



Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería

ISSN: 0718-3291

facing@uta.cl

Universidad de Tarapacá

Chile

Gondres Torné, Israel; Lajes Choy, Santiago; del Castillo Serpa, Alfredo
Evaluación de la confiabilidad en interruptores de potencia mediante la norma Norsok Z-
013

Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería, vol. 24, núm. 2, abril, 2016, pp. 198-205
Universidad de Tarapacá
Arica, Chile

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=77245711003>

- ▶ Cómo citar el artículo
- ▶ Número completo
- ▶ Más información del artículo
- ▶ Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

Evaluación de la confiabilidad en interruptores de potencia mediante la norma Norsok Z-013

Reliability evaluation of circuit breakers according to Norsok Standard Z-013

Israel Gondres Torné¹ Santiago Lajes Choy¹ Alfredo del Castillo Serpa²

Recibido 24 de noviembre de 2014, aceptado 9 de septiembre de 2015

Received: November 24, 2014 Accepted: September 9, 2015

RESUMEN

Los interruptores sirven para conectar y desconectar los circuitos eléctricos bajo cualquier condición de operación, por ello es necesario incrementar su confiabilidad para el buen funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia. En el presente artículo se utiliza uno de los métodos existentes para el análisis de la confiabilidad en equipos y componentes de acuerdo con la norma Norsok Z-013. Se determina el nivel de criticidad de los interruptores de potencia de una subestación a partir de la cantidad de fallas, el flujo de potencia que maneja el interruptor y de su incidencia en la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. En el artículo se analizan los datos históricos de un período de cinco años y se muestran los resultados de la expresión matemática obtenida, estos resultados permitirán elaborar estrategias de mantenimiento dirigidas hacia los interruptores de potencia más críticos para elevar su confiabilidad.

Palabras clave: Análisis de criticidad, confiabilidad, interruptores de potencia, mantenimiento.

ABSTRACT

Circuit breakers serve to connect and disconnect electric circuits under any operation conditions. Improving circuit breaker reliability is important for the correct operation of electric power systems. In this paper, we use one of the existing methods for the analysis of reliability in devices and components according to Norsok Standard Z-013. The criticality level of the circuit breakers in a substation is determined from the quantity of operational failures, the power flow through the circuit breaker, and the circuit breaker incidence in the electric power system stability. The paper includes the analysis of historical data over a five-year period and shows the results of the obtained mathematical expression. These results will allow developing maintenance strategies directed towards the most critical circuit breakers to improve their reliability.

Keywords: Criticality analysis, circuit breaker, maintenance, reliability.

INTRODUCCIÓN

El rumbo que ha tomado la evolución de los interruptores de potencia en cuanto a sus medios de extinción, ha sido determinado por los descubrimientos en líquidos y gases dieléctricos

que tienen la capacidad para cumplir con esta función de extinguir el arco eléctrico. La primera instalación de un interruptor de potencia fue en 1898 en Estados Unidos de América por la compañía Eléctrica de Boston, todas sus fases se encontraban en un tanque abierto de aceite y se operaba manualmente [1].

¹ Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Camagüey “Ignacio Agramonte Loynaz”. Circunvalación Norte e/ Camino Viejo de Nuevitas y Ave. Ignacio Agramonte. Camagüey, Cuba. E-mail: israel.gondres@reduc.edu.cu; igondrest@gmail.com; santiago.lajes@reduc.edu.cu

² Centro de Estudios de Innovación y Mantenimiento. Instituto Superior Politécnico “José Antonio Echeverría”. Calle 14, N° 11901, 119 y 129. Marianao. La Habana, Cuba. E-mail: acastillo@cemat.cujae.edu.cu

En 1930 se desarrollaron los interruptores de aire comprimido y pequeño volumen de aceite, el desarrollo en paralelo de dos principios de interrupción polarizó la opinión incluso dentro de las compañías fabricantes, algunos afirmaban que “el interruptor de inyección de aire es mejor que cualquier otro tipo para altos niveles de tensión de hasta 380kV”. Posteriormente aparecieron dos tecnologías, Hexafloruro de Azufre (SF_6) y Vacío [2].

A medida que ha evolucionado la tecnología de los interruptores, se han realizado análisis de su comportamiento y de su confiabilidad operacional. En las investigaciones realizadas por varios autores se define la confiabilidad operacional como la capacidad de una instalación o sistema, para cumplir su función dentro de los límites de diseño en el contexto operacional específico de sus procesos y de su tecnología [3-5].

En el caso de las subestaciones, si se realiza el análisis en su totalidad se utilizan los conjuntos de corte, mientras que si es por elementos se usan análisis de criticidad y modelos de estimación estadística que dependen del tipo de datos disponibles [6-7].

Entre los modelos de estimación estadística se encuentran los denominados Proceso Ordinario de Restauración (POR) y Proceso Generalizado de Restauración (PGR), mientras que para el análisis de criticidad se pueden usar las normas 1629A y Norsok Z-013, siendo esta última la que se usa en este trabajo debido a su posible adecuación al problema que se analiza y que puede aplicarse en diferentes países [6-9].

ANÁLISIS TEÓRICO

Análisis de criticidad según la Norma Norsok Z-013

El método clásico de evaluación de la criticidad de los componentes de un sistema consiste en la determinación de las funciones que debe realizar el sistema considerado en el conjunto que esté inmerso, así como de sus fallos funcionales asociados que puedan provocar efectos negativos en la instalación [8-11].

La criticidad de los modos de fallo se evalúa en términos de la probabilidad de ocurrencia, de acuerdo con diferentes niveles [12-13].

La norma Norsok Z-013 propone un Análisis de Criticidad Cualitativo cuando no se dispone de información específica acerca de la configuración de las partes o las tasas de fallos y propone un método de Análisis de Criticidad Cuantitativo cuando se dispone de dicha información [9].

Por tanto, si se conoce la frecuencia de falla y las consecuencias de un determinado activo, se puede determinar su nivel de criticidad en un tiempo de operación específico, debido a los modos de falla con una determinada categoría de severidad. La clasificación de criticidad está dada de acuerdo con el grado de severidad.

Alta Criticidad: Fallas que pueden causar lesiones severas al personal, daños mayores propiamente dichos, o que induzcan daños al sistema que signifiquen la pérdida de la misión.

Mediana Criticidad: Fallas que pueden causar lesiones menores, daños menores propiamente dichos, o que induzcan daños menores al sistema que provoquen retrasos, pérdida de disponibilidad o degradación de la misión.

Baja Criticidad: Fallas que no causan lesiones al personal, ni daños al sistema. Aunque puedan generar actividades de mantenimiento no programado o reparaciones.

El análisis de la criticidad tiene como objetivo establecer un método para determinar la jerarquía de procesos, sistemas y equipos de una planta compleja, permitiendo la subdivisión de los elementos en secciones que puedan ser manejadas de manera controlada [14]. La criticidad se expresa en forma matemática de la siguiente forma:

$$\text{Criticidad} = \text{Frecuencia} \times \text{Consecuencia} \quad (1)$$

Donde la *frecuencia* se asocia al número de fallos, interrupciones o eventos que tenga el elemento o el sistema que se encuentre en el proceso de análisis, y la *consecuencia* se asocia al impacto y a la flexibilidad operacional, a los costos de reparación y a los impactos que tenga en la seguridad y el medio ambiente.

Para el análisis de criticidad de los interruptores de potencia de una subestación pueden tomarse en cuenta los siguientes factores: frecuencia de fallos,

transferencia de potencia por medio del interruptor, el impacto a la transmisión de energía cuando ocurre un fallo, el tiempo promedio para reparar, el costo de reparación, e impacto en la seguridad personal y ambiental.

Determinación de los indicadores a tener en cuenta para el análisis de criticidad

De acuerdo con los criterios antes expuestos, con las características del sistema eléctrico y con la literatura consultada, los indicadores a tener en cuenta para el análisis de la criticidad en interruptores de potencia de una subestación se definen como se muestra a continuación.

1. Frecuencia de fallos (FF)

La frecuencia de fallos de un interruptor es la cantidad de fallos del mismo en un período de un año.

$$f = \frac{N}{T} \quad (2)$$

donde:

f: Frecuencia de fallos (fallos/año)

N: Número total de fallos del interruptor en el período de estudio

T: Período de estudio en años

En el caso que no existan fallos en el período analizado debido al poco tiempo de operación del interruptor, se realiza una modelación de su frecuencia de fallos mediante análisis probabilísticos [15].

2. Transferencia de potencia por el interruptor (TPI)

Es el impacto que puede ocasionar un fallo del interruptor en la transmisión de energía. Representa la energía dejada de suministrar a los consumidores por concepto de falla o por mantenimiento del interruptor. Por tanto, este indicador se puede relacionar con la potencia interrumpida que circula por el mismo.

3. Impacto en la transmisión de energía (ITE)

Se tiene en cuenta la transferencia de flujo de carga mediante los interruptores de acuerdo con su ubicación en la subestación, y está en función de la redistribución necesaria al desconectar una

línea determinada, por lo que diferentes cargas pueden quedar sin servicio, provocando pérdidas económicas por desconexiones no planificadas [16].

4. Tiempo promedio para reparar (TPPR)

El tiempo promedio para reparar es la medida de la distribución del tiempo de reparación de un equipo o sistema. Este indicador mide la efectividad para restituir el interruptor a sus condiciones normales de operación una vez que salió de servicio por falla, dentro de un período determinado [17]. El TPPR se calcula como se expresa en (3):

$$TPPR = \frac{\text{Tiempo total de inactividad}}{\text{número de fallos}} \quad (3)$$

5. Costo del mantenimiento (CM)

Los costos del mantenimiento parcial de los interruptores de potencia varían principalmente con el tiempo en que se realice el mantenimiento en la subestación y por el uso de materiales específicos de acuerdo con el tipo de subestación y su ubicación [18].

6. Impacto en la seguridad personal (IS)

El impacto en la seguridad personal considera la posibilidad de la ocurrencia de eventos no deseados que ocasionen daños al personal al ocurrir un fallo, por ejemplo, en el caso de la explosión de un interruptor que afecte al personal de operación o de mantenimiento [19].

7. Impacto ambiental (IA)

El impacto ambiental considera la posibilidad de ocurrencia de eventos no deseados con daños al medio ambiente como consecuencia de la ocurrencia de un fallo. En este artículo se toma como referencia un estudio de impacto ambiental elaborado para Electricidad de Guayaquil [20].

La ecuación de criticidad de interruptores quedaría de la siguiente forma:

$$\text{Criticidad} = FF * [(ITE * TPI * TPPR) + CM + IS + IA] \quad (4)$$

Para la articulación de los criterios antes mencionados se usó el tipo de modelo semicuantitativo, o sea, estructuras de criticidad llamadas **metodología**

de los puntos, siendo la base fundamental de este enfoque el establecimiento de un sistema de puntos para valorar la criticidad [21].

Después de definir cada variable de la expresión obtenida para el análisis de criticidad de los interruptores de potencia es necesario establecer su método de evaluación para asignar puntuaciones a cada criterio especificado en cada nivel. Cada indicador se pondera de acuerdo con una escala de evaluación establecida y finalmente se obtiene como resultado un listado de calificación de criticidad para cada sistema evaluado.

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

El análisis de la confiabilidad debe partir de la información histórica de la empresa eléctrica en cuanto al comportamiento de los activos a analizar. De esta forma se toma en cuenta el entorno operativo y las condiciones reales de operación y mantenimiento. Por ello, en este trabajo se usan los datos de la subestación San Diego, perteneciente a la empresa eléctrica CORPOELEC de Venezuela.

Caracterización de la subestación a analizar

Una vez seleccionada la instalación a estudiar, se hace una caracterización de la misma referida a los interruptores que tiene y la función de cada uno de ellos. En este caso se tomaron los datos de 11 interruptores de 230 kV de Hexafloruro de Azufre, estos tienen mecanismo de operación hidráulico y son de tipo FL-245. De acuerdo con su función, se clasifican de la siguiente manera, uno de enlace (M-120), dos de transferencia (M-130, M-230), cuatro de autotransformadores (M-110, M-210, M-310, M-410) y cuatro de líneas de transmisión (M-105, M-205, M-305, M-405). Este estudio se hizo con los datos obtenidos de los libros que registran las operaciones de estos interruptores en un período de cinco años [22].

Evaluación de los indicadores para el análisis de criticidad cuantitativo

Para el caso particular de los interruptores de la subestación San Diego se calcularon las **frecuencias de fallos** y se organizaron las mismas en intervalos según una tabla de frecuencias mediante el *software* Statgraphics Centurion XVI. Los resultados de este análisis se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Frecuencias de fallos de interruptores en la subestación San Diego.

Clase	Límite inferior	Límite superior	Media	Frecuencia	Frec. relativa
Igual a 0					0,0000
1	0	0,727273	0,363636	0	0,0000
2	0,727273	1,45455	1,09091	4	0,3636
3	1,45455	2,18182	1,81818	1	0,0909
4	2,18182	2,90909	2,54545	2	0,1818
5	2,90909	3,63636	3,27273	1	0,0909
6	3,63636	4,36364	4,0000	0	0,0000
7	4,36364	5,09091	4,72727	1	0,0909
8	5,09091	5,81818	5,45455	0	0,0000
9	5,81818	6,54545	6,18182	1	0,0909
10	6,54545	7,27273	6,90909	1	0,0909
11	7,27273	8,0	7,63636	0	0,0000
Mayor que 8					0,0000

Ajustando la tabulación en función de la tabla de frecuencias, se establecen intervalos y se asignan puntuaciones, según se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Intervalos para evaluar la frecuencia de fallos de interruptores.

Frecuencia de fallos	Puntuación
Entre 0 y 2,9 fallos/año	1
Entre 2,9 y 5,81 fallos/año	3
Entre 5,81 y 8 fallos/año	4
Mayor que 8 fallos/año	6

La **transferencia de potencia por medio del interruptor** se determina mediante intervalos de potencia interrumpida en función de las frecuencias relativas que se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Frecuencias de la potencia interrumpida.

Clase	Límite inferior	Límite superior	Valor medio	Frecuencia	Frec. relativa
Igual a 0					0,0000
1	0	45,4545	22,7273	2	0,1818
2	45,4545	90,9091	68,1818	3	0,2727
3	90,9091	136,364	113,636	0	0,0000
4	136,364	181,818	159,091	3	0,2727
5	181,818	227,273	204,545	1	0,0909
6	227,273	272,727	250,0	1	0,0909
7	272,727	318,182	295,455	0	0,0000
8	318,182	363,636	340,909	0	0,0000
9	363,636	409,091	386,364	1	0,0909
10	409,091	454,545	431,818	0	0,0000
11	454,545	500,0	477,273	0	0,0000
mayor de 500					0,0000

Ajustando la tabulación en función de la frecuencia relativa, pueden establecerse los intervalos mostrados en la Tabla 4.

Tabla 4. Intervalos para evaluar la transferencia de potencia por medio del interruptor.

Transferencia de potencia por medio del interruptor (TPI)	Puntuación
Entre 0 y 136 MVA al año	1
Entre 136 y 272 MVA al año	3
Entre 272 y 409 MVA al año	4
Mayor que 409 MVA al año	6

La asignación de valores para *el impacto en la transmisión de energía* se muestra en la Tabla 5 y se desglosa de la siguiente forma: 25% cuando hay reducción de la confiabilidad en menos del 50% sin pérdida de la calidad de energía entregada; 50% cuando hay reducción de la confiabilidad en más del 50% o modificaciones en la calidad de la energía entregada; 75% cuando hay reducción de la confiabilidad en más del 50% y modificaciones en la calidad de la energía entregada.

Tabla 5. Intervalos para evaluar el impacto en la transmisión de energía.

Impacto a la transmisión de energía (ITE)	Puntuación
No afecta la confiabilidad	0,05
25% de impacto	0,30
50% de impacto	0,50
75% de impacto	0,80
Impacto completo	1,00

Los límites de cada intervalo del *tiempo promedio para reparar* se determinaron de acuerdo con el estudio realizado a 40 interruptores de potencia en un período de 15 años [18]. Con esta información se determinó el TPPR anual para los interruptores, y, al igual que para los indicadores anteriores, se realizó un histograma de frecuencia cuya tabulación se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Tabla de frecuencias del TPPR.

Clase	Límite inferior	Límite superior	Valor medio	Frecuencia	Frec. relativa
	Menor que -3,0		0	0,0000	
1	-3,0	5,57143	1,28571	31	0,7500
2	5,57143	14,1429	9,85714	8	0,1818
3	14,1429	22,7143	18,4286	2	0,0455

Clase	Límite inferior	Límite superior	Valor medio	Frecuencia	Frec. relativa
4	22,7143	31,2857	27,0	0	0,0000
5	31,2857	39,8571	35,5714	0	0,0000
6	39,8571	48,4286	44,1429	1	0,0227
7	48,4286	57,0	52,7143	0	0,0000
	Mayor que 57			0	0,0000

Ajustando la tabulación en función de la frecuencia relativa se establecen los intervalos mostrados en la Tabla 7.

Tabla 7. Intervalos para evaluar el TPPR.

Tiempo medio para reparar (TPPR)	Puntuación
Entre 0 y 5,57 horas/año	1
Entre 5,57 y 14,14 horas/año	2
Entre 14,14 y 38,57 horas/año	4
Mayor que 38,57 horas/año	6

El cálculo de los *costos del mantenimiento* se realiza a partir de la selección de materiales que se utilizan y el personal que realiza el mantenimiento parcial del interruptor de potencia. Los intervalos para su evaluación se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Intervalos para evaluar el costo del mantenimiento.

Costo del mantenimiento (CM)	Puntuación
Menos de 300 \$	1
Entre 300 y 500 \$	5
Entre 500 y 800 \$	10
Más de 800 \$	25

El valor del indicador referido al *impacto en la seguridad personal* mostrado en la Tabla 9 se establece de acuerdo con el estudio reportado en [19], que incluye 16 aspectos de seguridad y salud en el trabajo para el área de interruptores de potencia que se ponderaron en tres grupos.

Tabla 9. Intervalos para evaluar el impacto en la seguridad personal (IS).

Impacto en la seguridad personal (IS)	Puntuación
Seguridad en instalaciones	16
Seguridad en maquinarias y equipos	12
Organización para la seguridad y salud laborales	4
Total	32

Los aspectos valorados del **impacto ambiental** y su escala se establecieron de acuerdo con [20] y se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. Intervalos para evaluar el IA.

Impacto ambiental (IA)	Puntuación
Sí	30
No	0

Finalmente se obtiene la guía de criticidad con sus criterios de evaluación mostrada en la Tabla 11.

Tabla 11. Guía y criterios de evaluación para el análisis de criticidad en interruptores de potencia.

Guía de criticidad	
Frecuencia de fallos (FF)	
Entre 0 y 2,9 fallos/año	1
Entre 2,9 y 5,81 fallos/año	3
Entre 5,81 y 8 fallos/año	4
Más de 8 fallos/año	6
Transferencia de potencia por el interruptor (TPI)	
Menos de 106 MVA/año	1
Entre 106 y 242 MVA/año	2
Entre 242 y 379 MVA/año	4
Más de 379 MVA/año	6
Impacto a la transmisión de energía (ITE)	
No afecta la estabilidad	0,05
25% de impacto	0,30
50% de impacto	0,50
75% de impacto	0,80
Impacto completo	1,00
Tiempo promedio para reparar (TPPR)	
Entre 0 y 5,57 horas/año	1
Entre 5,57 y 14,14 horas/año	2
Entre 14,14 y 38,57 horas/año	4
Más de 38,57 horas/año	6
Costo del mantenimiento (CM)	
Menos de US\$300	1
Entre US\$ 300 y US\$ 500	5
Entre US\$ 500 y US\$ 800	10
Más de US\$ 800	25
Impacto en la seguridad personal (IS)	
Sí	35
No	0
Impacto ambiental (IA)	
Sí	30
No	0

A partir de esta información se establecen los intervalos relativos para representar las probabilidades o frecuencias de ocurrencia de los eventos y sus impactos o consecuencias.

Las magnitudes de frecuencia y consecuencias se llevan a una matriz con un código de colores que denotan la menor o mayor intensidad del riesgo relacionado con los equipos o dispositivos analizados. Se establecen los intervalos de Baja, Media y Alta Criticidad recomendados en la norma Norzok Z-013, que se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12. Intervalos de evaluación de la criticidad en interruptores.

Consecuencias	Mayor que 90	MEDIA	ALTA	ALTA	ALTA
	72 a 90	BAJA	MEDIA	ALTA	ALTA
	67 a 71	BAJA	BAJA	MEDIA	ALTA
	0 a 66	BAJA	BAJA	BAJA	MEDIA
		0 - 2,9	2,9 - 5,81	5,81 - 8	Mayor que 8
Frecuencia de fallos					

A partir de la Tabla 12 se puede determinar la criticidad de los interruptores de la Subestación San Diego.

Evaluación cuantitativa de la criticidad

La evaluación cuantitativa de la criticidad se realiza a partir de la guía. Los resultados se muestran en las Tablas 13 y 14.

Tabla 13. Evaluación de la guía de criticidad en los interruptores de la subestación San Diego.

Interrup- tor	FF	TPI	ITE	TPPR	CM	IS	IA	Criti- cidad
M-105	1,0	2	0,80	4	5	35	30	76
M-205	1,0	2	0,80	4	5	35	30	76
M-305	4,0	1	0,50	4	5	35	30	288
M-405	1,0	1	0,50	4	5	35	30	72
M-110	4,0	1	0,30	6	10	35	30	307
M-210	3,0	1	0,30	6	10	35	30	230
M-310	3,0	1	0,30	6	10	35	30	230
M-410	1,0	2	0,50	6	10	35	30	81
M-120	1,0	4	0,30	2	5	35	30	72
M-130	1,0	4	0,05	2	5	35	30	70
M-230	1,0	2	0,05	2	1	35	30	66

Se observa en la Tabla 14 que los interruptores M-305, M-110, M-210 y M-310 requieren de un seguimiento continuo de su funcionamiento, ya que se encuentran en la zona de media criticidad. Aunque los valores de fallos no sean muy diferentes en casi todos los interruptores, si se tienen en cuenta las líneas que alimentan y la potencia que manejan, se puede afirmar que estos interruptores son los más críticos para la confiabilidad de la subestación.

Tabla 14. Zonas de criticidad de los interruptores de la subestación San Diego.

Consecuencias	Mayor que 90				
72 a 90	M-105 M-205 M-405 M-410 M-120	M-305 M-110 M-210 M-310			
67 a 71	M-130 M-230				
0 a 66					
	0-2,9	2,9-5,81	5,81-8	Mayor que 8	Frecuencia de fallos

CONCLUSIONES

Los estudios de confiabilidad tienen gran importancia práctica. Mediante el análisis de criticidad se pueden determinar los equipos más críticos para una configuración de una subestación dada, así como evaluar los costos del mantenimiento y de los fallos asociados a dichos interruptores.

Se determinaron los criterios de evaluación para el análisis de criticidad en interruptores de potencia de una subestación dada.

Los interruptores M-305, M-110, M-210 y M-310 son los más críticos de la Subestación San Diego de acuerdo con el análisis realizado. Estos interruptores deben contar con estrategias de mantenimiento que permitan el restablecimiento de las condiciones normales en el menor tiempo posible.

REFERENCIAS

- [1] G.N. Lester and J.H. Nelson. "History of Circuit Breaker Standards". No publicado. Presentado en IEEE/PES General Meeting, 24 July, 2008. Disponible en IEEE/PES Switchgear Committee. URL: <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/switchgear/Presentations/2008CBtutorial/speaker1paper.pdf>
- [2] J.H. Brunke. "Application of power circuit breakers for switching capacitive and small inductive currents". No publicado. Presentado en IEEE/PES General Meeting, 24 July 2008. Disponible en IEEE/PES Switchgear Committee. URL: <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/switchgear/presentations/2008cbtutorial/Speaker5paper.pdf>
- [3] L. Améndola. "Modelos mixtos de confiabilidad". 2003. Fecha de consulta: 20 de enero de 2014. URL: www.mantenimientomundial.com
- [4] D. Cabrera. "Análisis de criticidad de equipos de subestaciones y componentes del sistema de transmisión de la TDE". Tesis para optar al título de Ingeniero de Mantenimiento. Centro de Estudios de Innovación y Mantenimiento. La Habana, Cuba. 2005.
- [5] A. Díaz, F. Pérez, A. del Castillo y M.L. Brito. "Propuesta de un modelo para el análisis de criticidad en plantas de productos biológicos". Ingeniería Mecánica. Vol. 15 N° 1, pp. 34-43. Enero-Abril 2012. ISSN: 1815-5944. URL: <http://www.ingenieriamecanica.cujae.edu.cu/index.php/revistaim/article/viewFile/399/741>. Fecha de Consulta: 22 de noviembre de 2014.
- [6] ReliaSoft. "FMEA_and_RCM_Articles". 2012. Fecha de consulta: 10 de marzo de 2014. URL: http://reliawiki.org/index.php/Criticality_Analysis
- [7] M. Al-Suhaily, S. Meijer, J.J. Smit, P. Sibbald and J. Kanters. "Criticality assessment of GIS components". International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), pp. 626-629. New York, USA. 2010.
- [8] Mil-Std-1629A. "Procedures for performing a Failure Mode, Effects and Criticality Analysis". Department of Defense. USA. 1980.
- [9] Norsok Standard Z-013. "Risk and emergency preparedness analysis". Lysaker, Norway: Standards Norway. 2010.
- [10] A. Sachdeva, P. Kumar and D. Kumar. "Maintenance criticality analysis using TOPSIS". IEEE International Conference

- on Industrial Engineering and Engineering Management. Hong Kong, Japan. 2009.
- [11] Z. Johnson. "Improving Criticality Analysis Methods to Influence RCM". Proceedings - Annual Reliability and Maintainability Symposium. Orlando, Florida, USA. 2013.
- [12] A. del Castillo, M. Brito y E. Fraga. "Análisis de criticidad personalizados. Ingeniería Mecánica". Vol. 12 Nº 3, pp. 1-12. Septiembre-Diciembre 2009. ISSN: 1815-5944. URL: <http://www.ingenieria.mecanica.cujae.edu.cu/index.php/revistaim/article/download/72/395>. Fecha de consulta: 22 de noviembre de 2014.
- [13] B. Alba, A. del Castillo, J.A. Martínez, L. Días y V. Wong. "Determinación de una guía de criticidad operacional para el sistema soterrado de la Habana". II Congreso Cubano de Ingeniería Eléctrica. La Habana, Cuba. 2012.
- [14] R. Huerta. "El análisis de criticidad, una metodología para mejorar la confiabilidad operacional". Ingeniería Mecánica. Vol. 3 Nº 4, pp. 13-19. Octubre-Diciembre 2000. ISSN: 1815-5944. URL: <http://www.ingenieriamecanica.cujae.edu.cu/index.php/revistaim/article/view/364>. Fecha de consulta: 22 de noviembre de 2014.
- [15] P. Jiménez. "Metodología para la estimación de la función probabilística que mejor se ajusta a datos aleatorios aplicando la nueva función adaptativa proceso generalizado de restauración en sistemas reparables". II Congreso Venezolano de Redes Eléctricas y Energía Eléctrica. Comité Nacional Venezolano CIGRE. Caracas, Venezuela. 2009.
- [16] C.J. Mozina. "Impact of power system instability on generator protection". IEEE/IAS 48th Technical Conference Industrial & Commercial Power Systems. Florida, USA. 2012.
- [17] C. Lopera y E.C. Manotas. "Aplicación del análisis de datos recurrentes sobre interruptores FL245 en Interconexión Eléctrica S.A.". Revista Colombiana de Estadística. Vol. 34 Nº 2, pp. 249-266. Junio 2011. ISSN: 0120-1751. URL: [www.kurims.kyoto-u.ac.jp/EMIS/journals/RCE/V34/v34n2a03.pdf](http://kurims.kyoto-u.ac.jp/EMIS/journals/RCE/V34/v34n2a03.pdf). Fecha de consulta: 23 de abril de 2014.
- [18] Y. Martínez. "Análisis de los costos de mantenimiento de un interruptor de potencia de 220kV". Tesis para optar al título de Licenciado en Contabilidad y Finanzas. Universidad de Camagüey. Departamento de Contabilidad. Camagüey, Cuba. 2013.
- [19] L. Rojas. "Metodología para el análisis de criticidad en la subestación Tres Picos". Tesis para optar al título de Master en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Camagüey "Ignacio Agramonte Loynaz". Departamento de Ingeniería Eléctrica. Cuba. 2013.
- [20] CEMA. "Estudio de impacto ambiental definitivo por la construcción y operación de la nueva subestación el Fortín de la Flor y su tap de 69 kV". Guayaquil, Ecuador. 2012.
- [21] E. Gutiérrez, M. Agüero y I. Calixto. "Análisis de criticidad integral de activos". 2007. Fecha de consulta: 30 de julio de 2015. URL: http://r2menlinea.com/w3/PT/PT013_Analisis_de_Criticidad_Integral_de_Activos.pdf
- [22] CORPOELEC. "Registro histórico de las fallas en interruptores de potencia de la subestación San Diego 230/115kV". Departamento. Ingeniería GT II. Valencia, España. 2014.