctrica al motor de la bomba puede ser LSS.

También, no es necesario asociar cada función del sistema eléctrico con los componentes eléctricos que se encuentran en su alcance. Por el contrario, es importante que las siguientes relaciones se conozcan y se consideren:

- a) Entre la carga y el componente eléctrico alimentado directamente a él (por ejemplo; del motor de la bomba al interruptor derivado al que corresponde la carga del motor).
- b) Entre el componente eléctrico y los otros componentes del suministro de la energía en el mismo bus, panel, tablero, etc. (por ejemplo, del interruptor derivado al que corresponde la carga del motor al bus del Centro de Control de Motores (MCC)) y todos otros interruptores derivados de cargas en el bus.
- c) Entre los componentes eléctricos y su fuente de potencia. (por ejemplo, interruptor derivado al que corresponde la carga del motor y el interruptor de alimentación al bus del MCC).

### **Para funciones que no son de suministro de energía eléctrica.**

En esta sección se aplica a las siguientes categorías de las funciones del sistema.

Para sistemas de suministro de potencia, esas funciones que no están asociadas con la distribución, alimentación o suministro de la potencia eléctrica. Los ejemplos incluyen funciones que proporcionan protección contra sobrecorrientes o protecciones contra falla eléctrica, relevadores, monitoreo y funciones de alarma.

Funciones para los sistemas de manera que no sean funciones de suministro o alimentación eléctrica, por ejemplo un sistema de iluminación.

Cada una de estas funciones deberá ser clasificada como HSS o LSS de acuerdo al desarrollo de respuestas y sus bases en que se soportan, respecto a las siguientes preguntas críticas de riesgo esencial:

¿Causa directamente la pérdida de la función un evento iniciador?

¿La función es utilizada para mitigar accidentes o transitorios? (incluyendo, pero no limitado, a las funciones en que se confían los procedimientos operativos de emergencia o los procedimientos de respuesta de emergencia).

¿Puede la pérdida de función hacer fallar una función de seguridad básica?

¿Es la función de seguridad significativa durante los cambios de modo o apagado?

Al responder a las preguntas esenciales, se debe asumir que la función al ser demanda no está disponible. La respuesta a cada pregunta está basada en el riesgo (es decir, impacto y probabilidad) de daño al núcleo o gran liberación temprana.

El IEEE, recomienda que las respuestas se proporcionen usando una escala numérica de la importancia de riesgo, donde 0 indica una respuesta negativa y las respuestas positivas están indicadas con un rango de valores apropiado. Por ejemplo, las respuestas positivas podrían ser contestadas con valores de 1 a 4, donde un valor de 1 indica una respuesta muy bajo riesgo y 4 indica una respuesta de muy alto riesgo. Las consecuencias y potencial falla (probabilidad de falla) se combinan con las respuestas para determinar la respuesta numérica ponderada apropiada. La tabla 5 siguiente muestra un ejemplo de esta metodología que el IEEE propone en su proyecto de estándar.

*Tabla 5.- Valor de Respuesta propuesto en el proyecto de estándar IEEE*

	Consecuencia de Falla			
Potencial de Falla	Ninguna	Bajo	Medio	Alta
Nunca	0	0	0	0
Bajo	0	1	2	3
Medio	0	2	3	4
Alto	0	2	3	4

Sin embargo, el proyecto de estándar aún discute sobre la necesidad de incluir mayor orientación que se debe proporcionar sobre cómo evaluar la probabilidad de falla (ejemplo: experiencia operativa, histórico de pruebas, las actividades de mantenimiento preventivo, correctivo, etc.).

Además, puede utilizarse una escala de ponderación para dar cuenta de la importancia relativa de las mismas preguntas. Una escala sugerida sería, asignar el mayor peso a la pregunta respecto a la falla de la función básica de seguridad y menor peso asignarse al respecto del evento iniciador y preguntas sobre el apagado.

Los valores de respuestas pueden entonces ser multiplicadas por el factor de ponderación determinado y luego sumarse para obtener un valor total. La propuesta del IEEE es que si la suma resultante para una función del componente supera un determinado umbral, éste debería ser categorizado como HSS y aquellos por debajo de ese umbral serían LSS. Además, para evitar un posible enmascaramiento, un valor ponderado de una sola respuesta a una sola pregunta puede, por sí mismo, garantiza una categorización del HSS,

incluso si todas las otras respuestas son cero. La tabla 6 siguiente muestra un desarrollo de ponderación como ejemplo de la propuesta en el proyecto de estándar del IEEE.

*Tabla 6.- Valor de Respuesta ponderado propuesto en el proyecto de estándar IEEE*

Pregunta	Rango de respuesta	Factor de ponderacion	Valor ponderado
Falla función básica de seguridad	0 – 4	5	0 – 20
Mitigacion de Accidente	0 – 4	4	0 – 16
Evento iniciador	0 – 4	3	0 – 12
Apagado	0 – 4	3	0 - 12
		Total	0 - 60

La puntuación total se utiliza para evaluar deterministamente la significancia de riesgo de cada función del sistema o componente evaluado. Las desviaciones pueden ser necesarias para tener en cuenta circunstancias especiales o el conocimiento y comprensión del personal de planta. Estas desviaciones deben ser infrecuentes y debe ser documentadas y destacadas al grupo del Panel de Expertos para la IDP. Además, la toma de decisiones conservadoras debe usarse en la evaluación determinista del riesgo.

Pautas para determinar el riesgo de las funciones del sistema

*Tabla 7.- Tabla de riesgo resultante según proyecto de estándar IEEE*

<u>Rango</u>	<u>Riesgo</u>
0 - 30	LSS
31-60	HSS

Excepción:

Para evitar el posible enmascaramiento, una respuesta ponderada de 10 o superior a una sola pregunta debería resultar en una categorización HSS, incluso si todas las otras respuestas son cero.

## **Procedimientos Deterministas de riesgo, utilizados por una planta de los Estados Unidos que ha obtenido aprobación de múltiples excepciones por 10CFR50.69 ante la NRC**

Las instrucciones siguientes proporcionan información adicional al grupo del Panel de Expertos para asegurar que la clasificación de riesgo se realiza de una manera sana, coherente y documentada; estas instrucciones forman la base de aplicación del 10CFR50.69 para la categorización de ESC empleada en una planta de los Estados Unidos [ref. 64] y que ha sido de éxito para la misma en la obtención de múltiples excepciones ante la NRC.

### **Evaluación determinista del riesgo en ESC en General**

#### RESPUESTA A PREGUNTAS CRÍTICAS (PARA LAS FUNCIONES DEL SISTEMA)

Al responder a las preguntas críticas, se asume que la función que se demanda, no está disponible o no es válida. La respuesta a cada pregunta se basa en el impacto para proteger el núcleo del reactor o garantizar la función de seguridad con carácter de salvaguardar la salud del público y la frecuencia de la ocurrencia. El impacto es la consideración primordial y su frecuencia de ocurrencia se utiliza para ajustar con un factor el resultado a considerar para el análisis de riesgo.

La tabla 8 muestra las definiciones de cada pregunta crítica, que requieren ser comprendidas bajo el contexto de este capítulo, así como ejemplos para mejorar la comprensión de tales definiciones.



Tabla 8.- Preguntas críticas, sus definiciones y ejemplos para la evaluación determinista

Preguntas críticas	Definición / Aclaración	Ejemplo
Accidente/transitorio (ACC) - ¿La función es utilizada para mitigar los accidentes o transitorios?	Asumir que cuando se invoca a la función, un accidente o transitorio está en progreso.	Una de las funciones del sistema de control líquido de reserva SLC, es proporcionar inyección de pentaborato de sodio de emergencia al Reactor. Por lo tanto, esta función se utiliza para mitigar un accidente.
ETOs - ¿La función se invoca específicamente en procedimientos de respuesta de emergencia (OAs) o las especificaciones Técnicas de Operación (ETOs)?	Supongamos que un accidente o transitorio ya ha ocurrido tal que exige la realización de acciones por ETOs o OAs	La transferencia automática de cargas del transformador normal de auxiliares al de reserva, no se invoca específicamente en los Procedimientos de Emergencia. Por lo tanto, esta cuestión sería contestada "No".
Riesgo de falla significativa (FRS) – ¿La pérdida de esta función directamente falla otra importante para la seguridad (riesgo alto o medio)?	La falla en un sistema significa impedir que otro sistema realice su misión crítica. Asumir el fracaso de esta función solamente (sin falla en cascada).	Una de las funciones del sistema de ventilación del edificio de Generadores Diesel X61 en cada división es ventilar el cuarto, lo cual es esencial para mantener operando a su correspondiente GDE. La pérdida de esta función, por tanto, fallaría el GDE.
Evento iniciador (INI) - ¿La pérdida de la función es de por sí, causa directa de un evento iniciador?	La pregunta se contesta "No" o "cero" Si la planta ya está en un evento iniciador cuando se invoca a la función. Un evento iniciador es una ocurrencia que provoca un desafío a la planta. Hay diversos grupos y clasificación de eventos iniciadores, analizados por el APS tales como, pérdida de energía fuera del sitio LOOP, Accidente con pérdida de Refrigerante LOCA, relacionados al BOP como disparo de Turbina, pérdida de potencia de CA externa e interna SBO, pérdida de sistemas de apoyo como NSW, etc.	La pérdida de la función de un cable que alimenta con potencia eléctrica a un bus crítico R22, desde un bus no crítico del sistema normal de auxiliares R21, no causaría un evento iniciador.
Apagado/Cambio de modo (SCOA) ¿La pérdida de esta función de seguridad es significativa para las actividades de apagado o cambio de modo de operación?	El propósito de esta pregunta es incluir las funciones o componentes, que son principalmente utilizados en actividades de cambio de modo o parada. Los cambios de modo en el alcance de esta pregunta es aquellos en el rango de modos COA, 3 parada caliente (apagado), 4 parada fría (apagado), hasta 5 recarga (apagado o recarga), en disminución de la potencia.	Muchas de las funciones del sistema de Remoción de Calor Residual en parada RHR le pudieran responder "Sí" a esta pregunta.

Además se proporcionan las siguientes definiciones para los términos utilizados en esta escala de clasificación.

DEFINICIONES DE IMPACTO

La tabla 9 muestra la definición del impacto por efecto de pérdida, degradación o reto a la función de un sistema.

<i>Tabla 9.- Definición de impacto por efecto de pérdida, degradación o reto a una función de sistema</i>	
<b>Efecto de pérdida, degradación o reto de la función</b>	<b>Definición de impacto</b>
Una función del sistema que se perdiera y pudiera resultar en daño del núcleo o tener un impacto negativo en la salud y la seguridad del público.	Alto impacto
Una función del sistema que se perdiera, pero que es poco probable que de por resultado daños al núcleo y/o es poco probable que tenga un impacto negativo en la salud y la seguridad del público.	impacto medio
Una función del sistema se degrada significativamente, pero no se esperan daños al núcleo y/o impacto negativo en la salud y la seguridad del público	Bajo impacto
Una función del sistema se ha degradado moderadamente, pero no resulta en daños al núcleo o efectos negativos en la salud y la seguridad del público	Impacto menor
Una función del sistema ha sido retada, pero no resulta en daños al núcleo o efectos negativos en la salud y la seguridad del público	Impacto insignificante

DEFINICIÓN DE FRECUENCIA

La tabla 10 muestra la definición de frecuencia por frecuencia en la demanda de la función del sistema.

<i>Tabla 10.- Definición de frecuencia por frecuencia en la demanda de la función</i>	
<b>Frecuencia en la demanda de la función</b>	<b>Definición de frecuencia</b>
continuamente o siempre demandada	Que ocurren con frecuencia
demandadas > 5 veces / año	Que ocurren regularmente
demandadas 1 - 2 veces por ciclo	Que ocurren de vez en cuando
demandadas < una vez por ciclo	Que ocurren infrecuentemente
demandada una vez por toda la vida	Que ocurre muy raramente

Aunque algunas de estas definiciones son cuantitativas, estos conjuntos de definiciones se aplican basados en el juicio colectivo y la experiencia del grupo de trabajo.

La tabla 11 muestra la puntuación atribuida a la respuesta a las preguntas críticas considerando su definición de impacto y frecuencia.

<i>Tabla 11.-Valores de respuestas a preguntas críticas considerando impacto y frecuencia</i>	
<b>Respuesta a la pregunta critica</b>	<b>Valor de Respuesta (VR)</b>
Respuesta Negativa	0
Respuesta positiva teniendo un impacto insignificante o que ocurre muy raramente	1
Respuesta positiva teniendo un impacto menor o que ocurren infrecuentemente	2
Respuesta positiva teniendo un bajo impacto o que ocurren de vez en cuando	3
Respuesta positiva teniendo un impacto medio o que ocurren con regularidad	4
Respuesta positiva teniendo un alto impacto o que ocurren con frecuencia	5

ESCALA DE FACTORES PONDERANTES BASADOS EN LA CONTRIBUCIÓN A LA SALUD PÚBLICA Y SEGURIDAD DE LOS CONCEPTOS RELACIONADOS A LAS PREGUNTAS CRÍTICAS.

Se utiliza una escala de ponderación para tener en cuenta el impacto o la frecuencia de una respuesta positiva. Por ejemplo, el evento iniciador debido a una pérdida de ECW tiene mucho más impacto que el evento iniciador debido a una pérdida de aire de instrumentos. Por lo tanto, una pérdida funcional de ECW sería contestada con una alta puntuación, mientras que si pierde aire de instrumentos, la respuesta sería una puntuación más baja. Del mismo modo, la frecuencia de un disparo de la turbina principal es mayor que para un accidente de pérdida de refrigerante (LOCA). Así, una función cuya pérdida podría causar un disparo de turbina principal podría ser categorizada más alta que una que causaría un LOCA, si todos los demás factores son iguales. La tabla 12 muestra valores para los factores ponderantes según su contribución a la salud pública y la seguridad.

Tabla 12.- Valores para los factores ponderantes según su contribución a la salud pública y seguridad

Concepto relacionado a la pregunta crítica.	Factor ponderante (FPD) (basado en la contribución a la salud pública & seguridad)
Accidente/Transitorio	5
Procedimientos de emergencia	5
Sistema riesgo de falla importante	4
Evento iniciador	3
Apagado/Cambio de modo	3

RESPUESTA A PREGUNTA CRÍTICA POR CONTRIBUCIÓN A LA SALUD PÚBLICA Y SEGURIDAD

El valor atribuido a la respuesta a cada pregunta se multiplica por su factor ponderante para obtener una puntuación ponderada y todos los puntajes se agregan juntos para alcanzar una puntuación total. La puntuación máxima sería como se presenta en la tabla 13.

Tabla 13.- Puntuación máxima resultado de compilar respuesta a pregunta crítica por contribución a la salud pública y seguridad

Concepto relacionado a la pregunta crítica.	VR	FPD	VR x FPD = Puntaje ponderado
Accidente/Transitorio	5	5	25
Procedimientos de emergencia	5	5	25
Sistema riesgo de falla importante	5	4	20
Evento iniciador	5	3	15
Apagado/Cambio de modo	5	3	15
<b>TOTAL</b>			100 (puntuación máxima)

El puntaje mínimo por supuesto sería 0 si todas las preguntas son contestadas "No".

#### CATEGORIZACIÓN DE LAS FUNCIONES DEL SISTEMA

La puntuación total se utiliza para ayudar al grupo de trabajo integrado para evaluar determinísticamente la significancia al riesgo de cada función del sistema. El grupo de trabajo integrante del IDP pueden diferir de las siguientes pautas cuando sea necesario para tener en cuenta circunstancias especiales o del conocimiento y comprensión de los miembros del grupo. Las desviaciones de esta guía propuesta se consideran infrecuentes y tales desviaciones deben ser documentadas y resaltadas por el IDP. Además, el IDP debe realizar toma de decisiones conservadoras en evaluaciones del riesgo deterministas, tales como aplicar las excepciones ya identificadas de este proceso que más adelante se discuten en 5).

La tabla 14 muestra los rangos resultados del total de la puntuación ponderada del proceso determinista con la calificación de riesgo que corresponde a cada uno.

*Tabla 14.- Calificación de riesgo de acuerdo al rango del total de resultados ponderados.*

<b>Rango de puntuación</b>	<b>Riesgo</b>
0 - 20	NRS (No riesgo significativo)
21 - 40	Bajo
41 - 70	Medio
71 - 100	Alto

#### EXCEPCIONES DOCUMENTABLES AL PROCESO

Se han identificado las siguientes excepciones a este proceso determinista del riesgo, las cuales deben aplicarse para garantizar una toma de decisiones conservadora pero que mantenga el enfoque de este proceso.

La tabla 15 muestra las excepciones al procedimiento, las cuales deben aplicarse haciendo una revisión de resultados ponderados a cada pregunta crítica para atribuir un riesgo mínimo según sea el caso.

*Tabla 15.- Excepciones al proceso determinista*

<b>Excepciones</b>	<b>Riesgo mínimo atribuido</b>
Puntuación ponderada de 25 en cualquiera de las dos primeras preguntas críticas ACC o ETOs	Alto
Puntuación ponderada de 15-20 en cualquiera de las preguntas	Medio
Puntuación ponderada de 9-12 en cualquiera de las preguntas	Bajo

#### CATEGORIZACIÓN DETERMINISTA DE COMPONENTES

La categorización de riesgo de la función principal del sistema se complementa con la categorización de funciones soporte del mismo sistema, por cada componente individual para determinar la función de mayor riesgo (más limitante) que soporta cada componente. Este riesgo inicial se asigna al componente. Por ejemplo, si el componente es compatible con las dos funciones del sistema (principal y soporte) y una función ocupa el bajo y la otra función el medio, entonces el riesgo inicial del componente es medio.

El IDP realiza una revisión determinista de este riesgo inicial para garantizar su idoneidad. Los factores que se consideran incluyen:

- Validación de que han sido capturadas adecuadamente las funciones del sistema soportadas por el componente.
- Perspectivas de los miembros, incluidos los resultados de las revisiones de datos dentro de sus áreas de responsabilidad.
- Entradas de ingeniería del sistema.
- Componentes redundantes o diversidad.
- Probabilidad de falla.

El IDP puede tomar el crédito para componentes redundantes o diversidad de la función como una base para la asignación de un riesgo de componente que es menor al riesgo inicial.

Mirando la función del sistema de más alto riesgo soportada por un componente en particular, la siguiente pregunta debe responderse: ¿la falta del componente fallará la función? Las posibles respuestas son:

- SI.
- NO, porque hay un componente redundante, en reserva o alternativo disponible para apoyar la función (por ejemplo, la falta de un tanque de ácido bórico no fallará la función de almacenar y transferir la solución de ácido bórico en el SLC porque existe un segundo tanque de ácido bórico).
- NO, porque hay otros diversos medios para llevar a cabo la función (por ejemplo, la pérdida de medición por falla en la señal de flujo en una línea NSW desde un instrumento de presión diferencial, puede recuperarse con la medición de presión desde otro instrumento en el cabezal aguas arriba u otro instrumento que mida flujo mediante un venturi en algún otro punto del sistema aguas arriba).

Si la falla de un componente no fallará la función y la confiabilidad de los componentes ha sido buena, entonces, puede tomar crédito para redundancia o diversidad. En tales casos, el riesgo de componente puede ser categorizado más bajo que el riesgo de la función de sistema más limitante. Por otro lado, si la falla de un componente fallara la función o tiene crédito para la confiabilidad, el componente no puede ser tomado, el componente está clasificado en el mismo riesgo que la función del sistema más limitante que soporta. Cabe destacar que el IDP debe usar el juicio conservador al tomar crédito para redundancia de componentes o diversidad.

En todos los casos donde el riesgo determinista final no es lo mismo que el riesgo inicial, se documentará la justificación apropiada para el componente sujeto a la categorización. Donde es apropiado, puede utilizarse referencia a notas generales para ayudar en la documentación base de la justificación.

### **Evaluación determinista del riesgo empleada específicamente en sistemas eléctricos**

Debido a la naturaleza única de los sistemas eléctricos, se han desarrollado trabajos para proporcionar directrices de categorización adicional para el IDP. Esta metodología fue revisada contra los requisitos del FSAR de una planta de los Estados Unidos que aplicó la regla 10CFR50.69 y se considera que cumple con la metodología de categorización aprobada por la NRC.

#### **ANTECEDENTES**

La metodología estándar de desarrollo y clasificación de las funciones del sistema, identificando los componentes compatibles con cada función, y luego categorizando los componentes basados en la función de más alta categoría no es apropiada para la mayoría de los sistemas eléctricos. La mayoría de los sistemas eléctricos puede ser considerada como sistemas de apoyo que proporcionan energía a los componentes de otros sistemas, como una bomba o una válvula motorizada. Por este motivo, el proceso de categorización del sistema eléctrico comienza con el riesgo de la carga (desde el componente de apoyo) y determina el riesgo de los componentes de alimentación de energía comenzando en la carga y trabajando eléctricamente aguas arriba con cada nivel que refleja las cargas más altas que son soportadas desde ese nivel. Las funciones del

sistema eléctrico son igualmente desarrolladas basándose en funciones previamente categorizadas desde el sistema de la carga.

La mayoría de los sistemas eléctricos cae bajo el alcance de estas directrices. Sin embargo, para algunos sistemas eléctricos, especialmente aquellos que pueden ser considerados independientes (por ejemplo, transformador de reserva, sistemas de iluminación, etc.) la metodología determinista de categorización de ESCs en general, informada en riesgo y descrita en el apartado anterior, puede ser utilizada.

#### METODOLOGÍA

La siguiente metodología se aplica a cada sistema eléctrico bajo análisis. Las desviaciones a estas directrices deben ser infrecuentes, además, deberán ser documentadas y destacadas por el Panel de Expertos.

#### CAPTURA DE DATOS Y EL DESARROLLO

Liste todos los componentes etiquetados activos en el sistema. Luego retire de la lista cualquier componente identificado o que se considere como “disponible”, “abandonado en su lugar” o simplemente un “espacio vacío” en el tablero o equipo eléctrico de distribución, como por ejemplo:

Un interruptor, llámese “disponible”, si se encuentra instalado en el tablero pero no tiene asociada una carga.

Una bomba “abandonada en su lugar”, si dejó de ser necesaria en un sistema, por lo que se desconectó mecánica y eléctricamente del proceso y se ha dejado en su base o cimentación dentro de un edificio de proceso.

“Espacio vacío” en un cubículo, se aplica a un espacio vacío en un tablero eléctrico que puede ser utilizado o habilitado para conectar un interruptor u otro dispositivo eléctrico similar.

Ordene los componentes por tipo y orden de flujo de corriente. Por ejemplo, identificar un componente en particular como un BUS que recibe energía de un interruptor de alimentación y distribuye la energía a distintas cargas a través de los interruptores de carga o derivados. El interruptor de acometida se numerará primero, luego el BUS y finalmente los interruptores de carga o derivados, todos estos componentes se agrupan bajo el nombre del BUS.

Identifique cada carga final que se alimenta de este sistema. Obtener la información de las cargas finales relevantes tales como número de TAG, descripción y datos de riesgo, cuando se tenga disponible. Las cargas finales pueden ser alimentadas directamente desde un interruptor de carga o derivado, o desde un panel de distribución que es alimentado por un interruptor derivado o de un tablero de relevadores que se alimenta desde un panel de distribución que se alimenta desde un interruptor derivado.



## CONSIDERACIONES DE RIESGO POR TIPO DE COMPONENTE

### Interruptores

Existen dos funciones principales de los interruptores:

- Abrir cuando una sobrecarga o falla ocurre. Esto protege componentes río abajo, incluyendo los cables adyacentes en la misma canalización de ruta y también impide, como corresponde, la pérdida de la coordinación con interruptores superiores y BUSES.
- Cerrar cuando se requiera y no abrir prematuramente tal que la carga se pierda.

Al interruptor se le asigna un riesgo basado en la falla de su función al cierre y a permanecer cerrado (FTC) y el de su imposibilidad de abrir (FTO). Ambas condiciones deben ser incluidas en la documentación de la justificación. La categoría general deberá ser la de más alto riesgo de FTC o FTO.

Clasificación de FTC:

- Asignar al interruptor un riesgo FTC inicial, mismo que el riesgo de la carga que soporta.
- Evaluar si puede bajar el riesgo de FTC basado en el impacto de la pérdida de energía a la carga.

Ejemplos:

Una bomba puede haber sido clasificada por definición de impacto de falla como “mediano” debido a ser frontera de presión, pero su función activa clasificada “bajo”.

En una MOV que no tiene que cambiar de estado para realizar su función significativa al riesgo, la pérdida de potencia en la MOV no afectaría a esta función.

- A los interruptores de acometida, es decir los de alimentación que normalmente proporcionan energía a un BUS entero, se les asigna una FTC de riesgo igual al riesgo más alto de la FTC para los interruptores derivados.
- A los interruptores de enlace de BUS, normalmente abiertos, se les asignan con una FTC de riesgo de un nivel menor que el interruptor de acometida.

Clasificación FTO:

- Identificar el riesgo del componente eléctrico de la mayor categoría que sería afectado, si se produce una falla en el interruptor siendo categorizado y el interruptor falla al abrir. Por ejemplo, cuando se presenta una condición de falla o sobrecarga que se produce en la carga y el interruptor derivado falla a disparar o abrir, al siguiente interruptor aguas arriba (por ejemplo, el interruptor de acometida del

BUS) le produce disparo y el BUS completo se pierde, incluyendo los interruptores derivados de mayor categoría alimentados desde este BUS. Asignar al interruptor siendo categorizado con un nivel de riesgo FTO menor que el interruptor de mayor categoría del BUS, debido a su baja probabilidad de fracaso.

- Evaluar si se puede bajar el riesgo FTO basado en la existencia de doble dispositivos de protección o interrupción de energía en el mismo circuito u otros factores atenuantes
- A los interruptores de enlace normalmente abiertos, se les asigna un riesgo FTO un nivel menor que el interruptor de alimentación o acometida.

### **Buses**

A los buses se asigna un nivel de riesgo menor que el riesgo más alto FTC de los interruptores derivados alimentados desde ese BUS, basado en el carácter inherentemente confiable y pasivo de un BUS. Sin embargo, el riesgo del BUS se mantiene bajo o de baja significancia a la seguridad (LSS), si el mayor riesgo FTC de los interruptores derivados o descendentes es bajo.

### **Transformadores**

Los transformadores son asignados con un nivel de riesgo menor que el mayor riesgo FTC de los interruptores alimentados desde el transformador, basado en el carácter inherentemente confiable y pasivo de un transformador. Sin embargo, el riesgo del transformador se mantiene bajo si el mayor riesgo FTC de los interruptores aguas abajo de él es bajo, es decir, los transformadores deben categorizarse como significativo para la seguridad (HSS) si hay al menos un componente eléctrico aguas abajo que se determine HSS.

### **Paneles de distribución y de relevadores**

A los paneles de distribución y de relevadores se asigna el mismo riesgo que el circuito más alto categorizado contenido en él. No es necesario clasificar cada circuito, sino sólo para identificar el circuito de mayor categoría. El riesgo del circuito normalmente es el mismo que el riesgo de la carga que alimenta. En algunos casos, el riesgo del circuito puede ser menor que el riesgo de carga porque la carga tenga una fuente de suministro alternativa. Otra excepción es cuando el panel de distribución proporciona corriente alterna a un tablero de relevadores que contiene circuitos de CA y CC. En la categoría del circuito del panel de distribución AC, que alimenta el tablero de relevadores, se considera sólo el riesgo de la porción de AC del tablero de relevadores. Aunque los circuitos típicamente tienen dispositivos de interrupción de potencia, las consideraciones de FTC y FTO no son aplicables a nivel de circuito individual, dado que el dispositivo interruptor no está marcado y no está siendo categorizado. Las consideraciones FTO tampoco son un problema ya que hay dos dispositivos de interrupción: uno para cada circuito del panel y uno aguas arriba del mismo panel.

## **Cargas sin categorizar**

El enfoque a seguir por el grupo de trabajo integrado para abordar el suministro de energía a las cargas sin clasificar es el siguiente:

Es preferible tener la carga categorizada antes de categorizar el suministro de energía a ella.

Cuando no es el caso, el grupo de trabajo todavía puede proceder con la categorización del suministro de energía utilizando las siguientes directrices:

- Si la carga es componente de un sistema que ya ha sido clasificado, pero la carga en sí misma no (por ejemplo, algunos paneles), el grupo de trabajo puede utilizar las percepciones de riesgo ya desarrolladas para las funciones de la carga del sistema y otros componentes para determinar el riesgo del suministro de energía a la carga sin clasificar.
- Si las cargas componentes del sistema no han sido categorizadas, el grupo de trabajo debe utilizar su juicio y conocimiento de la carga del sistema, para determinar, de manera conservadora, el riesgo del suministro de energía. Por ejemplo, el suministro de energía a los seguros de la puerta la esclusa de aire para personal en la contención, fue conservadoramente clasificado como "alto" hasta que el sistema asociado se categorizara. Por otro lado, el suministro de energía a los componentes en el sistema de agua puede ser categorizado como NR/S debido a un menor grado de importancia reconocida. Según lo aplicable, el grupo de trabajo puede desarrollar y categorizar una función específica bajo el sistema eléctrico para incluir el suministro de energía a la carga, sistema/componente; Sin embargo, la carga componente permanecerá sin categorizar.
- Si posteriormente se categoriza el componente de carga, la categoría de la carga debe reconciliarse con la categoría de la alimentación eléctrica a la carga.

La base para la categorización final es documentada en los datos de riesgo para los componentes eléctricos. Notas generales pueden utilizarse para hacer referencia a la base apropiada, donde sea aplicable.

## **FUNCIONES DEL SISTEMA**

El desarrollo y la clasificación de las funciones de un sistema eléctrico, típicamente se basan en las funciones del sistema que soporta la carga. En algunos casos, las funciones del sistema eléctrico se desarrollan en base a una función por sólo la carga soportada. Un ejemplo es la función "control de la alimentación eléctrica crítica a la bomba de agua de refrigerante". En otros casos, las funciones del sistema eléctrico se desarrollan con base en el suministro de energía a un sistema completo. Un ejemplo de este caso es la función "control de la alimentación eléctrica a los componentes en el sistema de pulidores y prefiltros de condensado".

El riesgo de cada función del sistema eléctrico se basa principalmente en el riesgo de los componentes de la carga asociada, ya que la pérdida de la función resultaría en la pérdida de las cargas. Por esta razón, las

respuestas a las preguntas críticas para la función eléctrica son una recopilación de las respuestas más altas para las funciones apoyadas por los componentes de la carga. Por ejemplo, si el componente de carga es compatible con dos funciones, uno con una respuesta evento iniciador de 2 y el otro con una respuesta de evento iniciador de 4, se utilizaría una respuesta de 4. Para las funciones eléctricas que proporcionan energía a los sistemas enteros, se utilizarían las respuestas más altas para las funciones del sistema de carga.

En algunos casos, el riesgo final de la carga será diferente de lo que estaría indicado por las respuestas a las preguntas críticas a causa de la justificación documentada provista en los datos de riesgo de carga (y, por extensión, la función eléctrica que suministra energía a él). Un ejemplo sería donde se dio crédito para que la redundancia permita que el riesgo de un componente resulte menor que el riesgo de la función. En su caso, esta explicación será documentada en la base para el riesgo de la función del sistema eléctrico.

## CAPÍTULO 6

### INCORPORACIÓN DE LA METODOLOGÍA 50.69 AL PROGRAMA MANEJO DEL ENVEJECIMIENTO AMP EN CABLES (NUREG 1801)

#### Aplicaciones informadas en riesgo para la industria nuclear.

La industria nuclear ha optado por aplicar técnicas informadas en riesgo para diversas aplicaciones, de tal manera que se ha informado en riesgo la toma de decisiones en aplicaciones voluntarias y obligatorias dictadas por su organismo regulador.

Ejemplo de ello son: el manejo de riesgo en actividades de trabajo, implementación de proyectos de aumento de potencia (EPU) y, tal como se propone en este trabajo, en aplicaciones para extensión de vida de planta y actividades voluntarias de licenciamiento, tal como aplicaciones específicas para el manejo del envejecimiento de ESCs.

La figura 11 muestra el alcance de técnicas informadas en riesgo en aplicaciones de la industria nuclear.

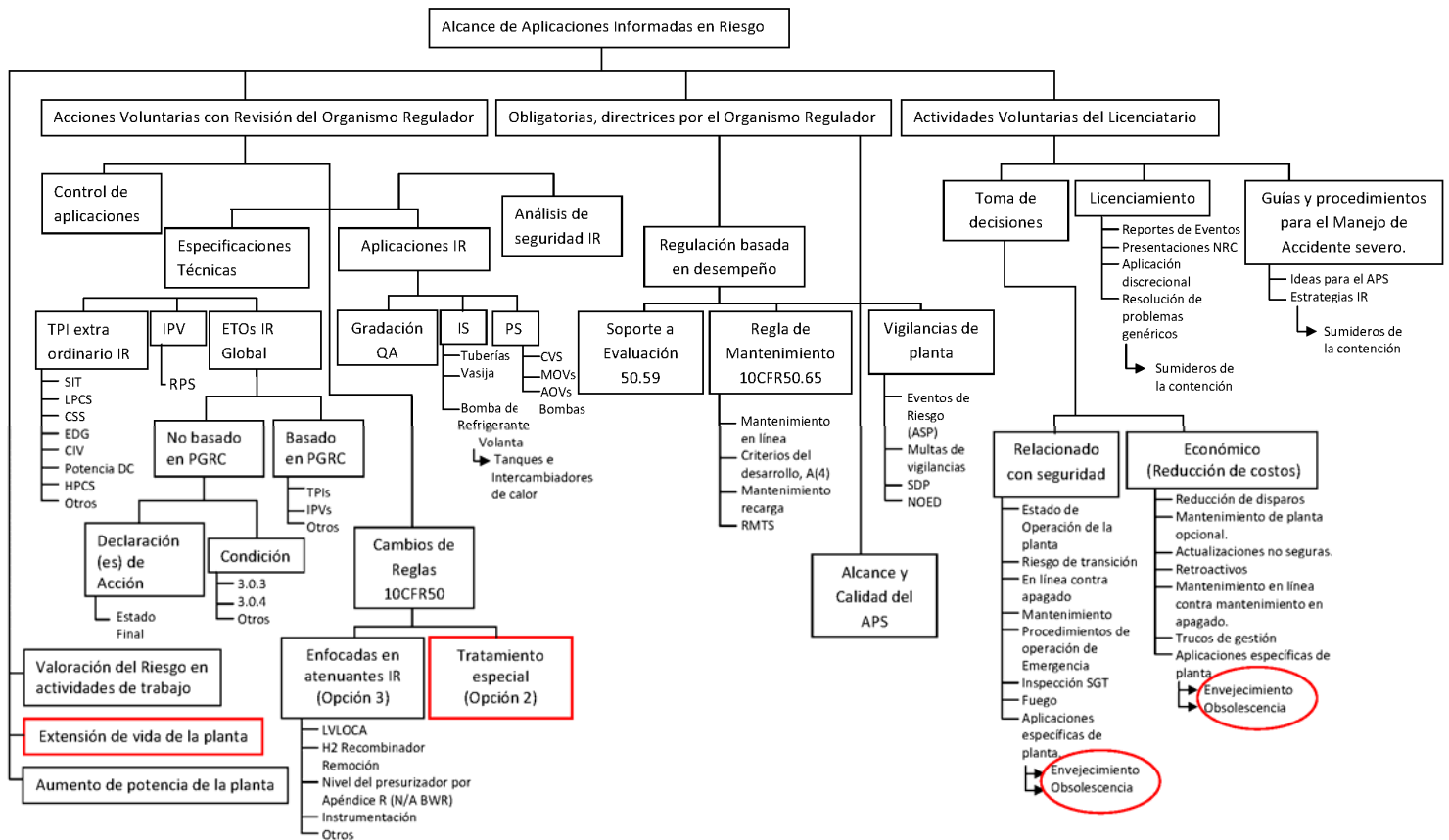


Fig. 11.- Alcance de aplicaciones informadas en riesgo para la industria nuclear. [ref. 74]

## **Propuesta de la incorporación de técnicas informadas en riesgo para priorizar los cables alcance del AMP de renovación de licencia.**

El presente trabajo está destinado a ejemplificar un proceso para establecer una metodología para la categorización de cables, tal como cualquier otra ESC para la CNLV, experimentando en la adopción del 10 CFR 50.69 “clasificación informada en riesgo y tratamiento de ESC’s para instalaciones nucleares”, la cual se propone aplicar como herramienta para establecer prioridades de prueba sobre el universo resultante de cables bajo un ambiente adverso localizado.

Como antes se describió, el numero de cables resultantes dentro del alcance de un programa para el manejo del envejecimiento en cables, a pesar de no ser el total de cables de planta, sigue siendo muy numeroso, por lo tanto se hace necesario apoyarse en la metodología informada en riesgo para la toma de decisiones respecto a qué cables monitorear y diagnosticar primero.

En este ejercicio, la metodología se utiliza para fines distintos a los de aprobación de aplicación del 10CFR50.69 para las ESC’s de una Central o proyecto a licenciar, sino más bien como una metodología para obtener una mejor comprensión de la importancia del riesgo de ESC’s. En este caso de cables como componentes pasivos de la central para la aplicación de recursos y el esfuerzo para desarrollar el programa de seguimiento a la condición de los cables, acorde con la importancia en riesgo de cada uno, sin dejar de cumplir los requisitos reglamentarios aplicables.

El enfoque que se detalla aquí utiliza percepciones de riesgo que son obtenidos de los modelos del APS, combinados con evaluaciones deterministas realizadas por el personal de planta con conocimientos y experiencia necesaria para formar parte de un IDP.

La aplicación de un Programa de Gestión de Envejecimiento en Cables es muy extenso y de mucho trabajo para el personal de planta que lo implementa, debido a la gran cantidad de cable que se encuentra en una planta, los cuales dan servicio a prácticamente todas las funciones y están presentes en todos los ambientes de una central.

Este trabajo presenta un ejemplo de cómo aplicar la regla 10CFR50.69 a los cables de sistemas de planta, previamente identificados, bajo riesgo de encontrarse degradados por ambientes húmedos o inmersos en agua, de tal manera que se muestra cómo sistemáticamente se evalúa la importancia al riesgo de dichos cables.

La aplicación de la regla 10CFR50.69 es una opción con el ingrediente del análisis basado en riesgo para la priorización de cables a incluirse en el programa XI.E3 prescrito por el GALL, NUREG 1801 Rev.2, que se debe implementar como parte de la regla de Renovación de Licencia 10CFR54.

Las funciones del sistema, o los componentes asociados a los que da servicio el cable, se clasifican como importantes para la seguridad o de baja importancia para la seguridad, basado en su contribución de riesgo ante la falla de su cable alimentador cuando se requiera prevenir o mitigar un evento de daño del núcleo o una gran liberación de radiactividad, de acuerdo a la metodología 50.69, lo cual finalmente nos permitirá clasificar el cable analizado.

El 10 CFR 50.69 nos permite la reducción de las necesidades de tratamiento especial para ESC's que han sido clasificadas como relacionadas con seguridad de conformidad con una metodología aprobada desde la construcción de la planta. Por el contrario, las ESC's que son No Relacionadas con Seguridad pero que terminen clasificadas como importantes para la seguridad según esta metodología, estarán obligadas a ser evaluados para que se determinen controles adicionales que aseguren que puedan realizar sus funciones cuando sean requeridas. Por lo tanto, puede aplicarse mayor atención y recursos para ESC's importantes para la seguridad mientras que se permita mayor flexibilidad para elementos con baja importancia para la seguridad desde el precepto de ser de bajo riesgo significativo a la seguridad, aunque originalmente estén clasificados como Relacionados con Seguridad.

El resultado esperado de la aplicación de esta metodología es que la seguridad nuclear se vea favorecida, permitiendo el funcionamiento fiable y rentable de la planta de energía nuclear, sin el desgaste injustificado de recursos o atenciones a ESC's que no la merezcan en términos de gestión de envejecimiento por licencia renovada.

Se hará uso entonces de alguna de las cuatro categorías según la metodología, RISC-1, RISC-2, RISC-3 o RISC-4, como conclusión después de aplicar el proceso propio de la regla 10CFR50.69, producto del empleo de los resultados del APS, consideraciones derivadas de Experiencia Operacional Interna y Externa y de la evaluación determinista que dará por resultado una decisión integrada producto del IDP.

En lo que respecta a la Central Laguna Verde, la condición de diseño de sus cables instalados representa un caso especial aunque no único de la industria, ya que por ser un diseño BWR, se determinó utilizar en toda la construcción de planta, cable calificado, Clase 1E, categorizado como relacionado con seguridad, a los que se aplican todos los requerimientos especiales, sin embargo el 50.69 hace posible exceptuar algunos de estos requisitos, previo análisis particular correspondiente a la ESC de interés.

## **Alcance de la categorización de ESCs**

El proceso de categorización puede aplicarse a sistemas enteros que sean seleccionados de la planta o sólo a estructuras o componentes en particular, que en el caso del presente trabajo se centra a cables, vistos como componentes pasivos que son parte fundamental de la planta. Sin embargo, dado que éstos son el medio de conexión entre dos componentes o sistemas de planta, será necesario categorizar de primera instancia el

equipo al cual da servicio, del cual se determinarán las funciones que se incluirán al análisis para finalmente categorizarse de acuerdo a la metodología.

## **Revisión y retroalimentación**

Es importante realizar, como en todo programa, evaluaciones periódicas que permitan una retroalimentación para la mejora continua a fin también de garantizar la vigencia y monitoreo de los cables o ESC's que han sido categorizados.

El control de cambios de diseño a la planta, prácticas de operación, mantenimiento y experiencia operacional de la industria y la planta deben ser evaluadas para determinar si no han tenido impacto en la categorización realizada.

## **Selección de elementos a categorizar.**

Debido a que el 10 CFR 50.69 no requiere un ámbito predefinido o específico en la aplicación, se puede seleccionar cualquier ESC para clasificarse basado en prioridades específicas, tal como el caso del programa de cables. Los elementos a categorizar serán entonces los incluidos en una base de datos de cables alcance, reunidos en la tabla 2; sin embargo, por tratarse de cables, éstos son parte de sistemas eléctricos, por lo tanto la mayoría, o si no todos, los sistemas mecánicos cuyos componentes se alimentan a través de éstos sistemas eléctricos deben clasificarse primero. Esto permitirá que el riesgo de la carga individual determine también la evaluación del riesgo para el cable eléctrico que suministra energía a esa carga. Asimismo, y de ser requerido, extender la categorización a cables que por el momento no serán objeto de estudio. Puede aplicarse el enfoque aguas arriba y abajo, es decir, se puede aplicar cuanto se quiera en la categorización de los sistemas eléctricos propios de la planta, comenzando con la fuente de alimentación de las cargas y de allí de manera ascendente a todos los sistemas auxiliares. Ejemplo: de un Panel de Distribución de Potencia PDP, a un Centro de Control de Motores MCC y luego a un tablero de baja tensión, después a uno de media tensión SWGR's o hasta la subestación de la planta SWYD.

## **Identificación de las funciones del sistema o componente**

Se deberá entonces identificar las funciones del sistema al cual da servicio el cable. Es recomendable que se identifiquen todas las funciones, no sólo aquellas que se consideran de riesgo significativo. Esto asegurará una comprensión completa de la función del sistema o componente y sus interfaces con otros sistemas. Las fuentes de información para el desarrollo de funciones del sistema incluyen, pero no están limitadas a las funciones que se indican en la regla de mantenimiento, documentos base de diseño, descripciones de sistema o Documentos Requisitos de Diseño (DRD), diagramas de instrumentación (CWD) y tuberías del Reporte Final de Análisis de Seguridad (FSAR o ISSE para la CNLV U2). Una vez que se identifican las funciones, se debe asignar un número de identificación único para facilitar la referencia a ellos.



## **Identificación del componente alimentado dentro de su sistema**

Se debe identificar el componente alimentado por el cable analizado dentro de su sistema, el cual puede decirse que se convierte en un sistema seleccionado para el análisis. Normalmente estos equipos cuentan con acrónimos asociadas al sistema, por lo que se pueden identificar otros componentes que pudiesen incluirse al análisis debido a posibles interrelaciones con el componente o equipo dentro del análisis. Esta información debe estar disponible electrónicamente en una base de datos del equipo de la planta, como las listas de componentes para el caso de Laguna Verde.

## **Asignación de los componentes a funciones compatibles**

Para cada componente o equipo se debe identificar la función o funciones de sistema en las que interviene el componente. Las mismas fuentes de información utilizadas para identificar las funciones del sistema y que se mencionaron anteriormente, se pueden utilizar para esta tarea, complementado, según corresponda con la información del APS sobre ese componente de estar disponible en él. En algunos casos, un componente individual puede apoyar una función en otro sistema, lo cual debe tomarse en cuenta para tener el total de las funciones, incluso las de apoyo.

## **Inclusión de experiencia operacional**

La experiencia de la planta y de la industria que sea relevante para el sistema o sus componentes deben ser tomados en cuenta, evaluar su aplicabilidad y resumir con el propósito de presentar la información al Panel de Expertos IDP, como parte de la evaluación general.

## **Aplicación de la metodología a la categorización informada en riesgo de cables alcance del programa XI.E3 del NUREG 1801**

A manera de ejemplo de la propuesta, se identifican los cables de Potencia, Control y Señal relacionados a los sistemas NSW y CW, se escogieron éstos porque corresponden al área de interés. En este caso a los cables que encuadran en rutas con gran posibilidad de inundación permanente, como el caso de manholes o registros en el nivel más bajo de planta y con mayor influencia al nivel freático del sitio, el cual se presenta en los alrededores del Edificio de Obra de Toma.

Partiendo de lo anterior, podemos afirmar que considerando el mecanismo de envejecimiento de arborescencia acuosa, el cual se hace presente en aislamiento de cables expuestos a ambientes sumergidos en agua, todos los cables pasantes en los registros en los alrededores de la obra de toma, presentan el riesgo de falla de aislamiento por este mecanismo.

Todos los cables ubicados en las condiciones antes mencionadas encuadran en el alcance del programa de manejo de envejecimiento de cables XI.E3, prescrito por el NUREG 1801 Rev.2, ya que son cables inaccesibles o bajo tierra, no sujetos a requisitos de calificación ambiental por la regla 10CFR50.49.

A continuación se realiza la descripción de los sistemas NSW y CW, a fin de identificar su impacto en la operación o seguridad de la planta.

## **Funciones del sistema NSW**

El Sistema de Agua de Servicio Nuclear (NSW) para la Unidad 1 o P41 para la Unidad 2, realiza las siguientes funciones [ref. 65]:

### **Funciones Relacionadas con Seguridad**

Proveer agua de mar clorada y filtrada para los siguientes equipos esenciales durante condición normal y emergencia.

- Condensador de la Unidad de Aire Acondicionado del cuarto de bombas “NSW” 1-NMA-AC-001A/B.
- Intercambiador del Generador Diesel 1-DG-E-1A1-I/1B1-I, 1-DG-E-1A2-II/1B2-II.
- Intercambiador del circuito cerrado de Enfriamiento Nuclear “NCCW” 1-NCCW-HX-001A-I/B-I, 1-NCCW-HX-002A-II/B-II.
- Intercambiador del sistema de Remoción de Calor Residual “RHR” 1-RHR-HX-001A-I/B-II.
- Serpentín de la Unidad de Ventilación del cuarto del “MCC” 1-RRA-FC-007A-I/B-II.
- Serpentín de la Unidad de Ventilación del Recombinador de Hidrógeno” 1-RRA-FCU-010A-I/B-II.
- Serpentín de la Unidad de Ventilación del Sistema de Reserva de Tratamiento de Gases “SGTS” ” 1-RRA-FC-016A-I/B-II.
- Condensador del Sistema de Agua Enfriada para el Edificio de Control 1-CCH-CR-001A-I/001B-II.
- Conexión para la inundación del Contenedor Primario del Reactor en caso remoto si es requerida vía tubería del RHR.
- Una Conexión para el repuesto de emergencia del NCCW, si es requerido.
- Una conexión, si es requerida, para la reposición de emergencia de la alberca de combustible.

### **Funciones No Relacionadas con Seguridad**

El sistema de Agua de Servicio Nuclear suministra agua de enfriamiento a los condensadores de agua helada para el edificio del reactor 1-RCH-CR-001A/B (uno por lazo) los cuales no son relacionados con seguridad. Bajo condiciones de accidente el equipo no esencial en cada lazo es aislado del sistema esencial por medio de motoválvulas de aislamiento redundantes y colecta los drenes de los intercambiadores de calor 1-NCCW-HX-001A-I/B-I, 1-NCCW-HX-002A-II/B-II; del Sistema P44; intercambiador de calor 1-RHR-HX-001A-I/B-II del

sistema 1E12; de la unidad de ventilación del cubículo del 1-DG-E-1A3-III (lado HSW del sistema 1E22B) HPCS y las líneas de aporte de emergencia de los sistemas 1P44, 1E12 y 1G41.

## **Funciones del sistema CW**

El sistema de agua de circulación CW para la Unidad 1 o N71 para la Unidad 2, realiza las siguientes funciones [ref. 66]:

### **Funciones Relacionadas con Seguridad**

Este sistema no realiza funciones relacionadas con seguridad.

### **Funciones No Relacionadas con Seguridad**

El sistema tiene las siguientes funciones no relacionadas con seguridad:

- Proveer agua de enfriamiento de flujo abierto para la condensación del vapor de escape de la turbina principal en el condensador principal.
- Proveer agua de enfriamiento para condensar el vapor de escape de las turbinas de las bombas de agua de alimentación al reactor, el vapor de bypass de la turbina principal y otras fuentes de vapor misceláneos.

## **Aplicación de las reglas de alcance y selección prescritas por la regla de renovación de licencia 10CFR54**

Para determinar el alcance de la aplicación de la regla de renovación de licencia 10CFR54, es necesario responder a una serie de preguntas prescritas en el 10CFR54.4 para cada uno de los sistemas de planta.

Estas preguntas deben demostrar que las funciones asignadas (10CFR54.4 (b)) a estas ESC se determinaron en total cumplimiento al 10CFR54.21, ya que son las funciones que son la base para ser incluidos en el marco de renovación de licencia, según lo especificado en los siguientes párrafos:

10CFR54.4 (a)(1). ESCs Relacionados con la seguridad.- ESCs en los que se confía continúen operando durante y después de los eventos base de diseño (como se define en 10 CFR 50.49 (b)(1)) para asegurar las siguientes funciones:

- i. Integridad de la frontera de presión del refrigerante del reactor;
- ii. La capacidad de apagado del reactor y mantenerlo en condición de apagado seguro; o

- iii. La capacidad de prevenir o mitigar las consecuencias de accidente que podrían resultar en una potencial exposición fuera del sitio, comparable a lo prescrito en el 10CFR50.34(a)(1), 50.67(b)(2), o 100.11.

10CFR54.4 (a)(2). Todas las ESCs no relacionadas con seguridad, cuya falla podría evitar realizar satisfactoriamente cualquiera de las funciones identificadas en los párrafos (a)(1)(i), (ii), o (iii) anteriores.

10CFR54.4 (a)( 3). Todas la ESCs en las que se basó el análisis de seguridad o evaluaciones de planta para realizar una función que muestre el cumplimiento de las normas regulatorias para protección contra fuego (10 CFR 50.48), calificación ambiental (10 CFR 50.49), choque térmico presurizado (10 CFR 50.61), transitorio anticipado sin SCRAM (10 CFR 50.62) y pérdida de energía eléctrica de potencia C.A. exterior e interior SBO(10 CFR 50.63).

Tomando en cuenta las funciones del sistema CW y NSW que se describieron en los dos apartados anteriores, a continuación se resuelve si estos sistemas están dentro del alcance de la solicitud de renovación de licencia (RL).

La tabla 16 muestra la evaluación y determinación del alcance de los sistemas NSW y CW, dentro de RL:

<i>Tabla 16.- Determinación de alcance de los sistemas NSW y CW en RL</i>			
	<b>Preguntas de determinación de alcance RL</b>	<b>NSW</b>	<b>CW</b>
1	¿Es relacionado con seguridad? (10CFR54.4(a)(1))	Si	No
2	¿Es demandado en procedimientos para afrontar transitorio de funcionamiento anormal?	Si	No
3	¿Contiene componentes No relacionados con la seguridad que podrían impedir el correcto funcionamiento de los relacionados con seguridad? (10CFR54.4(a)(2)) o ¿Es un sistema No relacionado con seguridad interaccionando con sistema relacionado con seguridad?	Si	No
4	¿Es demandado para cumplir con el análisis de pérdida de potencia C.A. exterior e interior SBO (10CFR50.63), 10CFR54.4(a)(3)?	Si	No
5	¿Es demandado para cumplir con el Análisis de Transitorio sin SCRAM (ATWS) (10CFR50.62), 10CFR54.4(a)(3)?	Si	No
6	¿Es demandado para cumplir con protección contra incendio (FP) (10CFR50.48), 10CFR54.4(a)(3)?	No	No
7	¿Es demandado para cumplir con el programa de Calificación Ambiental (EQ) (10CFR50.49), 10CFR54.4(a)(3)?	Si	No
	<b>Conclusión:</b> ¿El sistema resulta ser parte del alcance de Renovación de Licencia?	<b>Si</b>	<b>No</b>

## **Lista de cables dentro de alcance del programa XI.E3**

Una vez realizado el análisis de alcance por la regla de RL, 10CFR54, se procedió a elaborar una lista de cables que forman parte del sistema resultante dentro de alcance de RL, en este caso el NSW, y que además tengan interacción en el espacio de planta con ambiente severo que ya se definió para este análisis, por ser aplicable al programa XI.E3 del GALL, correspondiente a cables inaccesibles o bajo tierra.

Con la ayuda de bases de datos de cables y conduits (CCARS) [ref. 67], disponible como lista en documentos de diseño de la CNLV, se filtraron todos los cables relacionados a los conduits relacionados a los manholes de la periferia del edificio de obra de toma de la central, donde, como se discutió antes, se tiene ambiente severo localizado.

El total de cables filtrados del proceso antes descrito resulta ser 669, los cuales se muestran en la tabla 2 y que corresponden a servicios de potencia, control y señal para sistemas y subsistemas de obra de toma de la central como NSW, CW, HSW, TSW, por citar algunos.

Del total de estos cables se tomó al azar una muestra de 14 correspondientes al sistema NSW o subsistemas asociados a él, para hacer el posterior ejercicio de categorización informada en riesgo.

La tabla 17 muestra información acerca de cada uno de los 14 cables utilizados en el ejercicio. Se han incluido columnas que indican ser de alcance de RL, el *Commodity Group* al cual pertenecen, número de cable, conduit y manhole donde están contenidos, sus características constructivas y de aislamiento, equipo que conecta en sus extremos y ruta en que están instalados en la central.

Tabla 17.- Cables ejemplo de alcance de 10CFR54 relacionados a NSW.

ALCANCE 10CFR54		INFORMACION DEL CABLE																			
AMBIENTE SEVERO LOCALIZADO	COMMODITY GROUP	MANHOLE	DIVISION	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE	B/M	DESCRIPCION	CANTIDAD	TIPO DE CABLE	AÑO DE INSTALACION	CATEGORIA DE CALIDAD QA o QC	ABSORCION DE HUMEDAD (%) (mg/PULGADA CUADRADA)	CONSTANTE DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (MEGOMV/H/1000F)	CONSTANTE DIELECTRICA	FACTOR DE POTENCIA	AISLAMIENTO	EQUIPO ORIGEN	EQUIPO DESTINO	LONGITUD (mts)	RUTA
SI	COM-E2	M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16003-S1	12527B	S1	D50-58 9/C #12	1	TYPE H1, 600V MULTICONDUCTOR CONTROL CABLE 7 STRAND	CONSTRUCCION	QA-2	10	10000 G	2.6 G	0.28	EP-FR	VB-55 #0050	1-NEA-CP-01A-I #G786	309.37	CA0050-S1,C1412-S1,7319,7320,7321,7324,7325, 7326,7344,7381,7401,7392,7417,7457,7416,7251,7207,C1001-S1,7208,7209,7210,7211,7212,7213,7217,7218,7219,7280,7279,7123,B1283-S1,16003-S1,(VIA:M101,M102,M103),B1234-S1,C711-S1,2200,2201,2205,12527G-S1 (EMPALME EN B1234-S1)
SI	COM-E2	M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	12520D		D50-58 9/C #12	1	TYPE H1, 600V MULTICONDUCTOR CONTROL CABLE 7 STRAND		2	10	10000 G	2.6 G	0.28	EP-FR	NMA AC001A #2200	VB-69 #7121	212.49	12525C-NS1,C711-S1,2201,2200,B1234-S1,16005-S1, (VIA M101,M102,M103),B1283-S1,C1001-S1,7123, 7279,7280,7219,7220,7221,7143
SI	COM-E2	M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	12525B	S1	D50-58 9/C #12	1	TYPE H1, 600V MULTICONDUCTOR CONTROL CABLE 7 STRAND		2	10	10000 G	2.6 G	0.28	EP-FR	MCC 1A1-4 #0431	VB-69 #7121	223	C711-S1,2205,2201,2200,B1234-S1,16005-S1,(VIA M101,M102,M103),B1283-S1,C1001-S1,7123, 7279,7280,7219,7220,7221,7143

Tabla 17.- Cables ejemplo de alcance de 10CFR54 relacionados a NSW. (Continúa)

ALCANCE 10CFR54		INFORMACION DEL CABLE																			
AMBIENTE SEVERO LOCALIZADO	COMMODITY GROUP	MANHOLE	DIVISION	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE	B/M	DESCRIPCION	CANTIDAD	TIPO DE CABLE	AÑO DE INSTALACION	CATEGORIA DE CALIDAD OA O QC	ABSORCION DE HUMEDAD (%) (mg/PULGADA CUADRADA)	CONSTANTE DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (MEGAOMH/1000ft)	CONSTANTE DIELECTRICA	FACTOR DE POTENCIA	AISLAMIENTO	EQUIPO ORIGEN	EQUIPO DESTINO	LONGITUD (mts)	RUTA
SI	COM-E2	M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13370F	S1	D50-55 3/C #12	1	TYPE H1, 600V MULTICONDUCTOR CONTROL CABLE 7 STRAND		2	10	10000 G	2.6 G	0.28	EP-FR	SWGR 4KV 1A1-9 #0208	NSW P 001A SP HTR #2292	241	16917-S1,C1001-S1,7217,7218,7219,7280,7279,7123,B1283-S1,16005-S1,(VIA M101,M102,M103),B1234-S1,C711-S1,2200,2201,2202,13370F-S1
SI	COM-E2	M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13373F	S1	D50-55 3/C #12	1	TYPE H1, 600V MULTICONDUCTOR CONTROL CABLE 7 STRAND		2	10	10000 G	2.6 G	0.28	EP-FR	SWGR 4KV 1A1-10 #0209	NSW P 001B SP HTR #2293	243	16918-S1,C1001-S1,7218,7219,7280,7279,7123,B1283-S1,16005-S1,(VIA M101,M102,M103),B1234-S1,C711-S1,2200,2201,2202,13373F-S1
SI	COM-E2	M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13375F	S1	D50-69 3/C #16	1	TYPE K1, 600V ELECTRONIC CONTROL AND INSTRUMENTATION CABLE		2	10	10000	2.6 G	0.28	EP-FR/CPE JACKETED CABLE	ARP 71 #0071	FIS 8502 #2233	325	CA0123-S1,C1412-S1,7319,7318,7317,C1001-S1,7316,7315,7314,7313,7396,7397,7394,7437,7431,7429,7426,7292,7211,7212,7213,7217,7218,7219,7280,7279,7123,B1283-S1,16005-S1,(VIA M101,M102,M103),B1234-S1,C711-S1,2200,2201,2202,13375F-S1(SPLICE IN B1234)

Tabla 17.- Cables ejemplo de alcance de 10CFR54 relacionados a NSW. (Continúa)

ALCANCE 10CFR54		INFORMACION DEL CABLE																			
AMBIENTE SEVERO LOCALIZADO	COMMODITY GROUP	MAINHOLE	DIVISION	TIPO MAINHOLE	CONDUIT	CABLE	B/M	DESCRIPCION	CANTIDAD	TIPO DE CABLE	AÑO DE INSTALACION	CATEGORIA DE CALIDAD OA O QC	ABSORCION DE HUMEDAD (%) (mg/PULGADA CUADRADA)	CONSTANTE DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (MEGAOMH/1000ft)	CONSTANTE DIELECTRICA	FACTOR DE POTENCIA	AISLAMIENTO	EQUIPO ORIGEN	EQUIPO DESTINO	LONGITUD (mts)	ruta
SI	COM-E2	M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13375G	S1	D50-69	3/C #16	1		2	10	10000	2.6 G	0.28	EP-FR/CPE JACKETED CABLE	ARP 71 #0071	FIS 8503 #2232	328	CA0123-S1,C1412-S1,7319,7318,7317,C1001-S1,7316,7315,7314,7313,7396,7397,7394,7437,7431,7429,7426,7292,7211,7212,7213,7217,7218,7219,7280,7279,7123,81283-S1,16005-S1,(VIA M101,M102,M103),B1234-S1,C711-S1,2200,2201,2202,13375G-S1 (SPLICE IN B1234)
SI	COM-E2	M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13383F	S1	D50-69	3/C #16	1		2	10	10000	2.6 G	0.28	EP-FR/CPE JACKETED CABLE	ARP 71 #0071	IR 37A #2173	321	CA0123-S1,C1412-S1,7319,7318,7317,C1001-S1,7316,7315,7314,7313,7396,7397,7394,7437,7431,7429,7426,7292,7211,7212,7213,7217,7218,7219,7280,7279,7123,81283-S1,16005-S1,(VIA M101,M102, M103),B1234-S1,C711-S1,2200,2201,2202,13371K-S1
SI	COM-E2	M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13385E	S1	D50-69	3/C #16	1		2	10	10000	2.6 G	0.28	EP-FR/CPE JACKETED CABLE	VB-69 #7121	IR 37A #2173	230	C1001-S1,7143,7221,7220,7219,7280,7279,7123,81283-S1,16005-S1,(VIA M101,M102,M103),B1234-S1, C711-S1,2200,2201,2202,13371K-S1



Tabla 17.- Cables ejemplo de alcance de 10CFR54 relacionados a NSW. (Continúa)

ALCANCE 10CFR54		INFORMACION DEL CABLE																			
AMBIENTE SEVERO LOCALIZADO	COMMODITY GROUP	MANHOLE	DIVISION	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE	B/M	DESCRIPCION	CANTIDAD	TIPO DE CABLE	AÑO DE INSTALACION	CATEGORIA DE CALIDAD QA o QC	ABSORCION DE HUMEDAD (%) (mg/PULGADA CUADRADA)	CONSTANTE DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (MEGAOMH/1000H)	CONSTANTE DIELECTRICA	FACTOR DE POTENCIA	AISLAMIENTO	EQUIPO ORIGEN	EQUIPO DESTINO	LONGITUD (mts)	RUTA
SI	COM-E2	M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13385F	S1	D50-69	3/C #16	1		2	10	10000	2.6 G	0.28	EP-FR/CPE JACKETED CABLE	ARP 71 #0071	IR 37A #2173	321	CA0123-S1,C1412-S1,7319,7318,7317,C1001-S1,7316,7315,7314,7313,7396,7397,7394,7437,7431,7429,7426,729,7211,7212,7213,7217,7218,7219,7280,7279,7123,B1283-S1,16005-S1,(VIA M101,M102,M103),B1234-S1,C711-S1,2200,2201,2202,13371K-S1
SI	COM-E2	M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13406A		D50-79	2/C #16	1		2	10	10000	2.6 G	0.28	EP-FR/CPE JACKETED CABLE	VB-59 #0054	MOV 8331 #2234	310	CC0054-S1,C1001-S1,7365,7366,7314,7313,7396,7397,7394,7437,7431,742,9,7426,7292,7211,7212,7213,7217,7218,7219,7280,7279,7123,B1283-S1,16005-S1,(VIA M101,M102,M103),B1234-S1,C711-S1,2200,2201,2202,13375B-S1(SPLICE IN B1234)
SI	COM-E2	M 103-S1	S1	CONTROL - SEÑAL	16005-S1	13406B		D50-70	5/C #16	1		2	10	10000	2.6 G	0.28	EP-FR/CPE JACKETED CABLE	VB-59 #0054	IR 37A #2173	289	CC0054-S1,C1001-S1,7365,7366,7314,7313,7396,7397,7394,7437,7431,742,9,7426,7292,7211,7212,7213,7217,7218,7219,7280,7279,7123,B1283-S1,16005-S1,(VIA M101,M102,M103),B1234-S1,C711-S1,2200,2201,2202,13371K-S1

Tabla 17.- Cables ejemplo de alcance de 10CFR54 relacionados a NSW. (Continúa)

ALCANCE 10CFR54		INFORMACION DEL CABLE																			
AMBIENTE SEVERO LOCALIZADO	COMMODITY GROUP	MANHOLE	DIVISIÓN	TIPO MANHOLE	CONDUIT	CABLE	B/M	DESCRIPCION	CANTIDAD	TIPO DE CABLE	AÑO DE INSTALACION	CATEGORIA DE CALIDAD QA O QC	ABSORCION DE HUMEDAD (%) (mg/PULGADA CUADRADA)	CONSTANTE DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (MEGAOMH/1000F)	CONSTANTE DIELECTRICA	FACTOR DE POTENCIA	AISLAMIENTO	EQUIPO ORIGEN	EQUIPO DESTINO	LONGITUD (mts)	RUTA
SI	COM-E2	M106-S1	S1	4160 - 480 Volts	13370A-S1	13370A	S1	D15-S1 1/C #4/0	3	TYPE B, 5kV UNGROUNDDED NEUTRAL POWER CABLE		2	SR	SR	SR	SR	SR	SWGR 4KV 1A1-9 #0208	NSW P001A #2217	246	13370A-S1, (VIA: B1650, M104, M105, M106)
SI	COM-E2	M106-S1	S1	4160 - 480 Volts	13373A-S1	13373A	S1	D15-S1 1/C #4/0	3	TYPE B, 5kV UNGROUNDDED NEUTRAL POWER CABLE		2	SR	SR	SR	SR	SR	SWGR 4KV 1A1-10 #0209	NSW P001B #2218	246	13373A-S1, (VIA: B1650, M104, M105, M106)

## **Determinación de cables con mayor significancia o importancia al riesgo de incremento a la CDF o LERF**

Para determinar los cables con mayor significancia o importancia al riesgo al incremento en la CDF o LERF, se hace uso de información contenida en el reporte de APS de la central, así que se selecciona de acuerdo a la regla los eventos  $RAW \geq 2$  y  $FV \geq 0.005$ , criterio que se toma de la tabla 3, válido para eventos básicos de componentes individuales. Una vez conocidos los eventos dentro de este criterio, es necesario conocer los sistemas o la función requerida para mitigarse o eliminarse.

Por otra parte es necesario determinar los cables que son necesarios y operantes para lograr el éxito de la función de cada sistema, así que se analiza cada cable del listado de cables resultantes con relación a estos sistemas. Para este análisis es importante tener todos los documentos de diseño disponibles que puedan aportar información a cerca de la interacción que tiene el cable bajo estudio con los componentes del sistema. Así se puede determinar si el cable tiene relación con funciones a nivel componente, las cuales pueden resultar ser triviales o fundamentales para el sistema. Algunos ejemplos pueden ser: señal analógica o digital, alarma sonora y/o visible, control, potencia, etc.

Con el análisis anteriormente realizado, se pueden descartar cables sin impacto a la función del sistema, sin embargo habrá que ser cautelosos al momento de emitir un resultado, ya que debe analizarse también las condiciones de ruta entre un cable que sí impacte y comprometa la función del sistema, con alguno que se determine no sea así, por ejemplo, considerar la consecuencia de una falla catastrófica de un cable de bajo impacto funcional sobre un cable a alto impacto en la función del sistema.

Una vez realizados los análisis, determinados los cables necesarios para la función del sistema y los cables cuyo fallo, incluyendo el catastrófico, afecten la función, se tendrá por resultado un grupo de cables con relación a eventos que afectan la CDF y LERF, y por lo tanto, estos cables representaran el grupo con mayor significancia al riesgo y firmes candidatos a ser incluidos en un programa para su monitoreo.

## **Selección de eventos básicos con $RAW \geq 2$ y $FV \geq 0.005$ del Reporte del APS de la Central**

La tabla 18 muestra los eventos básicos tomados del APS de la CNLV, los cuales cumplan el criterio de  $RAW \geq 2$  y  $FV \geq 0.005$ , requisito presentado en la tabla 3 para eventos básicos de componentes individuales.

Tabla 18.- Eventos básicos  $RAW \geq 2$  y  $FV \geq 0.005$  para el APS de la CNLV

Eventos Básicos			
Evento	Descripción	FV	RAW
RA-LOOP2	FALLA A RECUPERAR POTENCIA EXTERNA EN FASE II (5 HORAS)	0.632	8.6
XDG123CF	GENERADORES DIESEL DG-1A, DG-1B Y DG-1C FALLA DE CAUSA COMÚN POR EQUIPO	0.420	187.1
XCIA--NF	CIA NO ESENCIAL FALLA A PERMANECER FUNCIONANDO EN TRANSITORIO	0.112	2.0
EDG1A-AA	GENERADOR DIESEL DG-1A FALLA A ARRANCAR	0.088	4.6
XDG12-CF	GENERADORES DIESEL DG-1A Y DG-1B FALLA DE CAUSA COMÚN POR EQUIPO	0.077	25.1
NST004NF	FILTRO HSW-ST-004 PERDIDA DE FUNCION	0.064	3.2
XDG13-CF	GENERADORES DIESEL DG-1A Y DG-1C FALLA DE CAUSA COMÚN POR EQUIPO	0.052	25.5
EDG1C-AA	GENERADOR DIESEL DG-1C FALLA A ARRANCAR	0.048	3.0
EBA1-4AA	FALLA DEL SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO DEL CUARTO DEL MCC-1A1-4	0.045	5.6
EDG1B-AA	GENERADOR DIESEL DG-1B FALLA A ARRANCAR	0.037	2.5
HUE002AA	UNIDAD VENTILACION RRA-FC-002 FALLA A ARRANCAR	0.033	3.6
XDG123SW	GENERADORES DIESEL DG-1A, DG-1B Y DG-1C FALLA DE CAUSA COMÚN POR ENFRIAMIENTO	0.024	294.6
BRM---MI	MANTENIMIENTO: SISTEMA RHR-B INDISPONIBLE	0.024	3.4
XDG23-CF	GENERADORES DIESEL DG-1B Y DG-1C FALLA DE CAUSA COMÚN POR EQUIPO	0.022	11.5
RPSM	FALLA DEL RPS A COMPLETAR UN SCRAM: PARTE MECÁNICA	0.022	2157.7
EHX-A3MI	MANTENIMIENTO: INTERCAMBIADOR DE CALOR DG-E-1A3 INDISPONIBLE	0.018	2.9
JHB004AA	NO EXISTE SEÑAL DE ARRANQUE PARA LA HPCS-P-004	0.018	3.0
EIA1--FA	INTERRUPTOR AC-I-1A1 FALLA A ABRIR	0.017	5.0
EIDGA-FC	INTERRUPTOR AC-I-1DG1A FALLA A CERRAR	0.017	5.0
HMB001AA	MOTO-BOMBA HPCS-P-001 FALLA A ARRANCAR	0.016	3.4
OOSRF-AC	Falla adecuado enfriamiento del núcleo al ejecutar Inundación del Reactor (RF)	0.016	4.1
EBB1-4AA	FALLA DEL SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO DEL CUARTO DEL MCC-1B1-4	0.015	2.6
OOSQ1-FC	Operador: falla a alinear bombas booster después de transitorio o LOCA pequeño	0.014	13.7
JHB001AA	NO EXISTE SEÑAL DE ARRANQUE PARA LA HPCS-P-001	0.013	3.3
RA-003	OPERADOR: FALLA A RECUPERAR FALLAS DE SISTEMAS (PNR=0.003)	0.012	4.8
EDG1A-PF	GENERADOR DIESEL DG-1A FALLA A PERMANECER FUNCIONANDO	0.011	3.8
OOSX1-AA	Falla a despresurizar de emergencia después de un transitorio o LOCA pequeño	0.011	10.6
W-BPV-AA	Baipás de turbina indisponible dado no iniciado por grupo de disparo de turbina	0.009	3.7
EIDGC-FC	INTERRUPTOR AC-I-1DG1C FALLA A CERRAR	0.008	2.8
EIC1--FA	INTERRUPTOR AC-I-1C1 FALLA A ABRIR	0.008	2.8
HMB002AA	BOMBA DE LLENADO HPCS-P-002 FALLA A ARRANCAR	0.007	3.1
EDG1C-PF	GENERADOR DIESEL DG-1C FALLA A PERMANECER FUNCIONANDO	0.007	2.6
HMB004AA	MOTO-BOMBA HPCS-P-004 FALLA A ARRANCAR	0.006	2.7
EIB1--FA	INTERRUPTOR AC-I-1B1 FALLA A ABRIR	0.006	2.3
EIDGB-FC	INTERRUPTOR AC-I-1DG1B FALLA A CERRAR	0.006	2.3

EHX-A1MI	MANTENIMIENTO: INTERCAMBIADOR DE CALOR DG-E-1A1 INDISPONIBLE	0.005	3.7
EHX-B1MI	MANTENIMIENTO: INTERCAMBIADOR DE CALOR DG-E-1B1 INDISPONIBLE	0.005	3.7
HMV189AA	MOTOVALVULA HPCS-MV-8189 FALLA A ABRIR	0.005	3.0
XDG13-SW	GENERADORES DIESEL DG-1A Y DG-1C FALLA DE CAUSA COMÚN POR ENFRIAMIENTO	0.005	34.3

## Eventos con RAW y FV con relación a sistemas en obra de toma de la central.

De la tabla 18 se toman los eventos que tienen relación directa con la falla de equipo de los sistemas contenidos en el edificio de obra de toma de la central; la tabla 19 muestra estos eventos.

<i>Tabla 19.- Eventos básicos con RAW y FV con relación a sistemas en obra de toma de la central.</i>			
<b>Evento</b>	<b>Descripción</b>	<b>FV</b>	<b>RAW</b>
XDG123CF	GENERADORES DIESEL DG-1A, DG-1B Y DG-1C FALLA DE CAUSA COMÚN POR EQUIPO	0.420	187.1
XDG12-CF	GENERADORES DIESEL DG-1A Y DG-1B FALLA DE CAUSA COMÚN POR EQUIPO	0.077	25.1
XDG13-CF	GENERADORES DIESEL DG-1A Y DG-1C FALLA DE CAUSA COMÚN POR EQUIPO	0.052	25.5
XDG123SW	GENERADORES DIESEL DG-1A, DG-1B Y DG-1C FALLA DE CAUSA COMÚN POR ENFRIAMIENTO	0.024	294.6
XDG23-CF	GENERADORES DIESEL DG-1B Y DG-1C FALLA DE CAUSA COMÚN POR EQUIPO	0.022	11.5
JHB004AA	NO EXISTE SEÑAL DE ARRANQUE PARA LA HPCS-P-004	0.018	3.0
EDG1A-PF	GENERADOR DIESEL DG-1A FALLA A PERMANECER FUNCIONANDO	0.011	3.8
EDG1C-PF	GENERADOR DIESEL DG-1C FALLA A PERMANECER FUNCIONANDO	0.007	2.6
HMB004AA	MOTO-BOMBA HPCS-P-004 FALLA A ARRANCAR	0.006	2.7
XDG13-SW	GENERADORES DIESEL DG-1A Y DG-1C FALLA DE CAUSA COMÚN POR ENFRIAMIENTO	0.005	34.3

La tabla 19 básicamente relaciona a los eventos que traen por consecuencia la pérdida de enfriamiento de equipo relacionado con seguridad de la central por alguna falla en los equipos de NSW y HSW.

Dentro de estos eventos se incluyen los de falla, pérdida o no recuperación de los Generadores Diesel de Emergencia, ya que éstos son enfriados por los sistemas NSW y HSW.

Sin embargo, no se identifica ningún evento relacionado a equipo del sistema CW, por lo tanto podemos deducir que todos los cables relacionados al CW, bajo la regla del 50.69 se pueden clasificar como de riesgo significativo bajo, por lo tanto, a pesar de ser calificados clase 1E, por función, se incluyen a RISC-2 o RISC-4,

aunque no se descarta se pueda encontrar RISC-3. No así para los cables relacionados al sistema NSW y HSW, donde habrá que analizar más a detalle sobre su función en el sistema para determinar si son RISC-1 o RISC-3, y se puede deducir que su categoría como RISC-2 o RISC-4 puede llegar a presentarse sólo puntualmente en cables que resulten NR/S, ya que la mayoría están clasificados como R/S, debido a que a nivel sistema, estos sistemas están clasificados como R/S. El evento es atribuido a falta o falla en la toma de acciones por la organización o personal responsable de la recuperación de funciones en ESC, no es atribuible a falla de equipo, por lo tanto, no puede ser atribuible a la falla en alguno de los cables relacionados a esa ESC.

### **Tabla de categorización de cables alcance del 10CFR54, informada en riesgo por 10CFR50.69**

A partir de la tabla 2 en la que se agrupó el universo de cables en el ambiente adverso localizado determinado para este trabajo, la tabla 17 agrupa los cables para su categorización informada en riesgo que se han tomado como muestra para realizar el ejercicio en este trabajo.

Con la información de los cables para su categorización informada en riesgo muestra, y la aplicación de los conceptos que se han discutido a partir del capítulo 3, 4, 5 y lo que va de este capítulo se construye la tabla 20.

No hay que olvidar que para que este proceso se lleve con éxito, es necesario tener a la mano al momento de que el Panel de Expertos se reúna para realizar una evaluación, toda la información al respecto del APS con relación al componente evaluado, tener la posibilidad de realizar las corridas necesarias para determinar la CDF y la LERF, debido a posibles evaluaciones de sensibilidad que se hagan necesarias en el proceso, toda la información referente a los accidentes y procedimientos tanto de emergencia, especificaciones técnicas de operación y procedimientos de cambio de modo al apagado del reactor, en que se puedan ver involucrado el componentes a evaluar, identificar los eventos iniciadores en que la función del componente pudiera impactar, toda la información de diseño del sistema en que se ubica el cable evaluado, tal como diagramas de alambrado CWDs, documentos requisitos de diseño DRDs, así como acceso a bases de datos de listas de componentes.

Por supuesto la participación proactiva de los integrantes del Panel de Expertos con las especialidades del perfil requerido para su conformación como son personal de operación, mantenimiento, ingeniería de sistemas y expertos en APS de la planta, tal como se ha discutido antes, es primordial también en el proceso de categorización informada en riesgo.

Los CWDs [ref. 68] fueron de mucha ayuda en el ejercicio de este trabajo, así como diagramas de flujo [ref. 69] y descripciones del sistema en literatura de cursos de capacitación en tecnología de la Central [ref.70].

La propuesta del presente trabajo, como se dijo, gira en torno a decidir realizar el monitoreo de la condición o gestión de envejecimiento, única y exclusivamente a los cables que resultaron ser RISC-1 y RISC-2, ante la consideración de que esta categoría asignada informada en riesgo, contiene los ingredientes esenciales para considerar que estos cables cumplen la regla 10CFR54, a través de la aplicación de la regla 10CFR50.69, y dar certidumbre al proceso de selección de cables a incluirse en el alcance del Programa de Gestión del envejecimiento de cables inaccesibles comprometido en la Solicitud de Renovación de Licencia de una Central Nuclear.

Se espera que el reporte del trabajo de categorización para cables contenga el número de identificación del cable evaluado, su clasificación como R/S o NR/S que se asignó al cable de su origen de diseño de planta, la cual está determinada de acuerdo a la función que realiza el componente al que da servicio o alimenta eléctricamente, la cual también debe describirse, la evaluación determinista en la que se listen los conceptos relacionados a las cinco preguntas críticas que se discutieron en el capítulo 5, de acuerdo al procedimiento de evaluación determinista de una planta en los Estados Unidos y que reúna, además, información que el licenciataria considere prudente contener en el reporte de un Panel de Expertos que han llegado a los acuerdos necesarios para categorizar informado en riesgo a una ESC, en este caso cables, y del cual se ha obtenido una decisión integrada, IDP, que culmina con la categorización del cable en el RISC que corresponda.

La tabla 20, por lo tanto, contiene el resultado de la categorización 50.69, reúne información específica de las características de cada cable analizado, por encontrarse en el ambiente adverso localizado seleccionado en este trabajo. La tabla contiene, además, toda la información de la metodología del 10CFR50.69 a cada caso, con su evaluación determinista, dando por resultado finalmente una propuesta de categorización de cada cable, informada en riesgo.

Tabla 20.- Tabla de categorización de cables informada en riesgo.

		ANÁLISIS INFORMADO EN RIESGO 10CFR50.69			EVALUACIÓN DETERMINISTA							CATEGORIZACIÓN INFORMADA EN RIESGO 10CFR50.69				
CABLE	Fundon	Cat. De seguridad (R/S o NR/S)	Justificación de su clasificación tradicional de acuerdo a definición R/S del 10CFR50.2, 10CFR50.49 y requisitos de tratamiento por 10CFR50 Apéndice B	Conceptos al que relaciona en preguntas críticas	Definición de Impacto y frecuencia	VR	FP	Puntaje ponderado	Total Puntaje ponderado	Aplica excepción	RIESGO	RELACION A EVENTO DE RAW>=2 Y FV>=0.005	SU FALLA CAUSA EVENTO DE RAW>=2 Y FV>=0.005 INEVITABLEMENTE O IRRECUPERABLE EN CORTO TIEMPO	Discusion	Significancia o importancia para la seguridad (baja o alta)	Cat RISC propuesto
12527B	S1	R/S	Equipo de Ventilación operación de emergencia del cuarto de la bomba NSW Div. I, el sistema NEA es R/S, QA-3, Sismico I	ACC	Respuesta positiva teniendo un impacto menor o que ocurre infrecuentemente	2	5	10	18	Si	bajo	XDG123-SW XDG13-SW	NO	De ser necesario ante la falla de este cable, el arranque del 1-NEA-FN-001A-1 puede ejecutarse desde su tablero de control local 1-NEA-CP-01A-1 en el edificio NSW	baja	RISC-3
				ETO	No	0	5	0								
				FRS	Respuesta positiva teniendo un impacto menor o que ocurre infrecuentemente	2	4	8								
				INI	No	0	3	0								
				SCOA	No	0	3	0								
12520D		NR/S	Equipo de aire acondicionado de operación normal y emergencia del cuarto de la bomba NSW Div. I, el sistema NMA es NR/S	ACC	Respuesta positiva teniendo un impacto insignificante que ocurre una sola vez en la vida de la planta	1	5	5	5	No	NRS (No riesgo significativo)	NO	NO	El Aire acondicionado NMA, opera en condición normal y de emergencia al arranque de la bomba de NSW manteniendo presión positiva en el cuarto, sin embargo por falla o mantenimiento la función se realiza con la ventilación del sistema NEA cat. R/S	baja	RISC-4
				ETO	No	0	5	0								
				FRS	No	0	4	0								
				INI	No	0	3	0								
				SCOA	No	0	3	0								
12525B	S1	R/S	No se identifica claramente porque su categoría R/S por su terminación S1	ACC	Respuesta positiva teniendo un impacto insignificante que ocurre una sola vez en la vida de la planta	1	5	5	5	No	NRS (No riesgo significativo)	NO	NO	El cable conecta al MCC 1A1-4 y VB-69, sin embargo su función es alimentación de control a la lógica de arranque de un compresor de NMA, sistema NR/S, e indicación de operación del mismo, por lo tanto puede considerarse NR/S a pesar de tener cat. R/S según la terminación S1 de su identificador	baja	RISC-4
				ETO	No	0	5	0								
				FRS	No	0	4	0								
				INI	No	0	3	0								
				SCOA	No	0	3	0								



Tabla 20.- Tabla de categorización de cables informada en riesgo. (Continúa)

CABLE		ANALISIS INFORMADO EN RIESGO 10CFR50.69			EVALUACION DETERMINISTA							CATEGORIZACION INFORMADA EN RIESGO 10CFR50.69				
Funcion		Cat. De seguridad (R/S o NR/S)	Justificacion de su clasificacion tradicional de acuerdo a definicion R/S del 10CFR50.2, 10CFR50.49 y requisitos de tratamiento por 10CFR50 Apendice B	Conceptos al que relaciona en preguntas criticas	Definicion de Impacto y frecuencia	VR	FP	Puntaje ponderado	Total Puntaje ponderado	Aplica excepcion	RIESGO	RELACION A EVENTO DE RAW >= 2 Y FV >= 0.005	SU FALLA CAUSA EVENTO DE RAW >= 2 Y FV >= 0.005 INEVITABLEMENTE O IRRECUPERABLE EN CORTO TIEMPO	Discusion	Significancia o importancia para la seguridad (baja o alta)	Cat RISC propuesto
13370F	S1	R/S	Conecta equipo mayor con categoria R/S	ACC	No	0	5	0	12	Si	bajo	NO	NO	El cable conecta al bus de alimentacion a calefactoras a motores del SWGR critico 1A1, al calefactor del motor de la bomba R/S, el calefactor no es requerido cuando la bomba opera, solo es para mantener libre de humedad al aislamiento del motor cuando no esta operando.	baja	RISC-3
				ETO	No	0	5	0								
				FRS	Respuesta positiva teniendo un bajo impacto o que ocurren de vez en cuando	3	4	12								
				INI	No	0	3	0								
				SCOA	No	0	3	0								
13373F	S1	R/S	Conecta equipo mayor con categoria R/S	ACC	No	0	5	0	12	Si	bajo	NO	NO	El cable conecta al bus de alimentacion a calefactoras a motores del SWGR critico 1A1, al calefactor del motor de la bomba R/S, el calefactor no es requerido cuando la bomba opera, solo es para mantener libre de humedad al aislamiento del motor cuando no esta operando.	baja	RISC-3
				ETO	No	0	5	0								
				FRS	Respuesta positiva teniendo un bajo impacto o que ocurren de vez en cuando	3	4	12								
				INI	No	0	3	0								
				SCOA	No	0	3	0								
13375F	S1	R/S	Provee de alimentacion al rele #1 que da señal al anunciador en VB-59 en CCP para la toma de desiciones del Operador	ACC	No	0	5	0	15	Si	medio	XDG123-SW XDG13-SW	NO	Se tiene redundancia de las mismas señales desde el FIS-8503 mediante el cable 13375G-S1	baja	RISC-3
				ETO	Respuesta positiva teniendo un bajo impacto o que ocurren de vez en cuando	3	5	15								
				FRS	No	0	4	0								
				INI	No	0	3	0								
				SCOA	No	0	3	0								

Tabla 20.- Tabla de categorización de cables informada en riesgo. (Continúa)

		ANALISIS INFORMADO EN RIESGO 10CFR50.69			EVALUACION DETERMINISTA							CATEGORIZACION INFORMADA EN RIESGO 10CFR50.69				
CABLE	Funcion	Cat. De seguridad (R/S o NR/S)	Justificación de su clasificación tradicional de acuerdo a definición R/S del 10CFR50.2, 10CFR50.49 y requisitos de tratamiento por 10CFR50 Apéndice B	Conceptos al que relaciona en preguntas críticas	Definición de Impacto y frecuencia	VR	FP	Puntaje ponderado	Total Puntaje ponderado	Aplica excepción	RIESGO	RELACION A EVENTO DE RAW>=2 Y FV>=0.005	SU FALLA CAUSA EVENTO DE RAW<=2 Y FV>=0.005 INEVITABLEMENTE O IRRECUPERABLE EN CORTO TIEMPO	Discusion	Significancia o importancia para la seguridad (baja o alta)	Cat RISC propuesto
13375G	S1	R/S	Provee de alimentacion al rele #1 que da señal al anunciador en VB-59 en CCP para la toma de decisiones del Operador	ACC	No	0	5	0	15	Si	medio	XDG123-SW XDG13-SW	NO	Se tiene redundancia de las mismas señales desde el FIS-8503 mediante el cable 13375F-51	baja	RISC-3
				ETO	Respuesta positiva teniendo un bajo impacto o que ocurren de vez en cuando	3	5	15								
				FRS	No	0	4	0								
				INI	No	0	3	0								
				SCOA	No	0	3	0								
13383F	S1	R/S	Conduce la señal del estado del NSW-ST-001A-I que es R/S para iniciar la logica de control de lavado del filtro por alta presion diferencial en este filtro de la linea de descarga de la bomba principal NSW-P001A-I	ACC	No	0	5	0	12	Si	bajo	XDG123-SW XDG13-SW	NO	La falla en este cable causa perdida de la señal del estado del filtro de la bomba A del NSW de esta division y evita el lavado del filtro, sin embargo no pone en riesgo directamente la operación de la bomba ya que por esta señal no hay disparo de la bomba	baja	RISC-3
				ETO	No	0	5	0								
				FRS	Respuesta positiva teniendo un bajo impacto o que ocurren de vez en cuando	3	4	12								
				INI	No	0	3	0								
				SCOA	No	0	3	0								
13385E	S1	R/S	Conduce la señal del estado del NSW-ST-001B-I que es R/S para iniciar la logica de control de lavado del filtro por alta presion diferencial en este filtro de la linea de descarga de la bomba principal NSW-P001B-I	ACC	No	0	5	0	12	Si	bajo	XDG123-SW XDG13-SW	NO	La falla en este cable causa perdida de la señal del estado del filtro de la bomba B del NSW de esta division y evita el lavado del filtro, sin embargo no pone en riesgo directamente la operación de la bomba ya que por esta señal no hay disparo de la bomba	baja	RISC-3
				ETO	No	0	5	0								
				FRS	Respuesta positiva teniendo un bajo impacto o que ocurren de vez en cuando	3	4	12								
				INI	No	0	3	0								
				SCOA	No	0	3	0								

Tabla 20.- Tabla de categorización de cables informada en riesgo. (Continúa)

CABLE		ANÁLISIS INFORMADO EN RIESGO 10CFR50.69			EVALUACION DETERMINISTA							CATEGORIZACION INFORMADA EN RIESGO 10CFR50.69				
Funcion		Cat. De seguridad (R/S o NR/S)	Justificación de su clasificación tradicional de acuerdo a definición R/S del 10CFR50.2, 10CFR50.49 y requisitos de tratamiento por 10CFR50 Apéndice B	Conceptos al que relaciona en preguntas críticas	Definición de Impacto y frecuencia	VR	FP	Puntaje ponderado	Total Puntaje ponderado	Aplica excepción	RIESGO	RELACION A EVENTO DE RAW>=2 Y FV>=0.005	SU FALLA CAUSA EVENTO DE RAW>=2 Y FV>=0.005 INEVITABLEMENTE O IRRECUPERABLE EN CORTO TIEMPO	Discussion	Significancia o importancia para la seguridad (baja o alta)	Cat RISC propuesto
13385F	S1	R/S	Conduce la señal del estado del NSW-ST-001B-I que es R/S para iniciar la logica de control de lavado del filtro por alta presión diferencial en este filtro de la línea de descarga de la bomba principal NSW-P001B-I	ACC	No	0	5	0	12	Si	bajo	XDG123-SW XDG13-SW	NO	La falla en este cable causa pérdida de la señal del estado del filtro de la bomba B del NSW de esta división y evita el lavado del filtro, sin embargo no pone en riesgo directamente la operación de la bomba ya que por esta señal no hay disparo de la bomba	baja	RISC-3
				ETO	No	0	5	0								
				FRS	Respuesta positiva teniendo un bajo impacto o que ocurren de vez en cuando	3	4	12								
				INI	No	0	3	0								
				SCOA	No	0	3	0								
13406A		NR/S	Solo empleado en un circuito de alarma al anunciador en BB-9 del CCP	ACC	No	0	5	0	8	No	NRS (No riesgo significativo)	NO	NO	la señal solo indica la posición de la válvula para agua potable de enfriamiento y sello de las bombas principales tren A y B de esta división, agua requerida en el arranque de las bombas	baja	RISC-4
				ETO	No	0	5	0								
				FRS	Respuesta positiva teniendo un impacto menor o que ocurre infrecuentemente	2	4	8								
				INI	No	0	3	0								
				SCOA	No	0	3	0								
13406B		NR/S	Es empleado en dos circuitos de alarma al anunciador en BB-9 del CCP	ACC	No	0	5	0	45	Si	Alto	XDG123-SW XDG13-SW	NO	Una señal que conduce este cable indica al operador de la baja presión en el cabezal de las bombas Ay B de esta división, esta es de un PISL NR/S pero este parametro tiene otra señal que es R/S a través del PT 8556 S1 que da medición de la presión en el PI 8556 en BB-9 del CCP, sin embargo, la otra señal que lleva el cable que indica pérdida de agua de auto enfriamiento y sello de las bombas principales tren A y B de esta división, agua requerida para el funcionamiento continuo de las bombas, se lleva del PISL-8539 S1 que es R/S, el cual no tiene otra señal de respaldo y de perderse no habría señal de esta condición al operador para la toma de decisión del mismo en acciones para recuperar el sello y enfriamiento.	alta	RISC-2
				ETO	Respuesta positiva teniendo un alto impacto o que ocurren con frecuencia	5	5	25								
				FRS	Respuesta positiva teniendo un impacto menor o que ocurre infrecuentemente	5	4	20								
				INI	No	0	3	0								
				SCOA	No	0	3	0								

Tabla 20.- Tabla de categorización de cables informada en riesgo. (Continúa)

CABLE		ANÁLISIS INFORMADO EN RIESGO 10CFR50.69			EVALUACION DETERMINISTA							CATEGORIZACION INFORMADA EN RIESGO 10CFR50.69				
Funcion		Cat. De seguridad (R/S o NR/S)	Justificación de su clasificación tradicional de acuerdo a definición R/S del 10CFR50.2, 10CFR50.49 y requisitos de tratamiento por 10CFR50 Apéndice B	Conceptos al que relaciona en preguntas críticas	Definición de Impacto y frecuencia	VR	FP	Puntaje ponderado	Total Puntaje ponderado	Aplica excepción	RIESGO	RELACION A EVENTO DE RAW/≥2 Y FV/≥0.005	SU FALLA CAUSA EVENTO DE RAW/≥2 Y FV/≥0.005 INEVITABLEMENTE O IRRECUPERABLE EN CORTO TIEMPO	Discusion	Significancia o importancia para la seguridad (baja o alta)	Cat RISC propuesto
13370A	S1	R/S	Conecta equipo mayor con categoría R/S, ante su falla el equipo pierde su función de seguridad	ACC	Respuesta positiva teniendo un alto impacto o que ocurren con frecuencia	5	5	25	82	Si	Alto	XDG123-SW XDG13-SW	Si	La falla en este cable causa pérdida de la función de la bomba A del NSW de esta división y pérdida de enfriamiento al GDE	alta	RISC-1
				ETO	Respuesta positiva teniendo un alto impacto o que ocurren con frecuencia	5	5	25								
				FRS	Respuesta positiva teniendo un alto impacto o que ocurren con frecuencia	5	4	20								
				INI	Respuesta positiva teniendo un impacto medio o que ocurren con regularidad	4	3	12								
				SCOA	No	0	3	0								
13373A	S1	R/S	Conecta equipo mayor con categoría R/S, ante su falla el equipo pierde su función de seguridad	ACC	Respuesta positiva teniendo un alto impacto o que ocurren con frecuencia	5	5	25	82	Si	Alto	XDG123-SW XDG13-SW	Si	La falla en este cable causa pérdida de la función de la bomba B del NSW de esta división y pérdida de enfriamiento al GDE	alta	RISC-1
				ETO	Respuesta positiva teniendo un alto impacto o que ocurren con frecuencia	5	5	25								
				FRS	Respuesta positiva teniendo un alto impacto o que ocurren con frecuencia	5	4	20								
				INI	Respuesta positiva teniendo un impacto medio o que ocurren con regularidad	4	3	12								
				SCOA	No	0	3	0								

## CAPÍTULO 7

### CONCLUSIONES

#### **Revisión a la congruencia del método de categorización informada en riesgo respecto al 10CFR54 y seguimiento de la condición por EPG-16 para su aprovechamiento en AMPs requeridos por la regla de Renovación de Licencia.**

Toda la información que se investigó durante el desarrollo de este trabajo permite realizar conclusiones acerca de cómo se puede relacionar cada uno de los requisitos en materia de manejo de la condición y envejecimiento de cables impuestos a la industria nuclear por organismos reguladores, lo cual se puede hacer mediante el análisis de los atributos que cada uno de ellos requiere ser cumplidos. La tabla 21 muestra los atributos que requiere cada una de las reglas 10CFR54, 10CFR50.69 y la Guía de INPO EPG-16 y la columna de conclusión describe su comparativa; esta tabla presenta entonces punto por punto los atributos.

<i>Tabla 21.- Comparativa de atributos requeridos por EPG-16, 10CFR54 y 10CFR50.69</i>			
<b>EPG-16</b>	<b>10CFR54</b>	<b>10CFR50.69</b>	<b>Conclusión</b>
Relacionado con seguridad, Importante para la producción y fácil acceso y disponibilidad	§.4(a)(1), Relacionado con seguridad	Apagado/Cambio de modo (SCOA) Significativo para las actividades de apagado o cambio de modo de operación	Las tres dan mayor crédito a los componentes relacionados con seguridad, el 50.69 enfatiza los relacionados al apagado del reactor.
	§.4(a)(2), No relacionados con la seguridad que interaccionan o podrían impedir el correcto funcionamiento de los relacionados con seguridad.	Riesgo de falla significativa (FRS) La pérdida de éste directamente falla otra importante para la seguridad	El 10CFR54 da crédito a estas ESC, el 50.69 también, e incluso da mayor crédito a las ESC, R/S con riesgo significativo bajo, por lo tanto ambos son congruentes
	§.4(a)(3), Demandado para Choque térmico presurizado (10CFR50.61)		Sólo aplica a reactores PWR
	§.4(a)(3), Demandado para Transitorio sin SCRAM (ATWS) (10CFR50.62)	Accidente/transitorio (ACC) Utilizado para mitigar los	El 50.69 reúne consideraciones de eventos ATWS en la evaluación determinista y resultados

		accidentes o transitorios.	del APS
	§.4(a)(3), Demandado para pérdida de potencia C.A. exterior e interior SBO (10CFR50.63)		El 50.69 reúne consideraciones acerca del SBO en la evaluación determinista y resultados del APS, podría ser requerido un APS para pérdida de potencia exterior para complementarse.
	§.4(a)(3), Demandado para protección contra incendio (FP) (10CFR50.48)		El 50.69, reúne consideraciones de eventos FP solo por evaluación determinista si no se tiene modelado un APS para FP.
	§.4(a)(3), Demandado para Calificación ambiental (EQ) (10CFR50.49)		El 50.69 no atiende consideraciones para mantener calificación ambiental, pero el 10CFR.54 atiende esas ESC por TLAA, no por AMP.
	Demandado en procedimientos para afrontar transitorio de funcionamiento anormal	ETOs - Se invoca en procedimientos de respuesta de emergencia (OAs) o las Especificaciones Técnicas de Operación (ETOs)	El 50.69 es el único que toma consideración al respecto de estos procedimientos, sin embargo en la aplicación del 10CFR54 para la CNLV se ha tomado este atributo sin ser requerido explícitamente por la regla
		Evento iniciador (INI) - La pérdida de la función es causa directa de un evento iniciador	El 50.69 es el único que toma consideración al respecto de ESC relacionadas a estos eventos al utilizar el APS
		Contribución al riesgo por APS Para los eventos básicos de componentes individuales, $RAW \geq 2$ y $FV \geq 0.005$	El 50.69 es el único que toma consideración cuantitativa producto del APS
No relacionados con seguridad, Importantes para la producción. Fácil acceso y disponibilidad			El EPG-16 es el único que incluía explícitamente consideraciones por producción y accesibilidad de los cables.

De acuerdo a lo indicado en la tabla 21, se concluye que la aplicación del 10CFR50.69 en la selección de cables para su atención en el programa AMP de cables requerido por 10CFR54, cobre y además se ve favorecido con el complemento de la información cuantitativa producto del APS, así como es fortalecido por una metódica evaluación determinista y por lo tanto resulta sumamente conveniente priorizar las pruebas de cables utilizando esta metodología.

No se tiene evidencia de que la metodología informada en riesgo 50.69 se haya utilizado antes en la industria nuclear para los fines de Renovación de Licencia por 10CFR54, sin embargo en este trabajo se plantea esa posibilidad y se demuestra la conveniencia de utilizarse, ya que los resultados, tal como se mostró en la tabla 20, muestran todo el proceso de forma metódica y ordenada, lo cual no da lugar a dudas de lo valioso de este método.

Respecto a lo requerido por la EPG-16, se concluye que el empleo de la selección de cables derivado de su categorización basada en riesgo, representa mayor valor que por la guía, ya que los aspectos de seguridad en la metodología 50.69 se sobrepone a los intereses de la producción, por lo que tomar crédito a la metodología informada en riesgo representa una decisión conservadora para atender las recomendaciones de la EPG-16 y sus documentos de experiencia operacional y requisitos obligatorios que el organismo regulador puede requerir al licenciatarario, como el caso del SEN-272 y la GL 2007-1, respectivamente.

## **Conclusiones al respecto del método determinista empleado en el ejercicio.**

En el capítulo 5 de este trabajo se presentó el procedimiento para la evaluación determinista del riesgo, el cual se tiene en desarrollo en el proyecto P1819 del IEEE, seguido del procedimiento desarrollado por una planta de los Estados Unidos, la cual es un caso de éxito en la presentación de solicitudes de excepción a requisitos de tratamiento especial en ESC, que fueron categorizados mediante el empleo de la regla 10CFR50.69 ante la NRC.

Los procedimientos seguidos por la planta, resultan ser congruentes con lo planteado en el proyecto del IEEE, sin embargo esos procedimientos de la planta han alcanzado un mayor grado de madurez, ya que con su uso práctico se han enriquecido por la experiencia y retroalimentación de planta al respecto de la categorización informada en riesgo realizada.

El procedimiento que plantea el proyecto del IEEE, recomienda algunos de los aspectos críticos que deben tomarse en cuenta durante la evaluación determinista, sin embargo el procedimiento implementado por la planta, se observa mayormente nutrido por un concepto crítico más a revisar, incluyendo además una descripción más detallada de los conceptos críticos y ejemplos para su mejor entendimiento, proponiendo

asignar valores de respuesta para cada concepto crítico de entre 0 a 5, contrario al proyecto del IEEE que prescribe valores de 0 a 4, ambos tomando a cuenta condiciones de impacto o efecto y su frecuencia.

La diferencia principal entre ambas propuestas, respecto de sus preguntas críticas a resolver, corresponde a que el procedimiento de la planta incluye evaluación respecto a si la función se demanda o invoca en procedimientos de respuesta a emergencia o especificaciones técnicas de operación de la planta.

Una de las mejores prácticas del procedimiento determinista de riesgo, implementado por la planta de los Estados Unidos, es definir los conceptos de impacto y frecuencia, asignando rangos de frecuencia en la demanda en la función, información que apoya la determinación de frecuencia para valorar la respuesta a la pregunta crítica.

Ambos procedimientos discrepan en la asignación del factor ponderante, ya que mientras que para el IEEE el mayor valor ponderante se asignaría a la falla en la función básica de seguridad, para el procedimiento de la planta, este máximo factor se asignaría a la pregunta crítica al respecto de que la función se demande para afrontar accidentes o transitorios.

Estos procedimientos buscan determinar el grado de riesgo asignado al componente analizado respecto a su función, para el IEEE parece suficiente determinar si se tiene un resultado de Alta Significancia a la Seguridad HSS o por el contrario baja significancia LSS.

Para el procedimiento de la planta, el resultado puede tener cuatro variantes, se pudo determinar si el riesgo es No significativo NRS, si es Bajo, Medio o Alto, incluyendo Excepciones al procedimiento, en el cual se puede atribuir directamente una determinación de riesgo mínimo, resultando ser Alto, Medio o Bajo, de acuerdo al resultado ponderado de una sola pregunta, como ejemplo, determinando el mayor riesgo para respuestas ponderadas a su máximo valor en los conceptos críticos de respuesta a la demanda de la función en condiciones de accidente, y si se invocan en procedimientos de respuesta a emergencia o en la especificaciones técnica de operación.

No así en el procedimiento del proyecto del IEEE, donde se plantea que la única excepción al procedimiento, determinándose un riesgo HSS si en cualquiera de los resultados ponderados de algún concepto se obtiene un valor de 10 o mayor. Esta condición es menos flexible y da mayor margen de incertidumbre a la evaluación, ya que por cualquier concepto crítico se hace posible obtener la determinación de riesgo HSS.

En conclusión, después de analizar lo antes descrito, se puede afirmar que el procedimiento implementado en la planta de los Estados Unidos es mayormente conveniente que el propuesto por el proyecto de estándar del IEEE, a fin de realizar la evaluación determinista, condición por la que en el presente trabajo se ha utilizado para realizar el ejercicio de categorización informado en riesgo 10CFR50.69 para la jerarquización de cables.



## Resultados de la aplicación de metodología informada en riesgo 10CFR50.69 en cables en ambiente adverso localizado.

Con el ejercicio de categorización realizado en el capítulo 6, lo cual se documentó en la tabla 20, se concluye por cada cable las condiciones que determinan su incorporación al AMP de cables y su compromiso o no de su diagnóstico como condición para aprobación de RL; estas conclusiones se indican en la tabla 22 siguiente.

*Tabla 22.- Conclusiones para el alcance del AMP de cables de RL por Categorización 50.69*

Cable	Categoría original	Nueva Categorización por 50.69	Conclusiones de la categorización 50.69 para aplicación al AMP de RL
12527B-S1	R/S	RISC-3	Su categoría R/S presume de requerir el máximo de requisitos especiales, sin embargo de la evaluación determinista se obtuvo un riesgo bajo, considerándose que es un cable de control de arranque y paro remoto, aunque de un equipo R/S, sin embargo, el arranque y paro puede ejecutarse desde el tablero de control local, aplicó una excepción en la evaluación determinista por totalizar apenas 18 puntos, suficiente para determinarse cuando menos riesgo bajo, ya que resultó de un bajo puntaje ponderado en preguntas críticas relativas a respuesta de demanda en accidente y falla significativa, al ser un cable del subsistema de ventilación, no evita la función de seguridad del sistema NSW de primera instancia, además de que los operadores tiene la posibilidad real de recuperar la función del equipo al que da servicio este cable con acciones del operador auxiliar en poco tiempo, por lo tanto es posible disminuir algunos de sus requisitos de tratamiento especial y a pesar de ser R/S puede no ser incluido como compromiso de su diagnóstico en el AMP para obtener aprobación de RL.
12520D	NR/S	RISC-4	Su categoría original NR/S se atribuye a que da servicio a equipo de aire acondicionado normal del cuarto de NSW, de acuerdo a las lógicas de operación del sistema, éste opera aun en condición de emergencia, sin embargo su respaldo al que se da crédito como función de seguridad es el equipo de ventilación, por todo ello dio un puntaje ponderado muy bajo en la pregunta crítica de respuesta a emergencia, no aplicó excepción en la evaluación determinista y resultó ser un cable de No Riesgo Significativo, por lo tanto se asignó la menor categoría RISC, este cable puede prescindir de todo requisito especial y tratarse como QC, además de no ser incluido en el alcance del AMP por RL y no tener compromiso alguno de su diagnóstico presente ni futuro.
12525B-S1	R/S	RISC-4	Su categoría original es R/S, sin embargo no es clara su asignación R/S, ya que corresponde a la alimentación en 120 Vca a lógica de control de arranque de un equipo NR/S de aire acondicionado del cuarto de la bomba NSW, por este motivo se puede considerar en realidad ser NR/S y después de su evaluación determinista, se resuelve que el cable no tiene riesgo significativo NRS, por lo que se atribuye una categoría informada en riesgo de RISC-4, ya que apenas alcanza 5 puntos ponderados en la pregunta respecto a su intervención en

			<p>respuesta a accidente y no aplicó alguna excepción, ya que si bien la lógica de arranque al equipo que alimenta, suministra señal de arranque a este equipo de aire acondicionado, el mismo equipo tiene su respaldo en el subsistema de ventilación, el cual si es categorizado originalmente como R/S, por todo esto se concluye no estar en el alcance del AMP de cables y no tener compromiso de realizar su monitoreo para la aprobación de renovación de licencia.</p>
13370F-S1	R/S	RISC-3	<p>Cable de alimentación eléctrica al calefactor de espacio de la bomba principal A del sistema NSW, su categoría original obedece a que el calentador de espacio es parte del motor de la bomba que es categorizada R/S. Sin embargo, de la evaluación determinista, se obtienen 12 puntos en respuesta a la pregunta crítica de una pérdida de función que puede tener impacto en una de equipo importante para la seguridad, por esta condición aplicó excepción y se determinó al menos un riesgo bajo, lo cual es congruente, ya que si bien es cierto que la función de este componente se da mientras la bomba esta fuera de servicio, la función es mantener la humedad de los devanados del motor por debajo de condiciones que puedan llegar a dañarlos mientras la bomba se encuentra en espera, por todo lo anterior aun sin tener relación de causa directa para un evento importante para el APS, se determina una categoría informada en riesgo de RISC-3, lo cual puede manejarse como un cable sin obligación de incluirse en el AMP, no comprometerse en la solicitud de RL y por lo tanto no ser condicionante para la aprobación de RL, sin embargo puede incluirse al programa para su monitoreo por LTO por buena práctica.</p>
13373F-S1	R/S	RISC-3	<p>Cable de alimentación eléctrica al calefactor de espacio de la bomba principal B del sistema NSW, su categoría original obedece a que el calentador de espacio es parte del motor de la bomba que es categorizada R/S. Sin embargo, de la evaluación determinista, se obtienen 12 puntos en respuesta a la pregunta crítica de una pérdida de función que puede tener impacto en una de equipo importante para la seguridad, por esta condición aplicó excepción y se determinó al menos un riesgo bajo, lo cual es congruente, ya que si bien es cierto que la función de este componente se da mientras la bomba está fuera de servicio, la función es mantener la humedad de los devanados del motor por debajo de condiciones que puedan llegar a dañarlos mientras la bomba se encuentra en espera, por todo lo anterior aun sin tener relación de causa directa para un evento importante para el APS, se determina una categoría informada en riesgo de RISC-3, lo cual puede manejarse como un cable sin obligación de incluirse en el AMP, no comprometerse en la solicitud de RL y por lo tanto no ser condicionante para la aprobación de RL, sin embargo puede incluirse al programa para su monitoreo por LTO por buena práctica.</p>
13375F-S1	R/S	RISC-3	<p>Es un cable correspondiente a un lazo de alarma y anunciador de bajo flujo del NSW, su categoría original obedece a que conduce señal de instrumentación R/S que da información al operador de CCP para la toma de decisiones. Su mayor puntaje ponderado resultó de la pregunta a si la función de invoca en procedimientos de operación, con lo que obtuvo 15 puntos y aplicó la excepción de asignar la menos un riesgo medio, este cable da información de que un evento importante que se</p>

			contempla en el APS está en proceso, lo cual corresponde a que se tenga pérdida de enfriamiento a equipo esencial R/S como los GDE, sin embargo, considerando que el cable da servicio a instrumentación de alarma y anunciador, además de que existe un lazo redundante, el cual provee de la misma información al operador en CCP mediante otro cable, se determinó categorizar como RISC-3, por lo tanto puede manejarse como un cable sin obligación de incluirse en el AMP, no comprometerse en la solicitud de RL y por lo tanto no ser condicionante para la aprobación de RL, sin embargo puede incluirse al programa para su monitoreo por LTO por buena práctica.
13375G-S1	R/S	RISC-3	Es un cable correspondiente a un lazo de alarma y anunciador de bajo flujo del NSW, su categoría original obedece a que conduce señal de instrumentación R/S que da información al operador de CCP para la toma de decisiones. Su mayor puntaje ponderado resultó de la pregunta a si la función de invoca en procedimientos de operación, con lo que obtuvo 15 puntos y aplicó la excepción de asignar la menos un riesgo medio, este cable da información de que un evento importante que se contempla en al APS está en proceso, lo cual corresponde a que se tenga pérdida de enfriamiento a equipo esencial R/S como los GDE, sin embargo, considerando que el cable da servicio a instrumentación de alarma y anunciador, además de que existe un lazo redundante el cual provee de la misma información al operador en CCP mediante otro cable, se determinó categorizar como RISC-3, por lo tanto puede manejarse como un cable sin obligación de incluirse en el AMP, no comprometerse en la solicitud de RL y por lo tanto no ser condicionante para la aprobación de RL, sin embargo puede incluirse al programa para su monitoreo por LTO por buena práctica.
13383F-S1	R/S	RISC-3	Cable que conduce señal de alta presión diferencial en el filtro de descarga de la bomba principal A del NSW, su categoría obedece a que el filtro tiene categoría R/S, sin embargo la función del cable tiene importancia sólo en la función del inicio de lavado del filtro, ya que al detectarse presión diferencial alta, el filtro se puede retro lavar, ya que es indicativo de su obstrucción. El principal puntaje fue obtenido por el concepto crítico de que la pérdida de la función puede afectar una función R/S, con el resultado de 12 puntos a lo cual aplicó una excepción para determinar al menos riesgo bajo, lo cual es congruente ya que la pérdida de la función, no pone en peligro directo la función R/S ya que su función se demanda para condiciones de acondicionamiento del componente R/S, y no tiene actuación sobre disparo de la bomba. Por lo anterior y de la evaluación determinista considerando su relación a eventos analizados en el APS, se categoriza informado en riesgo como un cable RISC-3 por lo tanto puede manejarse como un cable sin obligación de incluirse en el AMP, no comprometerse en la solicitud de RL y por lo tanto no ser condicionante para la aprobación de RL, sin embargo puede incluirse al programa para su monitoreo por LTO por buena práctica.
13385E-S1	R/S	RISC-3	Cable que conduce señal de alta presión diferencial en el filtro de descarga de la bomba principal B del NSW, su categoría obedece a que el filtro tiene categoría R/S, sin embargo la función del cable tiene importancia sólo en la función del inicio de lavado del filtro, ya que al detectarse presión diferencial alta,

			<p>el filtro se puede retro lavar, ya que es indicativo de su obstrucción, el principal puntaje fue obtenido por el concepto crítico de que la pérdida de la función puede afectar una función R/S, con el resultado de 12 puntos a lo cual aplicó una excepción para determinar al menos riesgo bajo, lo cual es congruente ya que la pérdida de la función, no pone en peligro directo la función R/S, ya que su función se demanda para condiciones de acondicionamiento del componente R/S, y no tiene actuación sobre disparo de la bomba. Por lo anterior y de la evaluación determinista considerando su relación a eventos analizados en el APS, se categoriza informado en riesgo como un cable RISC-3, por lo tanto puede manejarse como un cable sin obligación de incluirse en el AMP, no comprometerse en la solicitud de RL y por lo tanto no ser condicionante para la aprobación de RL, sin embargo puede incluirse al programa para su monitoreo por LTO por buena práctica.</p>
13385F-S1	R/S	RISC-3	<p>Cable que conduce señal de alta presión diferencial en el filtro de descarga de la bomba principal B del NSW, su categoría obedece a que el filtro tiene categoría R/S, sin embargo la función del cable tiene importancia sólo en la función del inicio de lavado del filtro, ya que al detectarse presión diferencial alta, el filtro se puede retro lavar, ya que es indicativo de su obstrucción. El principal puntaje fue obtenido por el concepto crítico de que la pérdida de la función puede afectar una función R/S, con el resultado de 12 puntos a lo cual aplicó una excepción para determinar al menos riesgo bajo, lo cual es congruente ya que la pérdida de la función, no pone en peligro directo la función R/S, ya que su función se demanda para condiciones de acondicionamiento del componente R/S, y no tiene actuación sobre disparo de la bomba. Por lo anterior y de la evaluación determinista considerando su relación a eventos analizados en el APS, se categoriza informado en riesgo como un cable RISC-3, por lo tanto puede manejarse como un cable sin obligación de incluirse en el AMP, no comprometerse en la solicitud de RL y por lo tanto no ser condicionante para la aprobación de RL, sin embargo puede incluirse al programa para su monitoreo por LTO por buena práctica.</p>
13406A	NR/S	RISC-4	<p>Cable de señal de estado de la válvula de agua potable que suministra agua potable al sello de las bombas principales A y B de una división de NSW, la función del cable es transmitir la señal al anunciador en CCP, su categoría original es NR/S considerando que el sistema de agua potable es NR/S y sólo se utiliza para el momento de arranque de las bombas, puesto que en operación, éstas utilizan agua de sello de su descarga, la evaluación determinista apenas valoró en 8 puntos ponderados a la pregunta sobre pérdida de la función o falla que podría afectar una función R/S, por lo antes descrito, no aplicó excepción y se determina No riesgo significativo NRS, por lo tanto se asigna categoría informada en riesgo de RISC-4, por lo tanto estaría totalmente fuera de alcance y compromiso dentro de la solicitud de RL, además de que resulta no requerirse su monitoreo.</p>
13406B	NR/S	RISC-2	<p>A pesar de tener una categoría original de NR/S, este cable cumple dos funciones, una la de conducir una señal de un instrumento NR/S de señal de baja presión de las bombas principales A y B del NSW para la cual su función sería NR/S, sin embargo, de la revisión a su diagrama CWD, se observa que en</p>

			<p>el mismo cable multiconductor se combina una señal desde un instrumento R/S para anunciador en CCP por baja presión de agua de autoenfriamiento de las Bombas principales Ay B del NSW, por lo tanto la evaluación determinista arroja valores ponderados en dos preguntas críticas, una en cuanto a si la función se invoca en procedimientos de emergencia o ETOs y la otra si la pérdida de la función puede afectar una función R/S, con puntajes ponderados de 25 y 20, respectivamente, dando un total de 45, por lo que aplica una excepción para ubicar su riesgo resultante en Alto y asignarse una categoría informada en riesgo de RISC-2, por lo que se tendría en alcance, obligatorio incluido en el AMP, comprometido incluso en la solicitud de RL, pero no condicionante para la aprobación de Licencia Renovada, con al menos una prueba de diagnóstico ejecutada antes de la aprobación de la RL.</p>
13370A-S1	R/S	RISC-1	<p>Cable de media tensión de suministro principal en 4.16 kV a la bomba principal A del NSW desde un bus eléctrico crítico, es clasificado originalmente como R/S y su falla o pérdida de su función de continuidad hace perder la función de la bomba NSW a que se conecta y con ello la pérdida de esa función de seguridad, de forma congruente a ello, la evaluación determinista incluye valores ponderados para la preguntas críticas de respuesta a accidente, función que se invoca o demanda en procedimientos de emergencia o ETOs, que su falla afecta la función de seguridad y se constituye en un evento iniciador previamente evaluado en el APS, sumando un total ponderado de 82, aplicando además excepción con el mínimo de riesgo atribuible Alto, por lo cual se categoriza informado en riesgo como RISC-1 y se considera cable en alcance del AMP, obligatorio incluido entonces en el AMP, comprometido en la solicitud de RL, condicionante para la aprobación de Licencia Renovada, con al menos una prueba de diagnóstico ejecutada antes de la aprobación de la RL.</p>
13373A-S1	R/S	RISC-1	<p>Cable de media tensión de suministro principal en 4.16 kV a la bomba principal B del NSW desde un bus eléctrico crítico, es clasificado originalmente como R/S y su falla o pérdida de su función de continuidad hace perder la función de la bomba NSW a que se conecta y con ello la pérdida de esa función de seguridad, de forma congruente a ello, la evaluación determinista incluye valores ponderados para la preguntas críticas de respuesta a accidente, función que se invoca o demanda en procedimientos de emergencia o ETOs, que su falla afecta la función de seguridad y se constituye en un evento iniciador previamente evaluado en el APS, sumando un total ponderado de 82, aplicando además excepción con el mínimo de riesgo atribuible Alto, por lo cual se categoriza informado en riesgo como RISC-1 y se considera cable en alcance del AMP, obligatorio incluido entonces en el AMP, comprometido en la solicitud de RL, condicionante para la aprobación de Licencia Renovada, con al menos una prueba de diagnóstico ejecutada antes de la aprobación de la RL.</p>

Por todo lo anterior, la tabla 22 muestra la conclusión de este trabajo, respecto a la manera de cómo priorizar los trabajos de monitoreo en cables, gracias al respaldo de la evaluación por categorización 10CFR50.69.

## Aportación de la metodología informa en riesgo 10CFR50.69 para la priorización de monitoreo de cables en el AMP XI.E3 requerido por la regla 10CFR54.

Como conclusión final del presente trabajo, gracias a la aportación de la metodología informada en riesgo 10CFR50.69, se determina la manera de priorización de monitoreo de cables para el AMP XI.E3 requerido por la regla 10CFR54, que debe comprometerse implementar en la planta como parte de la solicitud de Renovación de Licencia a presentarse a la CNSNS.

La tabla 23 muestra la propuesta de priorización en que concluye este trabajo, describiendo además en la columna de conclusión su manera de tratarse respecto a los compromisos a adoptarse en la solicitud de renovación de licencia.

<i>Tabla 23.- Priorización de monitoreo en cables para 10CFR54, mediante 10CFR50.69</i>			
<b>10CFR50.69</b>	<b>10CFR54</b>	<b>Prioridad informada en Riesgo</b>	<b>Conclusión para RL</b>
RISC-1	En alcance	1	Cable parte del alcance, obligatorio incluido en el AMP, comprometido en la solicitud de RL, condicionante para la aprobación de Licencia Renovada, con al menos una prueba de diagnóstico ejecutada antes de la aprobación de la RL.
RISC-2	En alcance	2	Cable parte del alcance, obligatorio incluido en el AMP, comprometido en la solicitud de RL, no condicionante para la aprobación de Licencia Renovada, con al menos una prueba de diagnóstico ejecutada antes de la aprobación de la RL.
RISC-3	En alcance	3	Cable parte del alcance, pero sin ser obligatorio su inclusión en el AMP, no comprometido en la solicitud de RL, no condicionante para la aprobación de Licencia Renovada, puede incluirse al programa para su monitoreo por LTO por ser R/S únicamente.
RISC-4	Fuera de alcance	4	Cable fuera del alcance, no requerido su monitoreo.

## REFERENCIAS

1. EPG-16.- INPO Good Practice "Engineering Program Guide Electric Cable Reliability". March 2009
2. IN 2002-12.- NRC Information Notice "Sumerged Safety-Related Electrical Cables"
3. OE7512.- Operating Experience "Circulating Water Pump Motor Power Cable Failure" Limerick NPP- U1
4. OE9319.- Operating Experience "Failure of Station Service Transformer due to Underground Cable Failure" Donald C. Cook NPP-U1&2
5. OE10972- Operating Experience "4160V Motor Lead Insulation Found Degraded From Overheating-P-028B" Turkey Point NPP
6. OE2113- Operating Experience "Safety Related Environmentally Qualified (EQ) Cables inside Unit 4 Containment were inspected and found degraded" Turkey Point NPP
7. OE10411.- Operating Experience "Component Cooling Water Pump 4160 Volt Power Cable Faulted to Ground" Davis-Besse NPP
8. OE15806.- Operating Experience "Degrading Trend Identified of Medium Voltage Underground Cables" Arkansas NPP-U2
9. OE15633.- Operating Experience "One phase of a medium voltage underground cable feeding a 480 Volt Bus failed due to a wet environment" Harris NPP
10. GL 2007-1.- NRC Generic Letter "inaccessible or underground power cable failures that disable accident mitigation systems or cause plant transients", <http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/gen-comm/gen-letters/2007/gl200701.pdf>
11. RC-19040 CAC N2.- SEN 272 - Falla a tierra de cable subterráneo provoca paro forzado.
12. SEN-272.- INPO SIGNIFICANT EVENT NOTIFICATION "Underground Cable Ground Fault Causes Forced Shutdown"
13. E-07 Rev. 1.- Especificación de CABLES ELÉCTRICOS CLASE IE & NO IE NO SÍSMICO de la CNLV U1&2
14. EPRI-NP-4208.- "The Longevity of Nuclear Power Systems"
15. EPRI-NP-5181-M.- "BWR Pilot Plant Life Extension Study at the Monticello Plant: Phase 1"
16. EPRI-NP-5289-P.- "PWR Pilot Plant Life Extension Study at Surry Plant: Phase 1"
17. 10CFR54.- REQUIREMENTS FOR RENEWAL OF OPERATING LICENSES FOR NUCLEAR POWER PLANTS. <http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part054/>

18. NUREG-1800 Rev. 2 "Standard Review Plan (SRP) for Review of License Renewal Applications for Nuclear Power Plants"
19. RG 1.188.- NRC Regulator Guide "Standard Format and Content for Applications to Renew Nuclear Power Plant Operating Licenses"
20. NEI 95-10 Rev. 6 "Industry Guideline for Implementing the Requirements of 10 CFR 54- The License Renewal Rule"
21. NUREG-1801 "Generic Aging Lessons Learned Report"
22. NUREG/CR-6490 "Nuclear Power Plant Generic Aging Lesson Learned (GALL)"
23. TR-338.- IAEA Technical Reports Series No. 338 "Methodology for Ageing Management of Nuclear Power Plant Component Important to Safety", Vienna (1992)
24. SR-15, IAEA Safety Report Series No. 15 "Implementation and Review of Nuclear Power Plant Ageing Management Programme", Vienna (1999)
25. EPRI 101347.- "Electrical Hand Book"
26. M 6035.- *Plano de Vista de Planta de banco de Ductos subterráneos de la CNLV U1&2.*
27. M 6221.- *Plano de Conduits Embebidos de Casa de Bombas de Agua de Servicio Nuclear U-1.*
28. MT 6221.- *Plano de Conduits Embebidos de Casa de Bombas de Agua de Servicio Nuclear U-2*
29. MT 6212.- *Plano de Vista de Planta de Conduits de Casa de Bombas de Agua de Circulación U-2*
30. M 6212.- *Plano de Vista de Planta de Conduits de Casa de Bombas de Agua de Circulación U-1*
31. B-6024.- Lista de cables y conduits de la CNLV U1
32. B-6025.- Lista de cables y conduits de la CNLV U2
33. 10CFR50.69.- "Risk-Informed Treatment of Structures, Systems, and Components", November 19, 2001.
34. EPRI 1011234.- EPRI Report "10 CFR 50.69 Implementation Guidance for Treatment of Structures, Systems and Components", January 2006
35. ANSI N18.7/ANS 3.2.- Standard "Administrative Controls and Quality Assurance for the Operation Phase of Nuclear Power Plants.
36. NEI 00-04 Revision B, Draft, Nuclear Energy Institute "Option 2 Implementation Guideline," May 2001.
37. RG 1.174, NRC, Regulatory Guide "An Approach for Using Probabilistic Risk Assessment in Risk-Informed Decisions on Plant-Specific Changes to the Licensing Basis", July 1998. [www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/reg-guides/power-reactors/rg/01-174/](http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/reg-guides/power-reactors/rg/01-174/)
38. NRC Library > Document Collections > ACRS > Letter Reports > 2002 > March 19, 2002, <http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/acrs/letters/2002/4901988.html>



39. Report dated October 12, 1999, from Dana A. Powers, Chairman, ACRS, to Greta Joy Dicus, Chairman, NRC, Subject: Proposed Plans for Developing Risk-Informed Revisions to 10 CFR Part 50, "Domestic Licensing of Production and Utilization Facilities."
40. Report dated February 11, 2000, from Dana A. Powers, Chairman, ACRS, to Richard A. Meserve, Chairman, NRC, Subject: Importance Measures Derived from Probabilistic Risk Assessments.
41. M.C. Cheok, G.W. Parry, and R.R. Sherry, "Use of Importance Measures in Risk-Informed Regulatory Applications," *Reliability Engineering and System Safety*, 60, 213-226, 1998.
42. W.E. Vesely, "Reservations on 'ASME Risk-Based In service Inspection and Testing: An Outlook to the Future,'" *Risk Analysis*, 18, 423-425, 1998.
43. M. Modarres and M. Agarwal, "Consideration of Probabilistic Uncertainty in Risk-Based Importance Ranking," *Proceedings of the International Topical Meeting on Probabilistic Safety Assessment, PSA '96, Moving Toward Risk-Based Regulation, Park City, Utah, September 29-October 3, 1996*, 230-236, American Nuclear Society.
44. Informe principal del Análisis probabilístico de seguridad de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde Unidades 1 y 2, Nivel 1, Revisión 4.01 Versión A, Enero 2012. 9.5 Propagación de incertidumbre paramétrica, pág. 125.
45. Informe principal del Análisis probabilístico de seguridad de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde Unidades 1 y 2, Nivel 1, Revisión 4.01 Versión A, Enero 2012. 9.6 Limitaciones de los programas de cómputo, pág. 129.
46. SECY-98-300 Options for risk-informed revisions to 10 CFR part 50 "Domestic Licensing of production and Utilization Facilities". <http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/commission/secys/1998/secy1998-300/1998-300scy.pdf>
47. SECY-99-256 "Rulemaking Plan for risk-informed Special Treatment Requirements". <http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML0036/ML003686861.pdf>
48. Federal Register 65 FR 11488. <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2000-05-09/pdf/00-11488.pdf>
49. Federal Register 68 FR 26511. <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2003-05-16/pdf/03-11696.pdf>
50. Federal Register 69 FR 68008. <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2004-11-22/pdf/04-25665.pdf>
51. DG 1121. Draft Regulatory Guide DG 1121 "Guidelines for Categorizing Structures, Systems and Components in Nuclear Power Plants According to their Safety Significance" May 2003. <http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML0314/ML031430373.pdf>
52. Federal Register 68 FR 34012. "Workshop on Issues Related to the Construction Inspection Program for Reactors" June 6 2003. <http://www.gpo.gov/fdsys/granule/FR-2003-06-06/03-14278/content-detail.html>
53. Federal Register 68 FR 41408. <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2003-07-11/pdf/03-17582.pdf>

54. 10CFR50.109 Backfitting. [www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part050/part050-0109.html](http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part050/part050-0109.html)
55. RG 1.201 Revision1, NRC Regulatory Guide "Guidelines for categorizing Structure, Systems and components, in nuclear power plants according to their safety significance", May 2006. <http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML0610/ML061090627.pdf>
56. IEEE Project P1819 - Standard for Risk-Informed Categorization and Treatment of Electrical and Electronic Equipment at Nuclear Power Generating Stations and Other Nuclear Facilities, <http://standards.ieee.org/develop/project/1819.html>
57. 10CFR Appendix B to Part 50—Quality Assurance Criteria for Nuclear Power Plants and Fuel Reprocessing Plants. [www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part050/part050-appb.html](http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part050/part050-appb.html)
58. 10CFR Part 21-Reporting of defects and noncompliance, [www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part021/](http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part021/)
59. IEEE 323-1974 – IEEE Standard for Qualifying Class 1E Equipment for Nuclear Power Generation Stations, <http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML0322/ML032200206.pdf>
60. IEEE 344-1975 - IEEE Recommended Practice for Seismic Qualification of Class 1E Equipment for Nuclear Power Generating Stations.
61. IEEE 338-2012 - IEEE Standard for Criteria for the Periodic Surveillance Testing of Nuclear Power Generating Station Safety.
62. ASME-ANS/RA-S-2008, Standard for Level 1 / Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications
63. ASME RA/Sb-2005 addendum B, 2005
64. Integrated Working Group Process OPGP02-ZA-0062 Draft, STP. And Addendum -Risk Significance Categorization for Systems, Structures, and Components.
65. Documento Requisito de Diseño del sistema NSW de la CNLV U1, 1-DRD-108 Rev. 0
66. Documento Requisito de Diseño del sistema CW de la CNLV U1, 1-DRD-094 Rev. 3
67. Lista de cables y conduits de la CNLV U1&2, CCARS o CCL, Listas de Diseño B-6024 Rev. 52 y B6025 Rev.39.
68. Diagramas de Alambrado del sistema NSW de la CNLV U1 y 2. (2520, 2525, 2527, 3370, 3373, 3375, 3385, 3406)
69. Diagrama de Flujo del Sistema NSW, Edificio de Control y Generadores Diesel, M-3087-S1 Rev. 38.
70. Curso FS141 Rev. 1 Sistema Agua de Servicio Nuclear, Tecnología Laguna Verde.
71. IAEA-TECDOC-1200 Applications of Probabilistic Safety Assessment (PSA) for Nuclear Power Plants, February 2001.

72. <http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part050/part050-0002.html>, 10CFR 50.2  
Definitions.
73. *Satisfying Safety Goals by Probabilistic Risk Assessment*, Hiromitsu Kumamoto, Ed. Springer, 2007.
74. WCAP-16250-P Rev. 0, February 2005, Westinghouse Owner Group Strategic Plant for Development and Use of Risk-Informed Technology (PA-RMSC-0090).
75. <http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part054/part054-0004.html>, 10CFR54.4  
Scope of Requirements For Renewal Of Operating Licenses For Nuclear Power Plants