

Algoritmo para priorizar la planificación del mantenimiento en alimentadores de distribución de energía eléctrica basado en condiciones de confiabilidad

Jaime, Camacho-Gavilanes^{1*}; Gabriel, Orquera-Noboa²

Resumen

Los registros de fallas que poseen las empresas eléctricas de distribución, son las desconexiones o salidas del servicio en un alimentador, las cuales presentan un sin número de eventos funcionales que se ven reflejados en la parte operativa como económica, hasta la actualidad son temas que no se han logrado solucionar íntegramente para mitigar estos tiempos de desconexión, por eso el mantenimiento en una empresa de distribución de energía eléctrica se ha convertido hoy en día, en una de las actividades de toma de decisiones más importantes debido a la necesidad de aumentar la confiabilidad, calidad y seguridad de suministro de energía eléctrica al cliente final. Por lo cual, este estudio presenta una metodología para priorizar la identificación de alimentadores por su nivel de criticidad, la cual es posible obtener mediante el índice propuesto de confiabilidad ponderada WI. Una vez calculado este indicador para cada alimentador de la subestación analizada, se puede priorizar una acción de mantenimiento a los alimentadores con los valores más elevados.

Palabras claves: Frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI), Tiempo duración promedio de interrupción del sistema (SAIDI), Índice de disponibilidad de servicio promedio (ASAI), Costo interrupción de cada carga (CIC), Índice de ponderación (WI), Número prioridad de riesgo (RPN).

Algorithm to prioritize maintenance planning in power distribution feeders based on reliability conditions

Abstract

The records of failures that the electrical distribution companies have are the disconnections or outputs of service in a feeder, which present many events that are reflected in the operational and economic aspect. Until now they are issues that have not been solved, to mitigate disconnection times, that's the reason why the maintenance in an electric power distribution company has become today one of the most important decision-making activities, due to the need to increase the reliability, quality and security of the electric power supply to the final customer. Therefore, this study presents a methodology to prioritize the identification of feeders by their level of criticality, which is possible to obtain through the proposed index of weighted reliability WI. Once this index has been calculated for each feeder of the substation analyzed, a maintenance action can be prioritized with the highest values.

Keywords: Average system outage frequency (SAIFI), Average system outage time (SAIDI), Average service availability index (ASAI), Cost interruption of each load (CIC), Weighting index (WI), Risk priority number (RPN).

Recibido: 03 de marzo de 2021

Aceptado: 03 de mayo de 2021

^{1*} Ingeniero en Electricidad; Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil-Ecuador; jcamachog1@est.ups.edu.ec; <https://orcid.org/0000-0002-1826-0834>

² Master of science reliability engineering and asset management; Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil-Ecuador; gorquera@ups.edu.ec; <https://orcid.org/0000-0002-3724-2121>

I. INTRODUCCIÓN

La confiabilidad de los componentes de un sistema eléctrico está ligada a su eficiencia, la evaluación cuantitativa de la confiabilidad es primordial en la planificación y operación de un sistema eléctrico, las fallas más graves y poco probables en un sistema de potencia se dan en la generación y transmisión, en el sistema de distribución el número de ocurrencia de fallas es mayor por lo que, se le debe dar un tratamiento e importancia mayor, ya que forma vínculos directos entre el sistema y el cliente (Asgarpoor & Mathine, 1995).

Se presentan metodologías para evaluar la confiabilidad en relación con el envejecimiento y vida útil de los componentes eléctricos del sistema de distribución, lo que muestra un efecto directo en el aumento del costo de mantenimiento y la falta de disponibilidad del servicio eléctrico. Las industrias y empresas eléctricas se han visto obligados en modelar un plan estratégico de mantenimiento para mitigar la tasa de falla del sistema, la acción estratégica puede ser preventiva o correctiva. Debido al modelo de gestión implementado para programar acciones de mantenimiento, se ha logrado reducir los tiempos y costos, ya que se prioriza únicamente a equipos críticos del sistema (Hamzeh, Vahidi, & Askarian-Abyaneh, 2015; Martón, Martorell, Mullor, Sánchez, & Martorell, 2016).

Varios estudios tratan de elegir una estrategia de mantenimiento adecuada para los sistemas de distribución eléctrica, y el resultado obtenido es una combinación de políticas y acciones estratégicas de mantenimientos preventivos, correctivos y predictivos (Carnero & Gomez, 2017). En varios documentos se han abordado la identificación de elementos significativos, los cuales son claves para el RCM (mantenimiento centrado en la confiabilidad), con el propósito de equilibrar los altos costos de mantenimientos, ya que realizar un mantenimiento a todos los activos de un sistema de distribución eléctrica tendría un costo muy elevado, por dicha razón se deben identificar y priorizar los elementos críticos, para así ejecutar una acción de mantenimiento solamente a ellos (Tang, Liu, Jing, Yang, & Zou, 2017).

En el artículo escrito por (Feng, Jiang, & Coit, 2016), evidencia un modelo de confiabilidad basado en condiciones para minimizar costos de

mantenimientos en un sistema con componentes degradantes en sus activos.

Estudios realizados en la corporación de energía eléctrica de Corea, presentaron métodos para la priorización del mantenimiento en las redes de distribución eléctrica utilizando tasa de fallas cambiantes en el tiempo y el costo de interrupción (Chu, Kim, & Yun, 2009), también varios artículos han calculado la confiabilidad del sistema mediante estimaciones de mejoras utilizando la relación lineal, entre el beneficio obtenido de una acción de mantenimiento y el cambio de la tasa de fallo del componente (Li & Brown, 2004). La óptima gestión para la planificación del mantenimiento debe poseer un marco de índices para evaluar sus procesos basados en niveles jerárquicos, para así tomar decisiones razonables en la tarea del mantenimiento (Pintelon & Gelders, 1992; Tang, Zou, Jing, Zhang, & Xie, 2015).

Un esquema integral para el RCM en los sistemas de distribución lo han desarrollado en etapas, que son la identificación de equipos críticos y una evaluación técnico económica de los registros de resultados para así definir una estrategia eficiente en las acciones del mantenimiento (Dehghanian, Fotuhi-firuzabad, Aminifar, & Billinton, 2013), y un planeamiento basado en el análisis de fallas funcionales de un sistema de distribución es aplicable mediante técnicas FMEA y FMECA dando así un modelo a la optimización del mantenimiento (Yssaad & Abene, 2015), Varios artículos han presentado gestiones para la optimización del mantenimiento aplicando a sus sistemas el modelo RCM, para lo cual han logrado mostrar una seguridad garantizada preservando su funcionalidad mediante mantenimientos preventivos maximizando así su confiabilidad (Yssaad, Khat, & Chaker, 2014).

Una propuesta para optimizar los esquemas de mantenimiento predictivo, basado en la confiabilidad para un sistema, lo han desarrollado con factores que equilibran la prioridad del mantenimiento son: importancia de los componentes para el sistema, grado de riesgo y la detección de falla, con esto se introduce el número de prioridad de mantenimiento RPN (Jiang, Duan, Tian, & Wei, 2015).

Para la determinación de los criterios más importantes que afectan a la criticidad de un componente, se lo ha estudiado y analizado en

conjunto con varios departamentos estratégicos como es la gerencia, ingenieros de mantenimientos y financiero los cuales identificaron 5 grupos de criterios principales que son: Impacto de seguridad, mantenibilidad, complejidad, dependencia funcional, costo (Gupta & Mishra, 2018).

II. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL ALIMENTADOR CRÍTICO

En este documento se muestra una arquitectura para la implementación de acciones de mantenimiento de los alimentadores de distribución de energía eléctrica, la cual se puede clasificar en dos etapas (Dehghanian, Fotuhi-firuzabad, Bagheri-Shouraki, & Razi-Kasemi, 2012). La primera radica en identificar y priorizar los alimentadores críticos del sistema en función de métodos específicos. La segunda etapa consiste en examinar los alimentadores críticos, determinar los posibles modos de fallo y realizar un análisis de sus efectos en el rendimiento del sistema, y así identificar los elementos más vulnerables que afectan a la confiabilidad del sistema para determinar la acción en una programación de mantenimiento (Lo & Liou, 2018).

Partiendo de la primera etapa, la identificación de los elementos más críticos se puede resumir como un problema de toma de decisiones ya que se lo puede tratar de una manera cuantitativa o cualitativa. Los procedimientos cuantitativos introducen la representación matemática del tipo del sistema, mediciones complejas e investigación de los impactos de todos los errores en el funcionamiento de sus componentes y el rendimiento del sistema (Arya, 2016; Fattaheian-dehkordi, Fotuhi-firuzabad, & Ghorani, 2018; Pourahmadi, Fotuhi-firuzabad, & Dehghanian, 2017; Sabouhi, Fotuhi-firuzabad, & Dehghanian, 2016).

Por lo tanto, en este artículo, se presenta un índice de confiabilidad ponderado (WI), el cual propone un método adecuado para la priorización de los alimentadores críticos de distribución para incrementar la confiabilidad del sistema de distribución y disminuir las interrupciones de servicio a los consumidores. El método propuesto se puede implementar en cualquier alimentador de distribución de una subestación eléctrica, el índice WI posee aspectos de la vida real ya que sus variables

estarán en función del costo de interrupción de servicio de energía eléctrica a los clientes y de los índices de calidad de servicio técnico.

El resultado principal de este estudio es priorizar los alimentadores críticos para programar las acciones del mantenimiento, para la priorización se mostrará el índice WI obtenido, el mismo que indicará el grado de importancia en la toma de decisiones.

En este artículo, se utiliza el lenguaje de programación PYTHON para obtener los cálculos de índices de confiabilidad y los índices propuestos de la confiabilidad pondera WI de los alimentadores analizados, obteniendo con esto la priorización de mantenimiento de los alimentadores de distribución. Como resultado, en este documento presenta en primer lugar un nuevo índice de confiabilidad WI para identificar los alimentadores críticos del sistema de distribución, en segundo lugar, es la propuesta del método adecuado de priorizar el RCM para la acción de mantenimiento de los alimentadores analizados.

Índices de confiabilidad de componentes

Con la finalidad de dar prioridad a los componentes del sistema de distribución para la acción de mantenimiento, se estudia el resultado de cada componente mediante los índices de confiabilidad y las interrupciones del sistema. Estos componentes se priorizan en orden de su importancia, y una de las fórmulas básicas es la indisponibilidad U_i definida por la ecuación (1) (Afzali & Keynia, 2017; Arya, 2016; Sabouhi et al., 2016).

$$U_i = \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} = \lambda_i \times r_i \quad (1)$$

Donde, λ_i es la tasa media de fallo [frecuencia fallo/año], μ_i es la tasa media de reparación [frecuencia reparación/año], r_i es la duración media de reparación [hora], U_i es la indisponibilidad media del punto de carga [horas/años].

Si los elementos del sistema de distribución están conectados en serie, la tasa de fallo media para cada punto de carga se calcula mediante la ecuación (2) (Afzali & Keynia, 2017; Arya, 2016; Sabouhi et al., 2016)

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^N \lambda_i \quad (2)$$

La falta de disponibilidad media para cada punto de carga se puede obtener de la ecuación (3) (Afzali & Keynia, 2017; Arya, 2016; Sabouhi et al., 2016)

$$U_s = \sum_{i=1}^N \lambda_i \times \tau_i \quad (3)$$

Por lo cual, la duración media de reparación de cada punto de carga se lo puede calcular mediante la ecuación (4) (Afzali & Keynia, 2017; Arya, 2016; Sabouhi et al., 2016)

$$\mu_i = \frac{U_s}{\lambda_s} \quad (4)$$

Evaluación de índices para criterios de decisión

Aquí se verifica el estado de los alimentadores de la subestación analizada de la empresa de distribución estudiada, los 7 criterios mostrados a continuación se consideran para la identificación y priorización de los alimentadores críticos.

- a. SAIFI: Es un indicativo de confiabilidad muy utilizado en los sistemas de distribución eléctrica y a este se lo conoce como la tasa de fallo en los puntos de carga, el cual indica la cantidad de fallas en un tiempo determinado. En conclusión, a este indicador se lo puede evaluar como un índice orientado al cliente que indica la tasa media de falla para cada cliente en un año. El incremento de este índice refleja el deterioro del alimentador. Como resultado, un SAIFI alto representa un alimentador crítico y se lo puede obtener mediante la ecuación (5) (Bahrami, Rastegar, & Dehghanian, 2020).

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (5)$$

Donde λ_i es el índice de fallo y N_i es el número total de clientes en el punto de carga i .

- b. SAIDI: El tiempo de interrupción se detalla como el periodo de tiempo en que el alimentador quedó fuera de servicio. SAIDI es un índice de confiabilidad que indica la duración media de la interrupción de cada cliente en un año. Por lo cual la mayor duración de interrupción dará lugar a un SAIDI más alto. En consecuencia, el

alimentador con este índice más elevado es reconocido como más crítico para el mantenimiento y la asignación de recursos y se lo puede obtener mediante la ecuación (6) (Bahrami et al., 2020).

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (6)$$

Donde U_i es el tiempo de interrupción anual en el punto de carga i .

- c. ENS: Es un índice de confiabilidad que mide la cantidad de energía no suministrada debido a las interrupciones del servicio en un alimentador. Es indudable que el ENS se deriva de la duración de la interrupción y de la tasa de fallos. Como consecuencia, un alimentador con una ENS más alta se encuentra más crítico para la acción de mantenimiento y se lo puede calcular mediante la ecuación (7) (Bahrami et al., 2020)

$$ENS = \sum_i L_i U_i \quad (7)$$

Donde L_i es la demanda no suministrada [kW] promedio en el punto de carga i .

- d. AENS: Es un índice de confiabilidad que mide la cantidad de energía media no suministrada, la cual corresponde a la energía total no suministrada dividida por el número total de clientes atendidos y se la puede calcular mediante la ecuación (8) (Miao et al., 2016)

$$AENS = \frac{ENS}{\sum N_i} \quad (8)$$

- e. ASAI: Es un índice que mide las horas de servicio disponible del cliente dividida por el total de horas de clientes demandadas, a este indicador se lo conoce como índice de disponibilidad promedio del servicio y se lo puede obtener mediante la ecuación (9) (Miao et al., 2016)

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (9)$$

- f. CIC: El indicador costo de interrupción del punto de carga muestra un valor

monetario de la electricidad que deja de ser suministrada debido a las interrupciones o fallos. Este valor varía en función del tipo de cliente (industrial, comercial, residencial). El alimentador que presente un CIC más alto se lo considera para la prioridad en una programación de mantenimiento y se la puede calcular mediante la ecuación (10) (Afzali, Keynia, & Rashidinejad, 2019)

$$CIC = \lambda_i \times (f_i \times P_i + C_i \times P_i \times \tau_i) \quad (10)$$

Donde f_i es el costo de interrupción [\$/kWh], P_i potencia total fuera de servicio [kW], C_i costo de energía no suministrada [\$/kW].

g. CENS: Costo por energía no suministrada, este índice se lo calcula para estimar el valor monetario que la empresa distribuidora deja de percibir por la energía no entregada a sus clientes. Como es una estimación se tomará el costo que la distribuidora vende la energía a sus consumidores y se la puede calcular mediante la ecuación (11) (Hashemi-Dezaki, Askarian-Abyaneh, & Haeri-Khiavi, 2015).

$$CENS = C_i \times P_i \times \tau_i \quad (11)$$

Modelo índice importancia ponderada (WI)

Con la finalidad de priorizar la acción del mantenimiento en los alimentadores se consideran los efectos de costos y de confiabilidad, utilizando los indicadores globales de servicio técnico SAIFI, SAIDI, ASAI y AENS, los cuales deben normalizarse para obtener unos coeficientes de ponderación adecuados.

En este artículo, la normalización se realiza con la ecuación (12)

$$X^{norm} = \frac{X}{X_{max}} \quad (12)$$

Donde X es un valor numérico, X_{norm} es el normalizado de X, X_{max} es el mayor valor de X.

Para conseguir los cálculos apropiados para ponderar los coeficientes del índice WI, se necesita una variable como el CIC que es un parámetro dependiente de los índices globales de confiabilidad, y el efecto de estos indicadores en el costo es distinto. El valor de cada índice de confiabilidad se normaliza en el mismo rango teniendo como base el mayor

valor entre SAIFI, SAIDI. Luego de haber obtenido los índices de confiabilidad normalizados se procede a obtener el CIC normalizado de cada alimentador, a continuación, se divide el CIC normalizado para cada índice de confiabilidad normalizado, de esta manera obtenemos los coeficientes de ponderación K_1 , K_2 , K_3 y K_4 que se los pueden obtener de las siguientes expresiones (13) (Afzali et al., 2019)

$$K_1 = \frac{CIC^{norm}}{SAIFI^{norm}}; K_2 = \frac{CIC^{norm}}{SAIDI^{norm}}; K_3 = CIC^{norm} \times SAIFI^{norm}; K_4 = \frac{CIC^{norm}}{AENS^{norm}} \quad (13)$$

Con la finalidad de obtener un algoritmo donde su estructura tenga inmersa los efectos de los índices de confiabilidad más relevantes y costos, se presenta el índice WI el cual da la ponderación de criticidad de los elementos a considerar para una acción de mantenimiento, el modelo de índice propuesto se lo expresa en la ecuación (14) (Afzali et al., 2019)

$$WI = K_1 \times SAIFI + K_2 \times SAIDI + \frac{K_3}{ASAI} + K_4 \times AENS \quad (14)$$

El índice ponderado WI debe ser calculado para cada alimentador y la priorización del mantenimiento estará en función del resultado obtenido, mientras más elevado de el resultado WI menor será la confiabilidad por consiguiente su condición es más crítica y la prioridad para el mantenimiento será mayor.

Aspectos de implementación de los modos de fallas y análisis de criticidad, FMECA

El RCM es un método sistemático que se utiliza para desarrollar planes y criterios para mantener un equilibrio entre los mantenimientos, esto se lo aplica con la finalidad de conservar la funcionalidad del sistema, determinar los modos de fallas, priorizar funciones y elegir un mantenimiento eficiente para reducir los costos de esta acción.

FMECA (modalidad de falla, efectos y análisis de criticidad) es una metodología útil a la hora de elaborar un análisis RCM, con la que se puede determinar de una manera estructurada y sistemática los posibles modos de fallas, causas y sus efectos. La finalidad del FMECA es tomar medidas para minimizar las fallas, partiendo por las más prioritarias, la criticidad de cada condición de falla se cuantifica por el RPN (número de prioridad de riesgo) que es el producto de tres indicadores: indicador de gravedad (S), indicador de ocurrencia

(O) y el indicador de detección de una falla (D). Estos indicadores generalmente se clasifican en una escala del 1 al 10, por lo cual a este método se lo denomina como un análisis predictivo de confiabilidad, este índice se lo puede obtener mediante la ecuación (15) (Cristea & Constantinescu, 2017; Okwuobi et al., 2018; Yang et al., 2020; Yssaad & Abene, 2015)

$$RPN = S \times O \times D \quad (15)$$

Caso de estudio

En esta sección, la comprobación de la metodología propuesta se la realiza analizando el estado funcional de los alimentadores de media tensión en una empresa eléctrica de distribución (CNEL EP UN Milagro) evaluando sus índices de confiabilidad en sus alimentadores de media tensión, para la

obtención de estos índices los datos requeridos para sus cálculos se la obtienen de una hoja de registros de eventos la cual esta estandarizada por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) para todas las empresas eléctricas de distribución del Ecuador, a esta hoja de registro se la conoce como formulario CAL-060: Calidad del servicio técnico.

Las empresas de distribución eléctrica en el Ecuador son 20 para la prestación del suministro de energía eléctrica a sus clientes finales. De las cuales 11 de estas son conformadas por Unidades de Negocio de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP). Para nuestro caso de estudio hemos seleccionado a la Unidad de Negocio Milagro, la cual posee un total de 57 alimentadores de distribución en media tensión 13,8 kilovoltios [kV] como se muestra en la Figura 1.



Figura 1. Alimentadores de distribución 13,8kV de CNEL EP UN Milagro

Y un total de 13 subestaciones de reducción 69/13,8kV como se muestra en la Figura 2.

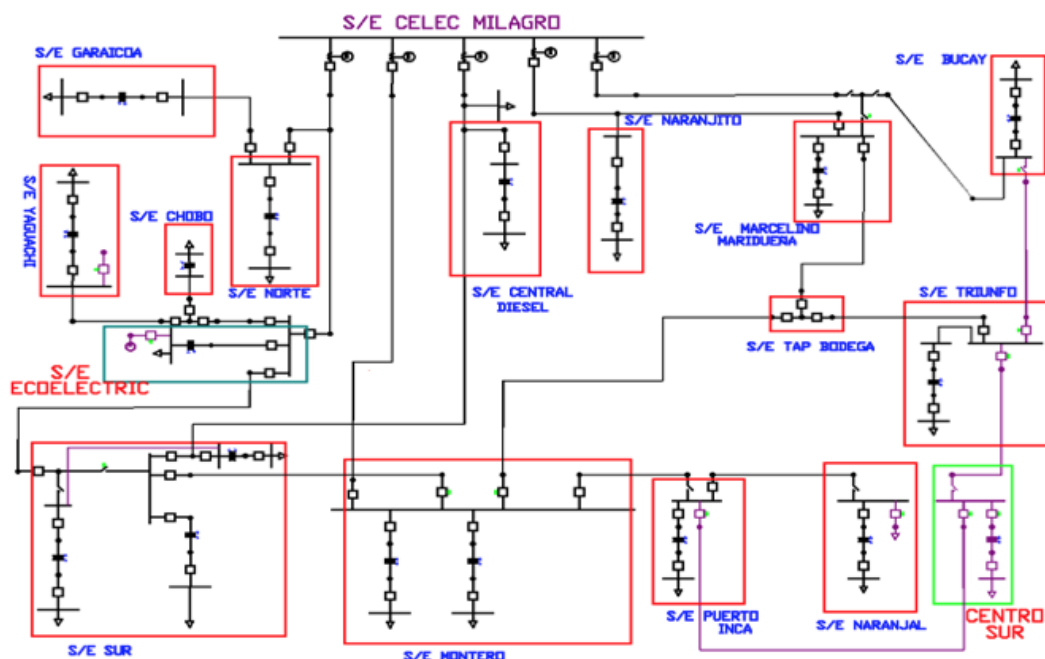


Figura 2. Topología S/E y LST 69kV CNEL EP UN Milagro

En este documento, la priorización del mantenimiento se lo analizará en dos niveles.

III. RESULTADOS

En el primer nivel se analiza los índices de confiabilidad de los alimentadores de tres subestaciones de la empresa seleccionada, priorizando los alimentadores en orden de criticidad por subestación.

Los datos específicos requeridos en el primer nivel son los índices de calidad de servicio técnico λ , r , SAIFI, SAIDI, ASAI, ENS los cuales se muestra en la

Tabla 1, Tabla 2 que son obtenidos por las ecuaciones (1)-(9), para luego formular con los resultados obtenidos el índice propuesto de ponderación WI para cada alimentador como se muestra en la Tabla 5, por medio de las ecuaciones (10)-(13). La identificación del alimentador más crítico de cada subestación está en función del resultado del índice WI, mientras este valor calculado sea más elevado la priorización para una acción de mantenimiento será mayor.

Tabla 1. Información de alimentadores de las subestaciones en análisis

Subestación/Alimentadores	nf #falla en el periodo T	X #componentes Alimentadores	Tasa fallo [falla/año]	tiempo de r=d [horas]
Central Diesel (UN MILAGRO / Central Diesel)				
DMLA049 (Central Diesel - Estero Las Damas)	9	17	0,529	6,520
DMLA045 (Central Diesel - Av. Quito)	13	17	0,765	10,670
DMLA046 (Central Diesel - B9)	11	17	0,647	8,970
DMLA047 (Central Diesel - Hosp.100 Camas)	9	17	0,529	6,520
DMLA048 (Central Diesel - Centropolis)	16	17	0,941	11,020
Montero (UN MILAGRO / Montero)				
DMLA014 (Montero - Acuamar)	18	17	1,059	19,870
DMLA013 (Montero - KM 20 Jaguito)	28	17	1,647	29,260
DMLA011 (Montero - Base de Taura)	22	17	1,294	26,520
DMLA012 (Montero - KM 4 (Via Milagro))	26	17	1,529	35,600
DMLA010 (Montero - Boliche)	29	17	1,706	32,550
DMLA013 (Montero - Parroquia Taura)	31	17	1,824	39,990
Triunfo (UN MILAGRO / Triunfo)				
DMLA027 (Triunfo - Patria Nueva)	12	17	0,706	7,650
DMLA028 (Triunfo - M.J.Calle - Takara)	36	17	2,118	36,630
DMLA029 (Triunfo - Payo)	17	17	1,000	22,260
DMLA050 (Triunfo - 8 de Abril)	13	17	0,765	6,750

Tabla 2. Índices de confiabilidad para los alimentadores de las subestaciones en análisis

Subestación/Alimentadores	SAIFI	SAIDI	ASAI	AENS
Central Diesel (UN MILAGRO / Central Diesel)				
DMLA049 (Central Diesel - Estero Las Damas)	0,529	3,450	1,000	0,280
DMLA045 (Central Diesel - Av. Quito)	0,765	8,161	0,999	0,050
DMLA046 (Central Diesel - B9)	0,647	5,802	0,999	0,183
DMLA047 (Central Diesel - Hosp.100 Camas)	0,529	3,450	1,000	0,124
DMLA048 (Central Diesel - Centropolis)	0,941	10,370	0,999	0,062
Montero (UN MILAGRO / Montero)				
DMLA014 (Montero - Acuamar)	1,059	21,038	0,998	648,212
DMLA013 (Montero - KM 20 Jaguito)	1,647	48,188	0,994	2,104
DMLA011 (Montero - Base de Taura)	1,294	34,316	0,996	1,045
DMLA012 (Montero - KM 4 (Via Milagro))	1,529	54,439	0,994	0,302
DMLA010 (Montero - Boliche)	1,706	55,528	0,994	0,304
DMLA013 (Montero - Parroquia Taura)	1,824	72,916	0,992	1,272
Triunfo (UN MILAGRO / Triunfo)				
DMLA027 (Triunfo - Patria Nueva)	0,706	5,398	0,999	0,032
DMLA028 (Triunfo - M.J.Calle - Takara)	2,118	77,564	0,991	0,353
DMLA029 (Triunfo - Payo)	1,000	22,261	0,997	0,086
DMLA050 (Triunfo - 8 de Abril)	0,765	5,159	0,999	0,225

Tabla 3. Índices de confiabilidad normalizados para los alimentadores de las subestaciones analizadas.

Subestación/Alimentadores	SAIFI norm	SAIDI norm	ASAI norm	AENS norm
Central Diesel (UN MILAGRO / Central Diesel)				
DMLA049 (Central Diesel - Estero Las Damas)	0,051	0,333	0,096	0,027
DMLA045 (Central Diesel - Av. Quito)	0,074	0,787	0,096	0,005
DMLA046 (Central Diesel - B9)	0,062	0,559	0,096	0,018
DMLA047 (Central Diesel - Hosp.100 Camas)	0,051	0,333	0,096	0,012
DMLA048 (Central Diesel - Centropolis)	0,091	1,000	0,096	0,006
Montero (UN MILAGRO / Montero)				
DMLA014 (Montero - Acuamar)	0,015	0,289	0,014	8,890
DMLA013 (Montero - KM 20 Jaguito)	0,023	0,661	0,014	0,029
DMLA011 (Montero - Base de Taura)	0,018	0,471	0,014	0,014
DMLA012 (Montero - KM 4 (Via Milagro))	0,021	0,747	0,014	0,004
DMLA010 (Montero - Boliche)	0,023	0,762	0,014	0,004
DMLA013 (Montero - Parroquia Taura)	0,025	1,000	0,014	0,017
Triunfo (UN MILAGRO / Triunfo)				
DMLA027 (Triunfo - Patria Nueva)	0,009	0,070	0,013	0,000
DMLA028 (Triunfo - M.J.Calle - Takara)	0,027	1,000	0,013	0,005
DMLA029 (Triunfo - Payo)	0,013	0,287	0,013	0,001
DMLA050 (Triunfo - 8 de Abril)	0,010	0,067	0,013	0,003

Como se muestra en la Tabla 4, los costes de interrupción del cliente del punto de carga y los costes de energía no suministrada como se lo presentó en las ecuaciones (10) y (11) forman

parte de las variables para la obtención del índice propuesto WI de la ecuación (14) ya que estos valores reflejan los perjuicios ocasionados por el corte de energía eléctrica de forma imprevista tanto para los consumidores como para la empresa distribuidora.

Tabla 4. Estimación de costos para alimentadores analizados en el primer nivel.

Subestación/Alimentadores	ENS [MWh]	CIC [\$/kWh-cliente]	CENS [\$]
Central Diesel (UN MILAGRO / Central Diesel)			
DMLA049 (Central Diesel - Estero Las Damas)	0,560	188,112	56,043
DMLA045 (Central Diesel - Av. Quito)	152,954	49836,486	15295,429
DMLA046 (Central Diesel - B9)	69,070	21814,594	6907,023
DMLA047 (Central Diesel - Hosp.100 Camas)	39,393	13222,549	3939,325
DMLA048 (Central Diesel - Centropolis)	277,038	108428,159	27703,799
Montero (UN MILAGRO / Montero)			
DMLA014 (Montero - Acumamar)	648,212	188844,024	64821,169
DMLA013 (Montero - KM 20 Jaguito)	683,706	246555,933	68370,553
DMLA011 (Montero - Base de Taura)	331,250	99125,694	33124,967
DMLA012 (Montero - KM 4 (Via Milagro))	1179,262	356687,324	117926,235
DMLA010 (Montero - Boliche)	1165,190	411269,544	116518,963
DMLA013 (Montero - Parroquia Taura)	2186,136	745590,383	218613,585
Triunfo (UN MILAGRO / Triunfo)			
DMLA027 (Triunfo - Patria Nueva)	160,419	62858,020	16041,942
DMLA028 (Triunfo - M.J.Calle - Takara)	1514,840	625573,810	151484,015
DMLA029 (Triunfo - Payo)	306,105	78463,970	30610,490
DMLA050 (Triunfo - 8 de Abril)	164,639	77530,723	16463,891

Tabla 5. Estimación de coeficientes ponderados e índice WI para alimentadores analizados en el primer nivel.

Subestación/Alimentadores	k1	k2	k3	k4	WI
Central Diesel (UN MILAGRO / Central Diesel)					
DMLA049 (Central Diesel - Estero Las Damas)	0,034	0,005	0,000	0,064	0,054
DMLA045 (Central Diesel - Av. Quito)	6,233	0,584	0,044	95,355	14,343
DMLA046 (Central Diesel - B9)	3,224	0,360	0,019	11,388	6,278
DMLA047 (Central Diesel - Hosp.100 Camas)	2,389	0,367	0,012	10,208	3,806
DMLA048 (Central Diesel - Centropolis)	11,018	1,000	0,096	168,029	31,206
Montero (UN MILAGRO / Montero)					
DMLA014 (Montero - Acumamar)	17,442	0,878	0,003	0,028	55,408
DMLA013 (Montero - KM 20 Jaguito)	14,640	0,500	0,005	11,462	72,342
DMLA011 (Montero - Base de Taura)	7,491	0,282	0,002	9,277	29,084
DMLA012 (Montero - KM 4 (Via Milagro))	22,808	0,641	0,007	115,481	104,655
DMLA010 (Montero - Boliche)	23,578	0,724	0,008	132,172	120,670
DMLA013 (Montero - Parroquia Taura)	39,986	1,000	0,014	57,335	218,763
Triunfo (UN MILAGRO / Triunfo)					
DMLA027 (Triunfo - Patria Nueva)	11,041	1,444	0,001	244,661	23,382
DMLA028 (Triunfo - M.J.Calle - Takara)	36,628	1,000	0,013	219,609	232,705
DMLA029 (Triunfo - Payo)	9,729	0,437	0,002	112,953	29,188
DMLA050 (Triunfo - 8 de Abril)	12,571	1,863	0,002	42,682	28,840

Debido a que no se tiene datos ni estimaciones del costo de interrupción de los clientes en el sector eléctrico del Ecuador, se escogió un modelo econométrico que nos ayudará a obtener un valor aproximado de dicho costo, donde podemos relacionar el PIB (Producto interno Bruto Nacional) como una variable macroeconómica dependiente,

y el consumo de energía eléctrica del país en GWh como una variable independiente ya que está ligada directamente al PIB, esta estimación es válida con una economía competitiva si aumentamos los factores de producción para obtener una productividad marginal alta, el consumo de energía eléctrica también varía en función a esta para satisfacer dicho escenario.

Partiendo de la falta de suministro de electricidad ocasiona una caída del PIB y definiendo “CE” como el consumo eléctrico, se recurre a la elasticidad “ε” que es un índice que nos permite encontrar la relación del consumo de energía con el PIB, para proceder a obtener el costo f_i , con la siguiente la ecuación (16)

$$f_i = \frac{1}{\epsilon} \times \frac{PIB}{CE}; \text{ donde } \epsilon = \frac{\Delta CE/CE}{\Delta PIB/PIB} \quad (16)$$

Aplicando las fórmulas de la ecuación (16) obtenemos que el costo estimado de la interrupción de los clientes (f_i) es de 3,48 [\$/kWh]. Por otro lado, para obtener el coste de energía no suministrada la

estimaremos basándonos en el precio de la energía de venta promedio de la distribuidora a sus clientes finales que en promedio su valor es de 0,1 [\$/kWh].

Analizando los resultados obtenidos de la Tabla 5, se tiene que el alimentador más crítico de los 5 que posee la subestación Central Diesel es el denominado Centropolis, el alimentador más crítico de los 6 que posee la subestación Montero es el denominado Montero-Parroquia Taura y por último el alimentador más crítico de los 4 que posee la subestación El Triunfo es el denominado Triunfo-M.J.Calle-Takara, estos alimentadores mencionados son a los que se les debe dar prioridad para una acción de mantenimiento.

Tabla 6. Parámetros de severidad.

GRAVEDAD/SEVERIDAD (S)

Duración de la interrupción del servicio	Criterio de gravedad	Valor
30 min	Pequeño	0.6
1 h	Menor	1
1.5 h	Significante	3
3 h	Medio	5
4 h	Serio	7
> 8 h	Catastrófico	10

Tabla 7. Parámetros de ocurrencia.

OCURENCIA (O)

Posible tasa de ocurrencia	Criterio de ocurrencia	Valor
1 cada 10 años	Casi imposible	1
1 cada 9 años	Fallo cerca de cero	2
1 cada 7 años	Muy bajo	3
1 cada 5 años	Rara vez	4
1 cada 3 años	A menudo falla	5
1 cada 2 años	Ocasional	6
4 cada año	frecuente	7
5 cada 6 meses	Alta	8
3 cada mes	Fallo muy alto	9
1 cada semana	Fallo inevitable	10

Tabla 8. Parámetros de detectabilidad.

DETECTABILIDAD (D)

Nivel detectabilidad	Criterio detectabilidad	Valor
No detectable	Imposible	10
Difícil detectable	Muy difícil	9
Difícil detectable	Muy demorado	8
Detectar al azar	No seguro	7
Detectar al azar	Ocasional	6
Posible detección	Baja	5
Posible detección	Tarde	4
Detector fiable	Fácil	3
Detector fiable	Inmediato	2
Detección en todo momento	Acción correctiva inmediata	1

Tabla 9. Parámetros de criticidad.

CRITICIDAD (C)		
Grado de criticidad	Valor	Riesgo
Menor	0-70	Aceptable
Medio	70-130	Poco aceptable
Alto	131-170	Tolerable
Muy alto	171-252	Inaceptable
Crítico	253-324	Inaceptable
Muy Crítico	>324	Inaceptable

Para el segundo nivel, ya teniendo identificado los alimentadores críticos por medio del índice propuesto, implementaremos FMECA para evaluar los efectos, modos y causas de las fallas que incurrieron a los alimentadores calculados en el primer nivel. El estudio del análisis FMECA se origina a nivel de los componentes del sistema analizado donde se determinan los posibles modos de fallo de sus elementos y se analiza cuáles son los efectos en un nivel superior. Por lo tanto, este análisis se lo ha tratado con profesionales encargados de las diferentes áreas inmersas con estos eventos ocurridos a los alimentadores de distribución como son: Líder de Planificación Eléctrica, Líder de Mantenimiento Eléctrico, Líder Centro de Operaciones y Control,

Líder de Control de Energía. Como parte inicial se han identificado los activos eléctricos que han tenido más participación en las ocurrencias de eventos de fallas por medio de registros y luego a estos elementos se cuantifica su criticidad (C) por condición de falla que se lo definió como el número de prioridad de riesgo RPN como se lo muestra en la ecuación (15), para obtener lo mencionado se elaboró tablas donde se definió índices con la ayuda del equipo de profesionales de la misma empresa y se las muestran en las Tabla 6-9, a estos se lo ha dividido por su gravedad (S), ocurrencia (O) y detectabilidad (D), basándose en los datos de registros obtenidos de eventos y por medio de experiencias y conocimientos del personal específico que colaboró con este análisis.

Tabla 10. Análisis modo de fallo de los elementos con más eventos registrados en los alimentadores analizados.

ITEM	Nivel	Componente eléctrico	Función	Modo de falla
1	Sistema Distribución 13.8 kV	Seccionador de barra, tipo unipolar abierto para 15kV	Transportar y dar el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales que pueden ser residenciales, comerciales e industriales.	Desconectar de modo parcial o total los alimentadores, ramales principales o monofásicos.
2		Poste H.A 12 m		
3		Red /Ramal 3f, 2f, 1f		
4		Aislador pin y suspensión		
5		Cajas seccionadoras portafusibles, tipo unipolar abierto, intercambiable para 15kV		

Tabla 11. Análisis de efectos y criticidad de los componentes analizados en este estudio. analizados.

ITEM	Causa de falla	S	O	D	RPN	Medida de compensación: acción a tomar
1	Punto caliente en los terminales y aislamiento en mal estado.	3	8	4	96	- Realizar inspecciones termográficas infrarrojas periódicamente al menos una vez al año y tomar registros para priorizar su cambio en una programación de mantenimiento, para que en la próximo registro ver su variación. * En caso de estar averiado remplaz
2	-Concreto fisurado por varillas de hierro con óxido. -Inclinación cedido debido a falla en el terreno.	7	8	3	168	- Realizar inspecciones visuales periódicas en troncales, tramos de los recorridos del alimentador y secciones de red en baja tensión ya que en ciertos casos están ligados sus redes y verificar que la superficie se encuentre sin deformaciones y bien hinc
3	-Líneas arrancadas por vegetación próxima a los conductores.	5	9	3	135	- Realizar inspecciones visuales con ayuda de drones y registrarlos con archivos fotográficos para priorizar los tramos de líneas afectado por vegetaciones próximas a las redes de media tensión. * En caso de existir proximidad de vegetación reliazar desb
4	-Aislamiento deteriorado -Presencia de contaminación en la superficie	3	9	6	162	- Realizar inspecciones visuales, termográficas y coronográficas periódicamente al menos una vez al año para optimizar recursos aplicarlos prioritariamente en zonas húmedas y con un grado de contaminación media-alta. * Se recomienda al menos en las salidas
5	Punto caliente en los terminales y aislamiento en mal estado	3	9	4	108	- Realizar inspecciones termográficas infrarrojas periódicamente en las partes de contacto superior e inferior al menos una vez al año y tomar registros para priorizar su cambio en una programación de mantenimiento, para que en la próximo registro ver su

En el año 2019 que es el periodo de análisis del caso de estudio, la empresa eléctrica analizada registró mensualmente en una base todos los eventos suscitados y gracias a esto se seleccionó los componentes eléctricos que más sufrieron algún tipo de falla y se determinó los activos más vulnerables tal como se muestra en la Tabla 10. Los componentes que se muestran en la tabla mencionada son a las que se deben aplicar un plan de acción de mantenimientos que pueden ser correctivos o preventivos dependiendo del número de prioridad de riesgo calculado.

Para entender la prioridad que se debe dar a cada componente de la Tabla 10, se presenta la Tabla 11 donde el valor RPN se lo debe relacionar con los índices de la Tabla 9. Con esto el personal del área financiera y planificación pueden asignar recursos para mejorar o prevenir situaciones de fallos y por otro lado el personal encargado del mantenimiento puede programar, para realizar acciones de trabajos priorizando a los componentes con los índices de vulnerabilidad más altos. Los datos presentados en las Tabla 10 y Tabla 11 muestran el análisis modo de fallo, efectos y criticidad FMECA.

IV. CONCLUSIONES

Este documento presenta un modelo de optimización para identificar y priorizar los alimentadores críticos de una subestación eléctrica gracias al tratamiento de registros históricos de eventos del año finalizado, la metodología usada se basa en calcular coeficientes que están ligados con los índices de confiabilidad de servicio técnico y costos, para así poder dar una óptima ponderación de criticidad a los alimentadores (WI).

Para el cálculo de estos costos principalmente para el costo de interrupción del cliente se lo ha estimado de manera general y global por medio del producto interno bruto del país lo cual se recomienda a futuros investigadores la estimación real de estos precios de interrupción por cada uno de los sectores de prestación de servicio de energía, ya que en el sector eléctrico ecuatoriano no existen datos oficiales de estos costos.

El desarrollo y cálculo analítico de los índices de confiabilidad y el índice propuesto WI se lo ha implementado con una herramienta computacional de lenguaje de programación denominada PYTHON, el programa desarrollado permite obtener un reporte

global de los estados de todos los alimentadores de las 13 subestaciones que posee la empresa eléctrica analizada, como también lo puede presentar de manera filtrada de acuerdo a lo mostrado en la sección de los resultados del desarrollo de este documento.

Se analizaron tres subestaciones y se calcularon los índices WI, con lo que se obtuvo el alimentador más crítico de cada subestación, dando como resultado lo siguiente:

Alimentador Centropolis de la subestación Central Diesel WI=31,20; alimentador Montero-Parroquia Taura de la subestación Montero WI=218,76; alimentador M.J. Calle-Takara de la subestación el Triunfo WI=232,70. Una vez determinado los alimentadores más críticos, se puede priorizar el mantenimiento de los alimentadores de las subestaciones analizadas.

Esta herramienta es un método estratégico para la optimización de un RCM y la contribución que aporta al sector eléctrico en el Ecuador es que la plataforma la podrían usar todas las empresas eléctricas ya que los eventos los registran en una base estandarizada y el programa ha sido realizado en función de esta.

Como un alcance adicional de este documento se aplicó un análisis FMECA a los componentes más vulnerables de los alimentadores, los cuales fueron seleccionados por medio de los registros de fallas con la finalidad de optimizar la gestión del mantenimiento dando medidas y acciones como manera preventiva o correctiva mediante la ponderación obtenida del RPN.

V. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Afzali, P., & Keynia, F. (2017). Lifetime efficiency index model for optimal maintenance of power substation equipment based on cuckoo optimisation algorithm. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 11, 2787–2795. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1719>

Afzali, P., Keynia, F., & Rashidinejad, M. (2019). A new model for reliability-centered maintenance prioritisation of distribution feeders. *Energy*, 171, 701–709. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.040>

Arya, R. (2016). Ranking of feeder sections of distribution systems for maintenance prioritization accounting

distributed generations and loads using diagnostic importance factor (DIF). *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 74, 70–77. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.011>

Asgarpoor, S., & Mathine, M. J. (1995). Distribution system reliability evaluation with aging equipment. *Electric Power Systems Research*, 33(2), 133–137. [https://doi.org/10.1016/0378-7796\(95\)00933-9](https://doi.org/10.1016/0378-7796(95)00933-9)

Bahrami, S., Rastegar, M., & Dehghanian, P. (2020). An FBWM-TOPSIS Approach to Identify Critical Feeders for Reliability Centered Maintenance in Power Distribution Systems. *IEEE Systems Journal*, 1–9. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2020.3014649>

Carnero, M. C., & Gomez, A. (2017). Maintenance strategy selection in electric power distribution systems. *Energy*, 129, 255–272. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.100>

Chu, C.-M., Kim, J.-C., & Yun, S.-Y. (2009). Making decision of the maintenance priority of power distribution system using time varying failure rate and interruption cost. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 4, 43–48. <https://doi.org/10.5370/JEET.2009.4.1.043>

Cristea, G., & Constantinescu, D. (2017). A comparative critical study between FMEA and FTA risk analysis methods. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/252/1/012046>

Dehghanian, P., Fotuhi-firuzabad, M., Aminifar, F., & Billinton, R. (2013). A Comprehensive Scheme for Reliability Centered Maintenance in Power Distribution Systems — Part I: Methodology. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(2), 761–770. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2012.2227832>

Dehghanian, P., Fotuhi-firuzabad, M., Bagheri-Shouraki, S., & Razi-Kasemi, A. (2012). Critical Component Identification in Reliability Centered Asset Management of Power Distribution Systems Via Fuzzy AHP. *IEEE Systems Journal*, 6(4), 593–602. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2011.2177134>

- Fattaheian-dehkordi, S., Fotuhi-firuzabad, M., & Ghorani, R. (2018). Transmission System Critical Component Identification Considering Full Substations Configuration and Protection Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33, 5365–5373. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2797895>
- Feng, Q., Jiang, L., & Coit, D. W. (2016). Reliability analysis and condition-based maintenance of systems with dependent degrading components based on thermodynamic physics-of-failure. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, 86, 913–923. <https://doi.org/10.1007/s00170-015-8220-x>
- Gupta, G., & Mishra, R. P. (2018). Identification of Critical Components using ANP for Implementation of Reliability Centered Maintenance. *Procedia CIRP*, 69, 905–909. <https://doi.org/10.1016/j.procir.2017.11.122>
- Hamzeh, M., Vahidi, B., & Askarian-Abyaneh, H. (2015). Reliability evaluation of distribution transformers with high penetration of distributed generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 73, 163–169. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.04.013>
- Hashemi-Dezaki, H., Askarian-Abyaneh, H., & Haeri-Khiavi, H. (2015). Reliability optimization of electrical distribution systems using internal loops to minimize energy not-supplied (ENS). *Journal of Applied Research and Technology*, 13(3), 416–424. <https://doi.org/10.1016/j.jart.2015.07.008>
- Jiang, X., Duan, F., Tian, H., & Wei, X. (2015). Optimization of reliability centered predictive maintenance scheme for inertial navigation system. *Reliability Engineering and System Safety*, 140, 208–217. <https://doi.org/10.1016/j.res.2015.04.003>
- Li, F., & Brown, R. E. (2004). A Cost-Effective Approach of Prioritizing Distribution Maintenance Based on System Reliability. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(1), 439–441. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.820411>
- Lo, H., & Liou, J. J. H. (2018). A novel multiple-criteria decision-making-based FMEA model for risk assessment. *Applied Soft Computing*, 73, 684–696. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2018.09.020>
- Martón, I., Martorell, P., Mullor, R., Sánchez, A. I., & Martorell, S. (2016). Optimization of test and maintenance of ageing components consisting of multiple items and addressing effectiveness. *Reliability Engineering & System Safety*, 153, 151–158. <https://doi.org/10.1016/j.res.2016.04.015>
- Miao, Y., Luo, W., Lei, W., Zhang, P., Jiang, R., & Deng, X. (2016). Power Supply Reliability Indices Computation with consideration of Generation Systems, Transmission Systems and Sub-transmission Systems' Load Transfer Capabilities. *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 1840–1844. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2016.7779807>
- Okwuobi, S., Ishola, F., Ajayi, O., Salawu, E., Aworinde, A., Olatunji, O., & Akinlabi, S. A. (2018). A Reliability-Centered Maintenance Study for an Individual Section-Forming Machine. *Machine Design*, 6, 50. <https://doi.org/10.3390/machines6040050>
- Pintelon, L. ., & Gelders, L. . (1992). Maintenance management decision making. *European Journal of Operational Research*, 58(3), 301–317. [https://doi.org/10.1016/0377-2217\(92\)90062-E](https://doi.org/10.1016/0377-2217(92)90062-E)
- Pourahmadi, F., Fotuhi-firuzabad, M., & Dehghanian, P. (2017). Application of Game Theory in Reliability Centered Maintenance of Electric Power Systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 53(2), 936–946. <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2639454>
- Sabouhi, H., Fotuhi-firuzabad, M., & Dehghanian, P. (2016). Identifying Critical Components of Combined Cycle Power Plants for Implementation of Reliability-centered Maintenance. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2(2), 87–97. <https://doi.org/10.17775/CSEJJPES.2016.00026>
- Tang, Y., Liu, Q., Jing, J., Yang, Y., & Zou, Z. (2017). A framework for identification of maintenance

- significant items in reliability centered maintenance. *Energy*, 118, 1295–1303. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.011>
- Tang, Y., Zou, Z., Jing, J., Zhang, Z., & Xie, C. (2015). A framework for making maintenance decisions for oil and gas drilling and production equipment. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 26, 1050–1058. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.07.038>
- Yang, Y., Zhang, X., Zhao, Z., Wang, G., He, Y., Wu, Y., & Li, J. (2020). Applying Reliability Centered Maintenance (RCM) to Sampling Subsystem in Continuous Emission Monitoring System. *IEEE Access*, 8, 55054–55062. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2980630>
- Yssaad, B., & Abene, A. (2015). Rational Reliability Centered Maintenance Optimization for power distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 73, 350–360. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.05.015>
- Yssaad, B., Khiat, M., & Chaker, A. (2014). Reliability centered maintenance optimization for power distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 55, 108–115. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.08.025>