





Security-Constrained Unit Commitment using PTDF and LODF Sensibility Factors

Despacho económico multiperiodo con restricciones de seguridad usando los factores de sensibilidad PTDF y LODF

C. C. Marín ; J. E. Sierra-Aguilar ; Á. Jaramillo-Duque , J. M. López-Lezama 

Abstract— The unit commitment (UC) problem consists in optimally determining which generation units must supply power to the system in a typical time horizon of 24 hours. The security-constrained unit commitment (SCUC) is a problem of high computational cost due to the quantity and nature of the variables involved. This paper presents an alternative formulation of the SCUC to reduce its computational cost, by using the PTDF and LODF sensitivity factors. In contrast to classic formulations, the use of these factors allows calculating power flows without using nodal angles, reducing the number of variables and constraints of the model. In addition, an N-1 active contingency filter methodology is implemented that further reduces the computational burden through user cuts. Results are presented for the IEEE-RTS96 system that demonstrates the robustness and applicability of the proposed approach. It was found that the use of PTDF and LODF sensitivity factors, in conjunction with the contingency filter methodology, reduces the computational cost by up to 86% with respect to its conventional formulation. Additionally, the proposed methodology identifies which lines are more vulnerable due to overloads, and which lines cause the greatest impacts to the system when they fail.

Index Terms— N-1 security criterion; PTDF and LODF sensitivity factors; unit commitment.

Resumen— El problema de despacho económico multiperiodo (DEM) consiste en determinar de manera óptima que unidades de generación deben suministrar potencia al sistema en un horizonte de tiempo típico de 24 horas. El DEM con restricciones de seguridad (SCUC por sus siglas en inglés) es un problema de alto costo computacional debido a la cantidad y naturaleza de las variables involucradas. En este artículo se presenta una

Este manuscrito fue enviado el 25 de febrero de 2020 y aceptado el 26 de julio de 2020.

Cristian C. Marín, está con el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Calle 67 No 53-108, Medellín, Colombia, ccamilo.marin@udea.edu.co.

Juan E. Sierra-Aguilar, está con el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Calle 67 No 53-108, Medellín, Colombia, juane.sierra@udea.edu.co.

Álvaro Jaramillo-Duque, está con el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Calle 67 No 53-108, Medellín, Colombia, alvaro.jaramillod@udea.edu.co.

Jesús M. López-Lezama, está con el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Calle 67 No 53-108, Medellín, Colombia, jmaria.lopez@udea.edu.co.

formulación alternativa del SCUC para reducir su costo computacional, mediante el uso de los factores de sensibilidad PTDF y LODF. En contraste con las formulaciones clásicas, el uso de estos factores permite calcular flujos de carga sin necesidad de utilizar los ángulos nodales, reduciendo el número de variables y restricciones del modelo. Además, se implementa una metodología de filtro de contingencias activas N-1 que reduce aún más la carga computacional, a través de cortes de usuario. Se presentan resultados para el sistema IEEE-RTS96 que evidencian la robustez y aplicabilidad del modelo propuesto. Se encontró que el uso de los factores de sensibilidad PTDF y LODF, en conjunto con la metodología de filtros de contingencias, reduce el costo computacional hasta en un 86% con respecto a su formulación convencional. Adicionalmente, la metodología propuesta identifica que líneas son más vulnerables debido a sobrecargas, y cuales líneas causan mayores impactos al sistema cuando fallan.

Palabras claves— Criterio de seguridad N-1; factores de sensibilidad PTDF y LODF; despacho económico.

I. INTRODUCCIÓN

Una de las actividades de mayor trascendencia para la operación de los sistemas eléctricos a corto plazo es el despacho económico de generación de energía; una rutina de programación matemática que busca minimizar el costo de dicha generación, al tiempo que cumple con criterios de confiabilidad y seguridad dentro de la red eléctrica. El modelo matemático del despacho económico multiperiodo (DEM) tiene como meta determinar, de manera óptima y en un horizonte de tiempo dado (típicamente 24 horas), que generadores deben entrar en operación o cuales no, y sus niveles de generación. Esto se realiza considerando, adicionalmente, sus limitantes técnicas, la variación de la carga y los requerimientos operativos del sistema de potencia. Este modelo de decisión, para la operación, es conocido como *unit commitment* (UC) [1].

Dentro de los análisis de la operación, un factor importante es tener en cuenta los límites de la red eléctrica en operación normal y contingencias (criterio N-1); especialmente, cuando la demanda se encuentra en un punto de operación tal que los márgenes de capacidad de transmisión de las líneas se reducen. Por lo tanto, solucionar el problema del DEM considerando las restricciones de seguridad N-1 (*security*



constraint unit commitment - SCUC) es una condición fundamental para obtener un despacho económico, seguro y confiable [2]. El SCUC se puede representar como un problema de programación entero mixto (MIP, por sus siglas en inglés) y desde el punto de vista de su complejidad computacional es NP-complejo [3]; circunstancia que ha llevado a que diferentes algoritmos de descomposición, como Relajación Lagrangiana y descomposición de Benders, hayan sido implementados para solucionarlo [4]–[7]. Otros autores han abordado este problema sin la necesidad de técnicas de descomposición. En [2] se utiliza un método sistemático para construir soluciones factibles en el SCUC, basado en un grupo de condiciones de factibilidad analítica; en [8] se plantea el concepto de las restricciones sombrilla, las cuales establecen las condiciones necesarias y suficientes del conjunto de soluciones factibles, al descartar las restricciones innecesarias del problema del flujo óptimo con restricciones de seguridad.

Si bien este problema ha sido ampliamente estudiado, existe hoy en día, por parte de los investigadores, un constante interés en mejorar los tiempos de cómputo y la calidad de las respuestas en problemas de optimización de sistemas eléctricos a gran escala; particularmente, en el caso donde se evalúa el impacto de la incertidumbre [9], y se consideren restricciones de seguridad y reserva [3]; es decir, donde se consideren las condiciones de confiabilidad para la red eléctrica. La seguridad está relacionada con la capacidad de la red para no permitir la violación de límites operativos de líneas de transmisión ante las contingencias N-1, mientras la reserva rodante está relacionada con la capacidad que tiene el sistema para gestionar los recursos de generación, dada un aumento inesperado en la demanda pico o pérdida de una o varias unidades de generación [3].

Un aspecto fundamental al momento de ejecutar la solución del SCUC es la representación de la red eléctrica. Una representación lineal (modelo DC) tal como en [10], en lugar del modelamiento AC [6], permite el uso de los factores sensibilidad PTDF y LODF, comúnmente usados en el análisis de sistemas eléctricos [11]. Estos factores representan el cambio aproximado en los flujos de las líneas dado los cambios de inyección de potencia en una barra y una nueva configuración en la topología de la red, respectivamente. La utilización de éstos permite a su vez disminuir la cantidad de variables y restricciones en el modelo SCUC, circunstancia que conlleva a mejorar la eficiencia computacional dentro de este modelo [3]. Un método para la estimación de estos factores de sensibilidad basados en medidas casi en tiempo real y sus aplicaciones puede encontrarse en [12].

Autores como en [13] emplean ambos factores dentro de un flujo de carga DC, donde corrigen las violaciones por sobrecarga en líneas, cambiando los niveles de generación a través de la manipulación en las entradas de las matrices de estos factores. En [14] se establece una metodología para determinar, de manera iterativa, la solución de un flujo óptimo de potencia agregando restricciones de seguridad mediante los factores de sensibilidad. En [3] se propone una metodología, similar a la anterior, que consiste en adicionar restricciones de seguridad dentro del modelo SCUC, comparando, para cada

línea, los flujos post-contingencia estimados a través de LODF, con los límites máximos de transmisión. Esta metodología surgió como propuesta diferente al concepto de restricciones sombrilla [8].

En este trabajo se propone una metodología alternativa que también agrega, de forma iterativa, restricciones de seguridad (restricciones activas) al modelo SCUC, mediante los factores de sensibilidad PTDF y LODF. A diferencia de las metodologías propuestas en [14] y [3], la metodología propuesta no necesita solucionar un flujo de carga DC adicional para determinar el flujo en las líneas y por consiguiente los factores de sensibilidad [14], como tampoco declarar, desde la programación y el modelamiento algebraico, la solución de dos modelos [3], si no de uno solo. Otra diferencia en cuanto a la incorporación de nuevas restricciones de seguridad dentro del modelo, es el uso del concepto de cortes de usuario, en lugar del concepto de restricciones diferidas como en [3].

Adicionalmente, y como valor agregado, la metodología permite calcular dos parámetros que contienen información importante para la operación, en la medida que se realizan las iteraciones para los ajustes del despacho de generación que garantizan la seguridad de la red eléctrica. El primero almacena la información del número de veces que se sobrecarga una línea; el segundo permite determinar las líneas que generan más restricciones dentro del sistema. En otras palabras, el primer parámetro permite conocer las líneas más vulnerables ante las diferentes contingencias y condiciones de despacho en el sistema, lo que ayudaría a dar señales de expansión de la red, desde la operación segura; por otro lado, el segundo brinda información de las líneas críticas que, al momento de fallar, generan más impacto sobre las restantes. Los resultados ratifican que la inclusión de los factores de sensibilidad y la metodología filtrado de restricciones de seguridad activas ofrecen una formulación más compacta que mejora sustancialmente la eficiencia computacional al solucionar el problema de SCUC.

II. METODOLOGÍA

A. Factores de Sensibilidad PTDF y LODF

El modelo DC de la red de transmisión es uno de los más utilizados en estudios de sistemas de potencia. Con este modelo es posible calcular los flujos de carga a partir de las inyecciones de potencia en cada barra y la matriz de susceptancias \bar{B} del sistema. Los flujos de potencia se dan en función de las diferencias angulares que pueden obtenerse a partir de (1), despejando como se indica en (2). La matriz \bar{B} no es invertible, por lo que se elimina de ésta, la fila y la columna correspondientes al nodo de referencia (nodo slack). Esta matriz se llamará en adelante matriz B reducida (\bar{B}').

Por otro lado, el cálculo del flujo a través de una línea en el modelo DC, se computa como el producto de la susceptancia de la línea $b_{i,j}$ por la diferencia angular entre ambas barras de conexión. La operación descrita anteriormente puede expresarse de forma matricial como se muestra en (3), donde \bar{D} es la matriz diagonal de susceptancias, \bar{A} es la matriz de

incidencia del sistema y $\bar{\theta}$ es el vector de ángulos de las barras.

Los flujos de línea se pueden expresar reemplazando (2) en (3) como el producto de los parámetros de conexión del sistema \bar{D} , \bar{A} y \bar{B} y el vector \bar{P} como se indica en (4). En (5) se muestra el resultado de la multiplicación de los parámetros de conexión y se le conoce como la matriz $PTDF$ (*Power Transfer Distribution Factor*). Este factor indica cómo cambia el flujo de la línea l cuando en la barra i hay una inyección de 1 MW y en la barra de referencia una inyección de -1MW.

$$\bar{P} = \bar{B}\bar{\theta} \quad (1)$$

$$\bar{\theta} = \bar{B}'^{-1}\bar{P} \quad (2)$$

$$\bar{F} = \bar{D}\bar{A}\bar{\theta} \quad (3)$$

$$\bar{F} = \bar{D}\bar{A}\bar{B}'^{-1} * \bar{P} \quad (4)$$

$$\overline{PTDF} = \bar{D}\bar{A}\bar{B}'^{-1} \quad (5)$$

En el proceso de cálculo de la matriz \bar{A} se debe remover la fila correspondiente al nodo de referencia con el objetivo de realizar operaciones matriciales sin problemas de dimensionalidad. Lo anterior conlleva a que la matriz \overline{PTDF} no considere el nodo slack hasta esta instancia del cálculo. Posteriormente, se adiciona a la matriz \overline{PTDF} una columna de ceros en la ubicación del nodo referencia. El valor de cero se debe a que no existe cambio de flujo en las líneas cuando la inyección de potencia se hace en la barra de referencia.

Otro factor de sensibilidad es el índice LODF (*Line Outage Distribution Factor*). Éste cuantifica el cambio de flujo de una línea ante la contingencia de otra. Con la matriz LODF es posible estimar los flujos post-contingencia sin la necesidad de considerar de forma explícita los cambios topológicos de la red.

El cómputo de los índices LODF se realiza mediante una matriz auxiliar (\bar{H}) como se muestra en (6). Uno de los inconvenientes de esta metodología de cálculo, es que no hay un valor de LODF definido para líneas radiales en el sistema. Con el fin de abordar ese inconveniente, en [11] se sugiere asignar valores de 0; es decir, que las contingencias asociadas a líneas radiales no se tienen en cuenta para los cálculos. En la diagonal principal de la matriz LODF se asigna -1, puesto que no existe flujo post-falla para la línea que esta fuera de operación. Con estas reglas establecidas, se calculan los flujos post-contingencia en la línea l cuando falla la línea k ($F_{l,k}$) como se muestra en (7) y (8).

$$\bar{H} = \overline{PTDF}\bar{A}^T \quad (6)$$

$$\overline{LODF} = \begin{cases} \frac{H_{i,j}}{1-H_{j,j}} & \text{si } H_{j,j} \neq 1 \\ 0 & \text{si } H_{j,j} = 1 \\ -1 & \text{si } i = j \end{cases} \quad (7)$$

$$F_{l,k} = F_l + \overline{LODF}_{l,k} F_k \quad (8)$$

Para el cálculo de \overline{PTDF} y \overline{LODF} se desarrolló una herramienta en Python, la cual es llamada desde GAMS a través de comandos de línea. Esta herramienta lee un formato estándar de la información de la topología de la red con el objetivo de computar los factores de sensibilidad. Estos factores son almacenados en el formato de lectura usado por GAMS (“inc”).

B. Modelo SCUC

Como punto de partida se tomó el modelo de UC propuesto en [10] y [15], donde se consideran las restricciones de asignación de unidades, rampas de subida y bajada, como también tiempos mínimos de encendido y apagado. Seguidamente, se redefinieron las ecuaciones de la red eléctrica mediante los factores de sensibilidad como se indica a continuación.

El primer cambio consiste en añadir una variable para cada barra y periodo de tiempo, la cual considera la generación $G_{i,t}$, la demanda $D_{i,t}$ y el racionamiento de carga $R_{i,t}$ en el nodo i , para cada periodo de tiempo t . Esta variable es la potencia neta en la barra $P_{i,t}^{neta}$ (9).

$$P_{i,t}^{neta} = G_{i,t} - D_{i,t} + R_{i,t}, \forall i, t \quad (9)$$

Mediante los índices \overline{PTDF} , se redefine el flujo por línea l y periodo t acorde a (10), para el caso de la operación normal. Para evaluar la seguridad de la red, mediante \overline{LODF} , se puede definir los flujos de la línea l ante contingencia k en el periodo t como se muestra en (11). Ambas ecuaciones deben garantizar que no se violenten los límites de transmisión (F_l^{Max}).

$$-F_l^{Max} \leq \sum_i \overline{PTDF}_{l,i} * P_{i,t}^{neta} \leq F_l^{Max}, \forall l, t \quad (10)$$

$$-F_l^{Max} \leq F_{l,t} + \overline{LODF}_{l,k} * F_{k,t} \leq F_l^{Max}, \forall l, k, t \quad (11)$$

Finalmente, para garantizar el balance de potencia en el sistema, se debe cumplir que la suma de la generación sea igual a la suma de la demanda total en todo periodo de tiempo, como se indica en (12).

$$\sum_i P_{i,t}^{neta} = 0; \forall t \quad (12)$$

C. Adición de Restricciones de Seguridad N-1

Si bien se propone una metodología para modelar las contingencias simples (N-1), adicionar este tipo de restricciones debe hacerse de forma inteligente y adecuada. No tiene sentido considerar todas las posibles fallas; puesto que no todas las contingencias generan violaciones de capacidad máxima de transmisión en el resto de las líneas del sistema.

Para este desarrollo se utilizó, desde la programación y modelamiento algebraico, el concepto de cortes de usuario. La metodología propuesta se ilustra a través del flujograma del Algoritmo 1.

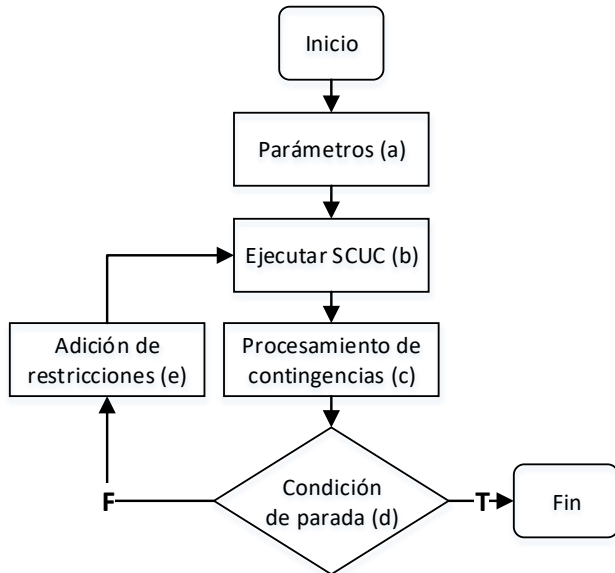


Fig. 1. Algoritmo de filtrado de restricciones.

A continuación, se describe cada una de las etapas de la metodología implementada:

- a) Se inicia el algoritmo estableciendo el parámetro acumulativo de restricciones $ACR_{t,l,k}$ en cero como se indica en (13), con el objetivo de excluir del problema inicial la restricción (11) durante la primera iteración.

$$ACR_{t,l,k} = 0; \forall t, l, k \quad (13)$$

- b) Se soluciona el modelo SCUC.

- c) Se estiman los flujos post-contingencia $\hat{F}_{t,l,k}$ con el valor de solución de los flujos óptimos $(F_{t,l}^*, F_{t,k}^*)$ de la iteración actual como se indica en (14). Donde se viole la capacidad de transmisión de la línea l ante k contingencia en el periodo t , se asigna un 1 en el acumulador de restricciones $ACR_{t,l,k}$, como se indica en (15).

$$\hat{F}_{t,l,k} = F_{t,l}^* + \overline{LODF}_{l,k} F_{t,k}^*; \forall t, l, k \quad (14)$$

$$\text{si } |\hat{F}_{t,l,k}| \geq F_l^{Max} \rightarrow ACR_{t,l,k} = 1; \forall t, l, k \quad (15)$$

Para aquellas líneas sobrecargadas, se toma el valor excedente y se escribe dentro del parámetro de sobrecargas $SC_{t,l,k}$; en caso contrario, se escribe un cero, como se indica en (16). Al realizar la suma sobre los conjuntos de periodos, líneas y contingencias se obtiene la sobrecarga total del sistema, como se indica en (17).

$$SC_{t,l,k} = \begin{cases} |\hat{F}_{t,l,k}| - F_l^{Max} & \text{si } |\hat{F}_{t,l,k}| \geq F_l^{Max} \\ 0 & \text{si } |\hat{F}_{t,l,k}| < F_l^{Max} \end{cases}; \forall t, l, k \quad (16)$$

$$SCS = \sum_{t,l,k} SC_{t,l,k} \quad (17)$$

- d) Se compara si la sobrecarga total del sistema (SCS) es menor o igual a la tolerancia.
- e) En caso que el despacho no sea seguro, es decir, la sobrecarga total del sistema (SCS) es mayor a la tolerancia, se adiciona (11) para las diferentes combinaciones tal que $|\hat{F}_{t,l,k}| \geq F_l^{Max}$, es decir, las combinaciones donde $ACR_{t,l,k} = 1$ y nuevamente se soluciona el modelo SCUC con las restricciones de seguridad adicionadas.

El proceso termina cuando la sobrecarga total del sistema (SCS) es menor a la tolerancia definida, lo que significa que ya no se adicionaran más restricciones de seguridad N-1. En esta instancia se ha encontrado un despacho seguro.

D. Indicadores de Severidad y Vulnerabilidad para la Transmisión

La metodología propuesta permite determinar, a partir del activador de restricciones $ACR_{t,l,k}$, dos parámetros que dan señales indicativas de expansión al identificar desde de la operación segura cuáles son las líneas más vulnerables y las más severas.

El primero se obtiene al realizar la suma del parámetro $ACR_{t,l,k}$ sobre los conjuntos de los periodos de tiempo y de las líneas (18). Este parámetro muestra cuantas líneas son afectadas ante la contingencia k , indicando así cuales son las líneas falladas que generan más violaciones. Este parámetro es llamado indicador de severidad de contingencia L_k^S .

$$\sum_{t,l} ACR_{t,l,k} = L_k^S; \forall k \quad (18)$$

De forma similar, puede calcularse un parámetro que contabiliza cuantas veces sale la línea l ante las k contingencias en cada periodo de tiempo, mostrando así que tan vulnerable es la línea ante las demás contingencias N-1; para calcular este último parámetro, se suma $ACR_{t,l,k}$ sobre los conjuntos de las contingencias y los periodos (19). El parámetro es llamado indicador de vulnerabilidad de línea L_l^V .

III. RESULTADOS

El desempeño de la formulación mediante los factores de sensibilidad y la propuesta metodológica de adicionar restricciones activas de seguridad N-1, a través de cortes de usuario, fue evaluada sobre el sistema de prueba IEEE RTS-96, cuya información está disponible en línea en [15] con un horizonte de tiempo de 24 horas. El sistema está constituido

por 73 barras, 120 líneas de transmisión, 96 generadores térmicos, 51 cargas con una demanda máxima de 7539 MW y promedio de 6258 MW. La Fig. 2 muestra su diagrama unifilar. La solución del modelo matemático del problema SCUC para este sistema fue obtenida utilizando el software comercial de modelamiento algebraico GAMS versión 24.8.5, bajo el solver CPLEX.

Dos casos de estudio fueron empleados como instancias del problema. El primer caso considera un GAP de optimalidad relativo de 0.001 (0.1%) y un factor de capacidad de

transmisión (FCT) para las líneas de 1 (capacidad nominal). Para el segundo caso, se emplea un GAP de optimalidad de 0.005 (0.5%) y un FCT para líneas del 0.8 (capacidad nominal reducida). El GAP de optimalidad relativo se calcula como el valor absoluto de la diferencia entre la solución entera-mixta del problema (MIP, por sus siglas en inglés) y la mejor solución posible del problema relajado, dividida por la mejor solución posible.

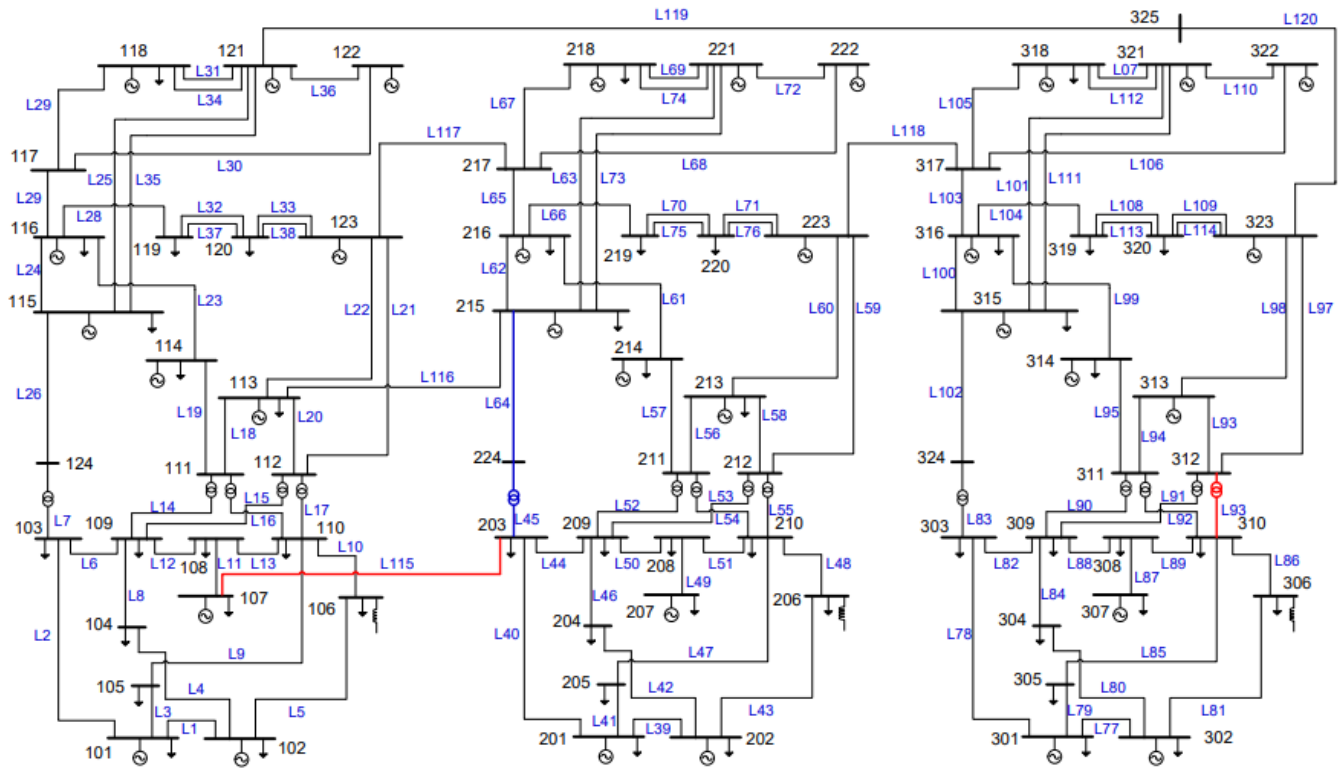


Fig. 2. Diagrama unifilar del IEEE RTS-96.

En cada una de las instancias se realizan las comparaciones entre los desempeños de las diferentes formulaciones de la red eléctrica dentro del modelo SCUC. Las formulaciones se describen en la Tabla I. Estas instancias fueron solucionadas en un computador de escritorio Intel Core i7 @ 3.4GHz de 8 núcleos con una memoria RAM de 8 GB.

TABLA I.
FORMULACIONES PARA LA RED ELÉCTRICA BAJO OPERACIÓN NORMAL Y CONTINGENCIAS N-1

Modelo	Descripción de la formulación
A	Modelamiento convencional de la red ((1) y (3)) para la operación normal. Para la modelación de contingencias se utiliza LODF ecuación (11)
B	Modelamiento de la red con PTDF ((9), (10) y (12)) para la operación normal. Para modelación de contingencias se utiliza LODF (11)

C Modelamiento de la red con PTDF ((9), (10) y (12)) para la operación normal. Para la modelación de contingencias se utiliza la metodología de adición de restricciones seguridad activas mediante la estimación de flujos con LODF ((11) y (14))

La Tabla II contiene los resultados de las simulaciones que muestran el rendimiento de cada una de las formulaciones de la red ante los dos casos de estudio previamente definidos. Posteriormente, se realizan los análisis entre las diferentes formulaciones.

TABLA II
RENDIMIENTO COMPUTACIONAL DE LAS DIFERENTES FORMULACIONES DE LA RED DENTRO DEL MODELO SCUC

Modelo	Función Objetivo [M\$]		Tiempo [s]		GAP de entrada (%)		GAP de Salida (%)	
FCT	1	0.8	1	0.8	1	0.8	1	0.8

A	2.696	2.702	1220	519	0.10	0.50	0.250	0.480
B	2.694	2.704	1209	345	0.10	0.50	0.109	0.490
C	2.694	2.701	169	321	0.10	0.50	0.10	0.430
B*	2.697	2.702	495	687	0.254	0.45	0.254	0.437

A. Análisis Comparativo de la Formulación A con Respecto a B y B*

Para el caso de estudio donde el FCT de las líneas es igual 1, los resultados muestran que las formulaciones A y B toman un tiempo similar de simulación; no obstante, a pesar de que en ambas tienen el mismo GAP de entrada (GAP definido por el usuario dentro del software de simulación), el GAP de salida de la formulación A de 0.25% es mayor al GAP de la Formulación B de 0.109%. Esto quiere decir que esta última formulación entrega una mejor calidad de las respuestas para la función objetivo, alcanzando de manera efectiva al GAP de entrada exigido.

Para ilustrar, aún más, la eficiencia computacional de la formulación B, se realizó una simulación adicional definida en B*, que corresponde a la formulación B pero con un GAP de entrada de 0.254% en lugar de 0.1%. Se debe tener en cuenta que un buen GAP de optimalidad debe ser menor o igual a 1%. Esta simulación muestra cómo, para la misma calidad del resultado en la función objetivo, la formulación A tarda 1220 s en solucionar el modelo, mientras la formulación B* tarda 495 s. Esto quiere decir que la formulación B dentro del modelo SCUC reduce el tiempo de cómputo, para este caso de estudio, hasta en un 60% tiempo tomado por la formulación A. Realizando los mismos análisis respecto al segundo caso de estudio donde FCT es igual a 0.8, una condición que representa la reducción sobre los máximos límites de transmisión de la red y por ende en los márgenes de la maniobrabilidad en la operación, se tiene que la formulación B reduce hasta en un 33.5% el tiempo de cálculo en comparación con la formulación A, con una calidad en la solución similares entre sí.

B. Análisis Comparativo de la Formulación C con Respecto a B y B*

En los resultados de la Tabla II es importante destacar que la formulación C, para el caso de estudio donde FCT es igual a 1, tarda 169 s en solucionar el modelo SCUC, 86% menos que los 1209 s que tarda la formulación B. Además, la formulación C tiene mejor calidad de respuesta en el valor de la función objetivo, puesto que el GAP de salida con esta formulación es levemente menor que el de formulación B. Con respecto al segundo caso de estudio (FCT igual a 0.8) se tiene que la solución del modelo con la formulación C reduce el tiempo de cómputo hasta en un 53.3% con respecto a la formulación B*.

Adicionalmente, se comparó la formulación A con respecto B teniendo en cuenta un total de 118 líneas en contingencia N-1, circunstancia que 13816 restricciones adicionales para considerar la seguridad dentro del modelo completo SCUC. No obstante, de la TABLA III, la cual muestra el resultado de cada iteración dentro de la metodología propuesta, se puede

observar que, para este caso de estudio (el segundo), las restricciones de seguridad N-1 activas y vinculadas al modelo son en total 144; es decir, la metodología reduce en un 99%, aproximadamente, el número total de restricciones de N-1 utilizadas en las formulaciones A y B, conservando la seguridad para la red eléctrica. Tal condición evidencia la relevancia de la metodología propuesta. Por otra parte, la TABLA III muestra que la primera iteración del proceso soluciona el modelo para la operación normal de la red y posteriormente, en cada iteración se van agregando las restricciones de seguridad N-1 vinculantes con el modelo SCUC. El proceso iterativo termina en la sexta iteración cuando ya no se tienen restricciones de seguridad para adicionar dentro del modelo y por tanto se encontró un despacho seguro. Además, es importante mencionar que el resultado de la función objetivo de la última iteración alcanza un valor óptimo similar al de las formulaciones B y B* para este caso de estudio.

TABLA III
RENDIMIENTO COMPUTACIONAL EN CADA ITERACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA. SEGUNDO CASO DE ESTUDIO (FCT IGUAL A 0.8 Y GAP DE ENTRADA EN 0.005)

iteración	Restricciones N-1 agregadas	Tiempo transcurrido de simulación [s]	Función Objetivo [M\$]
1	-	25	2.6947
2	68	66	2.6986
3	21	87	2.6980
4	7	53	2.7021
5	27	57	2.7025
6	21	33	2.7016
Total	144	321	-

C. Análisis de los indicadores de severidad y vulnerabilidad de la red de transmisión ante la operación segura

Un aspecto diferente de la metodología propuesta con respecto a [3], es el uso de cortes de usuario para agregar restricciones de seguridad N-1 vinculantes al modelo. Esta característica permite establecer, como valor agregado, dos parámetros que desde la operación segura pueden dar señales de expansión para la red.

La Fig. 3 asociada al parámetro (L_k^S), muestra las líneas más vulnerables del sistema. Se puede notar que la línea más vulnerable; es decir, la línea que posee el mayor número de sobrecargas ante las diferentes contingencias generadas dado los diferentes puntos de generación en cada iteración realizada dentro metodología, es la línea 115 con 54 sobrecargas presentadas, seguida por la línea 93 con 11, ambas resaltadas en rojo en la Fig. 2. Por otro lado, la Fig. 4 muestra las líneas más severas (L_l^V) o que mayor impacto tienen dentro del sistema cuando fallan. Para este caso, las contingencias de las líneas 45 y 64 afectan 22 líneas cada una, respectivamente, ambas resaltadas en azul en la Fig. 2.

Para este sistema los resultados de los indicadores sugieren

que es conveniente evaluar la opción de expandir la capacidad de transmisión de la línea L115 o de las líneas L45 (transformador 230/115 KV), L64 y L93 para disminuir riesgos de sobrecarga en los demás elementos de la red, ante las diferentes condiciones de despacho seguro y ante el aumento de la demanda.

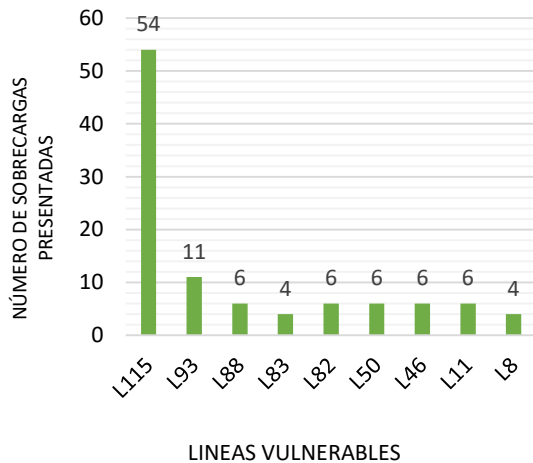


Fig. 3. Número de sobrecargas de línea *l* ante las *k* contingencias.

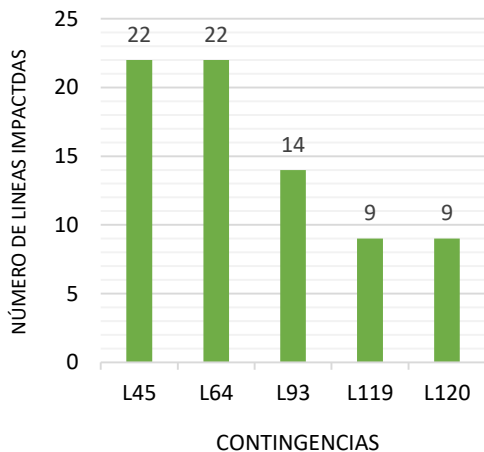


Fig. 4. Número de líneas *l* impactadas por la contingencia *k*.

IV. CONCLUSIONES

En este trabajo se presentó un modelo de optimización para la solución del despacho económico multiperiodo con restricciones de seguridad (SCUC) utilizando los factores de sensibilidad LODF y PTDF. En comparación con la formulación convencional del flujo DC, se valida que la formulación de la red usando estos factores lineales, permiten evaluar de forma rápida y confiable el estado en post-contingencia del sistema de potencia. Por otra parte, los resultados de la metodología para adicionar restricciones de seguridad muestran, para el caso de prueba IEEE RTS96, reducciones en tiempo desde 53% hasta 86% en comparación con la formulación completa de todas las restricciones N-1 en SCUC. La formulación propuesta mejora sustancialmente la eficiencia computacional en la solución del modelo SCUC, disminuyendo el espacio de búsqueda al considerar únicamente las restricciones de seguridad activas que se

vinculan en el modelo, tal como lo demuestran otras metodologías expuestas en literatura. Adicionalmente, como elemento de valor agregado y a diferencia de otros estudios, la metodología propuesta permite determinar dos parámetros que, desde la evaluación de la operación segura del sistema, ofrecen señales indicativas de expansión, al permitir identificar cuáles son las líneas más vulnerables ante las diferentes contingencias N-1 de la red, y cuáles son las líneas que mayor impacto causan cuando fallan. En un trabajo futuro se espera implementar esta metodología en un modelo SCUC que considere incertidumbre.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al proyecto de sostenibilidad de la Universidad de Antioquia y al proyecto Colciencias 2016-10306 por el apoyo en la realización de este trabajo.

REFERENCIAS

- [1] B. Saravanan, S. Das, S. Sikri, y D. P. Kothari, "A solution to the unit commitment problem—a review", *Front. Energy*, vol. 7, n.º 2, pp. 223-236, jun. 2013, DOI: 10.1007/s11708-013-0240-3.
- [2] H. Wu, X. Guan, Q. Zhai, y H. Ye, "A Systematic Method for Constructing Feasible Solution to SCUC Problem With Analytical Feasibility Conditions", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, n.º 1, pp. 526-534, feb. 2012, DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2165087.
- [3] D. A. Tejada-Arango, P. Sánchez-Martín, y A. Ramos, "Security Constrained Unit Commitment Using Line Outage Distribution Factors", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n.º 1, pp. 329-337, ene. 2018, DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2686701.
- [4] H. Ma, S. M. Shahidehpour, y M. K. C. Marwali, "Transmission constrained unit commitment based on Benders decomposition", en *Proceedings of the 1997 American Control Conference (Cat. No.97CH36041)*, 1997, vol. 4, pp. 2263-2267 vol.4, DOI: 10.1109/ACC.1997.608991.
- [5] M. Shahidehpour, F. Tinney, y Yong Fu, "Impact of Security on Power Systems Operation", *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, n.º 11, pp. 2013-2025, nov. 2005, DOI: 10.1109/JPROC.2005.857490.
- [6] Y. Fu, M. Shahidehpour, y Z. Li, "AC contingency dispatch based on security-constrained unit commitment", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, n.º 2, pp. 897-908, may 2006, DOI: 10.1109/TPWRS.2006.873407.
- [7] J. M. Alemany, F. Magnago, y D. Moitre, "Benders Decomposition applied to Security Constrained Unit Commitment", *IEEE Latin America Transactions*, vol. 11, n.º 1, pp. 421-425, feb. 2013, DOI: 10.1109/TLA.2013.6502840.
- [8] A. J. Ardakani y F. Bouffard, "Identification of umbrella constraints in DC-based security-constrained optimal power flow", en *2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition*, 2014, pp. 1-1, DOI: 10.1109/PESGM.2014.6938802.
- [9] N. Yang, D. Ye, Z. Zhou, Y. Huang, y B. Dong, "Research on Solving Method of Security Constrained Unit Commitment Based on Improved Stochastic Constrained Ordinal Optimization", en *2018 3rd International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG)*, 2018, pp. 1-4, DOI: 10.1109/IGBSG.2018.8393518.
- [10] H. Pandžić, Ting Qiu, y D. S. Kirschen, "Comparison of state-of-the-art transmission constrained unit commitment formulations", en *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2013, pp. 1-5, DOI: 10.1109/PESMG.2013.6672719.
- [11] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, y G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation and Control*, 3.ª ed. Hoboken, New Jersey: Wiley John + Sons, 2013.
- [12] Y. C. Chen, A. D. Domínguez-García, y P. W. Sauer, "Measurement-Based Estimation of Linear Sensitivity Distribution Factors and Applications", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, n.º 3, pp. 1372-1382, may 2014, DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2292370.
- [13] C. S. Song, C. H. Park, M. Yoon, y G. Jang, "Implementation of PTDFs and LODFs for Power System Security", *Journal of*

International Council on Electrical Engineering, vol. 1, n.º 1, pp. 49-53, ene. 2011, DOI: 10.5370/JICEE.2011.1.1.049.

- [14] M. R. Babu y D. Harini, "LP based solution for Security Constrained Optimal Power Flow", en *2016 Second International Conference on Science Technology Engineering and Management (ICONSTEM)*, 2016, pp. 355-359, DOI: 10.1109/ICONSTEM.2016.7560976.
- [15] University of Washington, "Renewable Energy Analysis Laboratory - Library". [En línea]. Disponible en: <https://labs.ece.uw.edu/real/library.html>. [Accedido: 21-feb-2020].

Cristian Camilo Marín Es ingeniero electricista (2010) y Magíster en Ingeniería Eléctrica (2018) de la Universidad de Antioquia. Ha trabajado en empresas de consultoría del sector eléctrico y actualmente hace parte del grupo de Investigación GIMEL de la Universidad de Antioquia. Sus áreas de interés incluyen la operación y expansión de sistemas de potencia bajo incertidumbre.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8235-4659>

Juan E. Sierra-Aguilar obtuvo su título de ingeniero electricista de la Universidad de Antioquia en 2018. Actualmente realiza sus estudios de Maestría en Ingeniería en la Universidad de Antioquia en temas relacionados con la integración de fuentes renovables en sistemas eléctricos. En 2019 obtuvo el premio Otto de Greiff a mejor trabajo de grado. Sus áreas de interés incluyen optimización bajo incertidumbre, programación e inteligencia artificial.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9838-5276>

Álvaro Jaramillo-Duque es ingeniero electricista de la Universidad de Antioquia. Realizó sus estudios de maestría y doctorado en la Universidad Carlos III de Madrid. Actualmente es Profesor Asociado en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Antioquia en Medellín, Colombia. Sus áreas de interés incluyen integración de fuentes renovables en sistemas eléctricos, optimización y redes inteligentes.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5281-7336>

Jesús M. López-Lezama es ingeniero electricista y Magíster en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia sede Manizales. Realizó estudios de doctorado en la Universidad Estadual Paulista en Sao Paulo Brasil. Actualmente es Profesor Asistente en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Antioquia en Medellín, Colombia. Sus áreas de interés incluyen el planeamiento de sistemas de potencia y generación distribuida.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2369-6173>