



Informe de Evaluación de Resistencia de la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde

**Foro Iberoamericano de los Organismos
Reguladores, Radiológicos y Nucleares.**

México, Mayo de 2012

Contenido

Resumen	5
1. Introducción	9
2. Datos generales del sitio y las instalaciones	14
2.1 Sitio	14
2.2 Descripción de las unidades	15
2.3 Diferencias entre unidades	18
2.4 Uso del APS como análisis de seguridad	18
3. Eventos iniciadores extremos	22
3.1 Sismos	22
3.2 Inundaciones	24
3.3 Otros eventos naturales extremos	27
4. Pérdida de funciones de seguridad	28
4.1 Pérdida de suministro eléctrico	28
4.2 Pérdida del último sumidero de calor	45
4.3 Pérdida del último sumidero de calor coincidente con SBO	47
5. Gestión de accidentes severos	47
6. Gestión interna de la emergencia	50
7. Conclusiones	53
8. Referencias	54
9. Siglas	55
10 Anexo 1	57

Resumen

Entre el 26 y el 30 de septiembre de 2011, se reunió en Madrid el grupo de expertos del foro de los países que operan centrales nucleares de la región Iberoamericana, el grupo de trabajo, integrado por personal de los organismos reguladores de Argentina, Brasil, España y México, en conjunto con el OIEA, definió el alcance de las evaluaciones de resistencia que deberían realizar las centrales nucleares de esta región teniendo en cuenta las experiencias surgidas del accidente ocurrido en la central nuclear de Fukushima Daiichi, Japón. Estas evaluaciones deberán tener un alcance similar al requerido por ENSREG, bajo el formato propuesto por WENRA, a los operadores de centrales nucleares de los países de la Unión Europea.

Dichas evaluaciones deben ser realizadas por los operadores y revisadas por los organismos reguladores correspondientes. Posteriormente se realizará una revisión de pares en el ámbito del foro en una reunión que se realizará en Buenos Aires entre el 18 y el 22 de junio de 2012.

Este informe documenta los resultados de la revisión realizada por la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear (CNSNS), órgano regulador mexicano de la evaluación de resistencia llevada a cabo por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) titular de la licencia de la Central Nuclear Laguna Verde, única central nuclear en los Estados Unidos Mexicanos.

Las “Pruebas de Resistencia” requieren la reevaluación de los márgenes de seguridad de las centrales nucleares, a raíz de los eventos ocurridos en la central nuclear de Fukushima el 11 de marzo de 2011. De acuerdo con lo establecido por la CNSNS, la CFE revisó la capacidad de las CNLV para hacer frente a los siguientes eventos iniciadores concebibles en el emplazamiento con condiciones meteorológicas extremas.

Se revisaron los análisis realizados para determinar las bases de diseño utilizadas durante el licenciamiento de la instalación para el caso de sismos e inundaciones y otros eventos naturales como huracanes.

En el caso de sismos se revisó la metodología y se validaron los datos utilizados en el análisis original(1971). Los valores de aceleración de terreno para el OBE (sismo base de operación) y para el DBE (Sismo Base de Diseño) fueron originalmente determinados en 0.14 g para el OBE y 0.26 g para el DBE. No obstante, un análisis posterior (1985-1987) dio como resultado un valor para el DBE de 0.16. Sin embargo, el valor del DBE utilizado no se modificó. Como parte de la evaluación de resistencia, la CFE esta actualizando el estudio que se finalizará en julio de 2012.

CFE realizó una revisión/actualización de las bases de diseño bajo inundación cuyo alcance incluyó la utilización de la metodología original, y la validación de los datos utilizados (período de retorno, eventos del pasado que se han considerado y

las razones de su elección, posibles márgenes agregados, etc.). La revisión mostró que el diseño original bajo inundación fue elaborado con metodologías y datos válidos a excepción del análisis de lluvias. En ese caso la revisión determinó una precipitación pluvial máxima (PMP) en una hora de 379 mm, mayor al valor de 285.6 mm reportada en el Informe Final de Análisis de Seguridad (FSAR) por lo que para este nuevo análisis se utilizó el valor de 379 mm/h para la precipitación máxima. No obstante que la información actualizada de registros identifica una PMP, así como gastos máximos en las cuencas de la región de Laguna Verde, mayores a la utilizada en el diseño original, la máxima elevación calculada en las zonas sur y norte no afecta las estructuras sistemas y componentes de la central, dada la altura de desplante de los edificios de la instalación.

En el caso de huracanes el valor máximo de velocidad de viento sostenido obtenido para 100 años de periodo de retorno es de 138 km/h y de 175 km/h para un periodo de retorno de 1000 años. Estas velocidades son menores a las consideradas en el diseño de la CNLV, que son de 214 kph para el periodo de retorno de 100 años y de 277 kph para 1000 años de periodo de retorno.

En el análisis de marea por tormenta se analizaron dos posibles causas, por oleaje y por viento y se analiza la zona interior a la escollera, esto es al interior de la dársena. Los resultados de este análisis muestra valores por oleaje de 1.31 m y por viento de 0.69 m para un periodo retorno de 100 años. La combinación de ambas da por resultado una cota de 1.35 m para ese periodo de retorno y 1.81 m para un periodo de retorno de 1000 años que es menor al valor de diseño de 2 metros.

La CFE analizó también la capacidad de la central para enfrentar la pérdida de funciones de seguridad considerando los escenarios de pérdida total de energía eléctrica (Station Black Out - SBO-), la pérdida del sumidero de calor y la combinación de ambas

El escenario de SBO se analizó conforme la metodología de la guía reguladora 1.155 rev. 0 de la USNRC y el NUMARC 8700. Aplicando esta metodología, se estableció la duración máxima de un SBO en el sitio de la CNLV (“coping time”) en 4 horas. La CNLV está en proceso de implementación y evaluación de diversas mejoras al diseño para robustecer su capacidad de respuesta ante un SBO extendido. A continuación se listan las acciones propuestas por la CFE para mejorar la capacidad de respuesta de la CNLV ante un SBO extendido:

- a) Evaluar la factibilidad de extender el tiempo mínimo (“coping time”) durante el que la instalación debe hacer frente a un SBO con el equipo instalado en sitio, de 4 a 8 horas.
- b) Implementación de estrategias de mitigación de acuerdo al 10CFR54(hh)(2)
- c) Evaluación de estrategias de mitigación de un SBO extendido, factibles a ser implementadas en la CNLV.
- d) Realizar las modificaciones al diseño y a los procedimientos; así como al Plan de Emergencia Interno (PEI) y al Plan de Emergencia Radiológico

Externo (PERE); que serán adaptados para cubrir lo requerido por las estrategias de mitigación de accidentes establecido en el 10CFR50.54 (hh)(2) siguiendo los lineamientos del NEI 06-12 Rev. 2.

El análisis de CFE del escenario de pérdida del último sumidero de calor (UHS) muestra que las condiciones resultantes de este evento son menos limitantes que las del SBO. Al ocurrir este evento, la pérdida del UHS causa que se pierda enfriamiento a los generadores diesel de emergencia pero, además del banco de baterías de las Divisiones I y II, se cuenta con el suministro de energía eléctrica externo, para energizar tanto equipo mayor así como instrumentación no afectada por la pérdida del UHS, se tiene disponible todo el equipo de bombeo del balance de planta y, además del volumen de agua en los tanques de almacenamiento de condensado y alberca de supresión, se cuenta con el volumen de agua del pozo caliente del condensador.

De acuerdo con el análisis presentado por la CFE, la combinación de ambos escenarios no agrava la situación de SBO debido a que los generadores diesel de emergencia son enfriados por el sistema NSW (agua de servicio nuclear), que transfiere el calor al UHS, y en caso de pérdida de energía exterior la fuente de suministro de energía eléctrica al sistema NSW son los mismos generadores diesel de emergencia.

Para la gestión de accidentes severos la central cuenta con procedimientos sintomáticos de emergencia, que establecen las acciones que el personal de operación debe ejecutar durante un evento, para evitar el daño al combustible. Dichos procedimientos incluyen acciones que permiten la despresurización del sistema primario, así como las medidas previstas para evitar daño al combustible. Asimismo la CFE ha incluido dentro de los programas de mejora presentados a la CNSNS, el desarrollo de guías de gestión de accidentes severos.

La contención primaria de las unidades de la CNLV es inertizada de manera que, en caso de que se genere hidrógeno, como consecuencia de algún daño al núcleo, se reduzca la posibilidad de deflagración por hidrógeno. Además, la CNLV mantiene sus sistemas de recombinación de hidrógeno que son puestos en servicio de acuerdo a las instrucciones de los procedimientos de operación durante emergencia. Se está elaborando el diseño para extender el venteo rígido de la contención y algunas modificaciones adicionales a éste para mejorar su confiabilidad aún ante la pérdida de energía y continuar su descarga al exterior del edificio del reactor.

El diseño de la alberca de combustible gastado (ACG) de las unidades de la CNLV no permite la disminución de nivel por efecto sifón, ante la ruptura de tubería del sistema de enfriamiento, por lo que en caso de que el sistema de enfriamiento falle, la disminución de nivel agua se deberá únicamente a la evaporación. Los procedimientos de la Central establecen las acciones manuales para suministro alternativo de agua a la alberca de combustible gastado con agua desmineralizada del sistema de suministro de condensado desde los Tanques de Almacenamiento de Condensado (TAC), agua cruda del sistema de protección contra incendios (FP) y

agua de mar vía el sistema NSW. La CNLV elaboró, y presentó a la CNSNS, las estrategias de mitigación de accidentes como son:

- Reposición interna y externa de inventario a la ACG.
- Rocío interno y externo a la ACG.
- Control de fugas por daño en la alberca de combustible gastado.
- Evaluación de daños y manejo de fuego.

Para el manejo interno de la emergencia La CNLV cuenta con un Plan de Emergencias (PEI/PERE); los procedimientos actuales del Plan de Emergencia Interno (PEI) establecen cuáles son los centros de respuesta de la Organización de Respuesta a Emergencias (ORE), sin embargo, para emergencias que impliquen liberación de material radiactivo en el sitio, se están reevaluando dichos lugares para determinar otros sitios que ofrezcan protección a los elementos de respuesta o el acondicionamiento de instalaciones para tal fin. La estructura de respuesta del PEI permite compartir personal entre las unidades, tanto para los grupos de operación, mantenimiento, protección radiológica, etc., de la central.

Para la gestión de accidentes que van más allá de las bases de diseño, existen las provisiones para el uso de equipos móviles, tales como carros de bomberos que pueden ser conectados a los sistemas de contraincendios de la Central. La disponibilidad y gestión de suministros tales como combustible para generadores diesel, agua, etc., es constantemente verificada con el fin de estar siempre preparada para atender cualquier tipo de emergencia. Asimismo, el personal es regularmente capacitado en los procedimientos que describen las provisiones para la gestión y limitación de las posibles emisiones radiactivas y las posibles dosis a los trabajadores.

La CNSNS ha revisado el informe de la evaluación de resistencia para la Central Nuclear Laguna Verde presentado por la CFE, encontrando aceptable el resultado de que la instalación continúa cumpliendo con las bases de licencia, quedando atenta a la actualización del análisis de riesgo sísmico que actualmente realiza CFE. Asimismo considera aceptables las propuestas de mejoras y modificaciones (ver Anexo 1) para el fortalecimiento de la respuesta de la CNLV ante eventos similares a los ocurridos en la central nuclear de Fukushima Daiichi, Japón. La CNSNS dará seguimiento a las acciones de mejora propuestas, a través tanto de su proceso de autorizaciones requeridas para su ejecución, como a través de su proceso de vigilancia.

No obstante lo anterior la CNSNS podrá incluir requerimientos adicionales que puedan surgir del análisis de los hallazgos y observaciones que resulten de las inspecciones especiales realizadas con motivo de la ocurrencia del accidente en la central nuclear de Fukushima Daiichi, Japón.

1.0 Introducción

- 1.1** Después del accidente ocurrido el 11 de marzo de 2011 en la Central Nucleoeléctrica Fukushima Daiichi, se tomaron acciones a nivel internacional para verificar las medidas de seguridad de las centrales nucleares, con el fin de asegurar que son lo suficientemente robustas para enfrentar situaciones más allá de las bases de diseño.

En una reunión celebrada en Bruselas el 15 de abril de 2011, los organismos reguladores de los países de la UE y representantes de la industria, acordaron que el Grupo Regulatorio Europeo de Seguridad Nuclear (ENSREG por sus siglas en inglés) con el soporte técnico de la Asociación de Reguladores Nucleares de Europa Occidental (WENRA por sus siglas en inglés) prepararían una propuesta del contenido técnico de las pruebas de resistencia y definirían el método para llevarlas a cabo.

La propuesta preparada por WENRA, fue aprobada por el ENSREG en su reunión de 12 de mayo de 2011 y enviada a la Unión Europea, siendo aprobada el 25 de mayo y presentada posteriormente al Consejo Europeo el 10 de junio de 2011.

Entre el 26 y el 30 de septiembre de 2011, se reunió en Madrid el grupo de expertos del foro de los países que operan centrales nucleares de la región Iberoamericana, el grupo de trabajo, integrado por personal de los organismos reguladores de Argentina, Brasil, España y México, en conjunto con el OIEA, definió el alcance de las evaluaciones de resistencia que deberían realizar las centrales nucleares de esta región teniendo en cuenta las experiencias surgidas del accidente ocurrido en la central nuclear de Fukushima Daiichi, Japón. Estas evaluaciones deberán tener un alcance similar al requerido por ENSREG, bajo el formato propuesto por WENRA, a los operadores de centrales nucleares de los países de la Unión Europea.

Dichas evaluaciones deben ser realizadas por los operadores y revisadas por los organismos reguladores correspondientes, la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias en el caso de México. Posteriormente se realizará una revisión de pares en el ámbito del foro en una reunión a realizarse en Buenos Aires entre el 18 y el 22 de junio de 2012.

1.2 Acciones desarrolladas en México

Como respuesta a los eventos ocurridos el 11 de marzo de 2011 en la central nuclear de Fukushima en Japón, la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS), órgano regulador mexicano en materia nuclear, inició la recopilación acerca de la evolución del accidente con el fin de informar a la opinión pública mexicana y elaboró un informe basado en la información de la página de internet del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA).

Adicionalmente, la CNSNS revisó las fuentes de experiencia operacional externa, tales como la página de la Comisión Reguladora Nuclear de los Estados Unidos de América (*US Nuclear Regulatory Commission*) para identificar las acciones que se estaban realizando en otros países a raíz del evento en la central de Fukushima.

El 6 de abril de 2011, la CNSNS emitió un comunicado a la CFE (*Comisión Federal de Electricidad*), poseedor de la licencia de Operación de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde (CNLV), para requerir la información siguiente, basada en la Nota Informativa 2011-05 (*Information Notice*), a fin de comprobar la seguridad nuclear de la CNLV ante una condición de eventos extremos como la que se presentó en la central de Fukushima:

- a) Verifique que la capacidad de la CFE para mitigar las condiciones que resulten de eventos severos, incluyendo la pérdida de sistemas, debidos a eventos naturales, fuegos, impacto de aeronaves y explosiones. Como parte de estas acciones se deberá incluir la realización de pruebas e inspecciones del equipo requerido para mitigar estos eventos, así como verificar que estén vigentes las calificaciones de los operadores y del personal de soporte requeridos para hacer frente a dicho eventos.
- b) Verifique que es adecuada y funcional la capacidad para mitigar la pérdida total de suministro eléctrico externo de la planta. Como parte de estas acciones se deberán realizar inspecciones para verificar que todos los materiales requeridos son los adecuados y están ubicados donde éstos son requeridos, así como verificar que los procedimientos están implementados.
- c) Verifique la capacidad para mitigar inundaciones y se revise el impacto que éstas pudieran tener en los sistemas ubicados dentro y fuera de cada unidad. Estas acciones deben incluir la verificación de que los materiales y los equipos requeridos están protegidos de cualquier inundación.
- d) Realice recorridos e inspecciones para revisar las condiciones de los equipos requeridos para responder de manera exitosa ante eventos de fuego e inundación. Como parte de estas acciones se debe identificar la posibilidad de que la función de los equipos pueda perderse durante eventos sísmicos que pudieran presentarse en el sitio y asimismo se deben desarrollar estrategias de mitigación ante posibles vulnerabilidades.

Posteriormente, el 7 de abril de 2011 CNSNS requirió a la CFE el cumplimiento con el 10CFR50.54 “Condiciones de Licencia” sección (hh) de la de la *USNRC* y en la cual se establece lo siguiente:

“(hh) (1) Cada licenciatarario deberá desarrollar, implementar y conservar procedimientos que describan cómo el licenciatarario responderá ante las siguientes condiciones si el licenciatarario es notificado de una amenaza potencial con aeronaves:

- (i) Comprobación de la autenticidad de las notificaciones de amenazas;
- (ii) Mantenimiento de una comunicación continua con las fuentes de notificación de la amenaza;
- (iii) Ponerse en contacto con todo el personal del sitio y con las organizaciones de respuesta aplicables fuera del sitio;
- (iv) Acciones necesarias en sitio para mejorar la capacidad de la instalación para mitigar las consecuencias de un impacto de una aeronave;
- (v) Medidas para reducir la diferencia visual del sitio en relación con su entorno o con edificios dentro del área protegida;
- (vi) La distribución de equipo y personal, así como la rápida entrada en áreas protegidas del personal esencial en sitio y del personal de respuesta fuera del sitio necesario para mitigar el evento, y
- (vii) Llamar al personal del sitio.

(2) Cada licenciatarario debe desarrollar e implementar guías y estrategias destinadas a mantener o restablecer el enfriamiento del núcleo, la contención, y las capacidades de enfriamiento de la alberca de combustible gastado bajo circunstancias asociadas con la pérdida áreas de la planta debido a explosiones o incendios, que incluyan estrategias de las siguientes áreas:

- (i) Combate contra incendios;
- (ii) Operaciones para mitigar daños a combustible, y
- (iii) Acciones para minimizar la liberación de material radiológicamente contaminado.

Finalmente, el 26 de octubre de 2011 la CNSNS requirió a la CFE la aplicación de las “Pruebas de Resistencia” para las centrales nucleares latinoamericanas, establecidas por el Foro Iberoamericano de Organismos Reguladores, Radiológicos y Nucleares y en las cuales se consideran los eventos ocurridos en la Planta Nucleoeléctrica de Fukushima Daiichi.

Debido a que la información resultante de los análisis tiene información sensible considerada por la CNLV como de carácter “reservada”, la CNSNS informa que la documentación resultante de este proceso debe tener un tratamiento específico de confidencialidad.

1.3 Desarrollo del trabajo

Las “Pruebas de Resistencia” requieren la reevaluación de los márgenes de seguridad de las centrales nucleares, a raíz de los eventos ocurridos en la central nuclear de Fukushima el 11 de marzo de 2011.

De acuerdo con lo establecido por la CNSNS, la CFE deberá revisar la capacidad de las CNLV para para hacer frente a los siguientes eventos:

- **Eventos iniciadores concebibles en el emplazamiento con condiciones meteorológicas extremas**
 - Sismos
 - Inundaciones
 - Descensos extremos del nivel del sumidero de calor
 - Otros eventos naturales
- **Pérdida de funciones de seguridad**
 - Pérdida total de energía eléctrica
 - Pérdida del sumidero de calor
 - La combinación de ambas
- **Aspectos asociados a la gestión de accidentes severos. Medidas para gestionar la pérdida de:**
 - La función de refrigeración del núcleo
 - La función de refrigeración de los sistemas de almacenamiento de combustible quemado
 - La integridad de la contención
- **Consideraciones sobre el manejo interno de la emergencia**
 - Dirección y control
 - Mitigación del daño al combustible
 - Reducción de emisiones radiactivas
 - Revisión de procedimientos
 - Equipos

En cumplimiento a lo anterior, la CFE presentó a la CNSNS el primer Borrador de su Informe el 9 de Febrero de 2012.

Como resultado de la evaluación realizada por de las CNSNS, ésta emitió a la CFE una serie de cuestionamientos referentes al Informe y que deberían ser resueltos por le licenciatarario.

Finalmente, el 24 de Abril de 2012 la CFE presentó la Rev. 0 del Reporte de las Pruebas de Resistencia para las Centrales Nucleares Latinoamericanas.

Como resultado de las lecciones aprendidas del accidente de la planta nucleoeléctrica Fukushima Daiichi en Japón, la CFE plantea concluir las estrategias del 10CFR50.54(B.5.b) para el año 2013 y las estrategias del proyecto de las “Pruebas de Resistencia” en el 2015 (ANEXO 1).

La CNSNS continuará con la verificación de las acciones que la CFE lleve a cabo, además de continuar al tanto de las nuevas medidas que se generen como resultado de estos eventos las cuales incluyen implementar estrategias de mitigación para la alberca de combustible, estrategias de mitigación para el reactor y la contención primaria, revisión de la base de diseño del sismo, aumentar la capacidad de respuesta ante un SBO, adecuaciones del Plan de Emergencia Interno y del Plan de Emergencia Radiológico Externo, e implementación de las guías de accidente severo.

2.0 Datos Generales del Sitio y las de Unidades

La Central Nucleoeléctrica Laguna Verde es propiedad de la Comisión Federal de Electricidad, consta de dos reactores de agua en ebullición (BWR 5), suministrados por la compañía General Electric, con contención primaria tipo Mark II, el condensador principal es enfriado por agua de mar, proveniente del Golfo de México.

2.1 Sitio

El sitio está localizado sobre la costa del Golfo de México, en el km 42.5 de la carretera federal 180, en la localidad denominada Punta Limón en el municipio de Alto Lucero, en el estado de Veracruz; a 69 km al norte-noroeste de la ciudad de Veracruz y a 60 km al este-noroeste de la ciudad de Xalapa. El sitio está rodeado por la costa del Golfo de México y por la carretera federal 180. Esta carretera conecta las ciudades de Cardel y Nautla y está a 2 km, aproximadamente, del Golfo de México. Al norte del sitio se encuentra la Laguna Verde y al sur la Laguna Salada. El sitio tiene un área de 419 hectáreas.

El nivel de referencia (“grade level”) para las elevaciones de los diferentes edificios que conforman cada una de las Unidades de la CNLV es 10.15 m sobre el nivel del mar.

La Figura 1 muestra la ubicación de la CNLV en el mapa de la República Mexicana.



Figura 1. Ubicación de la CNLV en el territorio mexicano.

2.2 Descripción de las unidades

La Central consta de 2 unidades, equipadas con reactores de agua en ebullición (BWR 5), y contenciones tipo Mark II. El sistema nuclear de suministro de vapor es de diseño General Electric; el diseño de la parte convencional de la Central fue originalmente suministrado por Mitsubishi, el equipo mayor fue rehabilitado y modificado por el consorcio Iberdrola-ALSTOM durante el desarrollo del proyecto de aumento de potencia extendido en el año 2010. La capacidad instalada de generación nuclear en México equivale al 10% de la capacidad de generación a partir de tecnologías limpias¹. La potencia actualmente licenciada de ambas unidades es de 2,027 MWt, estando en trámite una solicitud de enmienda a la licencia para operar con una potencia extendida de 2,317 MWt; ambas unidades tienen un permiso temporal para operar a 2,317 MWt.

La Tabla 1 muestra las fechas más relevantes durante la etapa de construcción y puesta en marcha de ambas unidades de la CNLV.

Tabla 1. Fechas importantes en la construcción y arranque de la Unidades de la CLNV

Etapas	Unidad 1	Unidad 2
Inicio de construcción	Octubre, 1976	Junio, 1977
Primera criticidad	Noviembre, 1988	Septiembre, 1994
Primera sincronización a la red	Abril, 1989	Noviembre, 1994
Inicio de operación comercial	Julio, 1990	Abril, 1995

2.2.1 Sistema de refrigerante del reactor

El sistema de refrigeración del reactor está constituido por la vasija de presión del reactor, que alberga el núcleo de combustible, y dos lazos de recirculación, dotado cada uno con una bomba.

2.2.2 Sistemas de alimentación eléctrica

La CNLV está conectada al “Sistema Oriental” de la red eléctrica nacional a través de las subestaciones eléctricas (SE) de 400 KV y 230 KV, la conexión se realiza a través de 7 líneas de transmisión, 5 líneas de transmisión de 400 kV y 2 líneas de transmisión de 230 kV. Comparado con otras Centrales de diseño similar, la CNLV se ve favorecida por el número inusual de líneas de transmisión y por la ruta que estas líneas tienen en direcciones muy

¹ Estrategia nacional de energía 2012-2026

diversas (aun cuando, coincidan todas en las subestaciones de 400 y 230 KV), lo anterior, también implica que la central nuclear cuenta con diversidad al tener más de una línea de transmisión. Cabe mencionar, que las subestaciones de 230 KV y 400 KV son comunes para las Unidades 1 y 2 de la CNLV.

Además cada Unidad de la CNLV cuenta con: línea de enlace entre las subestaciones de 400 KV y 34.5 KV, generador principal, banco de transformadores principales, transformador normal de auxiliares, transformador de reserva, transformador de respaldo, así como buses de potencia asociados.

El sistema eléctrico de corriente alterna (CA) dentro del sitio para cada Unidad, está dividido en dos divisiones No-Clase 1E (Div. A para los buses 1A/2A y 1B/2B, y Div. B para el bus 1C/2C). Los buses de las divisiones No-Clase 1E se conectan con los buses de las divisiones Clase 1E (Div. I para el bus crítico 1A1/2A1, Div. II para el bus crítico 1B1/2B1 y Div. III para el bus crítico 1C1/2C1), dicha conexión cumple con los requerimientos reguladores de separación física y eléctrica. Cualquiera de las divisiones Clase 1E (Div. I y II) se utilizan para lograr el apagado seguro del reactor o para mitigar las consecuencias de un accidente de pérdida de refrigerante (LOCA: Loss-Of-Coolant Accident) y/o un evento de pérdida del suministro eléctrico exterior (LOOP: Loss of Off-site Power). La Div. III alimenta a la bomba del sistema de rocío del núcleo a alta presión (HPCS: High Pressure Core Spray) y sus equipos auxiliares.

Ante un evento de LOCA y/o LOOP, los buses relacionados con las divisiones Clase 1E (Div. I, II y III) cuenta cada bus con un Generador Diesel de Emergencia (EDG: Emergency Diesel Generator), los GDE de las Div. I y II tienen una capacidad de 3,676 KW, mientras que la capacidad del GDE Div. III es de 2,200 KW, los GDE generan un voltaje de 4,160 Vca y a una frecuencia de 60 Hz.

2.2.3 Sumidero de calor

El último sumidero de calor de la CNLV es el mar del Golfo de México y se extiende hasta la obra de toma. Suministra una fuente confiable e inagotable de enfriamiento a las Unidades 1 y 2, por medio de la estructura de obra de toma desde donde succionan las bombas del sistema de agua de servicio nuclear (NSW/HSW), que suministran enfriamiento a diferentes equipos de la Central.

El último sumidero de calor tiene la capacidad de recibir todo el calor removido por el enfriamiento a los equipos asociados al NSW durante condiciones de operación normal y de emergencia, asimismo el UHS es capaz de manejar los requerimientos mínimos necesarios para mitigar los efectos de LOCA.

2.2.4 Contención Primaria

La contención primaria, localizada dentro del edificio del reactor, es de forma cilíndrico-cónica; está construida en concreto fuertemente armado con varillas de 5.7 cm (2 ¼”) de diámetro. Sus paredes miden 150 cm de espesor, forradas internamente con una placa de acero de 1 cm de espesor que garantiza hermeticidad. Aloja en su parte inferior a la alberca de supresión que recibirá el vapor de sobrepresión tanto de la vasija del reactor como de la contención primaria. El volumen libre de la contención es aproximadamente 7,532.28 m³. La presión de diseño de la contención primaria es de 3.1 bar m (45 psig).

La Figura 2 muestra el corte de los diferentes edificios que conforman una unidad de la CNLV.

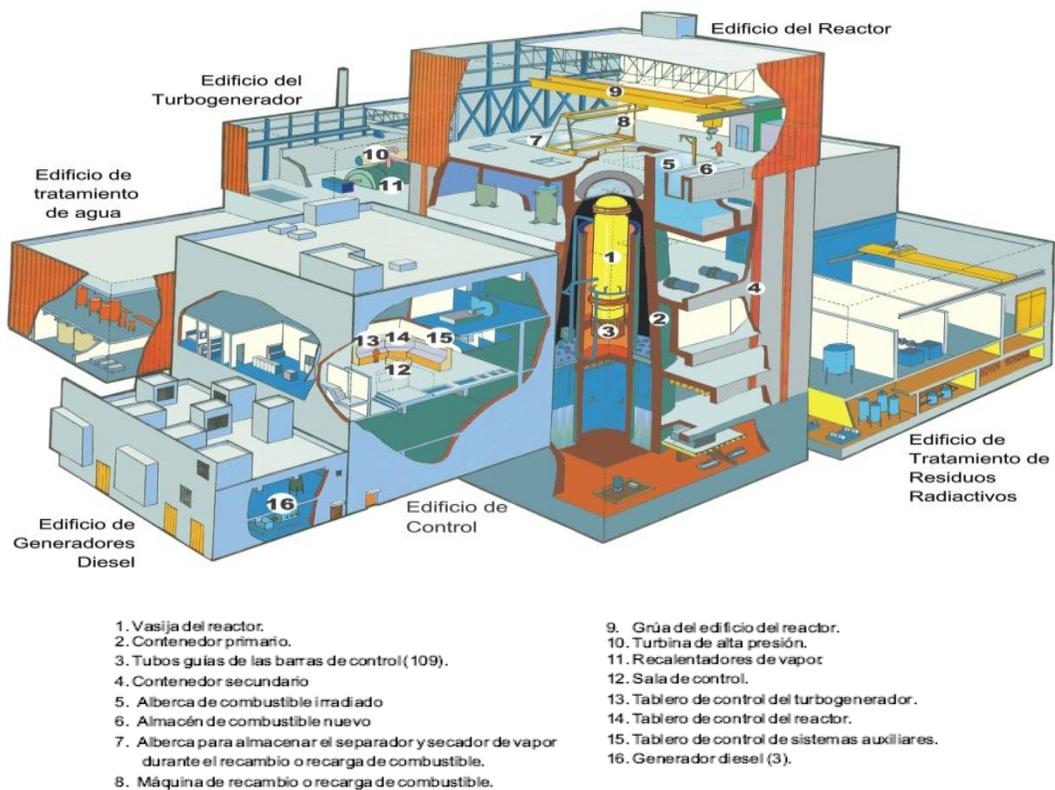


Figura 2. Edificios que conforman una Unidad de la CNLV; el número 2 muestra la ubicación de la contención primaria dentro del edificio del reactor.

2.2.5 Almacenamiento de combustible gastado

Actualmente la CNLV almacena temporalmente todo el combustible gastado en albercas destinadas para tal fin, localizadas en la parte superior del edificio del reactor de cada unidad. La estructura de las albercas de

combustible gastado y su sistema de refrigeración, fueron diseñadas como categoría sísmica I. La alberca de combustible gastado es de concreto, revestida de acero inoxidable.

2.3 Diferencias entre las unidades

No hay diferencias significativas de seguridad entre las unidades 1 y 2 de la CNLV. Sin embargo, se tienen las siguientes particularidades:

- El procesamiento de los residuos líquidos y preparatorio de residuos sólidos de ambas unidades se lleva a cabo en el Edificio de Desechos localizado en Unidad 1; en el Edificio de Purificación en la Unidad 2 se lleva a cabo la colección de los residuos para ser enviados a la Unidad 1;
- El sistema de protección contra incendio comprende ambas Unidades; el suministro de agua para el sistema contra incendio es a través de dos tanques de almacenamiento con capacidad de 1,135,000 litros (300,000 galones) los cuales reciben agua de repuesto desde el sistema de agua cruda. De estos tanques y de un cabezal común a los dos tanques succionan dos bombas de contra incendio, una accionada por motor eléctrico y otra accionada por motor diesel de respaldo de la primera, ambas con una capacidad de 9,450 lt/min (2,500 gpm). Toda la red del sistema de protección contra incendio se mantiene llena y presurizada por dos bombas presurizadoras con una capacidad de 355 lt/min (1,342 gpm) cada una, las cuales succionan de la línea de interconexión de los tanques. Estas bombas mantienen en el sistema una presión de 7.5 kg/cm² a 8.9 kg/cm².

2.4 Uso del APS como análisis de seguridad

2.4.1 Características relevantes de los estudios de APS

Los análisis probabilista de seguridad (APS) permiten evaluar la probabilidad que ocurra un accidente severo en una instalación, proporcionando, además del valor de riesgo debido a la operación de tal instalación, información valiosa sobre su diseño, su comportamiento y su impacto al medio ambiente, incluyendo la identificación de los contribuidores más importantes al riesgo.

El APS proporciona una estructura integrada y consistente para la toma de decisiones relacionadas con la seguridad. Además de identificar las secuencias de accidente dominantes específicas de una central nuclear y estimar sus frecuencias de ocurrencia, por tanto, la determinación del riesgo considera tanto las probabilidades como las consecuencia.

El principal beneficio de los APS es que proporciona un mejor conocimiento de la planta, al identificar sus vulnerabilidades específicas respecto a su

diseño, a su operación y al mantenimiento principalmente. El APS identifica cuales son los contribuyentes más dominantes al riesgo. Por tanto se dice que el APS es un modelo integrado y consistente de la seguridad de una Central Nuclear.

La metodología ha ganado progresivamente madurez y aceptación tanto en organismos reguladores como en la industria, como una forma de identificar problemas potenciales en el diseño y operación de la central, y de comparar el beneficio de opciones propuestas para el mejorar de la seguridad.

2.4.2 Antecedentes en la CNLV

En México, la CNSNS requirió a CFE el desarrollo del IPE (Individual Plant Examination) en noviembre de 1989, haciendo referencia específica a la Carta Genérica 88-20 y su suplemento 1 como base para la actividad requerida.

A fin de cumplir con el alcance de esta regulación, fue necesario desarrollar un APS Nivel 1 (específicamente para la determinación de la probabilidad de daño al núcleo), y un APS Nivel 2 (para la determinación de las probabilidades de liberación de productos de fisión al medio ambiente, considerando la capacidad de la contención primaria).

Previo a la emisión de la regulación del IPE, la CFE ya contaba con un APS Nivel 1 (de la Unidad 1), el cual había sido desarrollado con anterioridad de manera voluntaria por parte de la CFE. Este estudio se inició a finales de 1986 bajo la dirección del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), con participación de personal de CFE, y la colaboración de la CNSNS y del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ), así como apoyo de expertos del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA). Esta versión, que se denominó revisión 0 del APS Nivel 1, fue concluida a finales de 1988

En 1989 el estudio fue revisado por expertos del OIEA y por personal de ingeniería y operación de la CNLV, a fin de obtener la revisión 1 del estudio; la cual fue entregada a la CNSNS en febrero de 1990.

Posteriormente este estudio requirió ser actualizado en el año de 1994, nuevamente por iniciativa de CFE, como condición deseable para el desarrollo del APS Nivel 2, y entregado ese mismo año a la CNSNS para su revisión. La CNSNS aprobó de este estudio en marzo del 2000, en la versión 2.04, estableciendo que “este estudio es adecuado para su utilización como plataforma de partida para el desarrollo de la porción final del IPE...” (es decir del APS Nivel 2), pero limitando su aplicación al cumplimiento de los lineamientos establecidos en la guía reguladora 1.174 rev. 1

El APS Nivel 2 fue entregado a CNSNS en enero de 1996, para dar cumplimiento a la evaluación de la respuesta de la contención del IPE. Finalmente, en septiembre de 1999 fue entregado el Análisis de Inundaciones Internas U1 y U2. El APS Nivel 2 revisión 2 fue realizado en el año 2000, incorporando los efectos de la revisión aprobada del APS Nivel 1, el aumento de potencia del 5% y modificaciones de los OE's.

2.4.3 Resultados del IPE

La CNSNS requirió a la CFE la aplicación de la Carta Genérica 88-20 y su suplemento 1 en noviembre de 1989. Para cumplir con la Carta Genérica fue necesario desarrollar un APS Nivel 1 para la determinación de la probabilidad de daño al núcleo, y un APS Nivel 2 para la determinación de las probabilidades de liberación de productos de fisión al medio ambiente. El alcance del APS Nivel 1 incluye el análisis de inundaciones internas.

Las principales conclusiones del APS Nivel 1 y 2 para la CLV son que la mayor contribución a la frecuencia de daño al núcleo proviene de las secuencias de accidente iniciadas por pérdida de potencia externa de distintas duraciones, enseguida se tienen las pérdidas de refrigerante fuera de la contención primaria, y posteriormente, los iniciadores de pérdida del balance de planta.

La secuencia de accidente que más contribuye a la frecuencia de daño al núcleo es la pérdida de energía externa con falla del Generador Diesel de Emergencia División I y la falla posterior del Sistema de Enfriamiento de Alta Presión, la falla a despresurizar oportunamente y la falla del Sistema RCIC debido al agotamiento de baterías.

En un inicio, el modelo del APS no contaba con datos específicos de planta, por lo que la CNSNS requirió a la CLV llevar a cabo una actualización de éste, incorporando todas las modificaciones al diseño que lo pudieran afectar hasta la última recarga de combustible, e incluyendo datos de falla de componentes y sistemas, y frecuencias de eventos iniciadores específicos de planta. Actualmente se tiene la versión actualizada del APS 4.01 la cual considera la Operación con Aumento de Potencia Extendida

La obtención de datos de confiabilidad / disponibilidad a partir de 1998 ha tenido múltiples usos, por ejemplo para cumplir con el requisito de Regla de Mantenimiento (10 CFR 50.65); sin embargo, ahora, de manera particular estos datos se han utilizado en el APS. La incorporación de datos específicos de falla se llevó a cabo usando el análisis bayesiano, para calcular las nuevas tasas de falla de equipos y componentes así como la frecuencia de eventos iniciadores.

El objetivo del APS nivel 2 fue la determinación del término fuente y la respuesta de la contención en caso de la ocurrencia de un accidente

severo. Este estudio ha sido empleado para la determinación de la Frecuencia de Liberaciones Grandes en Etapa Temprana (LERF).

El Código MAAP fue la principal herramienta utilizada en el Examen Individual de Planta de la CLV para modelar la fenomenología de accidentes severos en la vasija y la contención así como para determinar la liberación de productos de fisión al exterior.

Respecto a los programas para extender el alcance del APS, las diferencias existentes entre ambas unidades de la CLV han sido identificadas y sometidas a la CNSNS, la cual condujo una revisión detallada de las mismas. Posteriormente, se incorporaron estas diferencias al modelo de APS de la Unidad 1 con el objeto de

Aplicación de regulación informada en riesgo

Con base en el conocimiento y resultados del IPE de la CLV U-1 y 2, así como la aplicación del 10 CFR 50.65 (Regla de Mantenimiento), se inició la regulación informada en riesgo. El alcance de la aplicación de la Regla de Mantenimiento fue determinado haciendo uso de la importancia al riesgo definida específicamente por el APS y empleando las medidas del valor de reducción de riesgo RRW y del valor de incremento de riesgo RAW.

El Monitor de Riesgo se emplea para la determinación del riesgo cuando la planta se encuentra operando a potencia.

Por su parte, el Órgano Regulador desarrolló las Guías de Inspección Basadas en Riesgo, las cuales representan una herramienta adicional con la que sus inspectores pueden mejorar la asignación de prioridades en sus actividades de inspección en la CLV, resultando en una optimización de recursos, una mejora en la planeación de actividades y una reorientación de los esfuerzos de inspección. Estas Guías están basadas en el NUREG/CR-5006 “PRA Applications Program for Inspection at Oconne Unit 3” y están constituidas por una serie de tablas organizadas a nivel sistema y componente, jerarquizados en orden de importancia por la reducción al riesgo en la operación de la CLV. Estas guías han sido aplicadas para inspeccionar al Sistema de Remoción de Calor Residual (RHR) y a los Generadores Diesel de Emergencia.

El organismo regulador, en base a la Guía Reguladora 1.174 elaboró las guías SN-01 “Regulación informada en riesgo en instalaciones nucleares de potencia (cambios a las bases de licencia)” y SN-02 “Regulación informada en riesgo en instalaciones nucleares de potencia (cambios a las especificaciones técnicas de operación)”.

3.0 Eventos Iniciadores Extremos

3.1 Sismos

Las estructuras, sistemas y componentes (ESC) de la CNLV, relacionadas con seguridad, han sido clasificadas como Categoría Sísmica I en conformidad con la USNRC Guía Reguladora 1.29 Rev. 2 y están diseñadas para resistir y permanecer funcionales para el Sismo de Apagado Seguro (SSE), en todas las condiciones de operación de la CNLV. se establecen las Categorías de Calidad (GC-1, 2, 3, 4, SPCI y RW), para equipos, sistemas, materiales, procesos y servicios, en función del grado de esfuerzo de garantía de calidad requeridos para cada uno de ellos. Es de especial atención la Categoría 4 asignada a componentes, subsistemas, sistemas, estructuras, procesos y servicios, que no tienen asignada ninguna función de seguridad, pero que son Categoría I, esto es, que se diseñan de manera que no dañen, al fallar, a componentes sísmicos o relacionados con seguridad.

El diseño de las estructuras, sistemas y componentes (ESC) de la CNLV, con Categoría Sísmica I, se realizó en conformidad con la normativa de la USNRC para los siguientes niveles: Sismo de Apagado Seguro (SSE) y Sismo Base de Operación (OBE).

El SSE es aquel sismo que se basa en una evaluación del máximo evento potencial considerando la geología, sismología local y regional, y las características del subsuelo. Se considera como el máximo movimiento vibratorio del suelo a fin de que ciertas estructuras, sistemas y componentes se diseñen de manera que permanezcan en funcionamiento en caso de que ocurriese, y asegurar: 1- La integridad de las fronteras de presión del refrigerante del reactor, 2- La capacidad para apagar el reactor y mantenerlo en una condición de apagado seguro, 3- La capacidad para prevenir o mitigar las consecuencias de accidentes que podrían resultar en una exposición potencial fuera del sitio, comparable con las guías de exposición del Apéndice A del 10CFR100.

El OBE es aquel sismo que se basa en una evaluación del máximo evento potencial considerando la geología, sismología local y regional, y las características del subsuelo. Se espera que afecte a la planta durante la vida operativa de la planta y que sus componentes para la operación continua se mantengan funcionales, sin que haya un riesgo indebido para la salud y seguridad del público.

Los valores de aceleración de terreno para el OBE y para el SSE fueron originalmente determinados en el estudio "Riesgo Sísmico en Punta Limón". Los resultados fueron 0.14 g para el OBE y 0.26 g para el SSE o DBE (Sismo Base de Diseño).

El DBE actual es el mismo que se estimó inicialmente en 1971. Sin embargo, en el periodo de 1985 a 1987 se realizó una revisión del riesgo sísmico determinista para el sitio de Laguna Verde, que concluyó que el análisis de

riesgo sísmico original era conservador, ya que resultó en una PGA (Aceleración Pico de Suelo) de 0.16 g. En su momento, no se consideró tomar crédito alguno de este conservadurismo, representando esto un margen entre el valor de diseño 0.26 g y el valor calculado con la revisión del 1987, de 0.16 g.

Las acciones a tomar durante y después de un sismo están contenidas en los procedimientos de la Central, que incluyen evaluar los registros del sismo y determinar si el OBE fue excedido, así como realizar recorridos de inspección de las instalaciones para verificar si existen efectos sobre las ESC requeridos para lograr el apagado seguro del reactor. La instrumentación sísmica de la CNLV y los procedimientos aplicables de la Central cumplen con los requerimientos de las Guías Regulatoras de la 1.12 Rev. 2 y 1.166 Rev. 0 de la USNRC.

Con el propósito de cubrir con el alcance de las pruebas de resistencia, incorporando las lecciones aprendidas por el sismo y tsunami acontecidos en la Central Nucleoeléctrica de Fukushima Daiichi en Japón, la CNLV tiene en proceso una actualización de la información sísmológica y de las metodologías de cálculo para incorporarlas en la evaluación de la aceleración máxima debida a un DBE, con el fin de confirmar que las bases de diseño sísmico siguen siendo válidas. La actualización mantendrá el enfoque determinista y se divide en dos partes:

1. Validación de las metodologías y datos usados (periodo de retorno, eventos del pasado que se han considerado y las razones para su elección, las provincias tectónicas, la migración de los sismos, etc.) en la determinación del DBE.

Al respecto, se ha concluido que las metodologías y datos usados fueron adecuados. En trabajos posteriores se tiene previsto incorporar métodos contemporáneos de estimación de espectros de respuesta ante sismos máximos creíbles.

2. Se tomarán los sismos controladores de diseño original y se incorporará toda la información reciente de sismicidad regional para tener una base de datos actualizada.

Se estudiarán las curvas de atenuación para determinar la que mejor se apegue al comportamiento regional y así calcular la nueva aceleración pico de suelo (PGA). El nuevo espectro de diseño será calculado usando la USNRC Guía Regulatora 1.60 Rev. 1.

Se estima que esta segunda parte se complete a finales del mes de julio de 2012.

La evaluación de la CNSNS considera en general aceptable la información proporcionada por la CFE en relación con los sismos; sin

embargo, una completa aceptabilidad se podrá establecer hasta que se obtengan resultados satisfactorios de la actualización de la información sísmológica y de las metodologías de cálculo, actualmente en proceso.

Un tema que a la fecha es motivo de análisis y evaluación entre la CFE y la CNSNS es el impacto de un Proyecto Minero ubicado a 3 km aproximadamente del predio de la CNLV. El análisis se está realizando comparando los espectros de respuesta de las detonaciones contra el espectro del OBE. La evaluación inicial muestra que las detonaciones de exploración han tenido un efecto marginal en las estructuras de la Central; sin embargo, esto deberá ser confirmado una vez que tales estudios concluyan.

3.2 Inundaciones

El diseño bajo inundación de la CNLV está en cumplimiento con la Guía Reguladora 1.59 Rev. 1 de la USNRC titulada “Design Basis Floods for Nuclear Power Plants”.

La CNLV consideró conveniente realizar una revisión/actualización de las bases de diseño bajo inundación cuyo alcance incluye la utilización de la metodología original, y la validación de los datos utilizados (período de retorno, eventos del pasado que se han considerado y las razones de su elección, posibles márgenes agregados, etc.). Al respecto, de la revisión se encontró que el diseño original bajo inundación realizado originalmente, fue elaborado con metodologías y datos validos; sin embargo, la CFE determinó que debía incorporarse información actualizada y los avances tecnológicos disponibles en la actualidad.

Corrientes superficiales

Las corrientes de agua natural más cercana al sitio de la CNLV son el Río Barranca Hernández y Río El Viejón, Estos ríos están formados por cursos de agua localizados en regiones de lluvias abundantes con escasas fluctuaciones a lo largo del año con una muy pequeña área de captación. Debido a la localización geográfica de los ríos citados y la elevación media de la CNLV (10.15 m respecto al nivel medio del mar) el sitio tiene protección natural contra inundación.

De la actualización de estudios se tiene que, los gastos máximos para un periodo de retorno de 10,000 años de los Ríos Barranca Hernández y El Viejón son 214 y 222 m³/s, respectivamente, que son mayores a los obtenidos en la evaluación original del FSAR que fueron 146.47 y 51.98 m³/s. Con una metodología basada en una relación entre la precipitación y el escurrimiento se tiene: gastos de pico de 0.91, 10.58 y 0.50 m³/s/mm, para las cuencas de El Viejón, Barranca Hernández y la cuenca de la CNLV, respectivamente. Respecto a la avenida máxima probable: gastos mayores son los calculados con la PMP y por tanto se utilizan como gastos máximos

para los ríos Barranca Hernández y El Viejón, 4,654 y 4,185 m³/s respectivamente. Para la cuenca donde se localiza la CNLV el gasto más grande resultó ser 65 m³/s. Los primeros dos gastos son mucho más grandes a los que se habían considerado en el diseño original.

De cualquier forma, las elevaciones máximas que alcanzaría el agua en la zona norte de la CNLV (Laguna Verde) serían de 4 m y en la zona sur (Laguna Salada) de 5 m, que no alcanzan la elevación de desplante de la CNLV que está por encima de los 10.15 m sobre el nivel medio del mar. Adicionalmente, se encontró que las instalaciones de drenaje son suficientes para desalojar el agua producto de la lluvia.

Elevaciones de nivel del mar debido fenómenos meteorológicos (Huracanes y Tsunamis)

La elevación máxima esperada del nivel del mar en el área de la obra de toma de la CNLV es de 6.05 m sobre el nivel medio del mar (NMM) debido a la ocurrencia del huracán máximo probable. Para el máximo tsunami probable se espera que aumente el nivel del mar en 0.75 m sobre el NMM. Debido a que el nivel de la plataforma de operación de las bombas del sistema de agua de servicio nuclear es 6.208 m sobre el NMM, por lo tanto, el diseño de la Central cubre el potencial de inundación para cualquiera de los fenómenos arriba descritos.

Por otro lado, la topografía del sitio de Laguna Verde es tal que las inundaciones por causas naturales no son probables, no obstante, los sistemas y componentes necesarios para el apagado seguro de la Central están protegidos mediante el alojamiento de ellos en estructuras protegidas contra inundaciones.

Análisis de oleaje

El resultado de la modelación de los campos de oleaje medio y de tormenta en mar abierto muestra que aproximadamente el 50 % de las olas que arriban a la zona no supera el metro de altura de ola. En caso de tormentas sí se alcanzan alturas de 10 y hasta 12 m. Respecto a valores extremos, la altura de ola con periodo de retorno de 100 años es de 11 m y la de 1000 años es de 13.6 m.

Análisis de viento

El valor máximo de velocidad de viento sostenido obtenido para 100 años de periodo de retorno es de 138 km/h y para 1000 años es de 175 km/h. Estas velocidades son menores a las consideradas en el diseño de la CNLV, esto es 214 k/m para 100 años de periodo de retorno y 277 km/h para 1000 años de periodo de retorno.

Para ráfagas usadas para el diseño de estructuras, en el diseño original se obtuvo 234 km/h y 304 km/h para periodos de retorno de 100 y 1000 años,

respectivamente. Los estudios actualizados obtienen 180 km/h y 226 km/h para periodos de retorno de 100 y 1000 años, respectivamente. Se observa que estos últimos valores son menores que los valores de ráfaga usados en el diseño original.

Análisis sobre-elevación de marea

El Análisis sobre-elevación de marea (combinando oleaje y viento) indica que se tiene los siguientes valores de cota de inundación total: 1.35 m para 100 años de periodo de retorno y 1.81 m para 1000 años. Por lo que se concluye que, considerar una cota de inundación de 2 m como valor de diseño de la CNLV es seguro con la información disponible y los análisis actualizados llevados a cabo

Conclusiones:

La evaluación de la CNSNS considera en general aceptable la información proporcionada por la CFE en relación con los análisis tierra-mar y mar-tierra; sin embargo, dado que la CFE manifiesta que, una vez finalizada la revisión y actualización de las bases de diseño de inundación, se confirmarán las medidas actuales para garantizar dicho cumplimiento. Una completa aceptabilidad se podrá establecer hasta que los estudios citados sean concluidos. Hasta entonces se aceptarán en su totalidad:

- **Los márgenes**
 - ✓ **Tierra-Mar:** Las elevaciones máximas que alcanzaría el agua en la zona norte de la CNLV (Laguna Verde) sería de 4 m y en la zona sur (Laguna Salada) de 5 m, que no alcanzan la elevación de desplante de los edificios, que es de 10.15 m.
 - ✓ **Mar-Tierra:** La elevación crítica corresponde a la elevación de las bombas NSW en obra de toma que corresponde a una elevación de 6.5 m mientras que la inundación máxima esperada es de 3.66 m, por lo que se tiene un margen de 2.84 m

Los argumentos de que:

- ✓ Los resultados de la revisión/actualización confirman que las condiciones de diseño bajo inundación no se modifican, entonces en principio no se requiere ninguna acción adicional más allá de asegurar que los programas de vigilancia vigentes son llevados a cabo en tiempo y forma.
- ✓ De acuerdo con el diseño original bajo inundación y considerando las características del sitio de Laguna Verde y sus alrededores, no se

tienen condiciones topográficas e hidrológicas que pudieran inducir estas afectaciones en la CNLV.

3.3 Otros eventos naturales extremos:

Huracanes

En la CNLV todas sus estructuras de Categoría Sísmica I están diseñadas para resistir los efectos de un Huracán Máximo Probable (PMH) con una velocidad de viento de 275 km/hr y rachas de 304 km/hr; un tornado base de diseño con una velocidad de viento de 241 km/hr ó un viento de diseño con una velocidad de 180 Km/hr. Se considera que estas velocidades de viento actúan horizontalmente a una elevación de 10m por encima del suelo.

Asimismo, todas las estructuras Categoría Sísmica I están diseñadas para resistir los efectos debidos a vientos de huracán y misiles generados por el tornado (huracán) base de diseño.

En lo que respecta a las ESC localizadas fuera del sitio (equipo de la subestación, estructuras y líneas de instrumentación) fueron diseñadas con base en un viento de diseño de 180 km/h a una elevación de 10 m arriba del nivel de suelo. Todas las estructuras no sísmicas y no relacionadas con seguridad fueron diseñadas con base en la misma velocidad de viento de diseño.

Una combinación más allá de las bases de diseño sería la superposición de los eventos tierra-mar con las condiciones mar-tierra. CFE considera que no representa para la CNLV algún riesgo indebido porque:

- Las elevación de sus edificios está por arriba de los niveles de los eventos postulados anteriormente, y
- No hay comunicación directa entre la dársena y las Lagunas Salada y Laguna Verde.

En el caso de que un sismo pudiera inducir la falla de alguna de retención de agua (presa o bordo) o cuerpo de agua (lago o laguna) que provocara una condición de inundación, más allá de las bases de diseño actuales de la CNLV, se tiene lo siguiente. No existe ninguna estructura de cuerpo de agua en la cuenca de la CNLV ni en las cuencas vecinas, por lo que este evento no es aplicable.

La evaluación de la CNSNS considera en general aceptable la información proporcionada por la CFE en relación con los huracanes; sin embargo, una completa aceptabilidad se podrá establecer hasta que se obtengan resultados satisfactorios de la actualización de sismo e inundación.

4.0 Pérdida de funciones de seguridad

4.1 Pérdida de suministro eléctrico

El reporte de pruebas de resistencia presentado por la CNLV contiene un descripción detallada del sistema de corriente alterna (CA) y sistema de corriente directa (CD), incluyendo la red de distribución y las fuentes disponibles, tanto exteriores como interiores, también se describen los efectos de la pérdida o mal funcionamiento del suministro eléctrico exterior, las acciones para mejorar la respuesta ante un LOOP, la pérdida total de los suministros eléctricos de CA externo e interno (SBO: Station blackout), Sensibilidades – Respuesta de la contención durante un SBO con duración mayor a 4 horas, así como las acciones para mejorar la respuesta de la central ante un SBO extendido. Además se indican los tiempos disponibles para poder tomar acciones y los procedimientos aplicables.

Para el diseño de los sistemas eléctricos de las Unidades 1 y 2 de la CNLV, la CNSNS consideró, en su momento, aplicables los criterios establecidos en la normativa de la USNRC. Tales como Criterio General de Diseño (GDC: General Design Criteria) número 17 “Electric power systems”, Guía Reguladora (RG: Regulatory Guide) 1.9 Rev. 3 Draft “Selection, Design, Qualification, Testing and Reliability of Diesel Generator Units used as Class 1E Onsite Electric Power Systems at Nuclear Power Plants” y IEEE Std 387 “Diesel-Generator Units Applied as Standby Power Supplies for Nuclear Power Generating Stations”, Guía Reguladora 1.32 “Criteria for Safety-Related Electric Power Systems for Nuclear Power Plants” y IEEE Std 308 “Clase 1E Power Systems for Nuclear Power Generating Stations”. Para el SBO, se aplicó los requerimientos establecidos en el 10CFR50.63 “Loss of all Alternating Current Power”, Guía Reguladora 1.155 “Station Blackout” y NUMARC (Nuclear Management and Resource Council) 87-00 “Guidelines and Technical Bases for NUMARC Initiatives Addressing Station Blackout at Light Water Reactor” Rev. 0.

4.1.1 Pérdida del suministro eléctrico de CA externo (LOOP)

El evento de pérdida del suministro eléctrico de CA externo está contemplado en las bases de diseño iniciales de la CNLV y está indicado en el Reporte del Análisis Final de Seguridad (FSAR: Final Safety Analysis Report) en su sección 15.2.6 “Loss of AC Power”.

Características de diseño de los sistemas de potencia eléctrica de CA externo e interno

La CNLV es una central generadora de energía eléctrica, está conectada a la red eléctrica nacional de distribución. Para el funcionamiento de la misma en sus diferentes modos de operación y transitorios, requiere de suministro eléctrico de CA continuo que alimente a todos los equipos; como son motores, instrumentación, controles, iluminación, y otros.

a) La distribución de la energía eléctrica de la Central está básicamente dividida en:

i. Distribución de energía eléctrica de CA externo.

El suministro de energía eléctrica externo lo distribuyen las subestaciones eléctricas de 400 kV y 230 kV.

La nueva SE de 400 kV en SF6, fue cambiada como resultado de la implementación del proyecto Aumento de Potencia Extendido (APE), dicha SE cuenta con un generador diesel y bancos de baterías para alimentar sus propias cargas, la subestación está conectada a la red eléctrica nacional vía cinco líneas de transmisión:

- a. Subestación de Cruz Azul Maniobras
- b. Subestación de Puebla II
- c. Subestación de Poza Rica II
- d. Subestación Manlio Fabio Altamirano 1
- e. Subestación Manlio Fabio Altamirano 2

La SE de 230 kV está conectada a la red eléctrica nacional vía 2 líneas de transmisión:

- a. Subestación Veracruz II

La subestación de 400 kV está interconectada a la subestación de 230 kV vía un autotransformador AT-3.

Fuentes de potencia de CA externas:

La primera fuente de potencia de CA externa es el transformador normal de auxiliares, que alimenta todas las cargas auxiliares durante operación normal. Así mismo, es también utilizado durante el arranque y paro programado de la central nuclear cuando el interruptor del Generador Principal está abierto.

Una segunda fuente de potencia de CA externa es la que se provee a través del autotransformador de 34.5 kV, el cual alimenta al transformador auxiliar de reserva, por medio del bus 31 de 34.5 kV, al igual que el transformador normal de auxiliares, ambos transformadores alimentan las cargas de las divisiones A y B asociadas. El transformador auxiliar de reserva, normalmente está energizado todo el tiempo pero no es utilizado para arranque de reactor, sólo como una fuente alterna de suministro de energía externo y durante parada del reactor.

Como tercera fuente de CA externa se tiene el transformador T4 de la subestación de 230 kV. Este transformador alimenta al transformador de respaldo y al bus 33, por medio del bus 32 de 34.5 kV, el cual suministra la energía eléctrica de CA necesaria para las cargas esenciales asociadas con los buses críticos (Divisiones I y II) e igual que los anteriores transformadores se encuentra energizado continuamente.

ii. Distribución de energía eléctrica de CA interno

En el caso de pérdida de energía eléctrica de CA externa, la potencia eléctrica requerida para la alimentación de las cargas esenciales es proporcionada por los GDE Div. I, II y III (un GDE por división).

Otras fuentes adicionales son los cargadores de baterías junto con los bancos de baterías de $\pm 24\text{Vcd}$, 125Vcd y 250Vcd de corriente directa y las fuentes de potencia ininterrumpible (UPS: Uninterruptible Power System) que proveen de energía eléctrica de CA a los sistemas Clase 1E y No 1E.

b) Efectos de la pérdida o mal funcionamiento del suministro de energía eléctrica externo.

Después de la pérdida de la energía eléctrica de CA externa, los GDE arrancarán dentro de 13 segundos (durante ese tiempo el suministro eléctrico de Vcd es a través de los bancos de baterías) para proporcionar suministro eléctrico de CA a las Divisiones I, II y III de donde alimentan las cargas esenciales de 480 y 4160 Vca, además de alimentar a los cargadores de baterías. Durante operación de emergencia, los únicos dos dispositivos de protección que inhabilitan a los GDE Div. I y II, son los de disparo por sobrevelocidad de la máquina y el relevador de protección diferencial.

Cuando fallan las alimentaciones normal y de reserva o si la alimentación de reserva falla cuando el generador principal no se encuentra en servicio; entonces los interruptores entre los buses de 4.16 kV (No Clase 1E) y los buses críticos (Clase 1E) se abren automáticamente, y por lo tanto se desconectan todas las cargas alimentadas por los buses No Clase 1E. Los relevadores de bajo voltaje del sistema de 4.16 Kv (Clase 1E) se activan y por este medio se abren todos los interruptores de los buses críticos de 4.16 Kv (Clase 1E). Al mismo tiempo los buses críticos de Div. I y II se conectan a los GDE Div. I y II respectivamente.

La pérdida del banco de transformadores principales traerá como consecuencia la pérdida de la potencia auxiliar de la planta puesto que el turbogenerador principal se disparara con la apertura del interruptor principal (GB1). La CNLV está diseñada para transferir al

transformador auxiliar de reserva. Si continuara la falla del transformador auxiliar de reserva, en automático arrancará la lógica de los GDE.

Evaluación de la pérdida del suministro eléctrico de CA externo (LOOP) en la CNLV

- a) Con relación al tiempo en que los suministros eléctricos de CA internos podrían funcionar sin ningún tipo de apoyo exterior, por Especificaciones Técnicas de Operación (ETO) se vigila que, al menos se tenga disponible en los tanques de almacenamiento de combustible 178,728 litros de diesel para cada uno de los GDE Div. I y II, y 99,610 litros de diesel para el GDE Div. III; así como en los tanques de día de combustible 9,061 litros de diesel para cada uno de los GDE Div. I y II, y 5,140 litros para el GDE Div. III. El volumen de combustible disponible considerando el tanque de almacenamiento y el tanque de día, es suficiente para soportar por 176 horas la operación de los GDE de las Div. I, II y III.

Basado en las características de diseño sobre la capacidad de volumen de combustible diesel para los GDE Div. I, II y III, en donde resultó que por 176 horas los GDE pueden operar continuamente para suministrar la potencia eléctrica de CA a las cargas esenciales durante un evento de pérdida de energía de CA externa (LOOP), debido a que el tiempo antes mencionado es mayor al tiempo de 72 horas establecido para el escenario de las Pruebas de Resistencia, se concluye que no son necesarias acciones de mejora para incrementar la capacidad de combustible diesel.

- b) De cara a la pérdida del suministro eléctrico de CA externo, la central cuenta con los siguientes procedimientos para afrontar el evento LOOP:
- Pérdida de energía exterior con falla al arranque de un Generador Diesel, que instruye a verificar el arranque y acoplamiento de los GDE, verificar o poner en servicio el sistema RCIC o el HPCS y verificar o realizar el aislamiento del Reactor.
 - Pérdida de energía exterior e interior, el cual indica arrancar manualmente el sistema RCIC o el HPCS.
 - Procedimiento para alimentar servicios propios a la CNLV y a las Centrales Termoeléctricas Tuxpan vapor, Poza Rica y Altamira desde la Central Hidroeléctrica Mazatepec en caso de colapso total.

- Procedimiento para el restablecimiento del sistema en caso de colapso total.
- c) Por la implementación del proyecto APE (Aumento de Potencia Extendida) en ambas Unidades de la CNLV, se evaluaron los efectos que dicha implementación tuvo en los sistemas de potencia de CA fuera y dentro del sitio, destacándose los cambios en los equipos: generador principal, banco de transformadores principales, transformador normal de auxiliares, bus de fase aislada e interruptor de máquina (GB1/GB2). Por lo anterior, se evaluaron los siguientes temas eléctricos que involucran a ambas Unidades de la CNLV:
- Análisis del comportamiento de la red asociada a la central nucleoeléctrica Laguna Verde en estado estable y dinámico para el periodo 2010-2012.

El análisis ha considerado entre otros eventos la pérdida súbita de centrales generadoras, contingencias simples y sencillas en la red de transmisión, pérdida súbita de carga, fallas trifásicas en buses de 400 KV de la CNLV, etc. Los resultados del análisis demuestran que ningún evento simulado con la red asociada a la CNLV o con la red del sistema interconectado nacional (SIN) representa un grave riesgo de pérdida de estabilidad para las Unidades de la CNLV.
 - Estudio de corto circuito trifásico y de línea a tierra del sistema eléctrico de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.

Como resultado del estudio se detectó subdimensionamiento en interruptores de buses relacionados con seguridad, al respecto, se ha establecido el programa de actividades para solucionar dicha situación.
 - Estudio de flujos de carga de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde con las dos Unidades sincronizadas al sistema interconectado nacional ante diversas condiciones operativas – Topología de red 2010.

Del presente estudio se requirió la necesidad de implementar los ajustes de tap en algunos transformadores de la CNLV, a fin de que se garantice que ante el arranque de grandes motores no se tendrán efectos adversos por variaciones de voltaje en los buses críticos de la CNLV. Al respecto, se implementaron los cambios de tap en los transformadores de la CNLV que así lo requirieron.

- Aun cuando el estudio refiere a la topología de red 2010, dicho estudio contempla la configuración actual de la CNLV.
- Se realizó la modernización de las protecciones eléctricas, al sustituirse protecciones electromecánicas por nuevos esquemas de protección multifuncional en estado sólido instaladas en la protección del generador principal, banco de transformadores principales, transformador norma de auxiliares, transformador de reserva y transformador de respaldo.
 - También se han establecido programas de modernización de las protecciones de la subestación de 230 KV, a fin de garantizar que las protecciones e interruptores tendrán una alta certidumbre de su correcta operación en el momento que se les requiera y evitar que una incorrecta liberación de una falla evolucione en eventos en cascada que eventualmente provocarían disturbios mayores.

Como resultado de la revisión realizada por la CNSNS a la información del evento de pérdida del suministro eléctrico de CA externo (LOOP) en la CNLV U1 y U2 en un escenario de pruebas de resistencia, en donde se indica:

- Que la capacidad de volumen de combustible diesel para los GDE Div. I, II y III es suficiente para permitir la operación de los GDE durante un tiempo de 176 horas, tiempo establecido para el escenario de las pruebas de resistencia.
- De cara a la pérdida del suministro eléctrico de CA externo, la central cuenta con los procedimientos para afrontar el evento LOOP.

La CNSNS considera adecuada la propuesta de la CNLV basado en que se sigue cumpliendo con los criterios establecidos en la normativa de la USNRC, sin embargo, deben concluirse las acciones que ya se tienen programadas para atender los resultados derivados de los últimos estudios eléctricos que consideran la configuración eléctrica actual de CNLV, con la finalidad de mantener e incrementar la confiabilidad de los sistemas de potencia de CA externo e interno.

4.1.2 Pérdida total del suministro eléctrico de CA externo e interno (SBO)

De acuerdo a la definición establecida en el 10CFR50.2 y en la GR 1.155 el SBO es la pérdida total de potencia de CA para los buses esenciales y buses no esenciales de una Central Nuclear de Potencia. El SBO involucra la pérdida de potencia fuera del sitio concurrente con el disparo de la turbina y la indisponibilidad del sistema de potencia de CA de emergencia en el sitio, pero no considera la pérdida de potencia de CA disponible para

los buses alimentados por bancos de baterías a través de inversores o por otras fuentes de potencia de CA alternas. Tampoco se considera concurrente con una falla simple o con un accidente base de diseño (DBA: Design Basis Accident).

Durante un SBO en la CNLV, el sistema de corriente directa (CD) alimentará las cargas requeridas para asegurar el apagado del reactor y remover el calor de decaimiento del núcleo durante 4 horas; tiempo en el cual se estima el restablecimiento de la energía eléctrica de CA proveniente del sistema de potencia de CA externo o interno, de acuerdo con la evaluación vigente del SBO.

Cabe mencionar, que un evento de SBO no fue considerado en las bases de diseño inicial de las Unidades 1 y 2 de la CNLV, por lo que fue necesario que la CFE realizara la evaluación correspondiente para demostrar que la central puede afrontar dicho evento por un tiempo específico. Actualmente el evento de SBO está incorporado en las bases de diseño después de que la CFE ha cumplido con los requerimientos reguladores establecidos en el 10CFR50.63, además de cumplir con los lineamientos descritos en la GR 1.155 rev. 0 y el NUMARC 8700.

Características de diseño del sistema de corriente directa (CD)

En los sistemas de la CNLV, existen varios bancos de baterías para usos y servicios de la Central. Para la presente sección sólo serán tratados los sistemas de corriente directa Clase 1E, clasificados como de seguridad por los requisitos de seguridad nuclear.

Todos los sistemas de CD están diseñados para cumplir con los criterios de redundancia e independencia, capacidad y confiabilidad requeridos para alimentar todas las cargas Clase 1E y Clase No 1E de la Central Nuclear. Los sistemas CD proporcionan los voltajes de 24, 125 y 250 Vcd y se encuentran constituidos de la siguiente manera:

Voltaje	Bancos	División
± 24 Vcd	2	I
± 24 Vcd	2	II
125 Vcd	1	I
125 Vcd	1	II
125 Vcd	1	III
250 Vcd	2	I

Cada sistema de corriente directa está constituido por uno o dos bancos de baterías, un cargador de baterías y un tablero de distribución, y están alimentados por un centro de control de motores críticos de acuerdo a la división a la que pertenece. Estos sistemas se mantienen en operación con

voltaje de flotación donde el banco de baterías y las cargas del tablero de distribución, están conectadas en paralelo con el cargador de baterías, y éste alimentando toda la carga de Vcd, generando un voltaje constante, suficiente para mantener el estado de carga óptima del banco de baterías. El sistema de Vcd debe mantener el criterio de falla única, además de mantener la capacidad y disponibilidad para suministrar potencia de Vcd a todas las cargas relacionadas y no relacionadas con seguridad que así lo requieran.

Las cargas Clase No 1E dependientes de los sistemas de corriente directa, se alimentan de secciones Clase 1E, que quedan aisladas en caso de emergencia.

A continuación se describen los componentes del sistema de CD:

Sistema de 250 Vcd

El sistema de 250 Vcd está compuesto por 2 bancos de baterías de 120 celdas (tipo plomo-ácido) cada banco; la capacidad de un banco es de 1,500 A-hr, disponiendo de un total de 3,000 A-hr por los 2 bancos, dicho sistema cuenta con 2 cargadores de baterías de 300 amperios cada uno y quedan inoperables durante el evento de SBO; la única fuente de energía disponible de 250 Vcd es la que está almacenada en los bancos de baterías de 250 Vcd de la División I, ya que las Div. II y III no tienen sistema de 250 Vcd.

Algunas cargas del sistema de 250 Vcd son bombas y motoválvulas del sistema RCIC, tableros de distribución de energía ininterrumpible que alimentan entre otras cargas a los sistemas de comunicaciones de los diferentes edificios de la Central y sistemas de monitoreo de radiación.

En particular, las cargas esenciales durante SBO conectadas al sistema de 250 Vcd son las siguientes:

- a) Bomba de vacío y bomba de condensado, las cuales forman parte del RCIC.
- b) Válvulas operadas por motor de los sistemas RCIC y vapor principal (MS).
- c) Bombas de aceite de lubricación y bombas de aceite de sellos para la turbina principal.
- d) Bombas de emergencia de aceite de lubricación de las turbobombas de agua de alimentación del reactor.
- e) Suministro de energía a la unidad ininterrumpible de potencia.

Sistema de 125 Vcd

El sistema de 125 Vcd de la Central está compuesto por 3 divisiones independientes eléctricamente y separadas físicamente; División I, División

II y División III. Dicho sistema consta de un banco de baterías formado por 60 celdas del tipo plomo-calcio, tipo LCY-39; el banco tiene una capacidad de 2,400 A-hr. Además, este sistema cuenta con dos cargadores de baterías con capacidad de 300 A.

El sistema de 125 Vcd Div. II es similar al de la Div. I; las características de los equipos son las mismas con una identificación diferente correspondiente a la Div. II. La Div. III está formada por un banco de baterías de 60 celdas con una capacidad de 100 A-hr y un cargador de baterías alimentado de 120/240 Vca.

El sistema de 125 Vcd Div. I y II alimenta con corriente directa a algunas motoválvulas e instrumentación y control del sistema RCIC, también alimenta a los circuitos de excitación de los generadores diesel de emergencia, alumbrado de emergencia del cuarto de control principal y tableros de distribución de energía ininterrumpible (SUPS), a su vez, los tableros tienen conectadas cargas importantes como la instrumentación para monitorear parámetros tales como presión, nivel, temperatura, etc.

Sistema de 24 Vcd

El sistema de 24 Vcd aplica sólo para la CNLV U1, en la CNLV-U2 el sistema de 24 Vcd fue sustituido por un sistema de 125 Vca proveniente de UPS que se alimentan de los bancos de baterías de 125 Vcd.

El sistema de 24 Vcd tiene como propósito ser una fuente confiable de energía para alimentar al sistema de radiación de proceso, está diseñado para funcionar en cualquier modo de operación de la Central Nuclear. Además el sistema está compuesto de dos Divisiones (I y II) eléctricamente separadas e independientes, ambas Divisiones del sistema de 24 Vcd constan de 2 cargadores de baterías, dos bancos de baterías, un panel de distribución de energía, interruptores e instrumentos. Cada uno de los bancos de baterías de 24 Vcd tienen una capacidad de 270 A-hr y está formado por 12 celdas (tipo plomo-calcio) conectadas en serie.

Fuentes de corriente alterna alterna (AAC: Alternate AC Source)

En la GR 1.155 se indica que una fuente AAC es una fuente interna o cercana al sitio, la cual está separada e independiente de las fuentes de CA de emergencia Clase 1E, la fuente AAC puede ser una turbina de gas, un GD, etc., la cual debe tener capacidad para suministrar energía eléctrica de CA a las cargas necesarias para llevar a paro seguro a la central nuclear.

Para la CNLV las fuentes AAC son las hidroeléctricas Mazatepec y Temascal, en donde se estima que en un tiempo de 1 hora 38 minutos podrían conectarse a la CNLV. Los procedimientos que se aplicarán ante tal evento son:

- Procedimiento para alimentar servicios propios a la CNLV desde la Central Hidroeléctrica Temascal Uno 230 kV en caso de colapso total.
- Procedimiento para alimentar servicios propios a la CNLV desde la Central Hidroeléctrica Temascal Uno 115 kV en caso de colapso total.
- Procedimiento para alimentar servicios propios a la CNLV verde desde la Central Hidroeléctrica Mazatepec en caso de colapso total.

Además de los procedimientos indicados para un evento de LOOP.

Evaluación de un SBO en la CNLV

La CNLV ha analizado el escenario de pérdida total de suministro de eléctrico de CA externo e interno, estableciendo la secuencia de eventos que ocurren para afrontar las condiciones debidas a este transitorio, incluyendo la identificación de las acciones del operador.

De acuerdo con la metodología para evaluar la capacidad de la Central ante las condiciones resultantes por el evento de un SBO, se requiere determinar la duración máxima por diseño de un SBO en el sitio de la CNLV (“coping time”). La estimación de este tiempo está directamente relacionada con: el clima característico del sitio, el desempeño de la red eléctrica, las características de la subestación, la redundancia del sistema de suministro eléctrico de CA de emergencia y la confiabilidad actual de los GDE. En base a los datos específicos del sitio de la CNLV y a la metodología vigente, se concluyó que la CNLV tiene la capacidad para afrontar y recuperarse de un evento SBO con duración de 4 horas.

Para el actual análisis de SBO de la CNLV, en el evento de pérdida de energía eléctrica exterior (LOOP), aunada a la pérdida de las fuentes normales de respaldo (GDE Div. I/II y baterías), la refrigeración del núcleo tendría lugar mediante el sistema RCIC, descargando el vapor a la alberca de supresión (SP), la evacuación de calor de la alberca de supresión se realizaría mediante la apertura controlada del venteo de contención.

Manteniendo la disponibilidad del sistema de CD, se puede controlar la operación del sistema RCIC, la actuación de las válvulas SRV, cuando se requiera la despresurización de la vasija, y la alimentación de la instrumentación, mientras lo garantice la autonomía de las baterías.

Por otra parte, la CNLV mediante el uso del código MAAP3.0B realizó una simulación con un periodo de 14,400 s (4 hr), tiempo en el cual se ha logrado despresurizar el reactor, cuidando no disminuir la presión más allá del valor al cual se aísla el RCIC, manteniendo el núcleo cubierto y enfriado. De la simulación realizada se concluye que la CNLV mantiene asegurado el adecuado enfriamiento del núcleo, durante un SBO con duración de 4

horas, que incluye la despresurización del reactor hasta una presión por arriba del punto de ajuste para aislamiento del RCIC.

Al momento de alcanzar la señal de SCRAM por bajo nivel en la vasija, la alta presión y las condiciones adversas en la contención primaria requieren la ejecución de los procedimientos de emergencia (OE), los cuales solicitan al operador disminuir la presión del reactor así como recuperar y mantener el nivel en la vasija. La recuperación de nivel tiene por objetivo garantizar suficiente inventario de agua en la vasija para enfriar el núcleo. La disminución de presión en la vasija se hace con el objeto de aliviar la gran cantidad de energía almacenada en el reactor. El alivio de la energía almacenada en el reactor disminuye sensiblemente la transferencia de calor al pozo seco, y la transferencia de energía hacia la alberca de supresión causa que la energía se disipe, disminuyendo así el riesgo de daño al núcleo.

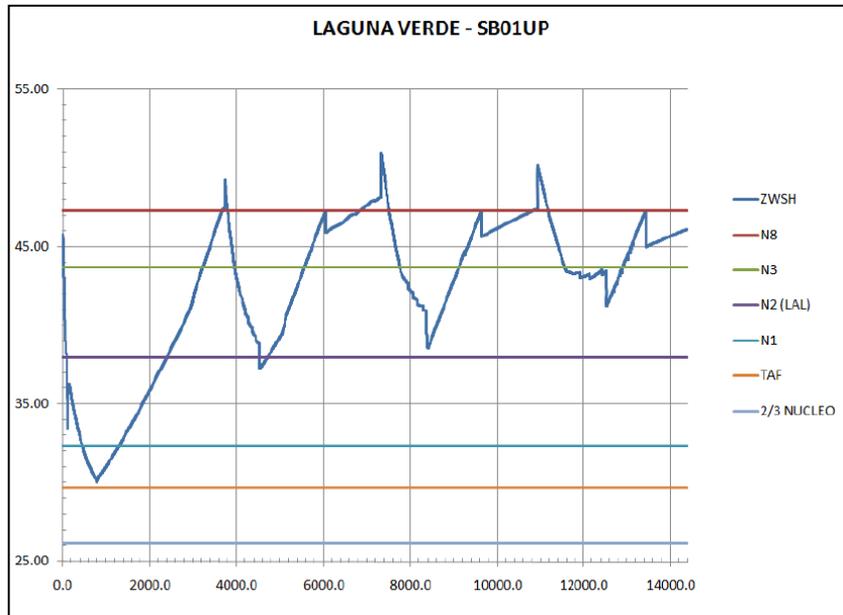


Figura 3. Nivel de Agua en la Vasija sobre el Cero de la Vasija, en pies.

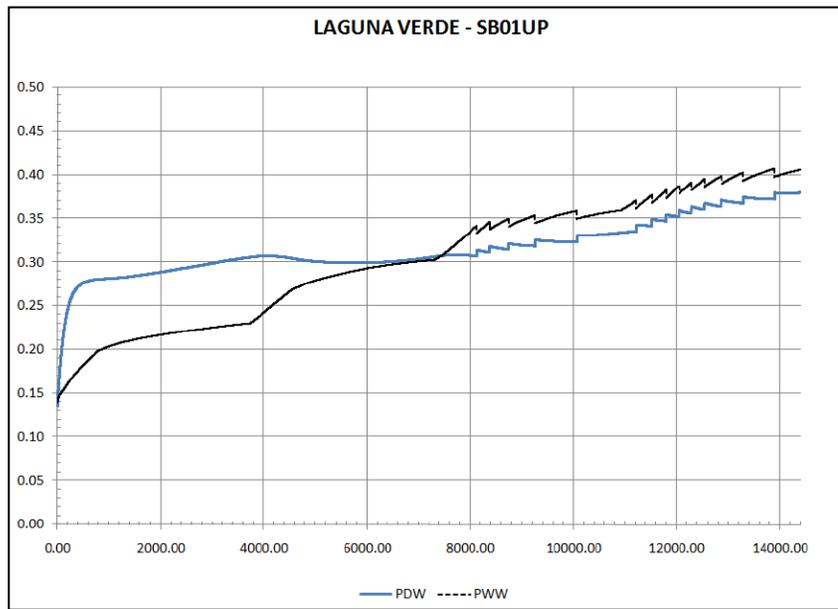


Figura 4. Presión en el Pozo Seco (PDW) y Pozo Húmedo (PWW); en kg/cm² man.

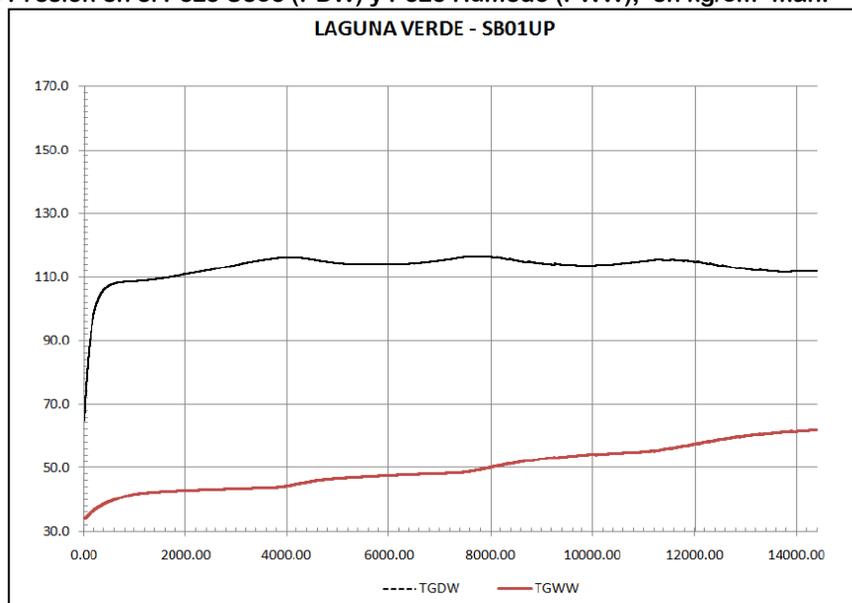


Figura 5. Temperatura en el pozo seco (TGDW) y pozo húmedo (TGWW); en °C

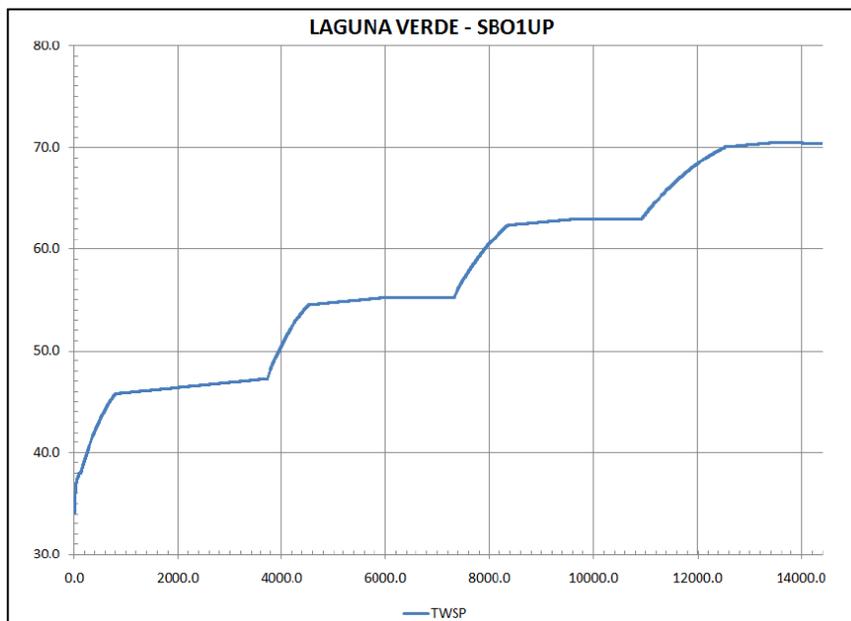


Figura 6. Temperatura en la alberca de supresión; en °C

Como resultado de la revisión realizada por la CNSNS a la información del evento pérdida total del suministro eléctrico de CA externo e interno (SBO) en la CNLV U1 y U2, en donde la CFE ha indicado que la CNLV tiene la capacidad para afrontar y recuperarse de un evento de SBO con una duración de 4 horas, esta CNSNS concluye que la información presentada es aceptable, basado en que se cumplen con los requerimientos reguladores establecidos en el 10CFR50.63, además de cumplir con los lineamientos de descritos en la GR 1.155 rev. 0 y el NUMARC 8700. Sin embargo, deben atenderse las acciones adicionales que podrían derivarse de:

- a) Inspección especial para verificar las medidas aplicadas por la CNLV en respuesta al evento de daño al combustible de la Central Nuclear de Fukushima Daiichi.
- b) Inspección especial para verificar la implementación de la regla – Pérdida total de potencia eléctrica de corriente alterna “Station Blackout” (SBO), en la Central Laguna Verde 1 y 2.

4.1.3 Análisis de Sensibilidades – Respuesta de la Contención Primaria durante un SBO con duración mayor a 4 horas.

- a) Otra actividad realizada por la CFE fue el análisis de sensibilidad para el escenario de SBO que se prolongara por más de 4 horas, se consideró la falla estructural del contenedor primario en el pozo seco

y la falla estructural del contenedor primario en el pozo húmedo, con la siguiente secuencia de eventos.

Pérdida de corriente externa e interna (implica pérdida de sistema primario).

- Apagado del reactor.
- El calor de decaimiento es removido por agua, que al vaporizarse es retirada a través de las válvulas de alivio.
- El nivel de agua en la vasija decrece y se requiere la inyección de refrigerante a la vasija.
- Se inyecta refrigerante a la vasija con sistemas de inyección a alta presión (RCIC), hasta que se pierde por agotamiento de baterías (4 horas).
- Se funde el núcleo.
- Falla la vasija.
- Se incrementa la presión y la temperatura en el contenedor primario.
- Falla estructural del contenedor primario en el pozo seco / pozo húmedo

Los resultados muestran que para los escenarios de un SBO con duración de más de 4 horas con falla estructural del contenedor primario en el pozo seco y pozo húmedo, se descubriría el núcleo aproximadamente en un tiempo de 5 hrs. 44 min. alcanzando la falla de la vasija en 8 hrs. con 41 min. después de iniciado el evento y con daño a la contención en 11 hr 48 min.

De una manera conservadora se toma como referente de daño severo al combustible en el tiempo de descubrimiento del núcleo.

Tabla 2. Secuencia de evento SBO extendido con falla en contención primaria

Evento Iniciador	Presión en sistema primario al momento de la falla de la vasija	Inyección a la vasija	Escenario	Tiempo p/descubrir del núcleo	Tiempo falla vasija	Tiempo falla de cont.
SBO	Alta presión	RCIC 4 h.	SBO con falla estructural DW	5:44	8:41	11:48
SBO	Alta presión	RCIC 4 h.	SBO con falla estructural WW	5:44	8:41	11:48

Para el caso de la estimación del tiempo en que la Central puede soportar un SBO sin ningún

b) Para el caso de la estimación del tiempo en que la Central puede soportar un SBO sin ningún apoyo externo antes de que sea inevitable la ocurrencia de daño severo al combustible, se consideró el escenario de la falla del banco de baterías y/o falla del RCIC ante un SBO con la falla estructural del contenedor primario en el pozo seco, y la falla estructural del contenedor primario en el pozo húmedo, con la siguiente secuencia de eventos.

- Pérdida de corriente externa e interna (implica pérdida de sistema primario).
- Apagado del reactor.
- El calor de decaimiento es removido por agua, que al vaporizarse es retirada por las válvulas de alivio.
- El nivel de agua en la vasija decrece.
- No es posible inyectar refrigerante a la vasija con sistemas de inyección a alta presión (HPCS/RCIC).
- No es posible despresurizar la vasija para permitir la inyección del refrigerante con sistemas de inyección a baja presión.
- Se funde el núcleo.
- Falla la vasija.
- Se incrementa la presión y la temperatura en el contenedor primario.
- Falla estructural del contenedor primario en el pozo seco/pozo húmedo.

Los resultados muestran que para los escenarios de un SBO con falla del banco de baterías y falla estructural del contenedor primario en el pozo seco y pozo húmedo, se descubriría el núcleo aproximadamente en un tiempo de 25 minutos, alcanzando la falla de la vasija al tiempo 2 hr. con 10 min. después de iniciado el evento y con una falla a la contención en 6 hrs.

Tabla 3. Secuencia de evento SBO extendido con falla en contención primaria

Evento Iniciador	Presión en sistema primario al momento de la falla de la vasija	Inyección a la vasija	Escenario	Tiempo p/descubrir del núcleo	Tiempo o falla vasija	Tiempo falla de cont.
SBO	Alta presión	No	SBO con falla estructural DW	0:25	2:10	6:00
SBO	Alta presión	No	SBO con falla estructural WW	0:25	2:10	6:00

En caso de falla del sistema RCIC, queda como sistema disponible para inyección a la vasija del reactor el sistema de protección contraincendio, una vez alineado para esa función, en este caso se requiere despresurizar el sistema primario con las válvulas SRV (Safety Relief Valves) hasta la presión que permita la inyección del sistema contraincendio. La aportación de agua a la vasija se lleva a cabo a través de una interconexión entre el sistema de protección contraincendio (FP: Fire Protection) y uno de los lazos del RHR. El sistema FP es capaz de inyectar 9,464lt/min (2,500 gpm), succionando de un cabezal común aguas abajo de los tanques de contraincendio.

Actualmente la CNLV se encuentra en proceso de determinar las condiciones de presión en que se haría la inyección en caso de tener que aportar agua en ambas unidades de manera simultánea.

Como resultado de la revisión realizada por la CNSNS a la información de los análisis de sensibilidades:

- 1) Análisis de sensibilidad para el escenario de SBO que se prolongara por más de 4 horas
- 2) Para el caso de la estimación del tiempo en que la Central puede soportar un SBO sin ningún apoyo externo antes de que sea inevitable la ocurrencia de daño severo al combustible

De manera preliminar la CNSNS concluye que las propuestas de análisis de sensibilidades son aceptable, basado en que los escenarios consideran aspectos relacionados con las pruebas de resistencia, por lo que está en proceso que la CFE concluya los análisis finales de ambos escenarios de SBO aplicables a la CNLV U1 y U2, a fin de que sean evaluados y dictaminados por la CNSNS.

Por otra parte, la CNSNS considera aceptable la interconexión entre el sistema de protección contraincendio y uno de los lazos del RHR, ya que fortalece la disponibilidad de agua de enfriamiento para la vasija del reactor proveniente de los tanques de contraincendio. Actualmente la CNLV se encuentra en proceso de determinar las condiciones de presión en que se haría la inyección en caso de tener que aportar agua en ambas unidades de manera simultánea.

4.1.3 Acciones para mejorar la respuesta de la CNLV ante un SBO extendido

La CNLV está en proceso de implementación y evaluación de diversas mejoras al diseño para robustecer su capacidad de respuesta ante un SBO extendido. A continuación se listan y describen las acciones consideradas

por la CFE como acciones de mitigación que pueden mejorar la capacidad de respuesta de la CNLV ante un SBO extendido:

- a) **Evaluar la factibilidad de extender el tiempo mínimo requerido (“coping time”) para hacer frente a un SBO con el equipo instalado en sitio, de 4 a 8 horas.**

Como parte de los estudios preliminares se llevó a cabo la evaluación de la respuesta de la contención ante un SBO con duración de 8 horas, con las mismas suposiciones que la evaluación actual. Mediante el uso del código MAAP3B se realizó una simulación del evento con un periodo de 28,000 s (8 hr) equivalente al tiempo de duración del banco de baterías, tiempo suficiente para despresurizar la vasija del reactor, hasta una presión por arriba del punto de ajuste para aislamiento del RCIC, manteniendo el núcleo cubierto y enfriado.

Del análisis realizado se puede concluir que la CNLV mantiene asegurado el adecuado enfriamiento del núcleo, durante un SBO con duración de 8 horas, considerando la despresurización del reactor hasta una presión por arriba del punto de ajuste para aislamiento del RCIC.

Una vez determinada la factibilidad de extender el tiempo para hacer frente a un SBO de 4 a 8 hr; los procedimientos de la Central serán afectados, para llevar a cabo las acciones requeridas para hacer frente a un SBO de 8 horas.

- b) **Implementación de estrategias de mitigación de acuerdo al 10CFR54(hh)(2)**

Como parte de los compromisos regulatorios de la CFE con la CNSNS, se tiene en proceso la implementación de las estrategias de mitigación de las consecuencias por atentados terroristas a las instalaciones de la CNLV, de acuerdo a lo requerido en el 10CFR54(hh)(2) y haciendo uso de los lineamientos del reporte NEI-06-12 rev. 2. Entre las estrategias a considerar para robustecer la capacidad de respuesta de la CNLV ante un SBO extendido están:

- i. **Diversificación de alternativas de reposición de inventario a la ACG (internas y externas).**
- ii. **Operación manual del RCIC.**
- iii. **Suministro de CD para despresurizar la RPV e inyección con bomba portátil.**
- iv. **Apertura manual de las válvulas de venteo.**
- v. **Inyección de agua a la contención primaria.**

- c) Evaluación de estrategias de mitigación de un SBO extendido, factibles a ser implementadas en la CNLV.
 - i. Hacer uso de un generador diesel exterior para recargar los bancos de baterías. La CNLV dispone de generadores diesel en los Edificios de CAS y del SIIP, los cuales están siendo evaluados para determinar la factibilidad de uso para robustecer la respuesta de la Central a un SBO extendido.
 - ii. Uso de bomba diesel portátil

- d) La Central cuenta con los recursos humanos competentes en el área de ingeniería, mantenimiento y operación para realizar las modificaciones al diseño y cambio a los procedimientos; así como un Plan de Emergencia Interno (PEI) y Radiológico Externo (PERE); el cual será adaptado para cubrir lo requerido por las estrategias de mitigación de accidentes establecido en el 10CFR50.54 (hh)(2) siguiendo los lineamientos del NEI 06-12 Rev. 2.

De manera preliminar la CNSNS concluye que las propuestas de acciones para mejorar la respuesta de la CNLV ante un SBO extendido son aceptables, basado en que los escenarios consideran los aspectos relacionados con las pruebas de resistencia. Actualmente la CNLV está en proceso de implementación y evaluación de diversas mejoras al diseño para robustecer su capacidad de respuesta ante un SBO extendido, una vez concluidas las estrategias de mitigación serán evaluadas y dictaminadas por la CNSNS.

4.2 Pérdida del último sumidero de calor

El último sumidero de calor de la CNLV es el Golfo de México y se extiende hasta la obra de toma. Suministra una fuente confiable e inagotable de enfriamiento a las Unidades 1 y 2, a través de la estructura de obra de toma desde donde succionan las bombas del sistema de agua de servicio nuclear, que suministran enfriamiento a diferentes equipos de la Central.

El último sumidero de calor tiene la capacidad de recibir todo el calor removido desde los equipos que enfría el sistema de servicio nuclear durante condiciones de operación normal y de emergencia. Asimismo, es capaz de manejar los requerimientos mínimos necesarios para mitigar los efectos de LOCA.

El sistema de agua de servicio nuclear cuenta con dos lazos (el llamado NSW) con dos bombas cada uno, se requieren tres bombas en servicio durante operación normal y una en reserva. Las cargas a enfriar se localizan en los edificios de generadores diesel, de control y del reactor. Un

tercer lazo (el HSW) brinda enfriamiento a Generador Diesel Div. III en caso de requerirse. El agua fluye desde el Golfo de México a través de tres bahías y cárcamos de succión localizados en la obra de toma.

Conforme a las Bases de Diseño, el sistema está diseñado para proporcionar agua de enfriamiento para la remoción de calor de equipos requeridos para lograr y mantener la parada segura de la planta, tanto en condiciones de operación normal como de accidente, y está diseñado con suficiente redundancia para que su función de seguridad pueda realizarse suponiendo una falla única coincidente con una pérdida de la energía eléctrica externa. El sistema y las estructuras que lo contienen están diseñados para soportar los efectos de los terremotos sin pérdida de la capacidad del sistema para realizar su función de seguridad. El sistema está protegido contra los efectos de otros fenómenos naturales, tales como vientos, inundaciones externas, etc.

Este sistema ha sido diseñado como categoría sísmica I con independencia física y eléctrica entre cada una de sus tres divisiones, evitando que el fallo de una división pueda afectar a la otra. Las especificaciones técnicas de operación requieren que tanto el NSW y el HSW estén operables en previsión al evento de falla en el suministro de energía externa en la Central, arrancando automáticamente como parte de la secuencia de toma de carga de los generadores diesel de emergencia Div. I, II y III. Una sola bomba de cualquiera de las divisiones I o II es capaz de remover la carga térmica de los componentes requeridos para enfriar el reactor, en caso de accidente.

La pérdida total del NSW/UHS origina perder la refrigeración de gran parte de los equipos de la Central, lo que tiene como consecuencia scram del reactor, así como la pérdida de la operabilidad de sistemas de emergencia (i.e. generadores diesel Div. I, Div. II) y de respaldo (generador diesel Div III).

En lo que refiere a la alberca de combustible gastado (ACG), la pérdida del NSW/UHS tendría como efectos la pérdida de enfriamiento al sistema cerrado de enfriamiento (NCCW) y como consecuencia, pérdida de enfriamiento a la alberca de combustible gastado, adicionalmente se perdería el suministro de respaldo en caso de emergencia al sistema de enfriamiento y limpieza del alberca de combustible (FPCC). Sin embargo mientras se tenga suministro de energía se mantendría la capacidad de reposición de inventario a la alberca de combustible a través del sistema de almacenamiento y transferencia de condensado.

A pesar de perder el último sumidero de calor y la capacidad de remover el calor de equipos esenciales de la Central, por la pérdida del NSW y consecuentemente del NCCW; las condiciones resultantes de este evento son menos limitantes que las de la pérdida del suministro de energía eléctrica externo e interno (SBO), por lo siguiente:

- Además del banco de baterías de las Divisiones I y II, se cuenta con el suministro de energía eléctrica externo, para energizar tanto equipo mayor como instrumentación no afectada por la pérdida del UHS/NSW,
- Se tiene disponible todo el equipo de bombeo del BOP,
- Además del volumen de agua en los tanques de almacenamiento de condensado y alberca de supresión, se cuenta con el volumen de agua del pozo caliente del condensador.

Por las razones expuestas anteriormente, la CNSNS considera que la CNLV cuenta con capacidad para hacer frente al evento de pérdida del UHS con los equipos y procedimientos actualmente instalados y en uso, y que el evento de pérdida del último sumidero de calor es menos limitante que el SBO.

4.3 Pérdida del último sumidero de calor coincidente con SBO

Debido a la característica de la CNLV de que los generadores diesel de emergencia son enfriados por el sistema NSW, transfiriendo el calor al UHS, y de que en caso de pérdida de energía exterior la fuente de suministro de energía eléctrica al sistema NSW son los mismos generadores diesel de emergencia, la coincidencia de pérdida del UHS no agrava la situación de SBO.

5.0 Gestión de accidentes severos

Como parte de las pruebas de resistencia requeridas por la CNSNS se incluyó la revisión de aspectos asociados a la gestión de accidentes severos. Es importante indicar que se requiere el desarrollo de los escenarios de los accidentes severos tomando en cuenta las peores consideraciones. Por esto es importante que la CFE desarrolle sus guías de accidentes severos y que se cuente con la capacitación del personal así como adecuaciones al Plan de Emergencia Radiológico Externo.

Específicamente se requirió que se revisaran las medidas para gestionar la pérdida de:

- La función de enfriamiento del núcleo.
- La integridad de la contención.
- La función de enfriamiento de la alberca de combustible quemado

La central cuenta con procedimientos sintomáticos de emergencia, que establecen las acciones que el personal de operación debe ejecutar durante un evento para evitar el daño al combustible. Dichos procedimientos incluyen acciones que permiten la despresurización del

sistema primario, así como las medidas previstas para evitar daño al combustible.

La CNLV está elaborando planes a mediano plazo (2014) para la ejecución de estrategias de mitigación de accidentes para el reactor y la contención primaria con el objeto de cumplir con lo establecido en el 10CFR50.54 (hh)(2) siguiendo los lineamientos del NEI 06-12 rev. 2.

- **La función de enfriamiento del núcleo.**

En relación a las medidas de gestión de accidentes actualmente disponibles para protección del núcleo en las distintas etapas de un escenario de pérdida de la función de refrigeración, la CNLV tiene establecido, en sus procedimientos de operación en emergencia (OE) las acciones que el personal de operación debe ejecutar durante un evento para evitar el daño al combustible. Dichos procedimientos incluyen acciones que permiten la despresurización del sistema primario, así como las medidas previstas para evitar daño al combustible.

Los OE de la CNLV son sintomáticos e instruyen a que en todo momento se inyecte agua a la vasija y, en caso de que no se pueda inyectar agua a la vasija del reactor, se dan instrucciones para inundar la contención primaria hasta un nivel que asegure que el núcleo queda totalmente cubierto.

Si en el curso de un accidente no es posible determinar que el núcleo está completamente apagado, los OE de la CNLV dan instrucciones para la inyección de boro al reactor para asegurar que el núcleo se apagará y permanecerá apagado.

Con base en lo solicitado por la CNSNS, la CNLV está elaborando planes a mediano plazo (2014) para la ejecución de estrategias de mitigación de accidentes para el reactor y la contención primaria con el objeto de cumplir con lo establecido en el 10CFR50.54 (hh)(2) siguiendo los lineamientos del NEI 06-12 rev. 2 como son:

- Operación manual del RCIC.
- Suministro de VCD para despresurizar la vasija e inyección con bomba portátil.
- Uso del sistema de condensado y agua de alimentación.
- Reposición de inventario al pozo caliente del condensador.

La CNSNS ha evaluado las propuestas de la CNLV encontrándolas adecuadas, y en caso de aumentar el alcance de éstas, será notificado a la CNLV.

- **La integridad de la contención.**

La contención primaria de las unidades de la CNLV es inertizada de manera que, en caso de que se genere hidrógeno, como consecuencia de daño al núcleo se evite la posibilidad de deflagración por hidrógeno. Además, la CNLV mantiene sus sistemas de recombinación de hidrógeno que son puestos en servicio de acuerdo a las instrucciones de los OE.

El diseño de la CNLV cuenta con sistemas de purga y venteo, que permiten liberar la presión de la contención primaria. Este venteo tiene la capacidad de evacuar un flujo de vapor suficiente para evitar superar la presión de diseño de la contención primaria. Los procedimientos de la CNLV dan instrucciones para que este venteo se realice desde la cámara de supresión, teniendo así la oportunidad de “lavado” de los gases a liberar al exterior al pasar previamente por la alberca de supresión.

Se cuenta, además, con un venteo de emergencia desde la contención, con dos válvulas de aislamiento. Este venteo de emergencia de la contención primaria, es un venteo rígido que descarga a la atmósfera de la contención secundaria. En el caso de que se requiera despresurizar la contención usando el venteo de emergencia no existe la ventaja del lavado de los gases ya que el venteo de emergencia se hace desde el pozo seco.

Se está elaborando el diseño para extender el venteo rígido de la contención y algunas modificaciones adicionales a éste para mejorar su confiabilidad aún ante la pérdida de energía y continuar su descarga al exterior del edificio del reactor.

Asimismo la CNLV está analizando las medidas adicionales que aseguren la disponibilidad de energía para garantizar que los equipos requeridos para asegurar la integridad de la contención primaria estén disponibles para su actuación en caso de accidentes severos. Aunque aún se están elaborando los planes detallados se estima finalizar estas actividades a fines del 2013

La CNSNS ha evaluado las propuestas de la CNLV encontrándolas adecuadas, y en caso de aumentar el alcance de éstas, será notificado a la CNLV.

- **La función de enfriamiento de la alberca de combustible quemado**

El sistema de enfriamiento y limpieza de la alberca de combustible gastado (FPCC) suministra un flujo suficiente de refrigerante a la alberca de combustible gastado para mantener el nivel de agua y un blindaje adecuado contra la radiación.

El diseño de la alberca de combustible gastado de las unidades de la CNLV no permite la disminución de nivel por efecto sifón, ante la ruptura de

tubería del sistema de enfriamiento, por lo que en caso de que el sistema de enfriamiento falle, la disminución de nivel agua se deberá únicamente a la evaporación. Los procedimientos de la Central proporcionan las acciones manuales para suministro alternativo de agua a la alberca de combustible gastado con agua desmineralizada del sistema de suministro de condensado desde los Tanques de Almacenamiento de Condensado (TAC), agua cruda del sistema de protección contra incendios (FP) y agua de mar vía el sistema NSW.

Con base en lo solicitado por la CNSNS, la CNLV elaboró las estrategias de mitigación de accidentes con el objeto de cumplir con lo establecido en el 10CFR50.54 (hh)(2) siguiendo los lineamientos del NEI 06-12 rev. 2 como son:

- Reposición interna y externa de inventario a la ACG.
- Rocío interno y externo a la ACG.
- Estrategias de control de fugas por daño en la alberca de combustible gastado.
- Estrategias de evaluación de daños y manejo de fuego.

Se estima que estas estrategias podrán ejecutarse en el mediano plazo (2014-2015).

La CNSNS ha evaluado las propuestas de la CNLV encontrándolas adecuadas, y en caso de aumentar el alcance de éstas, será notificado a la CNLV.

6.0 Gestión interna de la emergencia

El titular de la licencia de operación de la Central Nuclear Laguna Verde (CNLV) describe las medidas existentes a nivel de equipos, procedimientos y personal humano para prevenir, mitigar y gestionar accidentes; además especifica las estrategias a seguir en guías y procedimientos a medida que se van degradando las condiciones de la planta.

La CNLV cuenta con un Plan de Emergencias (PEI/PERE); los procedimientos actuales del Plan de Emergencia Interno (PEI) establecen cuáles son los centros de respuesta de la Organización de Respuesta a Emergencias (ORE), sin embargo para emergencias que impliquen liberación de material radiactivo en el sitio, se reevalúan dichos lugares para determinar otros que ofrezcan protección a los elementos de respuesta o el acondicionamiento de instalaciones para tal fin.

En los manuales del PEI y del PERE se establece el proceso de evacuación y auxilio de personal, incluyendo el alertamiento, recuento de personal que

puede ser evacuado, búsqueda y rescate, transporte y evacuación fuera del sitio.

El PEI cuenta con 700 personas capacitadas para responder a una emergencia (ORE del PEI), siendo el número requerido de aproximadamente 180 personas, por lo que tiene la capacidad de rotar al personal de respuesta en al menos tres grupos de respuesta diferentes. El PERE cuenta también con la posibilidad, por parte de la CFE, de atender las emergencias con grupos que se rotarían en turnos de 12 horas.

La estructura de respuesta del PEI permite el compartir personal entre las unidades, tanto para los grupos de operación, mantenimiento, protección radiológica, etc., de la central.

Para notificar y activar a las organizaciones e instalaciones externas que disponen de los conocimientos y recursos adecuados para ayudar en la respuesta de la emergencia en el PEI y PERE se cuenta con medios redundantes e independientes de comunicaciones, con alcance de sala de control, áreas seguras, centro de respuesta, y organizaciones externas (CNSNS y organizaciones participantes en el PERE). Esto incluye teléfonos del conmutador del Centro de Control de Emergencias (CCE) en el sitio, El Farallón y Dos Bocas, celulares comerciales, sistema troncalizado de radios, con cinco repetidoras y cobertura de la zona vía pluma y la zona vía ingestión, y teléfonos celulares satelitales en los dos Centros de Apoyo Técnico (CAT) y el CCE..

En la Central se tiene disponibilidad de suficientes equipos portátiles de extinción de incendios, existen más de 650 extintores portátiles contra incendios dentro de la doble cerca, y cerca de 260 extintores fuera de la doble cerca. Así mismo, se cuenta con aproximadamente 90 equipos de respiración autónoma, y cerca de 700 mascarillas con filtro, los que se encuentran ubicados en lugares estratégicos dentro de las unidades.

La Central cuenta con equipo de iluminación de emergencia en distintos lugares para facilitar la realización de las acciones dentro y fuera de los distintos edificios.

Existe equipo para la lectura de Dosímetros Termoluminiscentes (TLD) tanto en la planta, como en el Farallón y en el laboratorio estatal de salud. Tanto el PEI como el PERE tienen establecido determinar tiempos de estancia de acuerdo con la rapidez de exposición. Se cuenta también con una dotación de pastillas de yoduro de potasio en todos los gabinetes destinados a la atención de emergencias.

La CNSNS ha verificado mediante inspecciones, evaluaciones y visitas técnicas que la CNLV cuenta con los siguientes recursos para hacer frente a la gestión de accidentes que van más allá de las bases de diseño:

La organización para respuesta a emergencias que incluye la dotación de personal que cubrirá distintos turnos durante una emergencia y los recursos materiales como los son equipos de protección personal y las herramientas necesarias para atender la emergencia.

Tres instalaciones distintas (CAT, CCE y CCE Alternativo) desde donde se puede realizar la gestión del accidente, incluyendo las contingencias por si alguno de éstos dejara de estar disponible.

Los procedimientos, la capacitación, el entrenamiento y los ejercicios necesarios para mantener al personal, equipo y materiales disponibles.

Las provisiones para el uso de equipos móviles, tales como carros de bomberos que pueden ser conectados a los sistemas de contraincendios de la Central, la disponibilidad de los mismos, conectores apropiados para su acoplamiento, tiempo necesario para que estén disponibles en el lugar y en funcionamiento y, accesibilidad al emplazamiento.

La disponibilidad y gestión de suministros tales como combustible para generadores diesel, agua, etc., es constantemente verificada con el fin de estar siempre preparada para atender cualquier tipo de emergencia.

La gestión de las posibles emisiones radiactivas, las posibles dosis a los trabajadores y las provisiones para limitarlas se encuentran contenidas en los diferentes procedimientos en los que regularmente se entrena el personal.

Los sistemas de comunicación e información tanto internos como externos son redundantes e independientes.

Por otra parte se han analizado las posibles dificultades de acceso a los emplazamientos, tanto de personas como de equipos auxiliares, en caso de situaciones extremas causadas por sismos o inundaciones, identificándose las vías y medios disponibles en todos los casos, así como las propuestas de refuerzos de estructuras o equipamientos en los casos necesarios.

Para incrementar la capacidad de respuesta y reforzar la organización de emergencia, se han propuesto, entre otras, las siguientes acciones de mejora:

- Evaluación de equipos y materiales adicionales para responder a emergencias, para determinar la disponibilidad de cables, conexiones prefabricadas, adaptadores, mangueras, etc.; necesarios para la actuación de los sistemas de refrigeración y venteo, así como para garantizar la operabilidad de la instrumentación y los elementos críticos necesarios según la estrategia de mitigación.

- Evaluación de la necesidad de aumentar el inventario de pastillas de yoduro de potasio para estancias de mayor duración del personal de respuesta.
- Evaluación de los lugares utilizados para almacenar materiales y equipos necesarios para la respuesta a emergencias, especialmente, al adquirir e instalar los equipos y materiales adicionales resultantes de la evaluación de las lecciones aprendidas de Fukushima Daiichi.
- Reevaluar los lugares de resguardo de personal en caso de incendio y exposiciones radiológicas.
- Realizar análisis complementarios, en los que se estudiarán las necesidades organizativas de la CNLV para reforzar sus organización de emergencias a emergencias teniendo en cuenta las lecciones aprendidas del accidente de Fukushima; también se estudiará la necesidad de mejorar los medios auxiliares disponibles y, en especial, los medios de comunicación, tanto interna como externa, de voz y datos.

Estas acciones se consideran adecuadas y reforzarán de manera importante las capacidades para gestionar una emergencia en la CNLV. Actualmente se cuenta con un Programa de acciones a implantar en la CNLV como resultado de la evaluación de Pruebas de Resistencia y acciones adicionales.

7.0 Conclusiones

Como resultado de la revisión del informe de la evaluación de resistencia para la Central Nuclear Laguna Verde presentado por la CFE la CNSNS ha encontrado aceptable el resultado de que la instalación continúa cumpliendo con las bases de licencia, quedando atenta a la actualización del análisis de riesgo sísmico que actualmente realiza CFE. Asimismo considera aceptables las propuestas de mejoras y modificaciones (ver Anexo 1) para el fortalecimiento de la respuesta de la CNLV ante eventos similares a los ocurridos en la central nuclear de Fukushima Daiichi, Japón.

La CNSNS dará seguimiento a las acciones de mejora propuestas a través tanto de su proceso de autorizaciones requeridas para su ejecución como a través de su proceso de vigilancia.

No obstante lo anterior la CNSNS podrá incluir requerimientos adicionales que puedan surgir del análisis de los hallazgos y observaciones que resulten de las inspecciones especiales realizadas con motivo de la ocurrencia del accidente en la central nuclear de Fukushima Daiichi, Japón.

8.0 Referencias

- i. Oficio de CNSNS A00.110.375/2011 del 26 de Octubre de 2011.
- ii. Final Safety Análisis Report, Central Nuclear Laguna Verde
- iii. Procedimientos de la Central Nuclear Laguna Verde.
- iv. Guía Reguladora 1.12 rev. 2, “Nuclear Power Plant Instrumentation for Earthquakes“, USNRC.
- v. Guía Reguladora 1.29 "Maintenance, Testing, and Replacement of Vented Lead-Acid Storage Batteries for Nuclear Power Plants", USNRC.
- vi. Guía Reguladora 1.59 "Design Basis Floods for Nuclear Power Plants", USNRC
- vii. Guía Reguladora 1.60 "Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants“, USNRC.
- viii. Guía Reguladora 1.155 " Station Blackout “, USNRC.
- ix. Guía Reguladora 1.166 rev. 0, “Pre-Earthquake Planning and Immediate Nuclear Power Plant Operator Postearthquake Actions“, USNRC.
- x. Reporte del IIUNAM No. IISGCONV-010-2012-1.

9.0 Siglas

ACG	Alberca de combustible gastado
APS	Análisis probabilístico de seguridad
BOP	Balance de planta
BWR	Reactor de agua en ebullición
CCE	Centro de control de la emergencia
CCP	Cuarto de control principal
CDF	Frecuencia de daño al núcleo
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNLV	Central Nucleoeléctrica Laguna Verde
CNSNS	Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias
COPERE	Comite del PERE
DBE	Sismo base de diseño
DP	Panel de distribución
ENSREG	Grupo Regulatorio Europeo de Seguridad Nuclear
ESC	Estructuras, sistemas y componentes
FP	Sistema de protección contra incendio
FPCC	Sistema de limpieza y enfriamiento de la alberca de combustible gastado
FSAR	Reporte Final del Análisis de Seguridad
GCN	Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas
GDE	Generador diesel de emergencia
GEH	General Electric-Hitachi
gpm	galones por minuto
HPCS	Sistema de rocío del núcleo a alta presión
hr	hora
HSW	Sistema de agua de servicio nuclear del sistema de rocío a alta presión
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
IIUNAM	Instituto de Ingeniería de la UNAM
ININ	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
IPE	Examen Individual de Planta
LERF	Frecuencia de liberaciones grandes y tempranas
LOCA	Accidente de pérdida de refrigerante
LOOP	Pérdida del suministro eléctrico exterior
lt/min	litros por minuto
MCC	Centro de control de motores
MS	Sistema de vapor principal
NCCW	Sistema de circuito de cerrado de agua de enfriamiento nuclear
NMM	Nivel medio del mar

NSW	Sistema de agua de servicio nuclear
OBE	Sismo base de operación
OE	Procedimientos de emergencia
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
ORE	Organización de respuesta a emergencias
PDW	Presión pozo seco
PEI	Plan de emergencia interno
PERE	Plan de Emergencia Radiológico Externo
PERE	Plan de emergencia radiológico externo
PGA	Aceleración máxima de suelo
PMH	Máximo huracán probable
PWW	Presión pozo húmedo
RCIC	Sistema de enfriamiento del núcleo con el reactor aislado
RG	Guía reguladora
RHR	Sistema de remoción de calor residual
RSP	Panel de parada remota
S	segundos
SBO	Pérdida del suministro eléctrico exterior e interior
Scram	Inserción automática de todas las barras de control
SP	Alberca de supresión
SRV	Válvulas de alivio/seguridad
SSE	Sismo de apagado seguro
TAC	Tanque de almacenamiento de condensado
TGDW	Temperatura del pozo seco
TGWW	Temperatura del pozo húmedo
TLD	Dosimetría termoluminiscente
UE	Unión Europea
UHS	Ultimo sumidero de calor
WENRA	Asociación de Reguladores Nucleares de Europa Occidental

10.0 ANEXO 1

5.1 Acciones Post-Fukushima		04-May-12	
Activity ID	Activity Name	BL1 Start	BL1 Finish
5.1 Acciones Post-Fukushima		07-Mar-11	27-Apr-15
10CFR50.54 (B.5.b)		07-Mar-11	25-Mar-13
Implementar estrategias de mitigacion para alberca de combustibl...		17-May-11	25-Mar-13
Repuesto de inventario ACG - Interno		27-May-11	25-Mar-13
Rocio ACG - Interno		10-Jun-11	25-Mar-13
Repuesto de inventario ACG con suministro eléctrico independiente - ...		17-May-11	25-Mar-13
Repuesto de inventario ACG - Externo		27-May-11	25-Mar-13
Repuesto de inventario y rocío ACG - Externo		19-May-11	25-Mar-13
Repuesto de inventario ACG con suministro eléctrico independiente (...)		27-May-11	25-Mar-13
Estrategia para control de fugas		28-Nov-11	25-Mar-13
Implementar estrategias de mitigación para Reactor y CP		07-Mar-11	25-Mar-13
Operación manual de RCIC		30-Nov-11	25-Mar-13
Suministro de DC para desprezuzirar RPV e inyección con bomba por...		30-Nov-11	25-Mar-13
A1080	New Activity	30-Nov-11	25-Mar-13
Uso de condensado y agua de alimentación (100%)		07-Mar-11	25-Mar-13
Repuesto de inventario a pozo seco		07-Nov-11	14-Dec-12
Repuesto de inventario a TAC's		30-Nov-11	25-Mar-13
Maximización de flujo de CRD		01-Dec-11	25-Mar-13
Procedimiento para aislar el RWCU		01-Dec-11	25-Mar-13
Apertura manual de las líneas de venteo y rigidización venteo emerge...		28-Nov-11	24-Sep-12
Inyección de agua al DW		18-May-11	25-Mar-13
Rocio portátil (en consideracion)		07-Nov-11	25-Mar-13
Pruebas de Resistencia		27-May-11	27-Apr-15
Revisión Base de Diseño sismo		27-Oct-11	31-Jul-12
Completar segunda etapa rev./act. base de diseño sismo		27-Oct-11	01-Jun-12
Integrar reporte rev./act. base de diseño sismo		30-May-12	31-Jul-12
Revisión base de diseño inundación		09-Feb-12	30-May-12
Elaborar procedimiento y programa de inspección del sistema de dre...		09-Feb-12	30-May-12
Aumentar la capacidad respuesta ante un SBO		27-May-11	01-Apr-13
Reevaluar SBO para coping time de 8 horas		03-Jan-12	21-Dec-12
Implemetar estrategias de mitigación para Reactor y CP		10-Jun-11	27-Mar-13
Implementar estrategias de mitigación para ACG		27-May-11	01-Apr-13
Completar evaluación y factibilidad GD's externos (portátil)		03-Jan-12	21-Dec-12
Llevar a cabo las adecuaciones al PEI/PERE por lecciones aprendi...		01-Apr-13	27-Apr-15
Acciones adicionales		02-Apr-12	27-Jun-14
Implementar SAMG's (Rev. 2)		02-Apr-12	21-Dec-12
Implementar SAMG's con lecciones aprendidas Fukushima (Rev. 3)		01-Jan-13	20-Dec-13
Instrumentación ACG		03-Jun-13	27-Jun-14