

## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA CONFIABILIDAD EN PLANES DE EXPANSIÓN

Juana María Gómez Palacio<sup>\*†</sup>, Ramón Alberto León Candela<sup>\*\*</sup>

<sup>\*</sup>Universidad Pontificia Bolivariana, Cir. 1 #70-01, of. 11-259, Medellín, Colombia.

<sup>\*\*</sup>XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP, Calle 12 Sur # 18 – 168 Bloque 2

Recibido 22 Agosto 2010; aceptado 02 Diciembre 2010

Disponible en línea: 21 Diciembre 2010

**Resumen:** En este artículo se presenta una propuesta metodológica para la evaluación de la confiabilidad en planes de expansión de un sistema de potencia, con la finalidad de incluir en el análisis económico de las alternativas consideradas, los beneficios que obtiene el consumidor al mejorar el nivel de confiabilidad del servicio de energía eléctrica, de manera que sea tenida en cuenta la necesidad del sistema de implementar aquellas alternativas que le proporcionen mayor capacidad de reaccionar ante eventos que se presentan durante la operación (pérdida súbita de elementos).

La valoración económica de la confiabilidad se realiza mediante una evaluación técnica que busca determinar la severidad de varios tipos de eventos sobre el sistema, medida como demanda no atendida ocasionada por éstos, ponderada con el número de veces que puede presentarse cada evento que la ocasiona en un horizonte de tiempo determinado, así como por la duración del mismo, obteniendo el Valor Esperado de Demanda no Atendida. La determinación del valor económico se realiza relacionando dicha cantidad con los costos de racionamiento establecidos para el sistema en estudio, expresándolo en su valor presente para el año de entrada del proyecto en evaluación. *Copyright © 2009 UPB.*

**Palabras clave:** Expansión, Confiabilidad, Severidad, Contingencias, Costos de Racionamiento, Beneficio.

**Abstract:** This paper presents a methodological proposal for the economic assessment of reliability in expansion plans of power systems. The objective is to include in the economic assessment of the chosen alternatives, the profit obtained by the system in implementing an expansion alternative.

**Keywords:** Expansion, reliability, severity, contingencies, rationing cost, profit.

### 1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica se ha convertido en un componente fundamental en el desarrollo de las actividades cotidianas y económicas de los seres humanos, por lo que su demanda ha venido en

aumento y la interrupción de su suministro puede causar grandes pérdidas económicas. Actualmente se considera la cantidad de energía eléctrica demandada por la población de un país como un indicador del desarrollo económico del mismo ([Khatib, 2003](#)).

---

<sup>†</sup> Juana María Gómez Palacio:  
Tel. (+574) 6043272, fax 3723271.  
E-mail: juana.gomez@ieb.com.co (Juana María Gómez Palacio).

La función principal de cualquier sistema de potencia es alimentar la demanda de energía eléctrica, de la manera más económica posible dentro de unos parámetros aceptables de seguridad, confiabilidad y calidad del servicio. En este contexto, es indispensable considerar la continuidad del servicio de energía como un aspecto esencial dentro de la planeación y operación de los sistemas eléctricos.

Después de la liberación de los mercados eléctricos y la introducción de la competencia e inversión privada en ellos, las empresas del sector están obligadas a mantener políticas de desarrollo del negocio que aseguren su rentabilidad y la eficiencia de las inversiones que se realicen, respondiendo a las obligaciones regulatorias y sociales que le impone la necesidad del suministro de energía para el país. Es así como los métodos de planeación y operación de los sistemas eléctricos de potencia deben responder a los mismos criterios de eficiencia económica y asegurar que el suministro de energía eléctrica se lleve a cabo con seguridad, calidad y confiabilidad.

La confiabilidad de un sistema de potencia hace referencia a la probabilidad de una operación satisfactoria en un periodo de tiempo largo. Denota la habilidad para suministrar adecuadamente el servicio eléctrico casi continuamente, con pocas interrupciones en un periodo extendido de tiempo ([Ringle, 1994](#)).

Los procesos de planeación de los sistemas de potencia, hasta el momento, se han enfocado en llevar a cabo la evaluación de la confiabilidad utilizando metodologías determinísticas como el criterio  $N - 1$ , en el cual el sistema debe ser capaz de transportar la energía desde los centros de generación hasta la carga en estado estable, y con la indisponibilidad de un equipo de transmisión a la vez ([Billinton y Allan, 1998](#)). En este método las contingencias se definen basadas en la experiencia del planeador y no en métodos probabilísticos que permitan encontrar aquellas con mayor severidad ante la pérdida súbita de elementos del sistema en estudio.

También se usan métodos probabilísticos que se basan en la determinación de algunos indicadores como el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia –VERP- y el Valor Esperado de Racionamiento Programado Condicionado –VERPC-, entre otros ([Comisión de Regulación de](#)

[Energía Y Gas, Resolución 025 de 1995, 1995](#)). El VERP y VERPC están relacionados con la indisponibilidad del sistema, energía y potencia no suministrada y número de horas de interrupción; los cuales relacionan la confiabilidad únicamente con la demanda no atendida que es ocasionada por las indisponibilidades de los equipos de la red de transmisión en cada una de las barras de carga. Estos indicadores están enfocados a evaluar la idoneidad del sistema, es decir, la existencia de los recursos suficientes para satisfacer su demanda en condiciones de estado estable. Lo anterior es incompleto e insuficiente cuando se analiza la confiabilidad en la planeación de la expansión ([Billinton y Allan, 1998](#)), ya que no se incluye la capacidad del sistema para responder ante la pérdida súbita de un elemento de la red.

Para valorar la confiabilidad, se debe estimar los beneficios que obtiene el consumidor al mejorar el nivel de disponibilidad del servicio de energía eléctrica. El costo de la falta de confiabilidad, en un periodo determinado de tiempo, es el costo social percibido por los consumidores como consecuencia de la interrupción del suministro de energía ([Unión Temporal Itansuca Ltda. – Sinergia Ltda., 2004](#)). Es posible evaluar la contribución de los diferentes esquemas propuestos para la expansión del sistema, basándose en la continuidad del suministro y seleccionando aquel que tenga la mayor contribución a ésta dentro de las políticas de mínimo costo.

En la mayoría de los países del mundo, la confiabilidad dentro de la planeación se tiene en cuenta mediante reglas de diseño empíricas y estándares para el suministro de la energía. No se tiene en cuenta la valoración económica de los beneficios de la confiabilidad sin embargo, se evalúa económicamente el costo de la pérdida del suministro de energía para evaluar los costos de las interrupciones y compararlas con el costo de las restricciones del sistema, para la justificación de la ejecución de los proyectos de expansión propuestos ([Khatib, 2003](#)).

La evaluación económica de los proyectos de expansión que se realiza actualmente en Colombia, tiene en cuenta los costos de inversión y los beneficios obtenidos por el valor residual del proyecto y la reducción de las pérdidas y del costo operativo ([Interconexión Eléctrica S.A., 2002](#)). Dicha reducción es debida a la eliminación

de las restricciones sin incluir una valoración de los beneficios en la confiabilidad del sistema. Estos beneficios están relacionados con la respuesta ante la pérdida súbita de elementos de la red, respuesta proporcionada por cada uno de los proyectos propuestos. Así, sería posible escoger aquellas alternativas que proporcionen al sistema mayor capacidad de reaccionar ante eventos presentados durante la operación; además de cumplir con el objetivo de la eliminación o reducción de las restricciones eléctricas y operativas de la red.

La valoración de la confiabilidad, aunque no apunta directamente a la reducción de los costos operativos y por ende de la tarifa de la electricidad para los usuarios, es necesaria, para incluir dentro de las necesidades del sistema la premisa de mantener la seguridad durante la operación, haciendo que pueda responder adecuadamente a las contingencias que en él se presenten ([Li, 2005](#)); cumpliendo así con las expectativas de los usuarios con respecto a la calidad y continuidad del servicio, las cuales están legitimadas dentro de la regulación.

Teniendo en cuenta los criterios de eficiencia adoptados por los entes reguladores e impuestos por las condiciones de mercado bajo las cuales deben operar actualmente los sistemas eléctricos, los recursos existentes deben ser aprovechados al máximo, operándolos cerca de sus límites, con el fin de hacer lo más económica posible la operación de los mismos y los costos para los usuarios, asegurándoles el nivel de confiabilidad y calidad que requieren para el funcionamiento adecuado de sus cargas. Lo anterior es cada vez más exigente, debido a la necesidad de mantener un suministro lo más continuo posible, ante la importancia de los procesos financieros, económicos e industriales involucrados, y el alto nivel de pérdidas económicas en caso de suspenderse.

La ausencia de la valoración económica de la confiabilidad, así como de una metodología para determinar aquellas contingencias de mayor severidad sobre el sistema que se fundamente en la probabilidad para obtener un mejor acercamiento a la realidad operativa, demuestra como la planeación del sistema de transmisión ha llevado a la determinación de proyectos de expansión que pueden no responder adecuadamente ante pérdidas súbitas de elementos; lo que a su vez produce situaciones de

alta cargabilidad del sistema, conllevando a eventos de apagones y problemas para mantener la seguridad en la operación.

A continuación se presenta cuatro secciones así: La sección 2 hace una revisión del marco regulatorio nacional e internacional con respecto a los aspectos de planeación y operación de la red, en la sección 3 se presenta la propuesta metodológica para la evaluación de la confiabilidad y en la sección 4 se muestran los resultados de la aplicación de la metodología para hallar el valor de la confiabilidad en una red.

## 2. CONCLUSIONES DE LA REVISIÓN DEL MARCO REGULATORIO COLOMBIANO E INTERNACIONAL

El análisis regulatorio hace énfasis en el manejo que se le da a la confiabilidad desde el punto de vista de planeación de la expansión y operación del sistema. Se incluyeron los marcos regulatorios de Colombia, España, Inglaterra y Estados Unidos.

En general, la expansión de la transmisión en los sistemas de potencia se determina con base en la identificación de restricciones existentes o futuras y en la necesidad de atención de nuevos centros de carga, de tal manera que se garanticen los medios suficientes para lograr atender la demanda de energía con seguridad, calidad y confiabilidad en el largo plazo.

El análisis de la confiabilidad se realiza sobre las alternativas de expansión definidas bajo los aspectos mencionados anteriormente, mediante la verificación del cumplimiento de criterios operativos que especifican el comportamiento que debe tener el sistema tanto en condiciones normales de operación como ante diferentes tipos de contingencias, establecidas en algunos casos por la regulación. Las contingencias son elegidas por métodos determinísticos, ya que su elección se basa en la experiencia del planeador y en los resultados de severidad sobre el sistema, obtenidos mediante simulaciones. También se usan otros criterios probabilísticos como el VERP ([Comisión de Regulación de Energía Y Gas, Resolución 025 de 1995, 1995](#)), que se encuentra orientado a evitar el racionamiento de la energía en el usuario final y se calcula con base en la indisponibilidad de los equipos en un periodo de un año.

Las señales económicas para la expansión de la transmisión, están dirigidas fundamentalmente al uso de los recursos energéticos de forma eficiente y a la reducción de costos operativos en el sistema, mediante la eliminación de restricciones y pérdidas en éste, incluyendo elementos financieros tales como tasas de descuento, valoración de costos e ingresos mediante la metodología de valor presente neto, entre otras, con el fin de asegurar que los proyectos que se realicen sean aquellos que cumplan el criterio de mínimo costo, incluyendo los ítems de inversión, operación y mantenimiento de la red.

De acuerdo con lo anterior, puede concluirse que en los procesos de planeación de la expansión del sistema de transmisión no se incluye la valoración económica de la confiabilidad, como un beneficio adquirido por el sistema con los diferentes proyectos de expansión propuestos. Los beneficios económicos que hoy se relacionan con cada proyecto incluyen como elementos de evaluación de factibilidad, los beneficios obtenidos por el sistema en cuanto a eliminación de restricciones, reducción de pérdidas, por la reducción de los costos de operación y el valor residual del proyecto.

También se usan metodologías de priorización del desarrollo de la red de transporte por medio del criterio costo / riesgo, en el cual el riesgo se evalúa sobre la contingencias seleccionadas ([Secretaría General de Energía. Procedimiento de Operación 13.1. – “Criterios de desarrollo de la red de transporte., 2005](#))

En otros casos, la planeación de la expansión se hace mediante la evaluación de diferentes niveles de contingencia y la capacidad del sistema de suplir la demanda y los servicios de transmisión, mantenerse estable, no superar los límites operativos establecidos y no tener salidas en cascada ante ellas. El hecho que las simulaciones realizadas en este sentido indiquen que el sistema no puede responder a las condiciones ya mencionadas, establece la necesidad de expansión en el mismo ([North American Electric Reliability Corporation. Standards: Reliability Standards., 2008](#)). Este enfoque sin embargo no incluye la valoración económica de los proyectos de expansión en este sentido.

En cuanto a la planeación de la operación y la operación puede decirse que en estas etapas se hace especial énfasis en la seguridad del sistema

por medio del establecimiento de límites y rangos de las variables operativas, programación de mantenimientos y la determinación de sus efectos, estimación de reservas del sistema y manejo de situaciones de emergencia, evitando el desabastecimiento de energía de los usuarios del sistema.

### 3. PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA CONFIABILIDAD

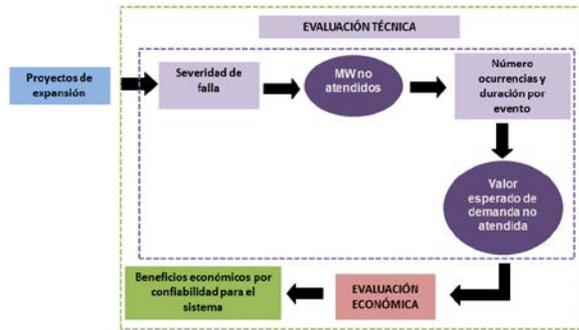
La metodología que se propone pretende valorar económicamente la confiabilidad del sistema ante la pérdida súbita de elementos de la red, con el fin de incluirla en los beneficios que éste obtiene con determinado proyecto de expansión. Esta metodología por lo tanto complementa la que se usa actualmente, en la cual se lleva a cabo la determinación de los proyectos de expansión y la valoración beneficio – costo para determinar su viabilidad, incluyendo los costos de inversión y los beneficios obtenidos por el sistema por la reducción de costos operativos debidos a la eliminación o reducción de las restricciones, la reducción de pérdidas y el valor residual del proyecto, considerando de esta manera su necesidad de responder adecuadamente frente a la pérdida de elementos de manera súbita durante la operación.

Con la inclusión de esta metodología en la evaluación beneficio – costo que se realiza actualmente de los planes de expansión, los beneficios para el sistema derivados de la construcción de un proyecto se presentarán así ([Figura 1](#)):



**Fig. 1.** Beneficios obtenidos por el sistema de la construcción de un proyecto de expansión

La metodología para la evaluación de la confiabilidad se aplica sobre proyectos de expansión ya determinados mediante el criterio de eliminación de restricciones y reducción de pérdidas en la red y está compuesta por dos módulos: La evaluación técnica y la evaluación económica. En la [Figura 2](#), se muestra un esquema general de la metodología propuesta.



**Fig. 2.** Metodología general para la evaluación económica de la confiabilidad

### 3.1. Evaluación técnica:

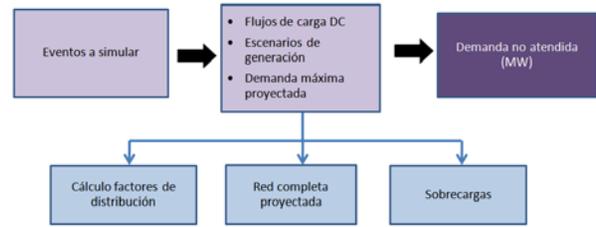
La evaluación técnica pretende encontrar la demanda no atendida debida a la pérdida súbita de elementos del sistema de transmisión, la cual se mide en Megavatios, ocasionada por las sobrecargas de los equipos, las cuales son de particular importancia en la identificación de restricciones para el planeamiento del desarrollo de la red de transmisión. Adicionalmente, las sobrecargas en la red pueden ocasionar eventos en cascada provocando apagones regionales o generales del sistema de potencia. Para ello se realizan dos procesos: La evaluación del efecto o severidad de la pérdida súbita de elementos de la red y el cálculo del número de ocurrencias de los eventos usando métodos probabilísticos. También se incluye el cálculo de la duración de los eventos que producen la demanda desatendida.

#### 3.1.1. Evaluación de la severidad de las fallas.

La finalidad del proceso de evaluación del efecto de las fallas es evaluar la severidad de la salida súbita de elementos de la red de transmisión, determinando la demanda no atendida, medida en Megavatios, como consecuencia de un evento determinado.

Para sistemas de potencia de gran tamaño, es deseable que la evaluación se centre en el área de influencia de las alternativas de expansión a evaluar, ya que es en ella donde se observan los mayores efectos de las alternativas de expansión propuestas.

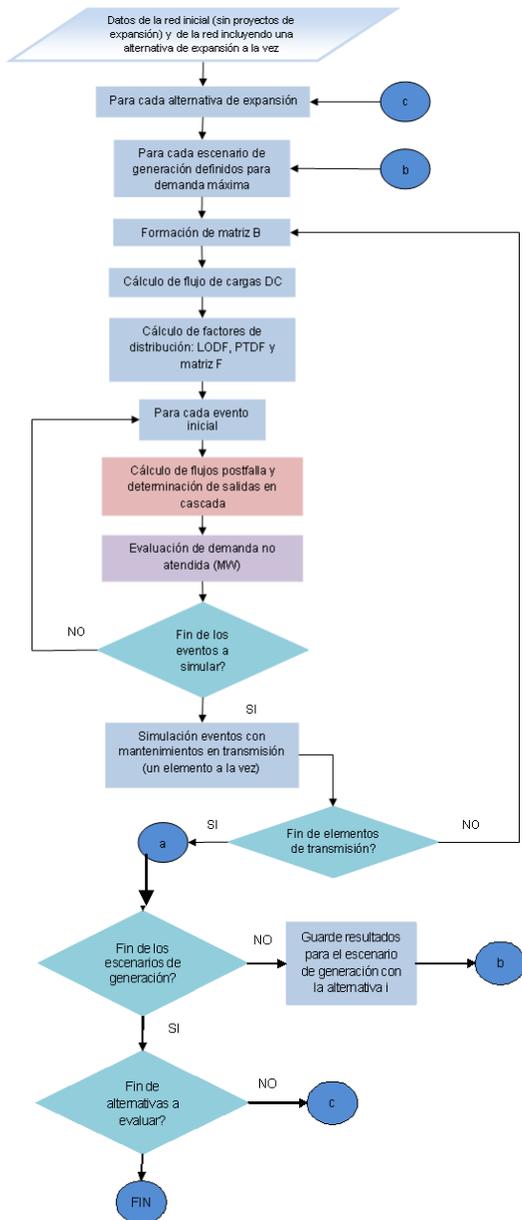
En la [Figura 3](#) se muestra un esquema de los elementos usados en la evaluación de la severidad de las fallas:



**Fig. 3.** Esquema del proceso de evaluación de la severidad de la falla.

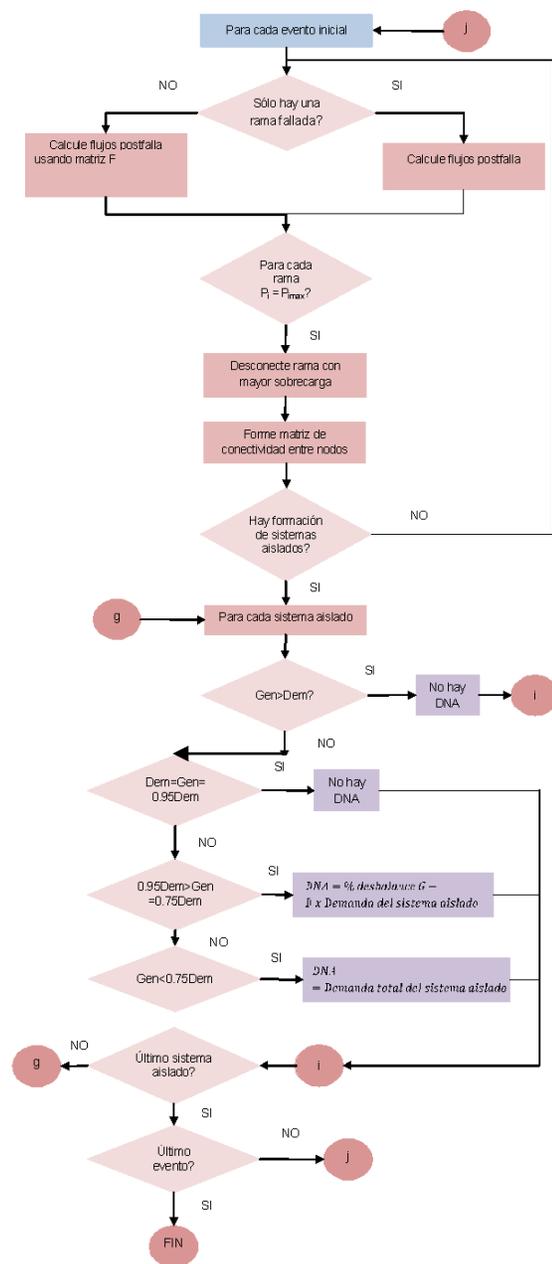
Las simulaciones se realizan para un escenario de demanda máxima proyectado para el año de entrada del proyecto en evaluación y diferentes escenarios de generación que atiendan dicha condición, variando así el punto de operación de la red. En cuanto a la topología se considera el sistema completo y con un elemento de transmisión a la vez en mantenimiento. Los eventos a simular son: Salida de cada una de las ramas del sistema, salida de las subestaciones, una a la vez, salidas en modo común, salidas en modo de falla múltiple, en las que se tiene un elemento en mantenimiento programado y se simulan los eventos mencionados anteriormente. Las salidas en cascada se simulan en la medida que los demás eventos las produzcan.

La simulación se realiza mediante el uso de flujos de carga DC y de factores de distribución Line Outage Distribution factors y Power Transfer Distribution factors, por medio de los cuales se calculan los flujos postfalla en los elementos del sistema. Con este resultado se identifican las sobrecargas, los elementos fallados y las redes aisladas que puedan formarse, determinando la demanda no atendida en cada una de ellas mediante criterios basados en el balance generación – demanda. El proceso de simulación de los eventos se muestra en la [Figura 4](#).



**Fig. 4.** Diagrama de flujo de la simulación de los eventos

El proceso de cálculo de la demanda no atendida se muestra en la [Figura 5](#).



**Fig. 5.** Evaluación de demanda no atendida

### 3.1.1. Cálculo del número y duración de los eventos

El cálculo del número y duración de los eventos se basa en métodos probabilísticos y estadísticos utilizando los datos de mantenimientos, salidas forzadas y duración de los eventos de demanda no atendida causada por salidas forzadas, recopilados durante la operación del sistema.

Para el cálculo del número de eventos se utiliza la variable aleatoria tiempo entre fallas para calcular la tasa de salida de cada uno de los elementos de

la red para cada uno de los tipos de falla incluidos. Esta variable sigue una distribución de probabilidad exponencial. Utilizando el método de máxima verosimilitud, dicha tasa se halla como el inverso de la media de la variable aleatoria seleccionada.

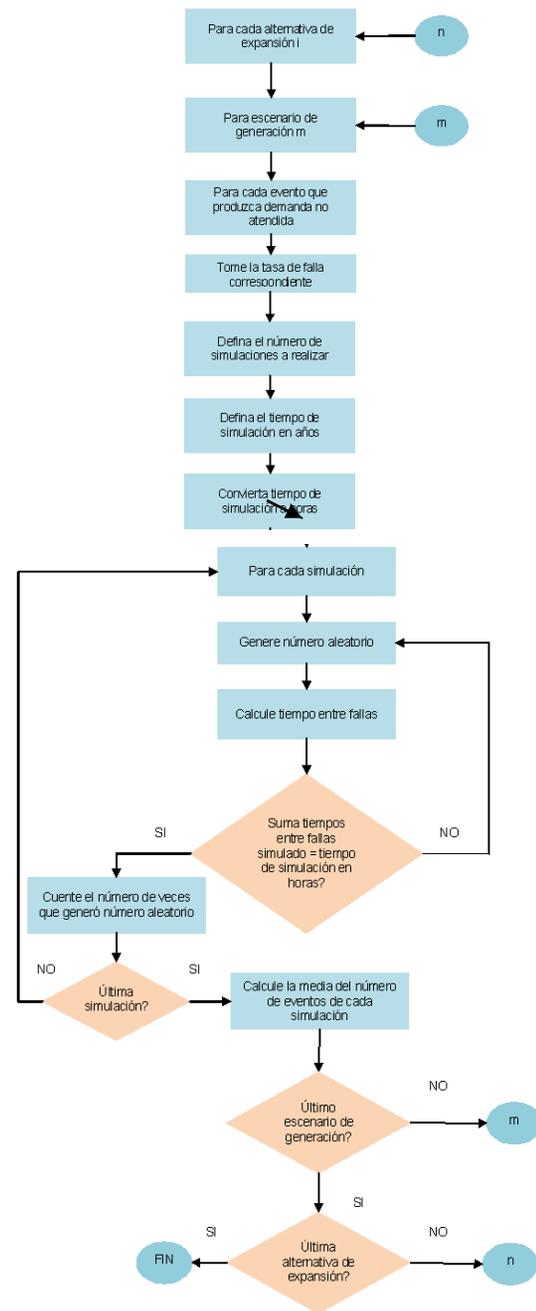
Una vez determinada la tasa de falla para cada elemento, se determina la tasa del evento como el valor encontrado para el elemento fallado en caso de fallas independientes, la tasa de falla del primer elemento en salir, en el caso de salidas en cascada y la suma de tasa de mantenimiento del elemento en dicho estado y de uno de los dos valores indicados anteriormente según sea el caso, en el caso de salidas en modo de falla múltiple.

Utilizando la tasa de falla del evento, la cual se considera constante durante el tiempo de simulación y teniendo en cuenta que en los procesos de Poisson el tiempo entre fallas sigue una distribución exponencial y el número de eventos una distribución de Poisson, se lleva a cabo una simulación Montecarlo en el que se genera un número aleatorio correspondiente a la probabilidad de ocurrencia del evento y se halla el tiempo entre fallas correspondiente a cada probabilidad, hasta que la suma de éstos sea mayor o igual al tiempo de simulación en el cual se desea hacer la predicción. El número de eventos será igual al número de simulaciones necesarias para alcanzar el tiempo de predicción. Este proceso de cálculo se muestra en la [Figura 6](#).

La duración de los eventos se determina por medio de la identificación de la clase modal de los datos de duración de la demanda no atendida causada por eventos forzados. Los datos incluidos en dicho intervalo se toman como la nueva muestra a analizar. En este punto se calcula el percentil 95, lo que quiere decir que se toma un valor de duración cuya probabilidad de encontrarse en el intervalo modal es del 95 por ciento. Una vez se determine dicho valor, se debe hallar su nivel de confianza, mediante el uso del procedimiento de pruebas de hipótesis con el fin de encontrar el error tipo I ( $\alpha$ ). El error tipo I debe ser menor o igual al cinco por ciento para que el valor de duración sea admisible.

El Valor Esperado de Demanda no atendida para cada evento será la multiplicación de la demanda no atendida determinada en la evaluación de la

severidad, el número de ocurrencias y la duración de éste.



**Fig. 6.** Metodología para predicción del número de eventos

### 3.2. Evaluación económica

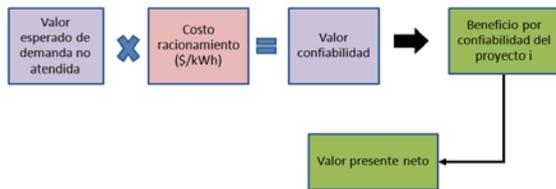
La evaluación económica pretende asignar un valor expresado en dinero al Valor Esperado de Demanda no Atendida determinada en la evaluación técnica, que permita llevar este

resultado a la evaluación beneficio – costo que se realiza de los proyectos de expansión.

El factor que enlaza la evaluación económica con la técnica está representado por los costos de racionamiento, los cuales son una medida de los daños económicos y sociales que sufren los consumidores como consecuencia de los cortes o fallas en el suministro de energía eléctrica y cuyo valor representa la disponibilidad máxima a pagar por los consumidores para evitar el racionamiento. Estos costos tienen implícito el tipo de carga que se está racionando.

Para el caso de Colombia, éstos son definidos por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y se usan actualmente en la metodología de evaluación beneficio – Costo de los planes de expansión. Dichos costos están dados en pesos/kilowatio – hora (\$/kWh) y tienen un valor asignado por escalones de acuerdo con el porcentaje de demanda desatendida.

En la [Figura 7](#) se muestra un esquema del proceso que se sigue para la evaluación:

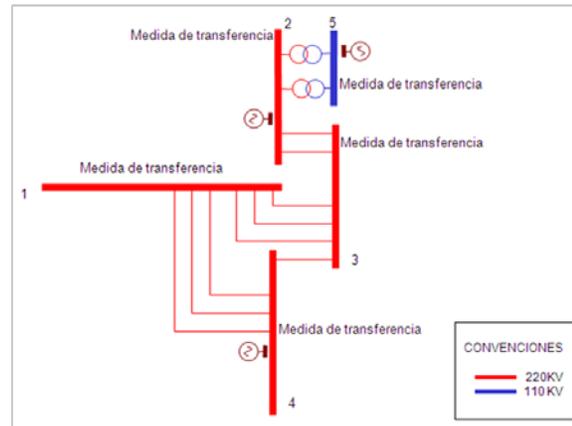


**Fig. 7.** Esquema del proceso de evaluación económica.

#### 4. RESULTADOS

A continuación se muestran los resultados obtenidos en la aplicación de la metodología para encontrar el valor de la confiabilidad de una red considerando la entrada de un segundo transformador entre las barras 2 y 5, 220/110 kV, 150 MVA. El diagrama unifilar de la red en estudio se muestra en la [Figura 8](#).

Los resultados se obtuvieron de la simulación de cinco escenarios de generación. La duración obtenida para esta red fue de 1,0725 horas. En la [Tabla 1](#) se muestran los resultados consolidados de la aplicación de la metodología.



**Fig. 8.** Segundo transformador entre las barras 2 y 5 de capacidad 150 MVA

**Tabla 1.** Cálculo del valor de la confiabilidad para la red 3

RED 3		
Proyecto	Valor confiabilidad a 25 años (M\$)	Valor presente Neto (M\$)
Segundo transformador entre las barras 2 y 5 de capacidad 150 MVA	961.027	377.591

#### 5. CONCLUSIONES

Este artículo presenta una propuesta metodológica para la evaluación económica de la confiabilidad en planes de expansión para un sistema de potencia.

Dicha metodología permite incluir dentro de la evaluación beneficio – costo de los proyectos de expansión, los beneficios que el sistema obtiene al mejorar su confiabilidad, incluyendo su respuesta ante pérdida súbita de los elementos que lo componen.

La metodología está basada en la determinación de la severidad sobre el sistema de la pérdida súbita de elementos de la red, medida como la demanda no atendida provocada por los eventos simulados, ponderada con el número de veces que se presenta el evento en el tiempo de vida útil del proyecto y la duración de dichos eventos por métodos probabilísticos.

Esta metodología está basada en los efectos de los eventos sobre el sistema de potencia y no en su probabilidad de ocurrencia, ya que algunos de ellos aunque tienen una probabilidad de ocurrencia baja, pueden tener un efecto importante sobre éste, al producir condiciones operativas críticas que a su vez pueden provocar desatención de la demanda.

[<http://www.boe.es/boe/dias/2005/04/09/pdfs/A12351-12358.pdf>], consultado en: 2008-01-20.

UNIÓN TEMPORAL ITANSUCA LTDA. – SINERGÍA LTDA (2004). Estudio de Costos de Racionamiento de Electricidad y Gas Natural – Informe final. 137p.

## REFERENCIAS

BILLINTON, Roy y ALLAN, Roy (1992). Power system reliability and its assessment. Part 2 Composite generation and transmission systems. *Power Engineering Journal*. Vol. 26, no. 6: 291 – 297.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (1995), Resolución 025 de 1995 – “Código de Planeamiento de la expansión del Sistema de Transmisión Nacional”. En línea, [<http://www.creg.gov.co>], consultado en 2008-01-20.

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. Dirección Planeación de la Operación (2002). Metodología Plan de Expansión de Transmisión para Eliminar o Reducir Restricciones Eléctricas en el STN. Medellín. 18p.

KHATIB, Hisham (2003). Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry. Londres: IEE POWER AND ENERGY SERIES 44.

LI, WENYUAN. Risk Assessment of Power Systems. Models, Methods, and Applications. Canadá: IEEE Press Series on Power Engineering, 2005. 319 p.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION (2008). About NERC. En línea. [<http://www.nerc.com/page.php?cid=1>]. Consultado en 2008-01-20.

RINGLEE, R. y otros (1994). Bulk power system reliability criteria and indices trends and future needs. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, Issue 1: 181 – 190.

SECRETARIA GENERAL DE ENERGÍA (2005). Procedimiento de Operación 13.1. – “Criterios de desarrollo de la red de transporte”. En línea,

## SOBRE LOS AUTORES

### Juana María Gómez Palacio

Ingeniero Electricista graduada de la Universidad Pontificia Bolivariana y Magister en Ingeniería área Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica de la misma universidad. Ingeniero consultor de la compañía Integral S.A. Área de interés investigativo: Sistemas de potencia.

### Ramón Alberto León Candela

Ingeniero Electricista, Master of Science de la Universidad de Iowa. Especialista en Planeación de la compañía XM Expertos en Mercados S.A. Área de interés investigativo: Sistemas de potencia.