



INFORME NRO. DFOE-AE-IF-02-2013
5 de abril, 2013

DIVISIÓN DE FISCALIZACIÓN OPERATIVA Y EVALUATIVA

ÁREA DE SERVICIOS AMBIENTALES Y DE ENERGÍA

**INFORME SOBRE LA AUDITORIA OPERATIVA ACERCA DE LA CAPACIDAD
OPERATIVA, EL DESEMPEÑO Y EL MANTENIMIENTO
DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

2013

RESUMEN EJECUTIVO

1	INTRODUCCIÓN	1
	ORIGEN DEL ESTUDIO	1
	OBJETIVO DE LA AUDITORÍA.....	1
	NATURALEZA Y ALCANCE DE LA AUDITORÍA.....	1
	ASPECTOS POSITIVOS QUE FAVORECIERON LA EJECUCIÓN DE LA AUDITORÍA	2
	LIMITACIONES QUE AFECTARON LA EJECUCIÓN DE LA AUDITORÍA	2
	COMUNICACIÓN PRELIMINAR DE LOS RESULTADOS DE LA AUDITORÍA	2
	GENERALIDADES ACERCA DE LA AUDITORÍA	3
	METODOLOGÍA APLICADA	4
2	RESULTADOS	7
	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON ALGUNOS RIESGOS EN CUANTO A LA CONDICIÓN DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE POTENCIA	7
	FACTORES QUE COMPROMETEN LA EFICACIA DEL MANTENIMIENTO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	13
	GESTIÓN DEL PARQUE DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA	21
	EFICACIA DEL PROCESO DE TRANSFORMACIÓN	24
3	CONCLUSIONES.....	25
4	DISPOSICIONES	26
	AL INGENIERO TEÓFILO DE LA TORRE ARGÜELLO, EN SU CALIDAD DE RECARGO COMO GERENTE DE ELECTRICIDAD DEL ICE, O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE DICHO CARGO	27
	CONSIDERACIONES FINALES	29
	ANEXO.....	30

CUADROS

1	Severidad de las interrupciones por componente del SIN durante los años 2010 y 2011
2	Subestaciones eléctricas del ICE que superaron la frecuencia de interrupción promedio por punto de entrega (FIP) establecida por el IEEE.....
3	Subestaciones eléctricas menos confiables debido a la cantidad y duración de interrupciones a los puntos de entrega
4	Causas de interrupciones del suministro eléctrico atribuibles a las subestaciones durante los años 2010 y 2011.....

5	Tiempo efectivo de reparación para mantenimiento correctivo y preventivo Promedio por tipo de transformador en todas las subestaciones.....
6	Tiempo medio entre fallas promedio por tipo de transformador.....
7	Comparación entre el TMEF y la RMCP según tipo de transformador.....
8	Tiempo de Reparación Promedio (TRT) por tipo de transformador.....
9	Resultado de los indicadores de TMEF, RMCP y TRT para los interruptores de potencia de las subestaciones, según nivel de tensión.....
10	Transformadores con vida útil agotada al 2011.....
11	Transformadores menos confiables.....

FIGURAS

1	Liberación de falla por operación deficiente de un <i>recloser</i> en la Subestación de El Coco en el año 2010.....
---	---

GRÁFICOS

1	Detalle del nivel de ejecución de los programas de mantenimiento de las subestaciones por región
---	--

RESUMEN EJECUTIVO

¿Qué examinamos?

La presente auditoría operativa tuvo como objetivo analizar la capacidad operativa, el desempeño y el mantenimiento de las subestaciones eléctricas, para ello se requirió del análisis de las interrupciones del suministro eléctrico, los programas y ejecución del mantenimiento, las fallas que afectaron los transformadores o interruptores, las mediciones de voltaje en las barras de alta y media tensión; así como la antigüedad, reposición y disponibilidad de los transformadores de potencia. El análisis fue realizado para el período comprendido entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de diciembre de 2011.

¿Por qué es importante?

La capacidad operativa, desempeño y mantenimiento de las subestaciones eléctricas son factores que inciden significativamente en las condiciones de confiabilidad y calidad del suministro eléctrico; por esta razón se requiere que los componentes principales (transformadores e interruptores de potencia) tengan el estado y funcionamiento razonable, el mantenimiento oportuno y la capacidad de transformación necesaria para garantizar la satisfacción de la demanda nacional de electricidad y las transferencias en el Mercado Eléctrico Regional.

¿Qué encontramos?

En ese contexto, se determinó en cuanto a la severidad de las interrupciones del suministro eléctrico que las subestaciones fueron las que más contribuyeron en la condición de no confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado durante el año 2010 y 2011, generando un riesgo calificado por el Institute of Electrical and Electronics Engineers (por sus siglas en inglés IEEE) como de condición de grado 2 de riesgo de serio impacto en ese suministro, aunque los resultados muestran una tendencia del Sistema más cercana a la categoría de grado 1, que reduce dicho riesgo y lo acerca a una condición que no es considerada seria, y el indicador del año 2010 al 2011 tiende a una mejoría de ese eventual impacto. Las subestaciones que más contribuyeron con dicha condición fueron las de Desamparados, El Coco, Sabanilla, Alajuelita y Lindora. El promedio general de la frecuencia y la duración de las interrupciones a los puntos de entrega de la energía de las subestaciones estuvieron por debajo de los valores máximos recomendados por la industria, aunque sí superaron dichos parámetros las subestaciones de Angostura, Arenal, Desamparados, Alajuelita y Lindora.

Asimismo, se determinó que fue razonable la ejecución consolidada de los programas de mantenimiento de las subestaciones eléctricas de todas las regiones. No obstante, en la Región Chorotega el mantenimiento programado de dichas subestaciones fue afectado negativamente por el direccionamiento de recursos de mantenimiento predictivo a la recepción y puesta en operación de las plantas Pirrís, Pailas y Garabito, labores de ampliación de equipos en las subestaciones y a reconstrucciones en algunas unidades. La ocurrencia de fallas que afectaron la operación de los transformadores implicó

mantenimiento correctivo no programado, provocando una reducción importante en el mantenimiento preventivo programado de los transformadores elevadores y los autotransformadores.

Por otra parte, el parque total de transformadores de potencia presentó en promedio una tendencia paulatina de caducidad, que se concentra, principalmente, en los transformadores elevadores y que se acentúa por la permanencia de equipos con vida útil superada. A pesar de que se han realizado gestiones para adquirir transformadores que cubran una potencia de 895 MVA, no se vislumbra en el corto plazo acciones que permitan revertir ese escenario, pues la incorporación de dicha potencia resulta insuficiente para sustituir aquella que tenía extinta su vida útil al 2011, que representa 1559,8 MVA.

¿Qué sigue?

En razón de lo expuesto, se giran disposiciones a las autoridades del ICE para identificar medidas que mejoren la eficacia de las protecciones de los puntos de entrega de las subestaciones; incluir en la planificación del mantenimiento de las subestaciones el análisis de estadísticas de falla y, costos de los diferentes tipos de mantenimiento; emitir formalmente la política y lineamientos de periodicidad de las actividades de mantenimiento de los equipos de las subestaciones; y emitir formalmente la metodología para la planificación de la reposición de los transformadores, considerando al menos criterios de antigüedad, desempeño, ocurrencia de fallas, costos de mantenimiento y resistencia mecánica del aislante de los devanados, y con base en ello emitir e implementar el plan de reposición de transformadores.

DIVISIÓN DE FISCALIZACIÓN OPERATIVA Y EVALUATIVA

ÁREA DE SERVICIOS AMBIENTALES Y DE ENERGÍA

INFORME SOBRE LA AUDITORIA OPERATIVA ACERCA DE LA CAPACIDAD OPERATIVA, EL DESEMPEÑO Y EL MANTENIMIENTO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1 INTRODUCCIÓN

Origen del estudio

- 1.1 La auditoría se realizó con fundamento en las competencias que le confieren a la Contraloría General los artículos 183 y 184 de la Constitución Política, 17, 21 y 37 de su Ley Orgánica nro. 7428.
- 1.2 La relevancia de fiscalizar la capacidad operativa, el desempeño y el mantenimiento de las subestaciones eléctricas del Sistema de Transmisión del país radica en determinar si la infraestructura y operación, vinculadas a la función de transporte y transformación de la electricidad, reúnen las condiciones necesarias para prestar un servicio con la confiabilidad y calidad requeridas. Además, se debe tomar en cuenta que ante la apertura del Mercado Eléctrico Regional (MER) las redes de transporte de electricidad estarán interconectadas y serán de libre acceso a los agentes del mercado mediante el pago de peajes. En ese contexto, se requiere que las subestaciones eléctricas estén en buen estado, que su mantenimiento sea oportuno y que tengan la capacidad requerida para el transporte en alta tensión y la transformación de potencia, de modo que permitan satisfacer la demanda nacional y la comercialización en el mercado regional.

Objetivo de la auditoría

- 1.3 Determinar la eficacia en la capacidad operativa, desempeño y mantenimiento de las subestaciones eléctricas del Sistema de Transmisión, con el fin de que cumplan con los requerimientos de mantenimiento, confiabilidad y calidad congruentes con las exigencias de la demanda eléctrica nacional y las transferencias regionales.

Naturaleza y alcance de la auditoría

- 1.4 La auditoría comprendió el análisis de la confiabilidad, mantenimiento y la capacidad operativa de las subestaciones eléctricas del ICE que componen el Sistema de Transmisión del país, mediante el estudio del comportamiento de los transformadores de potencia e interruptores y de la ejecución del programa de mantenimiento de esas subestaciones, durante los años 2010 y 2011,

ampliándose en los casos que se consideró necesario.

Aspectos positivos que favorecieron la ejecución de la auditoría

- 1.5 La auditoría contó con la asesoría técnica de la Escuela de Ingeniería Eléctrica (EIE) de la Universidad de Costa Rica (UCR), durante el proceso de preparación, cálculo y análisis de los indicadores aplicados; análisis de los resultados en la fase de ejecución, así como en la comunicación de los resultados a la Administración del ICE. Asesoría fundamental en la realización de las actividades de esta fiscalización.
- 1.6 La capacitación, el conocimiento y el material adquirido por funcionarios del equipo de auditoría, producto de la participación del V Congreso Internacional sobre "*Trabajos con Tensión y Seguridad en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y Mantenimiento sin Tensión de Instalaciones de AT*", organizado por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) y el Comité Argentino de la CIER (CACIER), llevado a cabo en la ciudad de Salta de la República Argentina, durante los días 30 de agosto al 2 de setiembre de 2011.

Limitaciones que afectaron la ejecución de la auditoría

- 1.7 Parte de la información solicitada al ICE no fue suministrada según las especificaciones requeridas por la Contraloría General, y otra fue entregada con errores importantes; lo que ocasionó utilizar tiempo adicional para que el Instituto corrigiera y presentara nuevamente dicha información.
- 1.8 No fue posible analizar el nivel de ejecución del tiempo de mantenimiento programado, debido a inconsistencias entre el registro de las fechas y horas de inicio y de finalización reales de las labores.
- 1.9 Tampoco se pudo evaluar la potencia remanente de los transformadores elevadores, reductores y autotransformadores de las subestaciones eléctricas, ya que el ICE no registra datos acerca del comportamiento de la temperatura y carga de estos equipos.

Comunicación preliminar de los resultados de la auditoría

- 1.10 Los objetivos, alcance y criterios a considerar en la fase de examen de esta auditoría operativa fueron comunicados verbalmente al MBA Alejandro Soto Zúñiga, gerente general del ICE, en representación del presidente ejecutivo Ing. Teófilo de la Torre Argüello, y a los funcionarios: Ing. Gravin Mayorga Jiménez, Ing. Edwin Bogantes Villegas, Ing. Marco Rodríguez Calzada y el Ing. Armando Muñoz Gómez, en reunión celebrada el 10 de setiembre de 2012. Posteriormente, fueron comunicados a la Presidencia Ejecutiva, mediante el oficio de este Órgano Contralor nro. 09427 (DFOE-AE-0367) del 14 de setiembre de 2012.

- 1.11 La presentación preliminar de los resultados de esta auditoría operativa, a los técnicos del ICE, fue realizada en las instalaciones de la Unidad Estratégica de Negocios Transporte de Electricidad (UEN TE), el día 11 de marzo de 2013.
- 1.12 En reunión celebrada el 21 de marzo de 2013, se expusieron los resultados de la auditoría a la Presidencia Ejecutiva del ICE y a otros funcionarios de ese Instituto. En esa misma reunión, por medio del oficio nro. 02992 (DFOE-AE-0117) del 21 de marzo de 2013, se le entregó al Ing. Teófilo de la Torre Argüello, Presidente Ejecutivo del ICE, una copia digital del borrador del informe final, a fin de que en un plazo no mayor a cinco días hábiles formulara y remitiera a la Contraloría General, las observaciones que tuviese sobre el particular.
- 1.13 Finalmente, mediante oficio Nro. 2010-79-2013 del 2 de abril de 2013, el Director de la UEN Transporte de Electricidad del ICE planteó una serie de observaciones al borrador del informe, las cuales se analizaron con detalle, según se comenta en el Anexo Nro. 1 a este documento, y se incorporaron los ajustes y aclaraciones que se estimaron pertinentes en el cuerpo de este informe.

Generalidades acerca de la auditoría

- 1.14 De conformidad con el Decreto-Ley nro.449 de 8 de abril de 1949, se le encomienda al ICE el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que posee la Nación, cuyos fines principales se establecen en el artículo 2 del citado Decreto, entre los cuales resulta de interés para la presente auditoría destacar los siguientes:
 - Procurar que haya en todo momento energía disponible para satisfacer la demanda normal e impulsar el desarrollo.
 - Unificar los esfuerzos para asegurar el mejor rendimiento de los aprovechamientos de energía y sus sistemas de distribución.
 - Hacer de sus procedimientos técnicos, administrativos y financieros, modelos de eficiencia que garanticen el buen funcionamiento del Instituto.
- 1.15 Las subestaciones eléctricas forman parte del Sistema de Transmisión dentro de un Sistema Nacional Interconectado; dichos componentes albergan un conjunto de equipos y dispositivos eléctricos (interruptores de potencia, transformadores de potencia, transformadores de instrumento, cuchillas seccionadoras y pararrayos, entre otros) que permiten modificar las variables de tensión y corriente y ser un medio de interconexión y despacho de la electricidad en ese Sistema.
- 1.16 Así entonces, la importancia de verificar la eficacia del funcionamiento de las subestaciones eléctricas radica en el riesgo de que se generen limitaciones que podrían afectar la capacidad de transformación de la tensión, lo que incide en el

transporte de electricidad para satisfacer la demanda nacional de electricidad y los intercambios del Mercado Eléctrico Regional. En este sentido, la salida de operación de una subestación puede afectar y tener un mayor impacto en el suministro de electricidad, a diferencia de otros subsistemas del Sistema Nacional Interconectado, por lo que la confiabilidad en su función es relevante para la calidad y continuidad del suministro eléctrico.

Metodología aplicada

1.17 La confiabilidad de las subestaciones eléctricas se determinó mediante el cálculo de los indicadores de severidad promedio de interrupción (SPI), frecuencia de interrupción promedio por punto de entrega (FIP), duración promedio de interrupción por punto de entrega (DPL) y duración promedio de interrupción (DPI). Estos indicadores se calcularon de la siguiente forma:

- a) SPI [minutos]: Energía no servida total / Demanda pico anual del sistema.
- b) FIP [interrupciones por punto]: Cantidad total de interrupciones a los puntos de entrega de la subestación / Cantidad total de puntos de entrega servidos de la subestación.
- c) DPL [minutos por punto]: Suma de la duración de las interrupciones de todos los puntos de entrega afectados en la subestación / Cantidad total de puntos de entrega servidos de la subestación.
- d) DPI [minutos por interrupción]: Suma de la duración de las interrupciones de todos los puntos de entrega afectados en la subestación / Cantidad total de interrupciones a los puntos de entrega de las subestaciones.

1.18 Cabe señalar que se consideraron las interrupciones al servicio eléctrico producto de fallas o maniobras en los componentes de las subestaciones del Sistema de Transmisión del ICE. Según el alcance de la auditoría no corresponde considerar fallas o maniobras ocasionadas por el área de distribución del ICE ni por otras empresas distribuidoras.

1.19 Además, la cantidad total y la duración de las interrupciones se multiplicaron por la cantidad de puntos de entrega pertenecientes a la barra de la subestación, que es alimentada por el o los transformadores que salen de servicio. Mientras que la cantidad total de puntos de entrega servidos de la subestación, se refiere al total de circuitos de distribución que alimenta de energía cada subestación eléctrica.

1.20 Con el propósito de analizar la incidencia de las contingencias (fallas) en la programación y ejecución del mantenimiento, se consideraron las fallas que ocasionaron mantenimientos correctivos no planeados en los interruptores y transformadores de potencia; ya que estos dispositivos son los más importantes de una subestación, por cuanto su comportamiento determina en gran medida el

nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia. Asimismo, el análisis incluyó los tiempos efectivos de reparación registrados en el sistema de gestión del mantenimiento del ICE denominado “API-Pro”.

1.21 Una vez seleccionados los datos fueron analizados con base en los indicadores de tiempo medio entre fallas (TMEF), la relación entre el mantenimiento preventivo y correctivo (RMCP) y el tiempo de reparación promedio (TRT). Estos indicadores fueron calculados por equipo de la siguiente forma:

a) TMEF de transformadores [horas]: Suma de cantidad de horas que operaron todos los transformadores por subestación entre la cantidad total de fallas de mantenimiento correctivo y por recomendación del mantenimiento predictivo¹ en transformadores.

TMEF de interruptores [horas]: Suma de cantidad de horas que operaron todos los interruptores² por subestación entre la cantidad total de fallas de mantenimiento correctivo y por recomendación del mantenimiento predictivo en interruptores.

b) RMCP de transformadores [%]: Suma total de horas de mantenimiento correctivo de los transformadores de la subestación entre la suma total de horas de mantenimiento preventivo de esos transformadores.

RMCP de interruptores [%]: Suma total de horas de mantenimiento correctivo de los interruptores de la subestación entre la suma total de horas de mantenimiento preventivo de los interruptores de la subestación.

c) TRT de transformadores [horas]: Suma de cantidad de horas de reparación de los transformadores de la subestación, por mantenimiento correctivo o por recomendación del mantenimiento predictivo entre la cantidad total de fallas en la subestación por mantenimiento correctivo y por recomendación del mantenimiento predictivo en los transformadores.

TRT de interruptores [horas]: Suma de cantidad de horas de reparación de los interruptores de la subestación, por mantenimiento correctivo o por recomendación del mantenimiento predictivo entre la cantidad total de fallas de la subestación por mantenimiento correctivo y por recomendación del mantenimiento predictivo en los interruptores.

Los indicadores señalados para los transformadores, fueron calculados por subestación por tipo de equipo, sea reductor, elevador y autotransformador.

¹ Mantenimiento realizado para pronosticar el punto futuro de falla del componente de un equipo.

² Interruptores cuyo mantenimiento es responsabilidad de la UEN Transporte de Electricidad.

1.22 Estos indicadores fueron analizados en 54 subestaciones, específicamente para 205 transformadores en el año 2010 y 203 en el año 2011. En el 2010, estos equipos correspondieron a 31 autotransformadores, 62 transformadores elevadores y 112 transformadores reductores; y en el 2011 fueron en ese mismo orden 28, 66 y 109.

1.23 A su vez, para evaluar la razonabilidad en la ejecución del programa anual de mantenimiento de las subestaciones, se analizaron los informes de ejecución del mantenimiento efectuado por las regiones Central, Chorotega y Huetar Brunca del Proceso de Gestión de la Red de transmisión del ICE en los años ya mencionados. Aunado a ello, mediante visitas de campo y revisión de la documentación aportada por los coordinadores del mantenimiento de las subestaciones, se efectuó una comprobación del procedimiento utilizado para dar trazabilidad a la ejecución de las actividades de mantenimiento programadas, que permitiera a la vez verificar el contenido de los informes suministrados.

Al respecto, el nivel de ejecución del programa anual de mantenimiento se calculó sumando la cantidad de intervenciones de mantenimiento programadas y ejecutadas por región, cuyo resultado se dividió entre la suma de intervenciones de mantenimiento programadas por región. Este Indicador se calculó para las intervenciones de mantenimiento en general y por región del Proceso de Gestión de la Red de Transmisión del ICE.

1.24 Por otra parte, la antigüedad de los transformadores de potencia se determinó con base en una vida útil y económica de 30 años³. A partir de este dato se obtuvo el indicador denominado antigüedad de los transformadores (ATRA), calculado como la suma total de la vida útil consumida de todos los transformadores de potencia en años entre la cantidad total de transformadores, por tipo de transformador (reductor, elevador y autotransformador), subestación y región gestora de la Red de Transmisión.

1.25 La gestión de la reposición de los transformadores se evaluó con base en el análisis de la antigüedad de los transformadores; no se tomó en cuenta los transformadores elevadores aportados por las subestaciones de plantas de generación de Pirrís, Garabito y Pailas porque no fueron producto de la gestión de reposición de los transformadores.

1.26 Se determinó la disponibilidad anual de 211 y 208 transformadores en operación para los años 2010 y 2011 respectivamente, considerando únicamente las indisponibilidades forzadas (ocasionadas por fallas). Para ello, se utilizaron dos indicadores, uno relativo a la disponibilidad de todos los transformadores de la subestación (D) y el otro para la disponibilidad individual de cada uno de ellos

³ Referencia tomada del Informe del Proyecto Respaldo de Transformadores CCLIP-BID de mayo, 2007.

(DT). Dichos indicadores se calcularon de la siguiente forma:

- a) D [%]: Suma de la cantidad de horas disponibles de cada transformador en operación en la subestación entre la cantidad de transformadores en operación de la subestación por 8.760 horas⁴.
- b) DT [horas]: Cantidad de horas disponibles del transformador.

1.27 El análisis del proceso de transformación se realizó con base en los registros de voltaje de 18 subestaciones para el año 2010 y de 20 subestaciones para el 2011. Se utilizó el indicador razón de transformación que permitió establecer una relación entre los voltajes de salida y entrada de cada módulo de transformación, a partir de la medición del voltaje en las barras⁵. Con base en estos resultados se determinó si la conversión del voltaje en el transformador estuvo dentro de los valores establecidos en la normativa.

2 RESULTADOS

Subestaciones eléctricas con algunos riesgos en cuanto a la condición de confiabilidad del sistema de potencia

2.1 La severidad de las interrupciones de potencia es un indicador que permite relacionar la energía no servida (ENS) con la demanda pico que se presentó durante el año, con el fin de determinar la confiabilidad de ese Sistema y el impacto al usuario en cuanto al suministro de electricidad. Este indicador lo aplicó la Contraloría General para todo el Sistema Nacional Interconectado, no así para cada subestación eléctrica en particular. Es decir, la categorización de los minutos resultantes, señalan la relevancia que las interrupciones del suministro tuvieron en el sistema, que está caracterizado por la potencia pico del año que se examina. Al respecto, el informe para el análisis de la confiabilidad del sistema de potencia que emite el Institute of Electrical and Electronics Engineers (por sus siglas en inglés IEEE)⁶, divide la severidad de las interrupciones de potencia (SI) en los siguientes cinco grados⁷:

⁴ Cantidad de horas que tiene un año.

⁵ Elemento físico de una subestación que representa el nodo del sistema, es decir, el punto de conexión en donde se unen eléctricamente todos los circuitos que hacen parte de un determinado patio de conexiones.

⁶ Organización de reconocido prestigio internacional, compuesta aproximadamente por 400.000 miembros de 160 países, pertenecientes al campo de la ingeniería eléctrica y electrónica; siendo uno de los miembros la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica.

⁷ "Reporting Bulk Power System Delivery Point Reliability", in IEEE Transactions on Power System, vol. 11, pp. 1262-1268, 1996.

Grado 0: una condición de no confiabilidad que es considerada normalmente aceptable, con SI < 1 minuto.

Grado 1: una condición de no confiabilidad que puede tener significantes impactos en uno o más consumidores, pero que no es considerada seria, con SI entre 1 y 10 minutos.

Grado 2: una condición de no confiabilidad que es de serio impacto en los consumidores, con SI entre 10 y 100 minutos.

Grado 3: una condición de no confiabilidad que tiene muy serios impactos en los consumidores, con SI entre 100 y 1.000 minutos.

Grado 4: una condición de no confiabilidad que tiene impactos extremos en los consumidores, lo cual resulta en el colapso del sistema o en un apagón de la mayor parte del sistema, con SI > 1.000 minutos.

- 2.2 De acuerdo con dicho criterio, el Sistema Nacional Interconectado (SNI) del país (compuesto por generación, transmisión y distribución) presentó una severidad de las interrupciones de potencia de 43,27 minutos durante el año 2010 y de 34,48 minutos en el 2011. Estos resultados colocaron al SNI en la categoría de grado 2 que define el citado Instituto, lo que representa una condición de no confiabilidad con un riesgo de serio impacto en el suministro de electricidad para los consumidores; aunque; los resultados muestran una tendencia del SNI más cercana a la categoría de grado 1, lo que reduce dicho riesgo y lo acerca a una condición que no es considerada seria. Además, la severidad examinada logra una mejoría del año 2010 al 2011.
- 2.3 Esta situación se puede atribuir en un 60,27% en el 2010 y un 53,36% en el 2011 a la operación de las subestaciones eléctricas, ya que la mayoría de interrupciones al servicio eléctrico se debieron a la operación deficiente de algún componente de estas subestaciones; considerando que los *recloser*⁸ que se encuentran en el extremo inicial de las líneas de cada uno de los puntos de entrega (líneas de distribución) son parte de las subestaciones.
- 2.4 En el siguiente cuadro se muestra en detalle la contribución de las subestaciones eléctricas y de los demás componentes en la severidad de las interrupciones del Sistema Nacional Interconectado, para los años 2010 y 2011.

⁸ Componente del sistema de protección cuya función primordial es la interrupción con reconexión automática del circuito eléctrico. Si hay una falla en la línea este componente abre el circuito y lo cierra pasado cierto tiempo, si la falla desaparece mantiene cerrado el circuito y el servicio eléctrico sigue normalmente. Pero si la falla persiste, repite la maniobra hasta una cantidad de veces, luego abre el circuito por última vez y se queda en esa posición hasta que el personal intervenga para determinar lo que pasó.

Cuadro Nro. 01
Severidad de las interrupciones del Sistema Nacional Interconectado por
componente en los años 2010 y 2011

Origen	2010		2011	
	Severidad	Representa	Severidad	Representa
Subestaciones	26,08 min	60,27%	18,40 min	53,36%
Generación, líneas de transmisión y distribución.	17,19 min	39,73%	16,08 min	46,64%
S.N.I.	43,27 min	100,00%	34,48 min	100,00%

Fuente: Elaboración propia, calculado con datos proporcionados por el ICE.

- 2.5 En el año 2010 las subestaciones menos confiables fueron: Desamparados con una severidad de interrupción de 7,54 minutos, El Coco con 3,68 minutos y Sabanilla con 2,33 minutos. Es necesario resaltar que la suma de la severidad de las interrupciones de estas tres subestaciones resultó suficiente para que el sistema total alcanzara la condición de grado 2 de severidad ya señalada.
- 2.6 En el año 2011 las subestaciones con mayor severidad de interrupción fueron: Lindora con 3,06 minutos, Desamparados con 2,53 minutos, Sabanilla con 2,37 minutos y Alajuelita con 2,13 minutos. De igual forma, sumando la severidad de estas cuatro subestaciones alcanzaron 10 minutos, que se encuentra en el límite inferior del grado 2, con las razones de riesgo de impacto ya comentadas.
- 2.7 En cuanto a la cantidad y duración de las interrupciones a los puntos de entrega, atribuibles a fallas y maniobras en los componentes de las subestaciones, se determinó que, en términos generales, las subestaciones operan con una frecuencia de interrupción promedio por punto de entrega por año⁹ menor a 1,45 interrupciones, parámetro que establece la IEEE para la industria del sector eléctrico. Sin embargo, algunas subestaciones en particular sí presentaron interrupciones por puntos de entrega superiores al promedio de la industria y hasta por más del doble, lo que les resta confiabilidad al ser un riesgo que no permite garantizar razonablemente el suministro eléctrico. Estas subestaciones se detallan en el siguiente cuadro.

⁹ IEEE Std 1366-1998. IEEE Trial-Use Guide For Electric Power Distribution Reliability Indices. Transmission and Distribution Subcommittee of the IEEE Power Engineering Society. Approved 10 December, 1998.

Cuadro Nro. 02

Subestaciones eléctricas del ICE que superaron la frecuencia de interrupción promedio por punto de entrega (FIP) establecida por el IEEE

Subestaciones	2010	2011
Barranca	3,00	
San Miguel	3,00	
Tejar		3,00
El Coco	2,89	
Cañas	2,33	
Juanilama	2,00	
Angostura	2,00	
Peñas Blancas		2,00
Santa Rita	1,80	
Desamparados	1,57	
Siquirres		1,50
Lindora		1,50
Fuente: Elaboración propia, calculado con los datos proporcionados por el ICE.		

Con respecto a la duración promedio de interrupción por punto de entrega (DPL) se identificó que el promedio general anual es razonable. Sin embargo, al igual que con la frecuencia de interrupción, se encontraron subestaciones cuyos resultados fueron superiores al promedio de 2,3 horas (h) establecido por la IEEE; a saber, en el 2010 Angostura con 7 h, Arenal con 3,58 h y Desamparados con 3,19 h; y en el año 2011 de nuevo Desamparados con 8,61 h, así como Alajuelita con 2,92 h y Lindora con 2,45 h.

- 2.8 A su vez, se determinó que en el año 2011 la duración promedio de interrupción (DPI) aumentó por más del doble con respecto a los resultados del año 2010, por cuanto pasó de 0,67 h a 1,40 h; esto debido a la duración mayor de la interrupción y no a la cantidad de interrupciones, que fue menor en aproximadamente un 50%. Las subestaciones menos confiables son las mismas que se mencionaron en el indicador anterior, sea en el 2010 Angostura con 3,50 h, Arenal con 2,87 h y Desamparados con 2,03 h; y en el año 2011 Alajuelita con 2,19 h, Desamparados con 6,03h y Lindora con 1,63 h.

- 2.9 Las subestaciones menos confiables al considerar tanto la cantidad (frecuencia) y duración de las interrupciones a los puntos de entrega, se detallan de seguido.

Cuadro Nro. 03
Subestaciones eléctricas menos confiables debido a la cantidad y duración de interrupciones a los puntos de entrega

Subestaciones	2010			2011		
	FIP	DPL	DPI	FIP	DPL	DPI
Angostura	2	7h	3,50h			
Arenal	1,25	3,58h	2,8h			
Desamparados	1,57	3,19h	2,03h	1,43	8,61h	6,03h
Alajuelita				1,33	2,92h	2,19h
Lindora				1,50	2,45h	1,63h

Fuente: Elaboración propia, calculado con los datos proporcionados por el ICE.

- 2.10 Para el año 2010 la cantidad de energía no servida (ENS) atribuible a las subestaciones eléctricas fue de 667,2 MWh y para el 2011 de 474,1 MWh. La mayor cantidad de esa energía se debe a interrupciones generadas por la operación deficiente de los *recloser* (protección de sobre corriente del circuito de distribución), la existencia de errores humanos en la manipulación de los equipos de las subestaciones, y a la presencia de animales en dichos componentes. Las causas de las interrupciones que generan energía no servida se detallan de seguido.

Cuadro Nro. 04
Causas de interrupciones del suministro eléctrico atribuibles a las subestaciones
durante los años 2010 y 2011

Causas de las interrupciones	Nro. de interrupciones	
	2010	2011
Recloser	12	14
Error humano	8	6
Animal	5	4
Desconocida	4	1
Interruptor	4	4
Transformador reductor	4	1
Transformador de instrumento	3	1
Cableado	2	
CENCE	2	1
Naturaleza	2	
Neutro de la protección	1	
Protección de impedancia	1	
Transformador elevador	1	
Total general	49	33

Fuente: Elaboración propia, con los datos proporcionados por el ICE.

- 2.11 Las interrupciones del servicio eléctrico de referencia provocadas por las subestaciones representan pérdidas económicas para los usuarios de aproximadamente \$2.135.040 en el año 2010 y de \$1.706.760 en el año 2011. Estas afectaciones se dan en especial para el sector industrial y comercial; además, de la no percepción de ingresos del ICE por dejar de vender la energía. El cálculo utilizó como base el “Costo del déficit” que determina el ICE, que fue de \$3.200 para el año 2010 y de \$3.600 por MWh para el 2011.

Factores que comprometen la eficacia del mantenimiento de las subestaciones eléctricas

Incidencia de las contingencias en la programación y ejecución del mantenimiento

- 2.12 Para los años 2010 y 2011 las labores de mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia se vieron afectadas negativamente, debido a que horas programadas por este concepto se destinaron a las labores de mantenimiento correctivo no planeado de dichos equipos.
- 2.13 Esta condición se muestra en los valores obtenidos de la relación entre los tiempos efectivos de reparación dedicados al mantenimiento correctivo y preventivo (RMCP) para cada tipo de transformador (autotransformador, elevador y reductor), tanto a nivel general como por subestación. En estos casos el resultado de esta relación estuvo por encima del valor recomendado del 25% que se utilizó como parámetro de comparación en el análisis¹⁰. Los resultados de este indicador se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro Nro. 05

Tiempo efectivo de reparación para mantenimiento correctivo y preventivo Promedio por tipo de transformador en todas las subestaciones

Tipo de transformador	2010	2011
Autotransformadores	33%	95%
Elevadores	22%	29%
Reductores	56%	27%

Fuente: Elaboración propia con datos del sistema de gestión del mantenimiento "API-PRO" del ICE, proporcionados por la Unidad Estratégica de Negocios Transporte de Electricidad.

- 2.14 Como se muestra, solo en el caso de los transformadores elevadores para el año 2010 se presentó un tiempo efectivo dedicado al mantenimiento inferior al 25% establecido como parámetro. Además, en el caso de los autotransformadores es notable como este indicador ha desmejorado casi en un 300%, y sobresale la disminución mostrada por los reductores en casi un 50%.
- 2.15 El análisis por tipo de transformador reveló que las subestaciones más afectadas en los años 2010 y 2011 al tomar horas requeridas para mantenimiento preventivo y utilizarlo en mantenimiento correctivo no planeado, fueron:

¹⁰ Referencia a criterio de auditoría 3, inciso c) del Oficio de esta Contraloría General Nro. 09427 (DFOE-AE-0367) del 14 de setiembre de 2012, comunicado a la Administración Superior del ICE.

- a) En razón de los transformadores reductores de las subestaciones Alajuelita, Arenal, Colima, Desamparados, Guayabal, Heredia, Leesville, Parrita, San Isidro y Turrialba. Con relaciones de tiempo de mantenimiento correctivo no planeado entre 30 y 5.000% con respecto al mantenimiento preventivo.
- b) En razón de los transformadores elevadores de las subestaciones Barranca en el 2010 y Arenal, Cachí, Corobicí y Peñas Blancas en el 2011. Con relaciones de tiempo de mantenimiento correctivo no planeado entre 31 y 133% con respecto al mantenimiento preventivo.
- c) En el caso de los autotransformadores de las subestaciones La Caja, Río Macho, Cañas y San Miguel, únicamente recibieron mantenimiento correctivo no planeado.

2.16 La situación descrita se debe en parte a la ocurrencia de fallas, lo que obliga a la institución a trasladar recursos destinados al mantenimiento preventivo para atender mantenimientos correctivos no planeados. En este sentido, en el año 2010 se vieron afectados por al menos una falla el 25,8% de los autotransformadores, el 17,7% de los transformadores elevadores y el 50,9% de los transformadores reductores. En el año 2011, esta situación se presentó en el 28,8%, 24,4% y 47,7% de estos equipos, respectivamente.

2.17 Aunado a la condición señalada, se dio un incremento en la ocurrencia de las fallas que afectaron los transformadores elevadores y autotransformadores de un año a otro, ocasionando una disminución del tiempo medio entre fallas (TMEF) de esos equipos, tal como se aprecia en el cuadro siguiente.

Cuadro Nro. 06

Tiempo medio entre fallas promedio por tipo de transformador

Tipo de transformador	2010 (horas)	2011 (horas)
Autotransformadores	27.155,05	17.518,20
Elevadores	33.940,46	27.524,03
Reductores	8.757,31	11.100,92

Fuente: Elaboración propia con datos del sistema de gestión del mantenimiento "API-Pro" del ICE, suministrados por la UEN TE.

2.18 Al comparar los resultados del Tiempo Medio Entre Fallas (TMEF) y de la Relación Entre Mantenimiento Correctivo y Preventivo (RMCP) para los transformadores de las subestaciones eléctricas, se determinó que de un año a otro disminuyó la cantidad de horas destinadas al mantenimiento preventivo de los autotransformadores en un 48% y de los elevadores en un 14%; en ese mismo

orden, se incrementaron las horas de atención de fallas por mantenimiento correctivo no planeado en el 40% y 31%. Lo anterior está relacionado con la disminución del tiempo medio entre fallas de esos equipos del año 2010 al 2011, incidiendo en mayor mantenimiento de esta naturaleza; y también se relaciona con el aumento de la RMCP entre esos años, tal como se aprecia en el siguiente cuadro.

Cuadro Nro. 07

Comparación entre el TMEF y la RMCP según tipo de transformador

Tipo de transformador	TMEF Año 2010 (horas)	RMCP Año 2010	TMEF Año 2011 (horas)	RMCP Año 2011	Aumento o disminución del TMEF (horas)	Aumento o disminución del RMCP
Autotransformadores	27.155,05	33%	17.518,20	95%	-9.636,85	62%
Elevadores	33.940,46	22%	27.524,03	29%	-6.416,43	7%
Reductores	8.757,31	56%	11.100,92	27%	2.343,61	-29%

Fuente: Elaboración propia con los datos del sistema de gestión del mantenimiento “API-Pro” del ICE, suministrados por la UEN TE.

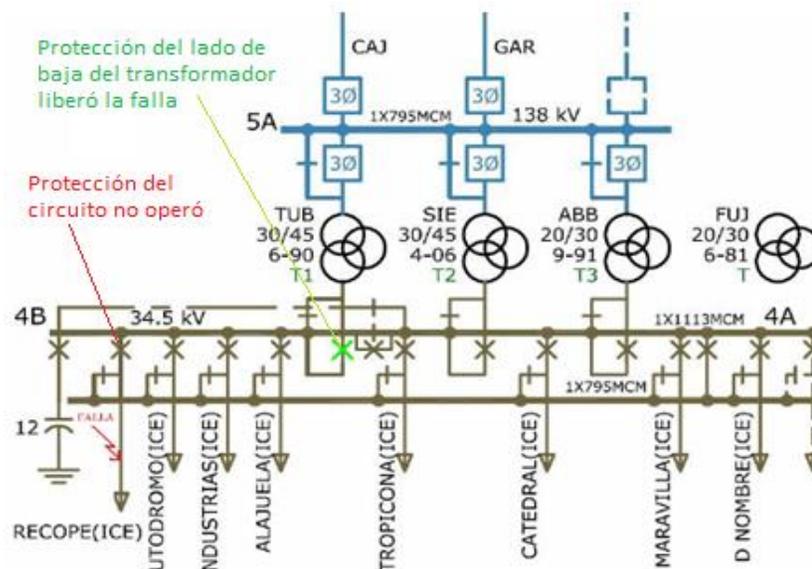
- 2.19 Por el contrario, en el caso de los transformadores reductores se dio un aumento del 30% en el tiempo de intervención por mantenimiento preventivo y una disminución del 23% en las horas destinadas al mantenimiento para la solución de fallas (mantenimiento correctivo no planeado), esto del 2011 con respecto al 2010. Esta situación concuerda con los datos del TMEF y la RMCP anteriormente presentados.
- 2.20 Resulta evidente que la mayor ocurrencia de fallas disminuye el tiempo medio entre fallas, y que la atención del mantenimiento de dichas fallas incidió en la disminución de la cantidad de recursos destinados a labores de mantenimiento preventivo, en el parque total de transformadores. Al respecto, llama la atención que en las subestaciones de Colima, Alajuelita y Heredia, que excedieron el parámetro de la relación entre el mantenimiento correctivo y preventivo, tienen en operación el 50% de los transformadores reductores que al 2011 ya habían agotado su vida útil. Además, en las subestaciones de Corobicí, Arenal y Barranca se concentran el 41% de los transformadores elevadores en operación que al 2011 tenían superada su vida útil.
- 2.21 Las fallas que afectaron en mayor medida la gestión del mantenimiento de los transformadores en las subestaciones se originaron por averías en equipos de la subestación, por errores humanos y en las líneas de la red de distribución; en ese

orden las fallas representaron en el 2010 el 53%, 17%, y 12%, y en el 2011 el 46%, 20% y 21% del total de fallas.

- 2.22 Los registros del ICE relacionados con las fallas ocasionadas por equipos de la subestación, no permitió identificar con precisión el elemento donde se originó. En relación con las ocurridas por errores humanos, debe indicarse que la mayor parte de ellas se presentaron mientras funcionarios realizaban trabajos específicamente en las subestaciones.
- 2.23 Por otra parte, en lo referente a las fallas generadas en las líneas de la red de distribución que provocaron energía no suministrada, la mayoría se debió a que la protección de sobre corriente del circuito de distribución (*recloser*) operó de forma deficiente. En este sentido, de 17 fallas registradas en el año 2010, 12 se filtraron al transformador y en el 2011 fueron 14 de 25 fallas identificadas.
- 2.24 A modo de ejemplo, la siguiente figura presenta una falla ocurrida en el circuito de distribución RECOPE de la subestación El Coco. En esta falla no se activó la primera protección de dicho circuito, que es el *recloser*, la falla continuó hacia lo interno de la subestación y fue detenida por la protección del transformador, ubicada en el lado de baja tensión de este.

Figura Nro. 01

Liberación de falla por operación deficiente de un *recloser* en la Subestación de El Coco en el año 2010



Fuente: Informes de fallas de las subestaciones suministrados por la UEN TE del ICE.

2.25 En cuanto al análisis del tiempo de reparación promedio de los transformadores (TRT) de las subestaciones, se consideran tiempos promedio razonables de conformidad con el criterio de la asesoría técnica de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica; y se muestran a continuación.

Cuadro Nro. 08

Tiempo de Reparación Promedio (TRT) por tipo de transformador

Tipo de transformador	TRT Año 2010 (horas)	TRT Año 2011 (horas)
Autotransformadores	1,61	1,71
Elevadores	2,23	1,96
Reductores	1,87	1,56

Fuente: Elaboración propia con datos del sistema de gestión del mantenimiento "API-Pro" del ICE, suministrados por la UEN TE.

2.26 No obstante, los registros de los tiempos de mantenimiento con que cuenta el ICE no permiten identificar el tiempo que transcurre desde que se da la falla hasta el momento en que se brinda la atención correspondiente. Lo anterior, puede ir en detrimento de la exactitud de la información que fundamenta la toma de decisiones relativas a la distribución de los recursos para atender el mantenimiento correctivo no planeado y en los tiempos de respuesta de atención de fallas.

2.27 Además, en el caso de los interruptores de potencia de las subestaciones por nivel de tensión, el resultado de los indicadores de tiempo medio entre fallas (TMEF), relación entre mantenimiento correctivo y preventivo (RMCP) y tiempo de reparación promedio (TRT) muestra un comportamiento razonable; esto de conformidad con el criterio de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la UCR. Estos resultados se presentan en el siguiente cuadro.

Cuadro Nro. 09

Resultado de los indicadores de TMEF, RMCP y TRT para los interruptores de potencia de las subestaciones, según nivel de tensión

Nivel de tensión	Año 2010			Año 2011		
	TMEF (horas)	RMCP	TRT (horas)	TMEF (horas)	RMCP	TRT (horas)
34,5 kV	57.667,07	7%	1,68	45.438,16	12%	2,47
138 kV	38.772,24	17%	2,51	40.106,97	12%	2,28
230 kV	84.667,32	6%	2,57	60.520,99	6%	1,92

Fuente: Elaboración propia con los datos del sistema de gestión del mantenimiento "API-Pro" del ICE, suministrados por la UEN TE.

2.28 Sin embargo, acerca del mantenimiento de los interruptores se determinó que las fallas de operación fueron causadas por fugas de gas; esto en el 39% de los casos en el año 2010 y en el 33% en el año 2011. Al respecto, es criterio de esta Contraloría General que la desatención de esta causa puede convertirse en un factor crítico para la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

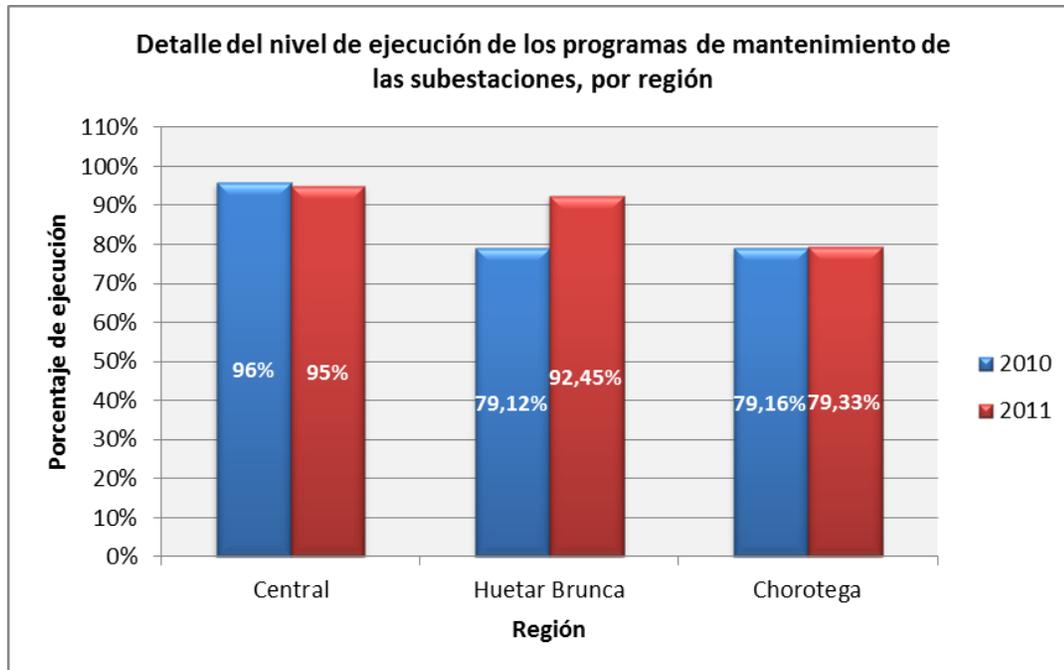
2.29 En suma, la gestión del mantenimiento de los transformadores de potencia, sobre todo del preventivo, conlleva riesgos que podrían acrecentar la ocurrencia y recurrencia de las fallas en los transformadores, con los consecuentes efectos negativos sobre la vida útil de esos equipos; en la programación, ejecución y costos del mantenimiento; y en la disponibilidad de los transformadores para la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Ejecución de los programas de mantenimiento

2.30 La ejecución general de los programas de mantenimiento de las subestaciones fue del 86% en el año 2010 y del 89% en el año 2011. Lo anterior, se fundamenta en el análisis de los informes anuales de ejecución del mantenimiento de las subestaciones, emitidos por las regiones del proceso de gestión de la red del ICE y en las comprobaciones respectivas. Estos porcentajes de ejecución se encuentran dentro del nivel razonable considerando que el parámetro establecido es del 90%.

2.31 La ejecución del programa de mantenimiento por cada región del Proceso de Gestión de la Red, evidencia que la región con menor porcentaje de ejecución fue la Chorotega; seguida por la región Huetar Brunca que a su vez mostró una mejoría sustancial del 2010 al 2011; esto según se aprecia a continuación.

Gráfico Nro. 01



Fuente: Elaboración propia, con los datos de los informes de ejecución del programa de mantenimiento en subestaciones, suministrados por la UEN TE.

- 2.32 En relación con lo expuesto, los coordinadores del área de mantenimiento en subestaciones de las regiones Huetar Brunca y Chorotega indicaron que la ejecución de las actividades de mantenimiento programadas se afectaron principalmente por: a) labores de ampliación de equipos en las subestaciones, b) reconstrucciones en algunas unidades regionales, y c) la recepción y puesta en operación de obras nuevas como las subestaciones de Pirrís, Pailas y Garabito.
- 2.33 Sin embargo, este Órgano Contralor determinó que las actividades antes señaladas fueron incluidas dentro de los programas anuales de mantenimiento, y dada la experiencia que tiene el ICE en la ejecución de dichas labores, éstas no debieron haber generado un impacto significativo en la ejecución del programa de mantenimiento. Además, se considera que dicha situación requiere criterios de estimación que armonicen las necesidades coyunturales con las actividades de mantenimiento programado, particularmente en la región Chorotega.
- 2.34 En este sentido, las labores con mayor subejecución fueron el mantenimiento predictivo. Específicamente, para el 2010 se ejecutaron el 41% de las pruebas termográficas planificadas y el 75% de las pruebas electromagnéticas; mientras

que para el 2011 y en ese orden se concluyeron el 54% y 53% de estas pruebas¹¹. Lo anterior, conforme a lo señalado en los informes de mantenimiento del Proceso de Gestión de la Red en la región Chorotega.

- 2.35 Esta subejecución de las actividades de mantenimiento limita la capacidad de anticiparse y reducir la probabilidad de ocurrencia de fallas en los equipos y de evitar daños provocados por las fallas; asimismo, expone a eventuales interrupciones del suministro, indisponibilidades de los equipos y pérdidas en ventas de energía. A su vez, no realizar las pruebas electromagnéticas puede afectar la identificación de discontinuidades o diferencias en conductividad eléctrica que causan distorsiones del campo magnético de algunos equipos, principalmente los de control y medición encargados de activar las protecciones.
- 2.36 Esta Contraloría General observó que los informes que presentan el resultado de la ejecución de los programas anuales de mantenimiento, emitidos por el Proceso de Gestión de la Red de las regiones, contienen diferentes elementos y niveles de detalle. Lo anterior, limita el aprovechamiento de la información generada para apoyar la toma de decisiones acerca del mantenimiento de las subestaciones. Al respecto, solo se encontró lo señalado en el Procedimiento para la planificación, registro y seguimiento del trabajo técnico de la UEN TE, al indicar *“El sistema de indicadores a considerar en el informe anual contendrá al menos los indicadores denominados como ‘índices de clase mundial’.”*
- 2.37 Por otra parte se comprobó que los coordinadores del mantenimiento del área de subestaciones de las regiones, elaboraron una guía para la práctica de periodicidad de las actividades del mantenimiento preventivo de los equipos de las subestaciones, pero no se cuenta a nivel institucional con la política y lineamientos formales de periodicidad respectiva. Además, según el criterio de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la UCR:

*(...) son las necesarias y suficientes, excepto que en las inspecciones diarias podrían incluirse las lecturas de corriente y voltaje de carga, los sonidos inusuales, las bombas de circulación y los ventiladores y semanalmente fugas y niveles de aceite y revisión de los tubos de ventilación y cada tres meses la cromatografía de gases de aceite.*¹²

¹¹ Las pruebas termográficas permiten evaluar las condiciones en que se encuentra un equipo y sus partes, principalmente mediante la valoración del comportamiento de las temperaturas de operación. Las pruebas electromagnéticas se basan en la medición o caracterización de uno o más campos magnéticos, generados eléctricamente e inducidos en el material de prueba.

¹² Informe Final de hallazgos acerca de la Capacidad, Desempeño y Mantenimiento de los principales componentes de las subestaciones eléctricas que forman parte de la Red de Transmisión del Sistema Nacional Interconectado. P 105.

Gestión del parque de los transformadores de potencia

Debilidades en la reposición de los transformadores

- 2.38 Del año 2010 al año 2011, el ICE realizó incorporaciones y retiros de transformadores que dieron como resultado que la antigüedad promedio total del parque pasara de 15,61 a 15,90 años. En cuanto a nivel regional, se incrementó la antigüedad promedio de los transformadores en las regiones de Gestión de la Red Central y Chorotega, pues en esos mismos años pasó de 15,26 a 16,08 años en la primera y de 14,08 a 15,50 años en la segunda.
- 2.39 Los transformadores elevadores constituyen el grupo con mayor antigüedad promedio al aumentar a nivel general de 21,29 a 22,37 años entre el 2010 y el 2011. A nivel de región pasaron de 21,86 a 22,86 años para la Central, de 21,69 a 22,37 años para la Chorotega y de 20,62 a 21,62 años en la Huetar Brunca.
- 2.40 También, se verificó que 35 transformadores que corresponden al 17,8% del total de esos equipos y que representó el 17,6% de la potencia total de transformación (8.887,2 MVA) tenían la vida útil agotada al 2011, sea superior a 30 años¹³. El 27% de los transformadores elevadores que han superado la vida útil contribuyen con el 23,4% del total de la potencia de transformación, según se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro Nro. 10
Transformadores con vida útil agotada al 2011

Tipo	Cantidad	Representa	Potencia (MVA)	Representa
Elevadores	17	27,0%	704,8	23,4%
Autotransformadores	6	17,7%	480,0	25,1%
Reductores	12	12,0%	375,0	9,5%

Fuente: Elaboración propia con los datos proporcionados por la Administración del ICE.

- 2.41 Los transformadores de cita están en operación, principalmente, en las siguientes subestaciones: Colima con 4 reductores y 3 elevadores, Río Macho con 4 elevadores, Corobicí con 3 elevadores, Siquirres con 3 reductores y La Caja con 3 autotransformadores.

¹³ Referencia tomada del Informe del Proyecto Respaldo de Transformadores CCLIP-BID de mayo, 2007.

- 2.42 El ICE ha realizado esfuerzos para reponer los transformadores que han superado la vida útil, y que por ende representan mayor riesgo para la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico o para la satisfacción de la demanda en determinadas comunidades, mediante el proyecto de respaldo de transformadores financiado por el BID. Sin embargo, esta reposición resulta insuficiente para sustituir la mayor parte de la potencia de los transformadores en tal condición. Mediante dicho proyecto se adquirieron 17 transformadores que, cuando estén en operación, sustituirán solo el 57,4% (895 MVA) de la potencia de transformación que agotó su vida útil al 2011.
- 2.43 Cabe destacar, que a la fecha de este informe el ICE no ha puesto en operación los 17 transformadores adquiridos. Al respecto, la administración argumentó que no se han instalado aún porque fueron realizados ajustes a las prioridades de sustitución de transformadores que superan la vida útil; en este sentido se dieron traslados de una subestación a otra para mayor aprovechamiento de su potencia de transformación y porque se tiene la práctica de utilizar los transformadores la mayor cantidad de años posible. Además, mediante una observación al borrador del informe, indicó que el desfase actual entre la adquisición y la instalación del equipo de transformación obedece a que esa compra se inició antes del estancamiento de la demanda y esto condicionó las necesidades de cambio.
- 2.44 También, se determinó la carencia de una metodología que oriente la sustitución razonable de los transformadores de potencia, que además del criterio de antigüedad incluya al menos la ocurrencia de fallas, las relaciones de costo-beneficio de mantenimiento, los tiempos de adquisición e instalación y la resistencia mecánica del aislante de los devanados; que constituyen buenas prácticas según el criterio experto y deriven en un plan integral de reposición de estos equipos.
- 2.45 La tendencia al incremento de la antigüedad promedio del parque de transformadores y de la cantidad de esos equipos que supera su vida útil, no necesariamente conlleva al deficiente funcionamiento de estos equipos pero su desatención podría aumentar el riesgo de ocurrencia, recurrencia y duración de las indisponibilidades de los transformadores, ya sea por fallas o mantenimiento en los equipos, y los consecuentes efectos en los costos de mantenimiento, las pérdidas de venta de energía, las afectaciones económicas al sector productivo y a la calidad y continuidad del suministro eléctrico para los usuarios.

Transformadores que ponen en riesgo el suministro de electricidad

- 2.46 En el año 2010, el conjunto de transformadores de las subestaciones de Leesville y de Turrialba tuvieron disponibilidades de 99,9191% y 99,5685%, respectivamente. Estas disponibilidades son inferiores a la disponibilidad mínima por subestación de 99,9315%, establecida como parámetro en esta auditoría, según lo establecido por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú. En el año 2011, la disponibilidad menor al parámetro de cita se dio en las subestaciones de Cachí, Parrita, San Isidro y Tejar, las cuales fueron, en ese orden, de 99,8573%, 99,8453%, 99,9005% y 99.9184%.
- 2.47 Asimismo, en el año 2010 el 9,48% de los transformadores no alcanzaron la disponibilidad mínima anual de 8.754 horas, y en el año 2011 esta condición se presenta en el 6,73% de los transformadores; lo anterior, porque estuvieron fuera de operación debido a fallas por más de 6 horas. La mayoría de estos transformadores son reductores. Considerando el tiempo indisponible los transformadores menos confiables durante los años 2010 y 2011 fueron los siguientes:

Cuadro Nro. 11
Transformadores menos confiables

Subestación	Identificación del Transformador	Antigüedad al 2010 (años)	Indisponibilidad en el 2010 (h)	Indisponibilidad en el 2011 (h)
Turrialba	TR-06-93	9	74,5	
Cachí	TE-09-65	45		56,6
Moín	TE-10-01	7		36,0
Leesville	TR-07-04	3	28,4	7,5
Barranca	TE-01-74	36	21,6	16,3
El Coco	TR-06-06	1	22,4	
Parrita	TR-07-08	2		15,9
Parrita	TR-06-08	2	11,2	
Barranca	TE-02-74	36	8,5	
La Caja	TA-11-77	33		6,06

Fuente: Elaboración propia con datos proporcionados por la Administración del ICE.

- 2.48 Estos resultados implican que no existe una relación directa entre los transformadores con mayor indisponibilidad y su antigüedad, pues algunos transformadores con la vida útil superada exceden el parámetro de indisponibilidad anual, pero también lo superan transformadores con pocos años de operación.
- 2.49 Ahora bien, al relacionar estos resultados con la relación entre mantenimiento correctivo y preventivo, ya mencionada, se observa que las indisponibilidades en los transformadores de las subestaciones de Barranca y de Leesville, incidieron en las altas relaciones de tiempo de mantenimiento correctivo no planeado con respecto al mantenimiento preventivo que se presentaron en el 2010 y 2011 en dichas subestaciones, e inclusive en el año 2011 en la subestación de Barranca solo se efectuó mantenimiento correctivo.
- 2.50 Se determinó que las indisponibilidades de los transformadores se originaron principalmente por averías en los equipos de las subestaciones, errores humanos y fallas en circuitos de distribución como consecuencia de una deficiente operación del *recloser*. Estas indisponibilidades pueden afectar negativamente el proceso de transformación en las subestaciones e incrementar las probabilidades de interrupción del suministro de electricidad y de afectación a su confiabilidad. Asimismo en el contexto del Mercado Eléctrico Regional, el ICE tendrá que mantener una gestión rigurosa de la indisponibilidad específicamente de los autotransformadores¹⁴, para no verse expuesto a penalidades por incumplimiento de la disponibilidad mínima requerida para esos equipos.

Eficacia del proceso de transformación

- 2.51 La eficacia de la función de cada transformador de potencia se analizó mediante el indicador que evalúa los voltajes a la entrada y salida del módulo de transformación; éste permite conocer razonablemente posibles desviaciones de los niveles de tensión alta y baja del transformador. En condiciones normales de operación, la tensión debe permanecer dentro del rango de $\pm 5\%$ de la nominal, estos límites permiten establecer un rango para la valoración de los resultados del proceso de transformación definido entre 0,904762 y 1,105263. De acuerdo con los resultados en las subestaciones se determinó que este proceso se llevó a cabo de forma razonable y dentro de los parámetros establecidos.
- 2.52 No obstante, llama la atención de este Órgano Contralor que las subestaciones de Escazú, Desamparados, El Este, Heredia y El Coco presentaron fluctuaciones en los voltajes fuera de los límites de $\pm 5\%$ de la tensión nominal, condición que, en

¹⁴ Ver Informe emitido por el Ente Operador Regional denominado “Identificación de la red de transmisión regional para el año 2012”, pág. 7.

algunos casos, se prolongó por períodos de hasta 15 días. Estos resultados hacen suponer problemas críticos en el proceso de transformación de esas subestaciones, sobre todo por una aparente zona de inestabilidad de voltaje entre las subestaciones del Este, Escazú y Desamparados, que tiende a acentuarse en las horas de demanda máxima del sistema, según lo indicado por la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la UCR.

- 2.53 Al respecto, la UEN TE del ICE señala que la principal causa radica en problemas de medición del voltaje, que son muy serios por ejemplo en las subestaciones de Escazú y Heredia. También señala como causa sobrevoltajes por requerimientos del distribuidor que busca compensar la caída de tensión en sus líneas y las tolerancias de los reguladores de voltaje; y por errores de transmisión de datos y fallas.

3 CONCLUSIONES

- 3.1 Esta Contraloría General considera que la confiabilidad de las subestaciones es susceptible de mejora, lo que a su vez contribuiría al fortalecimiento del sistema de transmisión eléctrica del país. Lo anterior, por cuanto los resultados de esta auditoría demuestran que las subestaciones están, en promedio, con una confiabilidad intermedia asociada al riesgo de impactar eventualmente el suministro eléctrico, con sus efectos negativos a los sectores involucrados con este servicio. En esta condición se encuentran las subestaciones de Desamparados, El Coco, Lindora, Sabanilla y Alajuelita que pertenecen a la Región Central, donde se da el mayor trasiego de energía, demanda máxima y corrientes de corto circuito; por lo que ante la ocurrencia de fallas están más expuestas a provocar impactos en la continuidad y confiabilidad del suministro de electricidad. También hay subestaciones con baja confiabilidad en las regiones Chorotega y Huetar Brunca con subestaciones como Arenal y Angostura, respectivamente.
- 3.2 Estos resultados de confiabilidad también se vieron afectados por la frecuencia y duración acumulada de las interrupciones en los puntos de entrega, que se dieron en esas subestaciones y cuyo causante principal fue la operación deficiente de algunos de los *recloser* en el extremo inicial de las líneas de distribución, lo que provocó la salida del módulo de transformación asociado. Esta deficiencia operativa de interrumpir todos los circuitos de salida de la barra de media tensión, desmejora el desempeño de la subestación generando riesgo para el ICE, al pretender lograr una mejor coordinación de esas protecciones en las subestaciones eléctricas.

- 3.3 Reconoce la Contraloría General que existen situaciones especiales que pueden limitar las labores de mantenimiento programadas en las subestaciones eléctricas, y que el establecimiento de una política destinada al mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, no es garante de la no ocurrencia de fallas que afecten la operación de dichas subestaciones. Sin embargo, el fortalecimiento del proceso de planificación del mantenimiento mediante la incorporación del análisis de estadísticas de fallas, costos de los diferentes tipos de mantenimiento, disponibilidad de los recursos materiales, financieros y humanos, así como otros estándares y buenas prácticas recomendados por la industria eléctrica; puede devenir en una mejor dirección de la gestión del mantenimiento hacia el equilibrio técnico y económico que incida positivamente en la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico.
- 3.4 Preocupa a este Órgano Contralor que el avance del ICE en sustituir los transformadores para cubrir la potencia de transformación que al 2011 había superado la vida útil, es insuficiente pues abarca únicamente el 50% de esa potencia, aunado a que el ICE carece de una metodología para la planificación que le faciliten tal labor. Además, en el tiempo que transcurre en la instalación y puesta en funcionamiento de dichos equipos pueden dejar de operar algunos de ellos, y otros extinguirán su vida útil; aspecto meritorio de considerar ante la tendencia paulatina de caducidad de esos transformadores, principalmente en las regiones Central y Chorotega para los transformadores elevadores.
- 3.5 A pesar de que no es posible cuantificar la incidencia de las condiciones señaladas acerca del mantenimiento preventivo y la antigüedad de los transformadores en la ocurrencia y duración de las salidas forzadas de dichos equipos, si constituyen éstos factores de riesgo para la disponibilidad de los transformadores y, en consecuencia, para la calidad y confiabilidad del suministro de electricidad. Por ello, el ICE debe prestar atención a las subestaciones menos confiables y a las que poseen equipos más antiguos o con baja dotación de mantenimiento preventivo. De esta forma, se propicia la búsqueda de mayores estándares individuales y colectivos de desempeño para las subestaciones eléctricas del Sistema Nacional Interconectado, tanto en el contexto eléctrico nacional como regional.

4 DISPOSICIONES

- 4.1 De conformidad con las competencias asignadas en los artículos 183 y 184 de la Constitución Política y los artículos 12 y 21 de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República, nro. 7428, y el artículo 12 inciso c) de la Ley General de Control Interno, nro. 8292, se emiten las siguientes disposiciones de acatamiento

obligatorio que deberán ser cumplidas dentro del plazo (o en el término) conferido para ello, por lo que su incumplimiento no justificado constituye causal de responsabilidad.

- 4.2 Este órgano contralor se reserva la posibilidad de verificar, por los medios que considere pertinentes, la efectiva implementación de las disposiciones emitidas, así como de valorar el establecimiento de las responsabilidades que correspondan, en caso de incumplimiento injustificado de tales disposiciones.

Al Ingeniero Teófilo de la Torre Argüello, en su calidad de recargo como Gerente de Electricidad del ICE, o a quien en su lugar ocupe dicho cargo

- 4.3 Identificar medidas que mejoren la eficacia de las protecciones de los puntos de entrega de las subestaciones, ante fallas provenientes de la red de distribución eléctrica; así como girar las instrucciones para que se implementen dichas medidas. Para ello, tomar en cuenta los factores de carácter técnico y económico que correspondan, y coordinar con los distribuidores de electricidad cuando resulte pertinente. Lo anterior, con el fin de reducir al máximo la ocurrencia y duración de las interrupciones y el impacto sobre la energía servida originados por la deficiente operación de los *recloser*.

Remitir a la Contraloría General copia del documento donde consten las medidas identificadas, a más tardar el 30 de noviembre de 2013; así como copia del oficio (s) mediante el cual se giran las instrucciones que se deriven para implementarlas, a más tardar el 13 de diciembre de 2013. Ver párrafos 2.3, 2.10, 2.21, 2.23, 2.24 y 2.50; todos ellos del presente informe.

- 4.4 Incluir como insumos del proceso de planificación del mantenimiento de las subestaciones, al menos, el análisis de estadísticas de fallas, costos de los diferentes tipos de mantenimiento, disponibilidad de los recursos materiales, financieros y humanos; con base en el análisis de dichos insumos emitir la planificación del mantenimiento de cita. Lo anterior, con el fin de direccionar la gestión del mantenimiento hacia un equilibrio técnico y económico razonable y aumentar la capacidad de ejecución de las actividades programadas, en procura de incidir de forma positiva en la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Remitir a la Contraloría General, a más tardar el 31 de mayo de 2013, copia del oficio mediante el cual esa Gerencia instruye lo requerido a los encargados del proceso de planificación del mantenimiento de las subestaciones. Ver párrafo 2.33 de este informe.

- 4.5 Emitir formalmente la política y lineamientos de periodicidad de las actividades del mantenimiento de los equipos de las subestaciones, para el año 2014 y

siguientes. Además, divulgar dichas políticas y lineamientos. Para ello, se pueden incluir buenas prácticas atinentes al mantenimiento de los transformadores de potencia, como son: inspecciones diarias, lecturas de corriente y voltaje de carga, revisión de sonidos inusuales, de las bombas de circulación y de ventiladores, y semanalmente revisión de las fugas y niveles de aceite y de los tubos de ventilación, y cada tres meses de la cromatografía de gases de aceite.

Remitir a esta Contraloría General, a más tardar el 20 de diciembre de 2013, copia del documento mediante el cual esa Gerencia emita formalmente la política y lineamientos de cita; así como un documento mediante el cual se comunique la divulgación. Ver párrafo 2.37 de este informe.

- 4.6 Uniformar a nivel institucional el modelo de informe para presentar los resultados de la ejecución del programa de mantenimiento, que facilite el análisis de la información, en apoyo de la efectiva toma de decisiones y correcciones oportunas en el proceso de mantenimiento de las subestaciones.

Remitir a la Contraloría General, a más tardar el 31 de octubre de 2013, copia del oficio mediante el cual se instruye a la Gestión de la Red de las regiones la aplicación formal de dicho modelo de informe. Ver párrafo 2.36 de este informe.

- 4.7 Emitir formalmente la metodología para la planificación de la reposición de los transformadores; que considere al menos los criterios de: antigüedad, desempeño, ocurrencia de fallas, costos de mantenimiento y resistencia mecánica del aislante de los devanados. Con base en la aplicación de esta metodología emitir el plan de reposición de transformadores; a fin de lograr mayores estándares de calidad y confiabilidad individual y colectiva de las subestaciones eléctricas.

Remitir a la Contraloría General copia de los documentos mediante el cual se oficialice la metodología de cita, y el plan de reposición de transformadores que resulte de la implementación de dicha metodología, al 13 de diciembre de 2013. Ver párrafo 2.44 de este informe.

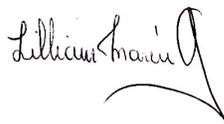
- 4.8 Identificar los factores que causan los problemas de medición de voltaje en las barras de las subestaciones, así como las acciones correctivas a implementar; con el fin de garantizar la captura oportuna y confiable de esos datos, necesaria para el diseño efectivo de indicadores de desempeño del proceso de transformación.

Remitir a la Contraloría General, a más tardar el 18 de octubre de 2013, copia del informe contentivo de los factores y acciones correctivas identificados, y de las instrucciones de implementación giradas a las unidades responsables de la medición de voltaje de referencia. Ver párrafo 2.53 del informe.

Consideraciones finales

- 4.9 La información que se solicita en este informe para acreditar el cumplimiento de las disposiciones anteriores, deberá remitirse en los plazos y términos antes fijados, al Área de Seguimiento de las Disposiciones de la Contraloría General de la República. La Administración debe designar y comunicar a esa Área, en un plazo no mayor de cinco días hábiles el nombre, número de teléfono y correo electrónico de la persona que fungirá como el contacto oficial con dicha Área con autoridad para informar sobre el avance y cumplimiento de las disposiciones correspondientes. En caso de incumplimiento en forma injustificada del tiempo otorgado, podrá considerarse que se incurrió en falta grave y dar lugar a la aplicación de las sanciones previstas en el artículo 69 de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República, con garantía del debido proceso.
- 4.10 De conformidad con lo establecido por los artículos 343, 346 y 347 de la Ley General de la Administración Pública, contra el informe caben los recursos ordinarios de revocatoria y apelación, que deberán interponerse dentro del tercer día a partir del día hábil siguiente a la notificación de este informe, correspondiéndole al Área de Fiscalización de Servicios Ambientales y de Energía la resolución de la revocatoria y al Despacho Contralor, la apelación.
- 4.11 De presentarse conjuntamente los recursos de revocatoria y apelación, esta Área de Fiscalización en caso de rechazo del recurso de revocatoria, remitirá el recurso de apelación al Despacho Contralor para su resolución.

Firmado digitalmente



ANEXO Nro.1

OBSERVACIONES AL BORRADOR DEL INFORME DE LA AUDITORÍA OPERATIVA ACERCA DE LA CAPACIDAD OPERATIVA, EL DESEMPEÑO Y EL MANTENIMIENTO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Párrafo	Posición inicial CGR	Observaciones de la Administración	Se acoge Sí / No / Parcial	Argumentación
2.1 a 2.6	El grado de severidad es aplicable al SNI, y con base en este, puede determinarse la contribución al índice de severidad promedio de interrupción por cada subestación o por el grupo total de estas.	Se utilizan criterios individuales para calificar valores globales. El grado de severidad se debe aplicar a eventos individuales (subestaciones) y no a la suma durante un año de todos estos, y mucho menos al comportamiento de toda la red.	No	Al citar el ICE parcialmente el inciso: Degree of severity, (pag. 1264), se omite el último párrafo que dice: "This measurement system can be used to quantify the performance on the basis of function, ie, supplying power to meshed or radial distribution, by geography, and by utility. This information can be used to show variations in bulk system performance from one system to another." Es decir, que este indicador puede ser utilizado como referencia para comparar grupos de barras individuales, o regiones de un sistema o empresas o sistemas, para comparar su desempeño, sin que esto implique un tratamiento negativo de la confiabilidad, sino más bien una herramienta para efectuar comparaciones interanuales de un sistema o de algunas de sus regiones o entre empresas en un mismo sistema y además sirve para hacer análisis de sensibilidad ante diferentes contingencias que producen energía no servida o para efectuar cambios en el sistema que mejoren su desempeño en el tiempo. No obstante, para una mejor comprensión de la condición de operación del Sistema Nacional Interconectado y de las

Párrafo	Posición inicial CGR	Observaciones de la Administración	Se acoge Sí / No / Parcial	Argumentación
				subestaciones eléctricas, se modifican los siguientes párrafos de este informe: 2.1, 2.2 y 3.1.
2.11	Los datos del costo de déficit son los utilizados actualmente por el ICE para estimar, de forma no oficial, el costo de la Energía no servida, el cual considera las pérdidas en que incurre la compañía por energía no vendida y los costos de los consumidores al sufrir interrupciones de suministro. Aunque esta metodología no es oficial, exacta ni permite desgloses y detalles, es correcta; según lo indicado por el Director de la UEN Transporte de Electricidad.	La Administración considera que los datos del costo de déficit son correctos pero no oficiales, por lo que no pueden utilizarse oficialmente para el análisis de costo beneficio. Además, piensan que la mención de esos costos de parte del Órgano Contralor para cuantificar pérdidas significa un importante aval para su uso en todos sus extremos.	No	Esta Contraloría está de acuerdo con la Administración de que los datos del costo de déficit no son oficiales, por lo que no se pueden utilizar obligatoriamente para el análisis de costo beneficio; sin embargo, son válidos para estimar las pérdidas por la energía no servida (ENS), considerando que son los datos que en la actualidad utiliza el ICE para ese efecto. Por su parte, el hecho de que este Órgano Contralor utilice esos datos en su análisis, no implica que se esté dando un aval a una metodología, cuyo establecimiento oficial es una potestad exclusiva de la Administración. Su uso se realiza con el fin de ejemplificar los eventuales perjuicios de la energía no servida para todos los sectores involucrados con dicho servicio.
2.12	Las labores de mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia se vieron afectadas negativamente, debido a que horas programadas se destinaron a las labores de mantenimiento correctivo no planeado de dichos equipos.	Hay actividades de mantenimiento preventivo que se ejecutan y registran globalmente y no individualmente, lo cual afecta negativamente el indicador individual.	No	Si bien, no se encuentra relación directa entre el párrafo señalado y la observación realizada, esta Contraloría no acoge la misma por cuanto para el cálculo del indicador de RMCP se utilizaron los registros del tiempo de mantenimiento preventivo y correctivo no planeado, incorporados en la base de datos del sistema de gestión del mantenimiento "API-Pro", suministrada y revisada en reiteradas ocasiones con funcionarios de la UEN TE, y que indica como objeto de mantenimiento los transformadores.
No	El establecimiento de una	Se nota una	Parcial	Para una mejor comprensión de lo

Párrafo	Posición inicial CGR	Observaciones de la Administración	Se acoge Sí / No / Parcial	Argumentación
específica	política destinada al mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, no es garante de la no ocurrencia de fallas en la operación de las subestaciones. Además no es posible cuantificar la incidencia de las condiciones señaladas acerca del mantenimiento preventivo y la antigüedad de los transformadores en la ocurrencia, recurrencia y duración de las salidas de dichos equipos.	generalización en las conclusiones por el uso del término "falla" para referirse tanto a una "salida de servicio" como a una "falla interna" del transformador.		acotado se modifica lo siguiente en los párrafos de cita: Párrafo 3.3: en lugar de "(...) una política destinada al mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, no es garante de la no ocurrencia de fallas en la operación de dichas subestaciones (...)" léase "(...) una política destinada al mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, no es garante de la no ocurrencia de fallas que afecten la operación de dichas subestaciones (...)" Párrafo 3.5: en lugar de "(...) no es posible cuantificar la incidencia de las condiciones señaladas acerca del mantenimiento preventivo y la antigüedad de los transformadores en la ocurrencia, recurrencia y duración de las salidas de dichos equipos (...)" léase "(...) no es posible cuantificar la incidencia de las condiciones señaladas acerca del mantenimiento preventivo y la antigüedad de los transformadores en la ocurrencia y duración de las salidas forzadas de dichos equipos (...)"
2.21	Para el análisis de la incidencia de las contingencias, en la programación y ejecución del mantenimiento de los transformadores, se consideraron todas las fallas que ocasionaron mantenimientos correctivos no planeados en dichos equipos, independientemente de donde se haya originado la falla.	Cuando se habla de una "salida de servicio" por causas externas al transformador no es correcto relacionar estos datos con el mantenimiento del transformador.	No	No se acoge la observación, por cuanto el análisis realizado consistió en determinar la incidencia de las contingencias en la programación y ejecución del mantenimiento de los transformadores de las subestaciones, y no únicamente en las fallas del transformador. En este sentido se consideraron todas aquellas fallas que ocasionaron mantenimientos correctivos no planeados en los transformadores, con independencia del equipo en que se originaron estas; de

Párrafo	Posición inicial CGR	Observaciones de la Administración	Se acoge Sí / No / Parcial	Argumentación
				conformidad con los registros del sistema sobre la gestión del mantenimiento "API-Pro", suministrados y revisados en reiteradas ocasiones con funcionarios de la UEN TE.
2.45 a 2.49	Se determinó la disponibilidad anual de 211 y 208 transformadores en operación para los años 2010 y 2011 respectivamente, considerando únicamente las indisponibilidades forzadas (ocasionadas por fallas). Para ello, se utilizaron dos indicadores, uno relativo a la disponibilidad de todos los transformadores de una subestación y el otro, para la disponibilidad individual de cada uno de estos equipos. Cómo se indicó en la metodología del Informe.	La Administración considera que los datos individuales mostrados no toman en cuenta la disponibilidad del 100% de la gran mayoría de sus transformadores. Además, expresan que la afectación del proceso de transformación es individualmente consecuencia natural del proceso de mantenimiento y globalmente muy inferior al valor límite establecido.	No	Para calcular la disponibilidad de los transformadores por subestación e individualmente, sí se consideraron aquellos transformadores cuya disponibilidad fue del 100% durante uno o los dos años de estudio. Además, dado que los datos proporcionados por la Administración solo consideran la indisponibilidad de los transformadores debido a fallas, los resultados indicados en el informe no contemplan la indisponibilidad derivada de los mantenimientos planeados; destacándose esa omisión en esos términos en el aparte de resultados de este informe.
2.38 a 2.40 y 2.43	Que la antigüedad del parque de transformadores aumentó entre el 2010 y el 2011, tanto a nivel general como en las regiones Central y Chorotega, y que los transformadores elevadores son los de mayor antigüedad promedio, con más de 21 años. Asimismo, que 35 transformadores habían agotado la vida útil de 30 años al 2011. También, que el ICE	Que la antigüedad promedio de los transformadores es muy inferior a 30 años, y la vida útil real de los transformadores no solo puede medirse por su antigüedad, sino que también depende de las condiciones de operación, las cuales disminuyen la resistencia mecánica del aislante. Que el ICE ha practicado	No	Efectivamente tal como lo señala la Administración, al 2011 la antigüedad promedio del parque total de transformadores es inferior a 30 años de su vida útil, pero se encuentra en el 50% de esa vida útil. También las observaciones del ICE coinciden con lo indicado por este Órgano Contralor, en cuanto a que la vida útil de los transformadores de potencia no solamente depende de su antigüedad, sino que también está condicionada por otros factores, de ahí que la disposición respectiva de este informe lo sea la utilización de una

Párrafo	Posición inicial CGR	Observaciones de la Administración	Se acoge Sí / No / Parcial	Argumentación
	carece de una metodología que oriente la sustitución razonable de los transformadores de potencia, con base en criterios como su antigüedad, la ocurrencia de fallas, los costos del mantenimiento y los tiempos de adquisición e instalación de estos equipos y que producto de esas valoraciones se obtenga un plan integral de reposición de los transformadores.	pruebas del grado de polimerización del aislante y los resultados no indican signos de obsolescencia en ningún transformador, por lo que no es adecuado aplicar criterios de antigüedad, funcionamiento o recurrencia de fallas para determinar el cambio de los transformadores, ya que éstos son criterios incompletos o no aplicables.		metodología para la planificación de la sustitución de los transformadores que considere, al menos, el desempeño, la ocurrencia de fallas, y los costos de mantenimiento; por lo cual queda abierta la posibilidad para que el ICE complemente esa metodología con otros criterios, como por ejemplo, la resistencia mecánica del aislante de los devanados, que está sugiriendo en el documento de observaciones. Además, cabe destacar que las sustituciones incluidas en el proyecto de respaldo de transformadores financiado por el BID, fueron definidas únicamente con base en el criterio de la antigüedad, para una vida útil y económica de los equipos de 30 años. No obstante, para una mejor comprensión de lo comentado en el párrafo 2.43 de este informe se propone la siguiente redacción: En lugar de "(...) que incluya además del criterio de antigüedad la ocurrencia y recurrencia de fallas, relaciones de costo-beneficio de mantenimiento y tiempos de adquisición e instalación (...)", léase "(...) que incluya además del criterio de antigüedad, al menos, la ocurrencia de fallas, las relaciones de costo-beneficio de mantenimiento, los tiempos de adquisición e instalación y la resistencia mecánica del aislante de los devanados (...)"
2.42 y 2.43	Que el ICE adquirió 17 transformadores mediante el proyecto de respaldo de transformadores	Que el desfase actual entre la adquisición y la instalación del equipo de transformación	Sí	Se incluye en el párrafo 2.43 lo siguiente: (...) Además, mediante una observación al borrador del informe, indicó que el desfase actual entre la adquisición y la

Párrafo	Posición inicial CGR	Observaciones de la Administración	Se acoge Sí / No / Parcial	Argumentación
	financiado por el BID, con el objetivo principal de reponer los transformadores que han superado esa vida útil de 30 años, pero éstos son insuficientes para sustituir la mayor parte de la potencia de los transformadores en esa condición. Además, que a la fecha no han puesto en operación esos 17 transformadores adquiridos, porque se realizaron ajustes a las prioridades de sustitución de transformadores que superan la vida útil.	obedece a que esa adquisición se inició antes del estancamiento de la demanda y esto condicionó las necesidades de cambio.		instalación del equipo de transformación obedece a que esa compra se inició antes del estancamiento de la demanda y esto condicionó las necesidades de cambio.
2.44	Que los transformadores que superan su vida útil y la tendencia de incremento de la antigüedad promedio del parque de estos equipos, no tienen una relación directa con un funcionamiento deficiente, pero si constituyen elementos que podrían aumentar el riesgo de ocurrencia y duración de las indisponibilidades de los transformadores, sea por fallas o por mantenimiento.	Que el seguimiento del programa de respaldo de transformadores, el cual se basa en la evolución de las cargas y en criterios de n-1 en cada subestación, ha sido relevante para la continuidad y calidad del suministro eléctrico, y a partir de su puesta en práctica no se han causado interrupciones a los usuarios superiores a 4 horas por causa de fallas en los transformadores. Que no hay aumento en la probabilidad de fallas de los transformadores y en los últimos 15 años las tasas de falla de	No	El tema abordado por la Contraloría General en el presente informe se refiere a la gestión para la reposición de los transformadores, mientras que el programa de respaldo de transformadores que hace referencia el ICE está más dirigido a alcanzar los criterios de seguridad operativa de las subestaciones, específicamente de la función de transformación; por lo que la observación va más allá del alcance establecido en esta auditoría sobre este punto en particular.

Párrafo	Posición inicial CGR	Observaciones de la Administración	Se acoge Sí / No / Parcial	Argumentación
		los transformadores han estado por debajo de los estándares internacionales, así como que todas las subestaciones están debidamente respaldadas.		
2.50 y 2.52	Que los resultados de razón de transformación para determinadas subestaciones señalan fluctuaciones en los voltajes fuera de los límites de $\pm 5\%$ de la tensión nominal, en algunos casos hasta por 15 días consecutivos; no obstante, la mayoría de estos resultados no obedecen a dichas fluctuaciones sino a problemas de medición del voltaje y, en otros casos, las fluctuaciones fueron originadas por sobrevoltajes solicitados por el distribuidor y por errores de transmisión de datos y fallas	Afirma que no hubo problemas de voltaje en las subestaciones y menos por períodos de 15 días, pero que si se presentaron problemas de medición de voltaje en algunas de ellas, los cuales no se volvieron a repetir después del segundo trimestre del 2011. Además, que es común la práctica de mantener el voltaje alto en las subestaciones rurales para compensar la caída de tensión en las redes de distribución.	No	Este Órgano Contralor no evidencia en este punto, diferencia alguna entre los argumentos dados por el ICE y lo indicado en este informe, pues en éste se mencionan las causas que señaló el ICE, y que son las mismas que se expresan en la observación objeto de comentario.