

Fault Effect Analysis Based on Elements Loadability to Evaluate Reliability in Power Systems

Bleidy H. Mantilla-Florez, Jorge I. Silva-Ortega, John E. Candelo-Becerra, Members, IEEE

Abstract—This paper presents a fault effect analysis (FEA) based on element loadability as a complement tool to evaluate reliability and identify vulnerable points in power systems. The steps of the method are the calculation of overloaded elements after contingencies, determination of the FEA based on element loadability, selection of critical overloaded elements, and evaluation of system reliability by considering the energy not supplied (ENS). A simplified transmission and distribution (T&D) power system with 30 nodes was used as study case for the method. The results show that the loadability percentage of transformers and power lines are calculated successfully for the N-1 contingency analysis performed in the network and the method selects the elements with higher loadability values, evaluating the impact that each critical contingency generates on the power system reliability. The method can be used to prioritize remedial actions for critical elements on power systems.

Index Terms—Fault effect analysis, elements loadability, reliability, energy not supplied, overloaded elements, power systems, transmission and distribution power systems.

I. INTRODUCCION

LOS OPERADORES de redes eléctricas toman acciones rápidas durante la operación del sistema para evitar salidas de equipos por violaciones de límites operativos. Sin embargo, debido a la cantidad de elementos que tienen las redes eléctricas y el continuo desgaste del sistema dada su explotación, suelen presentarse eventos no deseados que impiden cumplir con un servicio seguro y confiable [1], [2].

Las sobrecargas en los elementos de la red causan la violación de estándares de calidad del servicio establecidos en la regulación eléctrica [3], afectan a los usuarios del servicio, producen pérdidas económicas en los operadores y suelen incidir en la pérdida de vida útil de los equipos [4], [5].

Este trabajo fue apoyado y soportado por el operador de red Electricaribe S.A. E.S.P., las universidades: Universidad de la Costa (CUC), Universidad Pontificia Bolivariana, Sede Medellín y Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín.

Bleidy H. Mantilla-Florez es Ingeniera Electricista de la Universidad de la Costa, CUC, Barranquilla, Colombia. Miembro del grupo de investigación en Optimización energética GIOPEN (bleidy.mantilla89@gmail.com).

Jorge I. Silva-Ortega es Profesor Adjunto del Departamento de Energía en la Universidad de la Costa CUC, Barranquilla, Colombia. Miembro del grupo de investigación en Optimización energética GIOPEN (jsilva6@cuc.edu.co). Estudiante de Doctorado en Ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana, Sede Medellín.

John E. Candelo-Becerra es Profesor Asociado del Departamento de Energía Eléctrica y Automática de la Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, Colombia. (jecandelob@unal.edu.co).

Corresponding author: Jorge I. Silva-Ortega

Estos límites de cargabilidad en elementos suelen ser no atendidos en estudios de confiabilidad, afectando la seguridad en la operación por posibles escenarios de contingencia. Aunque las interrupciones que se presentan en los sistemas de potencia no pueden ser evitadas en su totalidad, es posible limitar los efectos, protegiendo los equipos y garantizando un servicio seguro, confiable y de calidad [6], [7].

Las técnicas para evaluar la confiabilidad en sistemas de potencia son diversas [8]–[11]. Según se dirija el estudio y bajo el criterio del evaluador es posible adecuar métodos actuales para someter los sistemas de T&D a estudios de confiabilidad. Un método que se destaca es el de cortes mínimos, el cual se utiliza para relacionar los elementos en un sistema serie-paralelo, con la finalidad de establecer el comportamiento de la red al ser sometido a modos de falla y análisis de efectos [12], [13]. También se encuentran estudios direccionados a los costos asociados a la confiabilidad, basado en modelos simplificados e índices globales [14]. Estudios complementarios se orientan al comportamiento energético del sistema mediante la variación de potencia de los elementos [15], [16], dentro de los cuales se considera la salida de nodos importantes de la red eléctrica [17]. El método de Markov considera el efecto de falla para establecer índices de confiabilidad (duración y frecuencia de fallas) [18]–[20].

A pesar de las diferentes técnicas implementadas para evaluar la confiabilidad, un punto de convergencia entre ellos es el uso de herramientas computacionales, las cuales facilitan los cálculos y el análisis del comportamiento de las redes bajo situaciones supuestas. Sin embargo, ninguno de los estudios relacionados con el análisis de efectos de falla ha considerado la cargabilidad de los elementos de la red, lo cual limita los escenarios de pronósticos ante contingencias vinculadas con eventos de sobrecarga que no logren ser coordinados por los agentes involucrados. También, estos estudios se encuentran enfocados en establecer índices básicos y costos asociados a la confiabilidad de la prestación del servicio, lo cual excluye del estudio la visión global del sistema, asumiendo solo un factor incidente en la valoración de confiabilidad. Además, todas estas técnicas requieren el estudio de gran cantidad de estados de operación de un sistema eléctrico, en donde a medida que aumenta el número de elementos en la red, aumenta la complejidad de su evaluación [21], porque se generan nuevos escenarios que deben estudiarse para garantizar resultados veraces y coincidentes con situaciones reales.

En este artículo se propone considerar el análisis de efecto de falla (AEF) basado en cargabilidad de elementos como herramienta para identificar puntos vulnerables dentro de las redes eléctricas y evaluar la confiabilidad. Además, se busca determinar el comportamiento del sistema ante contingencias,

lo cual permite priorizar la intervención de los elementos que presentan sobrecargas incidentes en escenarios que comprometan la correcta operación del sistema. Las características principales del método incluyen: caracterización en una red eléctrica real, desarrollo del AEF basado en cargabilidad de elementos, estimación de la variación de cargabilidad en los elementos que vulneran la seguridad del sistema, evaluación de la red aplicando índices de confiabilidad y clasificación de elementos de la red según el comportamiento ante contingencias.

Por medio de este método, los operadores de red pueden evaluar las condiciones de operación e identificar situaciones que comprometen la salida de otros elementos incidentes en la cargabilidad de los equipos. Desde la investigación, el trabajo contribuye como alternativa para categorizar elementos críticos de la red, para su monitoreo y valoración de sobrecarga ante contingencias, lo cual servirá de insumo para priorizar los tiempos de atención de falla y coordinar actividades de mejoras en seguridad en las redes de T&D.

II. MATERIALES Y MÉTODOS

En esta sección se presenta la explicación completa de la metodología utilizada para la evaluación de la confiabilidad, el AEF, el modelo estocástico y los índices de confiabilidad.

A. Diagrama de flujo

El procedimiento para aplicar el método del AEF basado en cargabilidad de elementos se describe en la Fig. 1. El proceso inicia con el paso 1, en el cual se realiza la caracterización de la información recolectada del sistema de estudio. La recolección de información comprende desde aspectos técnicos y operativos indispensable para la valoración del comportamiento de la red, diagrama unifilar del sistema de T&D, estadísticas de falla de los equipos, parámetros eléctricos de cada elemento, los criterios y la metodología para el análisis de confiabilidad. Para esto, se tiene en cuenta como referencia los modelos de falla y reparación descritos en el método estocástico. Además, se realizan las simplificaciones de la red eléctrica, con el objetivo de reducir el sistema, conservando los parámetros eléctricos del mismo [22]–[24].

Las técnicas de simplificación o modelado representan: barras individuales (sin considerar la configuración interna de las subestaciones), líneas de T&D, transformadores y generadores [19], [25].

El paso 2 representa la ejecución de la primera evaluación de la red eléctrica, la cual corresponde al estudio con flujos de carga. En el paso 3 se valida la convergencia del sistema y los resultados obtenidos se validan con el escenario real (paso 4), garantizando la convergencia del estudio de flujos de carga.

En el paso 5 se verifica si coinciden los resultados entre flujo de carga y el escenario real. Si el sistema converge y los resultados coinciden con el escenario real, en el paso 7 se procede a analizar las contingencias con el criterio N-1. Esto permite identificar los elementos que comprometen la seguridad del sistema y los cuales son objeto de estudio. Como criterio de evaluación para el estudio de contingencia y selección de elementos críticos, se tiene como referencia la cargabilidad de estos, lo cual se valida en el paso 8

identificando las sobrecargas registradas en los elementos del sistema. Si se presenta sobrecarga en algún elemento de la red se procede con el estudio de AEF a partir del flujo de carga efectuado (paso 9).

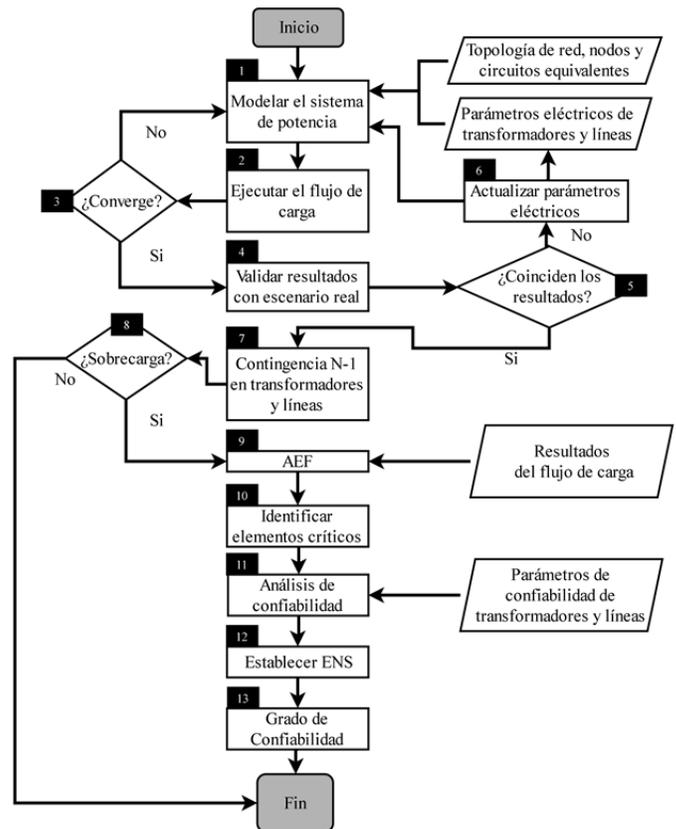


Figura 1. Diagrama de flujo del procedimiento propuesto para el análisis del AEF.

El AEF permite identificar el efecto de cada contingencia y la incidencia sobre el resto de los elementos, logrando establecer el impacto en la continuidad del servicio y a la operación de los elementos adyacentes, obteniendo un número reducido de elementos críticos y centrando el análisis de confiabilidad en aquellos en los que se pierde la mayor cantidad de energía.

En el paso 10 se clasifican los elementos según su ubicación y comportamiento ante el AEF, seleccionando los más críticos. En el paso 11 se realiza el análisis de confiabilidad, se ingresan los parámetros de confiabilidad de los elementos del sistema de T&D a evaluar (transformadores, líneas, y otros elementos) y se evalúa confiabilidad en términos del índice de energía no suministrada (ENS).

Los resultados obtenidos establecen el grado de confiabilidad de la red y en el paso 12 se obtiene la energía que no podrá ser atendida en presencia ante contingencias y que representan interrupciones en el suministro. Aquellos elementos que no generen una ENS no se consideran representativos en el estudio.

Finalmente, en el paso 13 se establece el grado de confiabilidad del sistema de T&D, el cual es un referente para establecer técnicas que permitan garantizar un servicio de calidad, seguro y confiable requerido por las empresas operadoras de energía eléctrica.

B. Criterios para evaluar la confiabilidad

El método principal para el análisis en estado estacionario de sistemas de potencia es el estudio de flujo de carga, el cual se centra en parámetros propios y estados operativos de cada elemento [26]. Los valores de generación obtenidos tienen en cuenta las configuraciones operativas de la red y de los diversos valores de la demanda [19]. Se consideran distintos escenarios como días ordinarios, días festivos, temporada de verano e invierno.

Aunque el método conocido como “contingency screening” ha sido utilizado para el análisis de confiabilidad, este no considera las fallas múltiples del sistema y tampoco examina la probabilidad de ocurrencia de las contingencias que se han evaluado [15]. Por lo tanto, existe un umbral de riesgo por analizar contingencias con efectos indeseables (por ejemplo, la sobrecarga en elementos), pero con una tasa de probabilidad de ocurrencia muy baja, y excluir contingencias con efectos no representativos, pero con una alta probabilidad de ocurrencia. Esto último, desencadena medidas correctivas del sistema innecesarias que conducen a sobrecostos y sometiendo al sistema a una condición de vulnerabilidad.

En el estudio de confiabilidad de los sistemas de potencia deben tenerse en cuenta: la configuración de la subestación, el sistema de protección y los tipos de eventos. Todo esto debido a que se requiere determinar el impacto de las fallas en nodos de la red y la afectación al sistema ante escenarios reales. Para clasificar de manera adecuada las fallas en la red de distribución, se cuenta con el modelo de estado de los componentes categorizadas en fallas activas, pasivas y paradas por mantenimiento [19], [25].

C. Análisis de efecto de falla

En este trabajo se propone complementar el AEF con el análisis de confiabilidad, porque permite pasar de un panorama global a un panorama centralizado del estado de la red en presencia de interrupciones que afectan al sistema eléctrico. A través del AEF es posible determinar inicialmente aquellos elementos que, ante su falla, ponen en riesgo la operación del sistema de potencia. Además, se proporciona información necesaria sobre aquellos elementos críticos para la red y su comportamiento bajo diferentes escenarios de contingencias bajo el criterio N-1. Posteriormente, se evalúa el impacto de estos elementos en términos de confiabilidad, obteniendo la criticidad total de los activos [27]. Sin embargo, se debe tener en cuenta que determinadas fallas pueden llevar a la desconexión de elementos cercanos, generando la pérdida del suministro del servicio en los puntos de cargas o pueden sobrecargar a otros elementos.

D. Criterio N-1

El criterio N-1, asumiendo que solo puede presentarse un elemento fallado por vez, se basa en el estudio de casos considerados previamente como muy riesgosos para el sistema [26]. Este criterio busca eliminar la posibilidad que una falla de cualquier componente de la red genere la interrupción inadmisibles en el suministro de potencia [19]. Además, el criterio busca evitar alcanzar límites térmicos de las cargas y los límites de las tensiones de los nodos. En algunos casos, se

puede ampliar el criterio a mayores niveles de profundidad N-K, donde K es el número de elementos con fallas considerados en el análisis [16].

E. Método estocástico

El modelo estocástico permite representar en términos de probabilidad la ocurrencia de fallas y tiempos de reparación de los elementos que conforman la red, realizando la evaluación del estado del sistema donde es posible experimentar pérdida de elementos a través del análisis de contingencias; con esto se logra predecir los puntos críticos del sistema [28]. La información operativa de cada componente permite establecer el modelo estocástico para el sistema en estudio, puesto que hacen referencia a los estados que puede tomar el sistema de potencia y que se denomina modelo de operación [26].

La descripción del modelo de estado de los elementos que se utiliza en este trabajo se presenta en la Fig. 2. La letra R representa estado de reparación, la S el cambio de estado, la O el mantenimiento y la U el estado común [13].

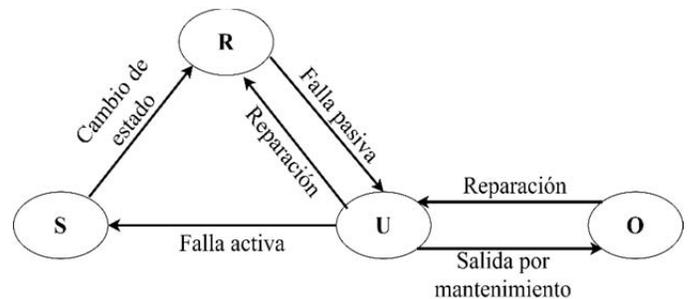


Figura 2. Modelo de cuatro estados de los elementos [13].

A este conjunto de condiciones operativas se les conoce con el nombre de “espacios de estados” y se considera que el número de estados del sistema depende del número de estados operativos de sus componentes [15], [26]. Para determinar el número de estados descritos se presenta la Tabla I [29].

TABLE I
ESTADOS DE UN SISTEMA

Estados de los componentes	Estados de un Sistema con N componentes ^a
Para 2	2 ^N estados
Para más de 2	Se aplica la ecuación de combinatorio.

En este trabajo de investigación se ha realizado el análisis mediante índices de confiabilidad del sistema y/o de los puntos de cargas presentados a continuación.

1) Tiempo hasta la reparación MTTR

El MTTR Indica el tiempo promedio en que el equipo es capaz de estar en operación dentro de un tiempo determinado sin ningún tipo de interrupción [27], [29] y se calcula con (1).

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n ttr_i}{n} \tag{1}$$

Donde ttr_i es el tiempo de reparación y n es el número total de salidas de operación en un periodo de observación.

2) Tiempo hasta la falla MTTF

El MTTF es una medida de la distribución del tiempo que lleva la reparación de un elemento o sistema luego de presentar una falla [27], [29] y se calcula con (2).

$$MTTF = \frac{\sum_{i=1}^n ttf_i}{n} \quad (2)$$

Donde ttf_i es el tiempo para falla y n es el número total de salidas de operación en un periodo de observación.

3) Disponibilidad

El índice de disponibilidad (P) representa el tiempo donde el elemento está en servicio [29] y se calcula con (3).

$$P = \frac{MTTF}{(MTTF + MTTR)} \quad (3)$$

4) Indisponibilidad

El índice de indisponibilidad (Q) es la fracción de tiempo donde el elemento de la red se encuentra en reparación [15] y se puede calcular con (4).

$$Q = \frac{MTTR}{(MTTF + MTTR)} \quad (4)$$

Al conocer la disponibilidad e indisponibilidad de los componentes del sistema y asumir que cada uno de estos parámetros son independientes uno del otro, se determina que, la probabilidad de que ocurra una falla es igual al producto de las probabilidades individuales de cada elemento para el estado de operación seleccionado al momento de realizar el estudio del sistema [25].

Típicamente, los estudios de confiabilidad consideran un espacio de muestra basado en un experimento estadístico como se presenta en (5) [30]. El término U usado en esta ecuación es un componente en estado de operación y el término D es un componente en estado de falla.

$$S = (1U, 2U), (1D, 2U), (1U, 2D), (1D, 2D) \quad (5)$$

De esta manera se crea la función de densidad, que da origen a la distribución de probabilidad asociada a la confiabilidad del elemento, estimando la probabilidad de ocurrencia de un evento. Una vez obtenida la distribución de probabilidad asociada a confiabilidad de elementos se establecen los modelos de falla y reparación contemplados en el modelo estocástico [30].

F. Índices de confiabilidad

Los índices son herramientas que permiten cuantificar el grado de confiabilidad, siendo su base de estudio la valoración probabilística del parámetro. Realizar las apreciaciones de confiabilidad por medio de índices, implica la capacidad de examinar el comportamiento del sistema en los estados de falla para, establecer el resultado y la severidad de las contingencias más significativas e identificar puntos críticos que requieren mayor atención [15].

1) Tasa promedio de falla

La tasa promedio de falla representa las veces que en promedio un elemento del sistema es sometido a alguna condición que genere la actuación de un dispositivo de protección [30], [31] y se calcula mediante (6). En esta ecuación, el término λ representa la tasa de falla, N_f se refiere a la cantidad de fallas, L es la longitud total de la línea expuesta a falla [Km], T es el periodo de estudio [años, meses].

$$\lambda = \frac{N_f}{L \cdot T} [fallas/año] \quad (6)$$

2) Duración media de las fallas

La duración media de las fallas indica el periodo de tiempo transcurrido desde la desconexión hasta el momento de reposición de la energía eléctrica [29] y se calcula mediante (7). En esta ecuación, el término r representa la duración de la falla y λ se refiere a la tasa de fallas del elemento [32].

$$r = \frac{(\sum_{i=1}^m \lambda_i r_i)}{\sum_{i=1}^m \lambda_i} [Horas/falla] \quad (7)$$

3) Índices orientados a la carga y la energía

El análisis de confiabilidad por medio de los indicadores orientados a la carga y a la energía merece conocer previamente la carga promedio en cada uno de los nodos o puntos de carga del sistema [29]. El indicador ENS, calculado con (8) y expresado en MWh/año, representa la energía promedio no entregada a las cargas del sistema. En esta ecuación, el término $LPENS$ corresponde al porcentaje de ENS y el término t es tiempo (generalmente es de 1 año).

$$ENS = \sum LPENS_t \quad (8)$$

El cálculo de este indicador requiere de información de los índices de confiabilidad, como son la tasa y frecuencia de falla de cada uno de los elementos a evaluar; estos datos pueden obtenerse por medio del registro histórico de la red o pueden calcularse. En este estudio, se utiliza el software DIGSILENT para el cálculo de fallas independientes, fallas simples o simultáneas, estado de carga y fallas planificadas.

III. RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados del método AEF basado en cargabilidad de elementos, como herramienta para identificar puntos débiles dentro de las redes eléctricas y para estimar el comportamiento del sistema ante contingencias.

A. Red eléctrica de prueba

Para efectos de este estudio, los elementos de la red eléctrica de prueba se denominan LN que corresponden a las líneas y TR a los transformadores, los cuales estarán asociados a los N nodos que corresponda. Además, se identifica cada nodo con un número que representa el nodo de salida y el nodo de llegada de cada elemento del sistema. El sistema de T&D como caso de estudio se encuentra representado en una red simplificada de 30 nodos, tal como se muestra en la Fig. 3.

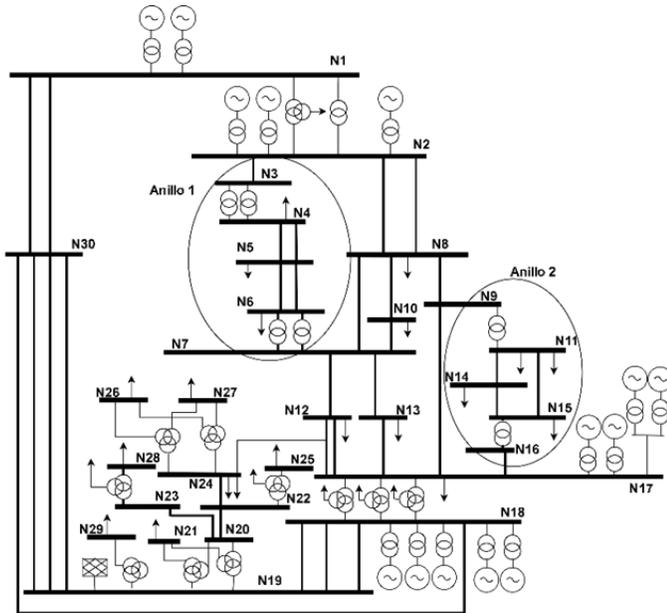


Figura 3. Sistema de subtransmisión y distribución primaria como caso de estudio de una red del Atlántico representado en 30 nodos.

La alimentación del sistema se realiza mediante las líneas a 220 kV, que están compuestas por un corredor comprendido entre los nodos N19– N30 (3 líneas), N19– N18 (3 líneas), N18 – N30, y un doble circuito entre N1 y N30. En el nivel de tensión de 110 kV, los activos del sistema forman un anillo para garantizar líneas redundantes. Adicional a esto, el sistema eléctrico cuenta con dos corredores de líneas a 34,5 kV denominados anillo 1 y anillo 2, los cuales son alimentados desde los nodos N3 y N17, respectivamente. El nodo N19 se alimenta de manera radial a los nodos N23, N22 y N24. Sin embargo, los nodos N22 y N24 cuentan con una alternativa de alimentación del sistema mediante la línea que se desprende del nodo N12 y la operación acoplada de la barra en anillo del nodo N24. Los generadores se encuentran en los nodos N1, N2, N17 y N17, y sus capacidades se detallan en la Tabla II.

TABLE II
NODOS DE GENERACIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA

Nodo	Tensión (kV)	Capacidad nominal de generación (MW)
N1	220	344
N2	110	266
N18	220	606
N17	110	294

En la Tabla III se presentan los transformadores, identificados con las letras TR, que se encuentran en la red de 30 nodos presentada en la Fig. 3. Para ello, se tiene como referencia los nodos de salida y los nodos de entrada asociados a cada transformador de la red de prueba.

En la Tabla IV se presentan las líneas identificadas con las letras LN y sus nodos de conexión identificados con letra N. Estas líneas son las utilizadas para la validación del método de estudio. Las líneas de 220 kV que hacen parte del sistema de transmisión nacional y son operadas por otro agente, son modeladas en el sistema, pero su incidencia en el estudio de confiabilidad no se considera. Entonces, el presente estudio

sólo se lleva a cabo para los activos correspondientes a los niveles de tensión nominal de operación 3 y 4 definidos en [29]. El nivel de tensión 3 corresponde a tensiones nominales mayores o iguales a 30 kV y menores a 57,5 kV y el nivel de tensión 4 corresponde a tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menores a 220 kV. El AEF se realiza mediante el criterio N-1, el cual se basa en la simulación de fallas sencillas en los elementos de la red eléctrica, logrando estudiar el comportamiento del sistema ante la salida de cada elemento [16].

TABLE III
TRANSFORMADORES DEL SISTEMA DE PRUEBA

Nodo de Salida	Nodo de Entrada	Elemento Asociado
N1	N2	TR12 y TR21
N3	N4	TR34 y TR43
N6	N7	TR67 y TR76
N9	N11	TR911
N15	N16	TR156
N17	N18	TR171 y TR172
N19	N20	TR192 y TR219
N19	N21	TR191
N19	N29	TR129
N22	N25	TR225
N23	N28	TR228
N24	N26	TR235
N24	N27	TR249

TABLE IV
LÍNEAS DEL SISTEMA DE PRUEBA

Nodo de Salida	Nodo de Entrada	Elemento Asociado
N2	N3	LN23
N2	N8	LN28 y LN82
N4	N5	LN45 y LN54
N5	N6	LN56 y LN65
N7	N12	LN712
N7	N13	LN713
N8	N7	LN87
N8	N9	LN89
N8	N10	LN810
N10	N7	N107
N11	N14	LN114
N11	N15	LN115
N12	N17	LN127 y LN172
N12	N24	LNT124
N13	N17	LN137
N14	N15	LN145
N16	N17	LN167
N18	N19	LN189, LN198 y LN981
N19	N30	LN191, LN192 y LN193
N20	N22	LN202
N21	N23	LN213
N22	N24	LN224
N30	N1	LN251 y LN125

El análisis de confiabilidad de la red eléctrica considera el escenario de máxima demanda del año 2015 y mediante el software DIGSILENT se determina el grado de confiabilidad del sistema. La evaluación cuenta con el modelo del sistema de T&D de prueba. Los criterios y metodología aplicadas en la evaluación de confiabilidad en el presente estudio se ajustan al

modelo implementado por el operador de red (OR) de la región y la regulación eléctrica colombiana.

Para los estudios eléctricos se toman en cuenta los límites admisibles de sobrecarga de los activos. Se consideran porciones de la red con nivel de tensión a 34,5 kV, dada la función que cumplen dentro del sistema permitiendo la interconexión entre nodos principales de la red y generando la posibilidad de comunicar las fuentes de generación existentes, sin considerar aquellos nodos radiales.

El comportamiento del sistema se evalúa a través de la variación de la cargabilidad que experimentan los elementos al momento de operar bajo la condición de ausencia de uno de los componentes de la red eléctrica. De esta manera se identifican aquellos elementos vulnerables a superar u operar al límite de cargabilidad nominal y que se denominan críticos para el sistema, los cuales serán sometidos posteriormente al estudio de confiabilidad [27]. Para lo anterior, la operación del sistema en estado estable suministra la energía desde los nodos de generación hasta los puntos de distribución de carga para condiciones normales de operación y bajo escenario de una indisponibilidad a la vez.

B. Resultados del AEF

Los resultados muestran la variación de cargabilidad que experimentan los elementos de la red al operar bajo la condición de un elemento fallado o criterio N-1 [15]. La Tabla V presenta los transformadores que sobrepasan su cargabilidad nominal ante contingencias críticas. El porcentaje de cargabilidad para cada elemento presentado está basado en su capacidad nominal. Se observa que la contingencia de la línea LN 23 tiene gran repercusión sobre los transformadores TR 67, TR 76, alcanzando un 147 % de cargabilidad, lo que incrementa la posibilidad de desconexión parcial de la alimentación del anillo 1.

TABLE V
RESULTADOS DE EVALUAR CONTINGENCIAS EN TRANSFORMADORES

Nodos Asociados	Contingencia N-1	Transformador Afectado	Cargabilidad %
N2-N3	LN 23	TR 67	147
N2-N3	LN 23	TR 76	147
N16/N17	LN 167	TR 911	142
N3/N4	TR 34	TR 43	155
N3/N4	TR 43	TR 34	155
N6/N7	TR 67	TR 76	112
N6/N7	TR 76	TR 67	112
N9-N11	TR 911	TR 156	140
N15-N16	TR 156	TR 911	142

Sin embargo, el caso más crítico de sobrecarga se registra bajo la contingencia de los transformadores TR43 y TR 34, los cuales alcanzan el 155% ante la falla de alguno de ellos. Este comportamiento se fundamenta en la conexión en paralelo que tienen actualmente estos elementos dentro del sistema, por lo que a la salida de alguno de ellos afecta significativamente el otro transformador. Este escenario se repite para las contingencias de los transformadores TR 67 y TR 76 asociados a los nodos N6-N7, teniendo la misma explicación que el caso anterior y que registran 122% de cargabilidad.

La Tabla VI presentan los resultados obtenidos del análisis de contingencias en líneas. Se exponen los elementos que experimentan altos niveles de cargabilidad y que vulneran la correcta operación del sistema en estudio. Los valores de porcentaje de cargabilidad mostrados en Tabla VI, están basados en su capacidad nominal. Nuevamente el caso más crítico es la línea LN 23 que induce mayor cargabilidad en otras líneas de la red, como se observa en las líneas LN 56 y LN 65 que registran el 204 %, superando los límites de sobrecarga para estos activos de la red. Debido a las sobrecargas registradas en las líneas antes mencionadas (LN 56 y LN 65), estos se declaran elementos críticos para el sistema de distribución primaria de la red de prueba, puesto que, ante la salida de operación de alguna de estas líneas, la alimentación de los puntos de consumo asociados a los nodos N5-N6 se compromete de manera ineludible. Este comportamiento se basa en la conexión en paralelo que tienen estas líneas en la red, lo que representa la afectación directamente proporcional ante falla de alguna de ellas.

Otro caso que presenta una alarma para la red es la contingencia de la línea LN 167, la cual afecta significativamente la cargabilidad de la línea LN 114 que alcanza el 150 %, comprometiendo el flujo de potencia normal hacia el nodo N 15. Adicionalmente, este evento puede vulnerar la operación de la línea LN 115, la cual en caso de ser necesario debe asumir la carga de la línea LN 114 y de persistir la falla puede desencadenar la falla de esta (LN 115), lo que representa la redirección del flujo de potencia en las líneas LN 911 y LN 156 para garantizar la alimentación del anillo 2. La línea LN 810 alcanza el 132 % de cargabilidad y compromete el flujo de potencia desde los nodos de generación hasta los anillos 1 y 2.

TABLE VI
RESULTADOS DE EVALUAR CONTINGENCIAS EN LÍNEAS

Nodos Asociados	Contingencia N-1	Línea Afectada	Tensión (kV)	Cargabilidad (%)
N16-N17	LN 167	LN 114	34,5	150
		LN 56	34,5	204
N2-N3	LN 23	LN 65	34,5	204
		LN 82	110	122
N16-N17	LN 167	LN 917	110	102
N8-N7	LN 87	LN 810	110	132
N2-N8	LN 82	LN 28	110	131
N2-N8	LN 28	LN 82	110	113

Los resultados muestran que se vulnera la seguridad del sistema eléctrico y aunque los elementos han sido diseñados para soportar sobrecargas por cortos periodos de tiempo. Por lo tanto, debe corregirse esta condición de operación con menores porcentajes de cargabilidad para evitar la desconexión total o pérdida de elementos adicionales.

C. Resultados del análisis de confiabilidad

Al seleccionar los elementos que tienen mayor impacto en el sistema ante contingencias con el estudio anterior, se inicia el análisis de confiabilidad. Para este análisis, se utiliza la tasa y duración promedio de falla de cada uno de los elementos de la red y la ENS ante la falla de los elementos declarados como críticos en el estudio de efectos de fallas.

En la Tabla VII se presentan los resultados obtenidos del análisis de confiabilidad de la red eléctrica de prueba de 30 nodos en términos del índice ENS, donde se expone los indicadores de confiabilidad típicos (tasa de falla y promedio de duración de la falla) y el indicador de la ENS generada por los elementos críticos del sistema estudiado. Los resultados permiten inferir que el caso de mayor repercusión para el sistema es la línea LN 23, registrando la mayor cantidad de ENS que puede percibir la red ante la falla de esta línea, seguido de los transformadores TR 34 y TR 43. Bajo este escenario, la activación de esquemas de deslastre de carga se incrementa, lo que a su vez compromete en gran medida la alimentación del anillo 1, por lo que se propone plantear soluciones técnicas y operativas para mejorar el indicador de confiabilidad, robustecer y asegurar la integridad del sistema.

TABLE VII

INDICADOR DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA DE ELEMENTOS CRÍTICOS

Nodos Asociados	Elemento Crítico	Indicadores de Confiabilidad		
		Tasa de Falla (λ)	Promedio Duración de Falla (Hora)	ENS (MWh/a)
N8-N7	LN 87	0,52	46,6	0
N2-N8	LN 28	1,88	112,0	0
N2-N8	LN 82	1,31	55,1	0
N2-N3	LN 23	15,67	69,3	36328,6
N16-N17	LN 167	0,17	2,5	62,2
N3-N4	TR 34	55,4	5,25	2236,5
N3-N4	TR 43	52,6	6,25	2528,0
N15-N16	TR 156	10,5	19,9	1384,5
N9-N11	TR 911	4,25	10,6	1807,3

No obstante, al comparar la tasa de fallas y el promedio de duración de falla con la ENS, es posible establecer que para las líneas LN 87, LN 28, LN 82 y LN 167, el promedio de duración de las fallas es relativamente alto, pero, la frecuencia de falla es baja. Sin embargo, de estas líneas sólo la LN 167 tiene una ENS diferente a cero; esto se debe a que las líneas LN 87, LN 28, LN 167 cuentan con circuitos de respaldo, por lo que además de registrar bajas tasas de falla y sobrecarga mínimas existen líneas que soportan la contingencia de estas sin afectar la continuidad del servicio y la confiabilidad en estos puntos del sistema. Debido a la ubicación en el sistema y la función que cumple el elemento LN 167 (línea conexión entre subestación de generación y subestación de distribución), se considera un elemento crítico en la red porque compromete el flujo de energía desde el centro de generación hacia los puntos de distribución del anillo 2.

Los resultados del análisis de confiabilidad de este estudio muestran que la línea LN 23 es el elemento que genera mayor ENS respecto al grupo de elementos críticos que fueron sometidos al análisis de confiabilidad. Además, este mismo elemento presenta la mayor tasa de falla, por lo que se declara como el más crítico para el sistema.

Para comprobar la fiabilidad del método propuesto en este artículo, se tiene que los resultados arrojados con el AEF basado en cargabilidad de elementos coinciden con el análisis visual de la red eléctrica. Por ejemplo, se evidencia que los elementos en el nivel de tensión de 110 kV que soportan la alimentación de los anillos internos de la red resultan ser los

elementos críticos, puesto que ante su contingencia se compromete en gran medida el flujo de potencia desde los nodos de generación y alteran la operación normal del sistema de potencia. Sin embargo, se evidencia que cuando estos elementos declarados críticos cuentan con elementos redundantes, el grado de confiabilidad del nodo no se ve impactado de manera negativa puesto que el elemento adyacente de características análogas asume la totalidad de la carga, impidiendo la generación de ENS.

IV. CONCLUSIONES

El AEF basado en cargabilidad de elementos se propone como una herramienta que complementa el análisis de confiabilidad y que permite identificar puntos vulnerables dentro una red eléctrica. En este trabajo se probó su funcionamiento con una red simplificada de 30 nodos y se logró estimar el comportamiento del sistema ante contingencias. El método propuesto en este artículo permitió evidenciar y validar escenarios de operación, así como determinar el comportamiento de la red ante salida de elementos, los cuales son declarados críticos para el sistema eléctrico.

Mediante la simulación de escenarios de contingencias sencillas fue posible seleccionar los elementos con mayor cargabilidad, los cuales fueron sometidos al análisis de efectos de falla, logrando determinar la incidencia de estos elementos sobre el resto de los equipos que componen la red. Además, fue posible evidenciar la ENS ante la falla de alguno de los elementos declarados críticos, el cual se tomó como indicador de confiabilidad. Los resultados obtenidos demostraron que se puede evaluar el impacto de la sobrecarga de los elementos en contingencia sobre la confiabilidad del sistema.

El método AEF basado en cargabilidad de elementos que se utilizó para evaluar la confiabilidad en T&D, permitió visualizar y determinar la capacidad de respuesta del sistema ante contingencias que supongan un riesgo para el correcto funcionamiento de la red. Con esto se logró predecir el comportamiento del sistema eléctrico y sus elementos que representan mayor criticidad. Este método representa una alternativa a la hora de establecer soluciones factibles en términos técnicos y operativos que mejoren la operación, adecuación y los indicadores de confiabilidad.

REFERENCES

- [1] J. Gomez and A. León, "Propuesta metodológica para la evaluación económica de la confiabilidad en planes de expansión," *Rev. Investig. Apl.*, vol. 4, no. 2, pp. 60–68, 2010.
- [2] A. Sumper, A. Sudrià, R. Ramírez, R. Villafáfila, and M. Chindris, "Índices De Continuidad En Redes De Distribución Y Su Mejora," *9º Congr. Hisp. LUSO Ing. Eléctrica*, 2005.
- [3] Hui Ren, I. Dobson, and B. A. Carreras, "Long-Term Effect of the n-1 Criterion on Cascading Line Outages in an Evolving Power Transmission Grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1217–1225, Aug. 2008.
- [4] C. Arango Lemoine, J. M. López Lezama, and M. A. González Londoño, "Método heurístico para restauración del servicio en sistemas de distribución de energía eléctrica," *Ing. y Cienc.*, vol. 2, no. 3, pp. 39–50, 2006.
- [5] L. Goel and R. Billinton, "Determination of Reliability Worth for Distribution System Planning," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 9, no. 3, pp. 1577–1583, 1994.

- [6] B. P. Lang, A. Pahwa, and S. Member, "Power distribution system reliability planning using a fuzzy knowledge-based approach," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, no. 1, pp. 279–284, 2000.
- [7] G. Kjolle and K. Sand, "REL RAD-an analytical approach for distribution system reliability assessment," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 7, no. 2, pp. 809–814, Apr. 1992.
- [8] M. Hamzeh, B. Vahidi, and H. Askarian-Abyaneh, "Reliability evaluation of distribution transformers with high penetration of distributed generation," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 73, pp. 163–169, 2015.
- [9] S. Iniyar and K. Sumathy, "An optimal renewable energy model for various end-uses," *Energy*, vol. 25, no. 6, pp. 563–575, 2000.
- [10] M. J. Sullivan, M. G. Mercurio, J. A. Schellenberg, and J. H. Eto, "How to estimate the value of service reliability improvements," *IEEE PES Gen. Meet. PES 2010*, pp. 1–5, 2010.
- [11] B. Frankén and A. B. Stri, "Reliability Study. Analysis of Electrical Systems within Offshore Wind Parks," *Elforsk Rapp.*, vol. 7, no. November, p. 65, 2007.
- [12] R. Baeza, J. Rodríguez, and J. Hernández, "Evaluación De Confiabilidad De Sistemas De Distribución Eléctrica En Desregulación," *Rev. Fac. Ingeniería*, vol. 11, no. 1, pp. 33–39, 2003.
- [13] C. Mitchurechart and S. Chaitusaney, "Reliability evaluation of electrical substations under various failure modes," in *10th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, ECTI-CON 2013*, 2013, pp. 1–6.
- [14] E. Coster, D. Boender, and B. Staarink, "Evaluation of substation configurations and distribution automation with the aid of reliability calculations," in *IEEE Eindhoven PowerTech 2015*, 2015, pp. 1–6.
- [15] C. A. Fernández Ramírez, "Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano," Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia, 2014.
- [16] J. I. Silva-Ortega, J. D. Daza-Guzmán, J. E. Candelo-Becerra, J. C. Rueda-López, S. Umaña-Ibáñez, K. Salas-Navarro, N. Mercado-Caruso, and A. Palacio-Bonill, "A 75 bus bars model to evaluate the steady state operation of a sub-transmission electrical power grid," *Espacios*, vol. 38, no. 6, 2017.
- [17] Z. Yang, C. W. Ten, and A. Ginter, "Extended Enumeration of Hypothesized Substations Outages Incorporating Overload Implication," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3053, pp. 1–10, 2017.
- [18] A. Kwasinski, "Technological assessment of distributed generation systems operation during extreme events," *Proc. - 2012 3rd IEEE Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst. PEDG 2012*, pp. 534–541, 2012.
- [19] T. Vrana and E. Johansson, *Overview of Power System Reliability Assessment Techniques*. Norway, 2011, p. 12.
- [20] M. Quintero-Duran, J. E. Candelo, and V. Sousa, "Recent trends of the most used metaheuristic techniques for distribution network reconfiguration," *J. Eng. Sci. Technol. Rev.*, vol. 10, no. 5, pp. 159–173, 2017.
- [21] J. Silva-Ortega, "Caracterización y estudio del modelo IEEE9 orientado hacia el análisis de estabilidad transitoria," *INGE CUC*, vol. 8, no. 1, pp. 173–190, 2012.
- [22] R. E. Brown and T. M. Taylor, "Modeling the impact of substations on distribution reliability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 349–354, 1999.
- [23] L. Garces and O. Gomez, "Secuencia operativa de componentes mediante sistemas neurodifusos para análisis de confiabilidad," *Sci. Tech.*, vol. XI, no. 29, pp. 31–36, 2005.
- [24] R. E. Brown, G. Frimpong, and H. L. Willis, "Failure rate modeling using equipment inspection data," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 782–787, 2004.
- [25] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, and C. H. Grigg, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evalu," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 71–76, 1999.
- [26] EPRI, "Value Modeling for Reliability of Distribution and Transmission Systems," California, 2006.
- [27] A. Gary and A. Mass, "Evaluacion de confiabilidad en sistemas electricos de distribucion," Santiago de Chile, 1994.
- [28] X. Yu, D. Yan, K. Sun, T. Hong, and D. Zhu, "Comparative study of the cooling energy performance of variable refrigerant flow systems and variable air volume systems in office buildings," *Appl. Energy*, vol. 183, pp. 725–736, 2016.
- [29] IEEE Power and Energy Society, *IEEE Std 1366 - 2012. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, IEEE. New York: IEEE, 2012.
- [30] C. A. Giraldo Gómez and R. Franco, *Análisis de Confiabilidad usando el software ETAP*. Madrid: Editorial Académica Española., 2012.
- [31] R.-L. Chen, K. Allen, and R. Billinton, "Value-Based Distribution Reliability Assessment and Planning," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 10, no. 1, pp. 421–429, 1995.
- [32] R.-L. Chen, K. Allen, and R. Billinton, "Value-Based Distribution Reliability Assessment and Planning," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 10, no. 1, pp. 421–429, 1995.



Bleidy H. Mantilla Florez es Ingeniera Electricista (2017) de la Universidad de la Costa y Tecnóloga en Electrónica (2013) del Politécnico de la Costa Atlántica, Barranquilla, Colombia. Graduada con doble mención de honor de la Universidad de la Costa. Su experiencia laboral incluye trabajos con el operador de red de la región Caribe Colombiana como analista de Planificación de Alta e Información de la Explotación y Operación de la Red. Sus intereses de investigación incluyen: Planeación y operación de sistemas de potencia; redes eléctricas inteligentes; calidad de potencia y eficiencia energética. <https://orcid.org/0000-0002-0068-9034>



Jorge Iván Silva Ortega es Ingeniero electrónico (2009) y electricista (2010), magíster en Ingeniería Eléctrica (2013) de la Universidad del Norte, Colombia. Estudiante de doctorado de Ingeniería con énfasis en Energía, Termodinámica y Medio Ambiente de la Universidad Pontificia Bolivariana en Medellín, Colombia. Profesor Adjunto III de la Universidad de la Costa, adscrito al Departamento de Energía, Investigador adscrito al Grupo de Investigación en Optimización Energética (GIOPEN). Su experiencia laboral está relacionada con el sector de las obras de energía eléctrica. Sus intereses de investigación consideran: sistemas eléctricos de potencia, planeación, operación de sistemas de potencia; y redes eléctricas inteligentes. <https://orcid.org/0000-0002-7813-0142>



John Edwin Candelo Becerra es Ingeniero Electricista (2002) y Doctor en Ingeniería con énfasis en Ingeniería Eléctrica y Electrónica (2009) de la Universidad del Valle, Cali, Colombia. Su experiencia laboral incluye Empresa de Energía del Pacífico EPSA, Universidad del Norte, y Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín. Es Profesor Asociado del Departamento de Energía Eléctrica y Automática de la Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín, Colombia. Sus intereses de investigación incluyen: educación en ingeniería; planeación, operación y control de sistemas de potencia; inteligencia artificial; y redes eléctricas inteligentes. <https://orcid.org/0000-0002-9784-9494>.