

# Optimal Transmission Switching Considering N-1 Contingencies on Power Transmission Lines

S. Pinzón, D. Carrión, *Member, IEEE* and E. Inga, *Member, IEEE*

**Abstract**—Optimal transmission switching allows to make different types of analysis focused on improving the functionality of electrical power systems. The implementation of this method along with contingency analysis seek to increase the flexibility of the electrical system through changes in network topology and power flow redirection. In this article, an analysis is carried out about the impact of transmission line switching in terms of loadability and voltage angles. The optimal transmission switching model used is formulated using optimal DC power flows as a mixed-integer linear program problem. The research considers simple contingencies with the loss of at least one transmission line and it contrasts the results obtained in three scenarios; without contingencies and switching actions, optimal switching without contingencies and optimal switching after a contingency has occurred. The results obtained show a small number of unviable solutions prior to the implementation of switching actions. This exposes the clear possibility of applying line switching even when a contingency has occurred without losing load and keeping costs low.

**Index Terms**—Optimal transmission switching, optimal power flow, contingency analysis, economic dispatch.

## I. INTRODUCCIÓN

El despacho económico de generación tradicionalmente considera a la infraestructura de transmisión como un elemento estático [1]. Aplicaciones como el alivio de sobrecargas en líneas de transmisión [2], [3], programación operativa [4] o ajuste de niveles de voltaje en la red eléctrica [5], emplean estrategias de control sobre la topología del sistema de transmisión, concretamente, mediante la conmutación de líneas de transmisión [6]. La aplicación de esta técnica sobre el despacho económico (DE), se ha abordado como mecanismo para la minimización de costos asociados a la producción de energía eléctrica, con estudios que han permitido evidenciar las ventajas de la aplicación del método [7], también conocido como conmutación óptima de líneas de transmisión (OTS, por sus siglas en inglés Optimal Transmission Switching) [1].

Entre las aplicaciones de mayor exploración para el modelo de OTS se halla el DE, principalmente, dado que su formulación matemática es generalmente el punto de partida para la formulación del modelo [8]–[10]. A más de dicha aplicación, el modelo se ha propuesto en torno a la planificación de expansión de capacidad de sistemas eléctricos [11], [12], reducción de costos de energía desde la perspectiva de mercados eléctricos [9], [13], su adaptación como mecanismo de acción

correctiva en respuesta a contingencias [14]–[16], análisis de confiabilidad [17], [18], estabilidad de voltaje [19], [20] y gestión de congestión [21], [22].

Ahora bien, en respuesta a las necesidades y objetivos de mayor relevancia del control moderno en sistemas eléctricos de potencia, entre los que figura la seguridad en redes eléctricas [23], resulta innegable la necesidad de considerar ciertos criterios que permitan garantizar continuidad en el suministro eléctrico bajo los requerimientos de calidad correspondientes [14]. Para dicho fin, el análisis de contingencias adquiere un rol fundamental, pues, entre otros aspectos, permite evaluar la capacidad del sistema eléctrico para continuar en operación ante condiciones de falla. En este contexto, el OTS se propone como una técnica que permite reconfigurar la topología del sistema de transmisión tras producirse una falla, con lo que se busca evitar, o al menos reducir la salida de carga del sistema, y con ello mitigar considerablemente la probabilidad de apagones eléctricos [24], [25]. Además, se consigue mejorar la eficiencia del sistema eléctrico tras retirar de servicio aquellas líneas ineficientes, o con un mínimo uso, que sólo serían empleadas en condiciones particulares o estrictamente necesarias [8], [26].

Conforme a lo anterior, varias investigaciones han introducido criterios de seguridad como lo es el análisis de contingencias de naturaleza N-1. En este contexto, mayor parte de los aportes se han centrado en el desarrollo de modelos matemáticos, como variantes a la formulación tradicional al problema de OTS propuesta por [10], manteniendo en tanto el concepto de elementos de transmisión despachables de [13]. Así, en [24] se formula un modelo de OTS cuyos resultados aseguran que la nueva topología del sistema eléctrico soporta la salida de un elemento único. En [18], se amplía dicha propuesta al introducir el problema conocido como unit commitment. Por otro lado en [27] se emplea el modelo de OTS para el análisis de la congestión de las líneas de transmisión y la reducción de los costos de operación; por los cambios en la topología del sistema eléctrico de potencia. En [20], se propone un modelo AC que incluye criterios de voltaje y seguridad N-1. En [28], se evalúa, con base probabilística, la seguridad del sistema eléctrico tras aplicar el modelo de OTS. En [23], se propone un modelo robusto de OTS que introduce parámetros asociados a la incertidumbre en contingencias.

Los mencionados aportes, reportan una reducción considerable sobre los costos operativos del sistema eléctrico, respetando a la par los diferentes criterios de seguridad operacional considerados. Sin embargo, no se efectúa un análisis enfocado a parámetros específicos a fin de evaluar la variabilidad de determinadas magnitudes eléctricas producto

S. Pinzón is with the Electrical Engineering Department, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador (email: spinzon@est.ups.edu.ec)

D. Carrión is with the Electrical Engineering Department, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador (email: dcarri@ups.edu.ec)

E. Inga is with the Electrical Engineering Department, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador (email: inga@ups.edu.ec)

del cambio de topología en el sistema. La importancia de este tipo de análisis, yace en la necesidad de evaluar la capacidad del sistema eléctrico para regresar al estado pre-contingencia luego de realizar cambios en la topología del sistema eléctrico al suscitarse la salida de un elemento en el sistema de transmisión.

En la presente investigación se plantea emplear la metodología de conmutación óptima de líneas de transmisión basada en flujos óptimos de potencia DC (OTSDC) para evaluar la cargabilidad de las líneas de transmisión y ángulo de la tensión en cada uno de los nodos, estudios que no se han evidenciado en otras investigaciones. La metodología planteada considera restricciones de balance de potencia, límites de flujo por líneas de transmisión, capacidad de generación y límite de acciones de conmutación. Adicional a ello, se considera contingencias N-1 a nivel de transmisión, con lo que se logra evaluar la variación del ángulo del voltaje en los nodos y de cargabilidad respecto al comportamiento del modelo sin considerar la pérdida de líneas y respecto a resultados obtenidos tras emplear la formulación tradicional del DE, es decir, el estado pre-contingencia. A más de lo anterior, de cada variante se obtienen datos referentes a flujos de potencia, aportes y costos de generación. Ya en el modelo sobre el cual se introducen contingencias, se efectúa el análisis considerando las peores condiciones sobre el sistema de transmisión, lo cual se identifica tras integrar dos criterios; un número elevado de líneas inoperativas y un ranking de contingencias. Los algoritmos desarrollados se aplican sobre los modelos IEEE de 14 y 30 barras, de donde se obtienen indicadores de líneas a conmutar, niveles de cargabilidad, ángulos de voltaje, potencias y costos por concepto de energía suministrada.

En adelante, el artículo se ha estructurado de la siguiente manera: en la Sección II se incluyen nociones asociadas a la conmutación de líneas y DE de generación. Además, se introduce el modelo de OTS basado en flujos óptimos de potencia DC. En la Sección III se presentan los algoritmos desarrollados con enfoque en el DE considerando el análisis de conmutación óptima de líneas de transmisión frente a contingencias. En la Sección IV se describen los resultados obtenidos tras aplicar la metodología presentada sobre los modelos IEEE de 14 y 30 barras. Finalmente, en la Sección V se formulan las conclusiones y futuros trabajos.

## II. CONMUTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La conmutación de líneas de transmisión permite modificar la topología del sistema de transmisión, y es un mecanismo que amplía la flexibilidad de la red eléctrica [10], [17]. Al conmutar, y con ello separar de operación ciertas líneas, se logra reducir la congestión sobre el sistema de transmisión, pudiendo con ello mejorar la eficiencia de otros componentes del sistema eléctrico [17], [29]. Asimismo, puede emplearse como recurso correctivo ante infracciones de flujo sobre el sistema de transmisión [30]. Bajo algunas de las mencionadas premisas y, considerando adicionalmente particularidades del sistema de transmisión, como lo es su capacidad para funcionar por encima de su rango nominal durante periodos cortos de tiempo, la técnica se propuso por O'Neill *et. al.* [13] en torno al problema de DE.

### A. Despacho Económico

El propósito del DE radica en establecer el aporte necesario de cada una de las unidades de generación que participan en el abastecimiento de la demanda, de forma que se calcula, para un instante determinado, la potencia que ha de producir cada unidad de generación a fin de garantizar el suministro eléctrico a un costo mínimo [31]. En consecuencia, comúnmente el DE se formula como un problema de optimización cuya función objetivo es minimizar el costo, al tiempo que se busca asegurar el correcto abastecimiento de la demanda, y mantener la operación del sistema eléctrico dentro de los límites especificados [32], [33].

Los enfoques y técnicas desde los que se aborda el problema de DE son variados [34]–[36], sin embargo, desde la perspectiva de formulación del OTS, uno de los enfoques de mayor notoriedad yace en el uso de modelos basados en flujos óptimos de potencia (FOP) [4], [10], [37]. Particularmente, en torno a métodos fundamentados en el modelo de flujos de potencia DC, es decir flujos óptimos de potencia DC (FOPDC), cuyo uso comúnmente se enmarca en torno a aplicaciones orientadas al análisis de potencia activa. Por lo que los efectos de la tensión y potencia reactiva no son considerados [37]–[40].

### B. Modelo OTS Basado en FOPDC

El modelo DC asociado al OTS, conforme a lo mencionado, se formula como una extensión al problema de FOP, y se aborda mediante Programación Entera Mixta (MILP, por sus siglas en inglés Mixed Integer Linear Programming) [41], [42]. A continuación, se presenta el modelo de OTSDC propuesto por [10], en donde la función objetivo del modelo es (1):

$$\text{Min} : FO = \sum_{i \in \Omega_G} c_i P_{Gi} \quad (1)$$

Sujeta a restricciones de: flujo de potencia por líneas de transmisión (2) y (3), balance de potencia desestimando pérdidas (4), límite de flujo de potencia por líneas de transmisión (5), capacidad de generación mínima y máxima (6) y límite permisible de líneas a conmutar (7).

$$P_{ij} - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \leq (1 - \zeta_{ij})M \quad (2)$$

$$P_{ij} - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \geq -(1 - \zeta_{ij})M \quad (3)$$

$$\sum_{i \in \Omega_G} P_{Gi} + LS_i - L_i = \sum_{\forall \Omega_l} P_{ij} : \lambda_i \quad i \in \Omega_B \quad (4)$$

$$-P_{ij}^{max} \zeta_{ij} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max} \zeta_{ij} \quad ij \in \Omega_l \quad (5)$$

$$P_G^{min} \leq P_G \leq P_G^{max} \quad (6)$$

$$\sum_{ij} (1 - \zeta_{ij}) \leq N_{SW} \quad ij \in \Omega_l \quad (7)$$

Adicionalmente, se debe considerar que la susceptancia de la línea de transmisión  $B_{ij}$  es (8), la variable de estado  $\zeta_{ij}$

es binaria (9) y  $M$  representa el flujo máximo de potencia presente en el sistema de transmisión (10):

$$B_{ij} = \frac{1}{x_{ij}} \quad (8)$$

$$\zeta_{ij} \in \{0, 1\} \quad (9)$$

$$M = \max\{B_{ij}(\delta_i - \delta_j)\} \quad (10)$$

De las expresiones anteriores,  $\Omega_G$  es el conjunto de unidades de generación,  $\Omega_l$  líneas de transmisión y  $\Omega_B$  barras.  $c_i$  son los coeficientes asociados al costo de producción de cada unidad.  $P_{Gi}$  es la potencia generada por cada unidad  $i$ .  $P_{ij}$  es el flujo de potencia activa por cada línea  $i - j$ .  $LS_i$  es la desconexión de carga de la barra  $i$ .  $L_i$  es la demanda eléctrica en la barra  $i$ .  $\lambda_i$  es el precio marginal local en la barra  $i$ .  $N_{SW}$  es el máximo número de acciones de conmutación permisibles y  $x_{ij}$  es la reactancia de cada línea de transmisión.

### III. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El DE tradicional, basado en FOP, considera a la red eléctrica como un elemento completamente estático. Eliminar esta limitación, implica dotar al sistema eléctrico de cierta flexibilidad. Para efectos de lo mencionado, una opción es la conmutación de líneas de transmisión. No obstante, su aplicación se debe acompañar de un análisis de efectos sobre las variables eléctricas del sistema de potencia, a fin de identificar o bien eludir impactos negativos sobre el sistema eléctrico.

Los algoritmos presentados a continuación permiten obtener información sobre cargabilidad en líneas, ángulos de voltaje en barras y el DE. Se han considerado tres escenarios: despacho óptimo DC, OTSDC y OTSDC considerando contingencias N-1 sobre líneas de transmisión. En los dos últimos, se obtiene también resultados sobre las acciones de conmutación adecuadas a fin de garantizar el abastecimiento total de la demanda y el cumplimiento de restricciones técnicas en la red.

Algoritmo 1: Despacho Óptimo Basado en FOPDC	
<b>Paso 1:</b>	Ingresar Parámetros de la topología de la red $x_{ij}, c_i, P_{ij}^{max}, \Omega_D, P_{Gi}^{min}, P_{Gi}^{max}$
<b>Paso 2:</b>	Minimización de costo F.O.: $Min : \sum_{i \in \Omega_G} c_i P_{Gi}^t$ Sujeto a: $P_{ij} = B_{ij}(\delta_i - \delta_j)$ $-P_{ij}^{max} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max}, \forall ij \in \Omega_{LT}$ $P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}, \forall ij \in \Omega_G$ $\sum_{j \in \Omega_G} P_{Gj} = \sum_{i \in \Omega_D} L_i$
<b>Paso 3:</b>	Mostrar resultados de la optimización $\delta, P_{ij}, despG$

En el Algoritmo 1 se muestra la metodología para el despacho óptimo de generación mediante FOPDC. La función objetivo del modelo busca minimizar los costos de generación bajo restricciones de límite de flujo de potencia por líneas, límites de generación y balance de potencia.

Para el análisis del impacto de la aplicación de acciones de conmutación sobre el sistema eléctrico bajo condiciones de contingencia N-1, se emplea el Algoritmo 2. El cual se sustenta en la formulación de OTS con FOPDC. Las contingencias se introducen al forzar la salida de líneas de transmisión mediante la asignación de valores nulos a los parámetros de la línea en contingencia, esto, previo al ingreso de datos al modelo. De forma que, solamente se introducen los datos de las líneas en estado estable. Mismas que posterior a aplicar el modelo, se presentarán como líneas conmutadas o mantendrán su operabilidad. Los resultados de OTSDC sin condiciones de contingencia se obtienen omitiendo el paso 2 del algoritmo.

Algoritmo 2: Despacho Óptimo Basado en OTSDC	
<b>Paso 1:</b>	Ingresar Parámetros de la topología de la red $x_{ij}, c_i, P_{ij}^{max}, \Omega_D, P_{Gi}^{min}, P_{Gi}^{max}, N_{SW}$
<b>Paso 2:</b>	Generar contingencia Colocar 0 $\forall x_{ij} \in LT_{ij} \text{ en contingencia}$
<b>Paso 3:</b>	Minimización de costo F.O.: $Min : FO = \sum_{i \in \Omega_G} c_i P_{Gi}$ Sujeto a: $P_{ij} - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) < (1 - \zeta_{ij})M$ $P_{ij} - B_{ij}(\delta_i - \delta_j) > -(1 - \zeta_{ij})M$ $\sum_{i \in \Omega_G} P_{Gi} + LS_i - L_i = \sum_{i \in \Omega_l} P_{ij} : \lambda_i$ $-P_{ij}^{max} \zeta_{ij} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max} \zeta_{ij}$ $P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}$ $\sum_{ij} (1 - \zeta_{ij}) \leq N_{SW}$
<b>Paso 4:</b>	Mostrar resultados de la optimización $\delta, P_{ij}, despG$

Adicionalmente, se emplean dos criterios sobre los casos estudio. Estos, buscan identificar las peores condiciones operativas a fin de realizar el análisis sobre dichos escenarios. Para el primer caso, se realiza el análisis frente a la salida de un elevado número de líneas. Mientras en el segundo caso, se emplea el criterio de ranking de contingencias. Mismo que se calcula mediante la expresión (11):

$$\psi_i = \sum_{\forall \Omega_l} \frac{\varphi_i}{m} \left( \frac{P_{ij}}{P_{ij}^{max}} \right)^m \quad (11)$$

De donde  $\psi_i$  es el índice de contingencia de cada línea de transmisión.  $\varphi_i$  es el factor de peso que enfatiza la severidad de cada contingencia.  $m$  es un coeficiente  $\mathbb{Z}$  par  $\geq 2$ .

### IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los algoritmos fueron implementados sobre el software MATLAB R2018b, desde el cual se realizó un enlace con GAMS para la resolución de los modelos de optimización. Esto, a fin de garantizar versatilidad en el manejo de parámetros y efectuar su solución de forma distribuida; MALTAB permite manejar los parámetros de ingreso y resultados, mientras GAMS almacena solamente la formulación del modelo y ejecuta su resolución. Lo antes mencionado se lleva a cabo en un computador con procesador Intel Core i7-6500U, 8 GB de RAM y Windows 10. Ya en GAMS, se empleó el solver CPLEX para la resolución de los modelos; tanto FOPDC como OTSDC. El primero, al resolverse mediante programación lineal y el segundo, con programación lineal entera mixta.

A. Casos de Estudio

Como escenarios de optimización se han empleado los sistemas de prueba IEEE de 14 y 30 barras. Los datos empleados de potencia de carga y reactancias de línea respecto al primer sistema de prueba se presentan en [43]. Adicionalmente, se asigna una capacidad de flujo de potencia máximo para todo el sistema de transmisión de  $\pm 140$  MW. En tanto, los costos y límites de generación empleados se describen en la Tabla I.

TABLA I  
LÍMITES DE GENERACIÓN Y COSTOS DE PRODUCCIÓN DE GENERADORES

GEN.	BARRA (i)	PMIN [MW]	PMAX [MW]	c[\$/MWh]
G <sub>1</sub>	1	5	80	26.2
G <sub>2</sub>	2	5	50	26.2
G <sub>3</sub>	3	5	80	16.2
G <sub>4</sub>	6	20	50	12.9
G <sub>5</sub>	8	10	100	12.9

Por otra parte, la información empleada sobre el segundo sistema de prueba se presenta en [44].

B. Sistema de Prueba: IEEE de 14 Barras

En la Fig. 1 se presentan los flujos de potencia obtenidos mediante FOPDC, previo a la aplicación de acciones de conmutación sobre el sistema. Los valores expuestos, ponen en manifiesto la condición de ciertas líneas que transportan una mínima cantidad de potencia, algunas de estas, no transportan ni el 1% de la potencia máxima asignada. Es el caso de las líneas de transmisión entre las barras 2 y 4 o 10 y 11. Tras aplicar el modelo OTSDC sobre el sistema eléctrico, se obtienen un total de 5 acciones de conmutación. El cambio de topología asociado provoca un mayor uso del sistema de transmisión en general; de hecho, tomando como referencia a las líneas mencionadas previamente, dicho cambio provoca el aumento del flujo de potencia de la primera línea de 0.54 a 4.45 MW, mientras la segunda, pasa de transportar 0.28 a 9 MW.

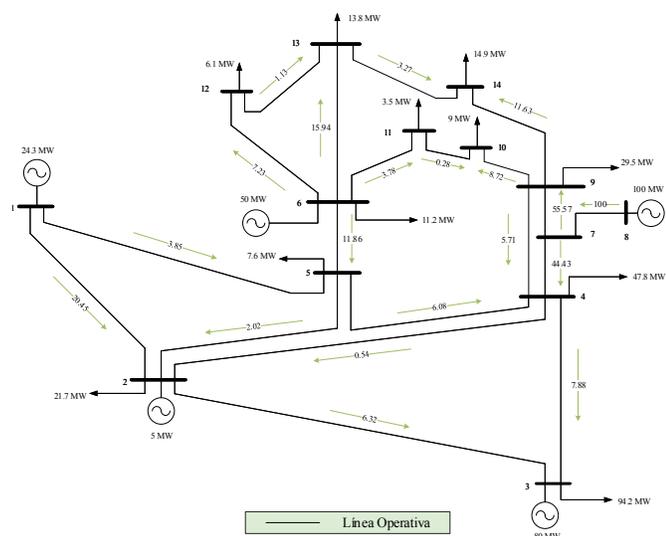


Fig. 1. Topología y flujo de potencia del sistema IEEE 14 de barras con la aplicación del modelo de FOPDC.

Al considerar contingencias por pérdidas de líneas de transmisión se espera un incremento considerable de la cargabilidad del sistema de transmisión. La evaluación de variaciones en los parámetros eléctricos para el actual sistema, se efectúa frente a escenarios con un elevado número de líneas inoperativas. Para efectos de identificar dichos escenarios, en la Fig. 2 se presentan resultados producto de la aplicación del modelo OTSDC con la inclusión de condiciones de contingencia.

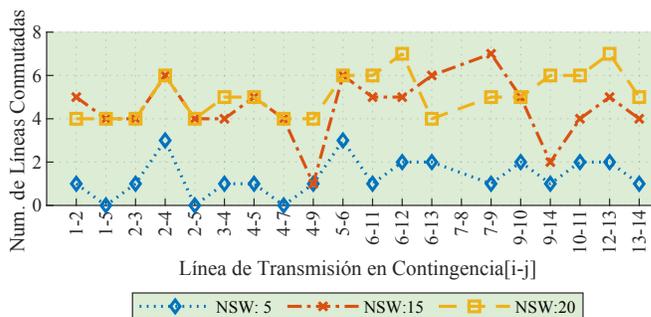


Fig. 2. Número de líneas conmutadas por la pérdida de líneas de transmisión para 5, 15 y 20 acciones de conmutación permisibles.

Los datos obtenidos hacen referencia al número de acciones de conmutación calificadas por el modelo como óptimas, frente a diversos valores máximos de acciones permisibles, y a la salida de una línea específica en cada punto. Como se puede apreciar, la cantidad máxima de líneas a conmutar tras la pérdida de tramos específicos es 7. También se puede distinguir como en ciertos puntos el modelo arroja como solución la imposibilidad para realizar cambios de topología en el sistema. En estos casos particulares, la única línea fuera de servicio es aquella que presenta condiciones de contingencia. De forma que, bajo esta circunstancia, se espera que la variación de cargabilidad sobre el resto del sistema no sea abrupta. Por lo que se deberá abarcar la potencia que debiera transmitir la línea perdida sin mayor dificultad, más aun, cuando la contingencia se dé sobre líneas que de forma inicial transmitan niveles reducidos de potencia (Fig. 1).

Otro aspecto destacable yace en la pérdida de la línea de transmisión 7, 8. Dicha condición provoca un escenario inviable. Esto, debido a que la pérdida de esta línea genera una isla en el sistema, provocando la salida de la unidad de generación de mayor capacidad, de modo que el sistema no podría abastecer con su capacidad remanente la demanda total del sistema. Por tal motivo, los modelos matemáticos empleados no convergen. Aunque si bien, es evidente que dicho escenario es el de mayor criticidad, este se obvia, puesto que la intención es evaluar la variabilidad en aquellos escenarios en donde se efectúa la conmutación como medida correctiva post-contingencia. Por tal razón, se opta por presentar los resultados del sistema ante la salida del mayor número de líneas.

Así, al incluir la pérdida específica de la línea de transmisión 6, 12, enmarcada como una de las condiciones críticas, puesto que tras la contingencia se conmutarían 7 líneas; el número de acciones de conmutación aumenta respecto al escenario sin contingencias, de 5 a 7. La Fig. 3 muestra los flujos de potencia sobre el sistema eléctrico dadas las condiciones de contingencia y conmutación de líneas.

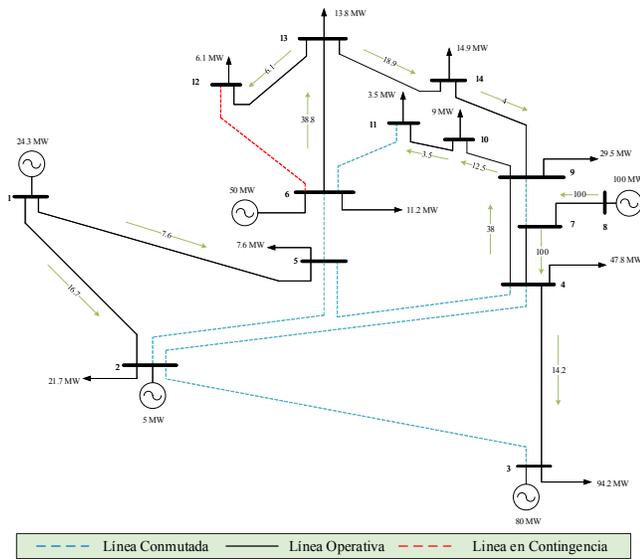


Fig. 3. Topología y flujo de potencia del sistema IEEE 14 de barras con la aplicación del modelo OTS considerando pérdida de la línea 6-12.

Tras la salida de un total de 8 líneas, incluyendo la línea en contingencia, los flujos a través del sistema de transmisión son superiores a los valores mínimos del estado pre-contingencia. De esta forma, se puede evidenciar un mayor uso de las líneas activas, y aun cuando se merma capacidad de transporte, los flujos permanecen dentro de los límites establecidos. Otro aspecto remarcable, yace en la formación de una isla entre las barras 1, 2 y 5. A pesar de este hecho, se logra abastecer la totalidad de la carga y se mantienen los límites de transmisión.

La Fig. 4 muestra la cargabilidad de las líneas para los tres casos de estudio abordados. Conforme a lo mencionado anteriormente, en el estado pre-contingencia, una de las líneas con menor porcentaje de carga corresponde a las barras 10 y 11, con un 0.2%. Tras conmutar 5 líneas, la cargabilidad aumenta en la mayor parte del sistema de transmisión, incluyendo la línea antes mencionado, no obstante, el incremento en esta no es alto, siendo que el nuevo porcentaje de carga ronda el 6.42%. La variación media del parámetro entre ambos escenarios es de 3.68%.

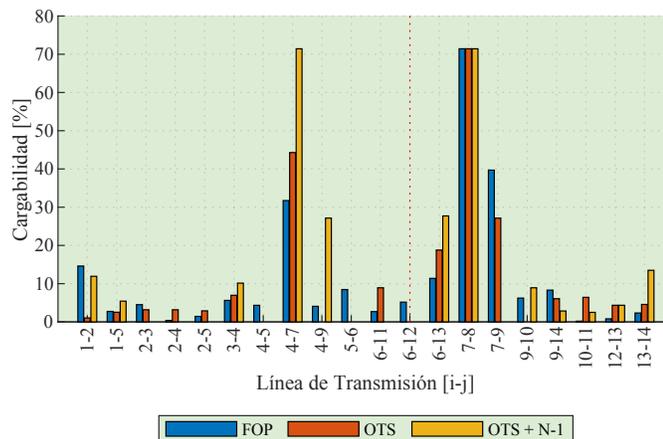


Fig. 4. Cargabilidad de líneas de transmisión al aplicar FOPDC, OTS y OTS mas contingencia N-1. Línea 6-12 en contingencia (marcador rojo).

Al introducir la contingencia y tras aplicar el modelo OTSDC, como es natural, la respuesta del sistema provoca un aumento de la cargabilidad de las líneas en torno al elemento perdido. En este caso, la variación media del parámetro es de 5.71% respecto a las condiciones iniciales, y de 3.46%, respecto a OTSDC sin presencia de contingencia. La línea entre las barras 10 y 11, que de manera inicial posee una cargabilidad reducida, pasa a transportar el 2.5% de su capacidad máxima, siendo la línea que menor potencia transporta. Ahora bien, a pesar de la alteración sobre el sistema de transmisión, producto de un notable cambio en la topología, ninguna línea alcanza el 100% de su cargabilidad. Este hecho implica además el cumplimiento de las restricciones de límites de flujo de potencia.

La Fig. 5 presenta los ángulos de voltaje en barras obtenidos tras aplicar los algoritmos para los tres casos antes mencionados. Como se puede apreciar, existe una notoria variación entre los tres estados del sistema. Sin embargo, particularmente, la variación de ángulos del estado inicial respecto a los ángulos obtenidos mediante OTSDC sin contingencia, no es excesiva.

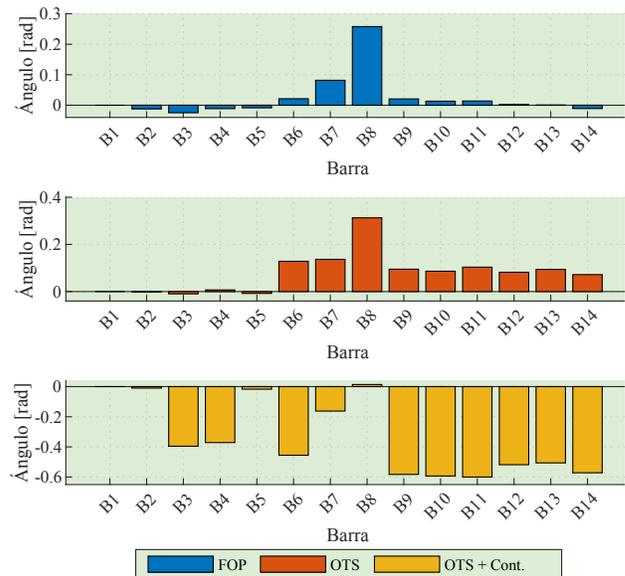


Fig. 5. Ángulos de voltaje en barras al aplicar FOPDC, OTS y OTS mas contingencia N-1.

En cambio, la variación del estado pre-contingencia respecto al estado OTSDC ante la pérdida de la línea 6 y 12, es considerable, hasta el punto que en las barras adyacentes a la línea en contingencia, especialmente en torno a la barra 12, los ángulos de voltaje se sitúan próximos a los límites impuestos (de  $\pm 0.6$  radianes). No obstante, a pesar del cambio, dichos límites no son infringidos.

Los aportes y costos totales de generación, se muestran en la Fig. 6. Estos datos corresponden al despacho de generación para cada uno de los escenarios. Los resultados obtenidos mediante FOPDC y OTSDC con contingencia, son idénticos. En cambio, los resultados del despacho considerando solamente conmutación óptima, muestran variaciones mínimas en los aportes de cada unidad respecto a los casos anteriores, sin embargo, el costo total en los 3 escenarios se mantiene.

Además, en ninguno de los escenarios expuestos se experimenta desconexión de carga, por lo que la potencia generada coincide en cada uno de los casos con la potencia demandada por el sistema (259.3 MW).

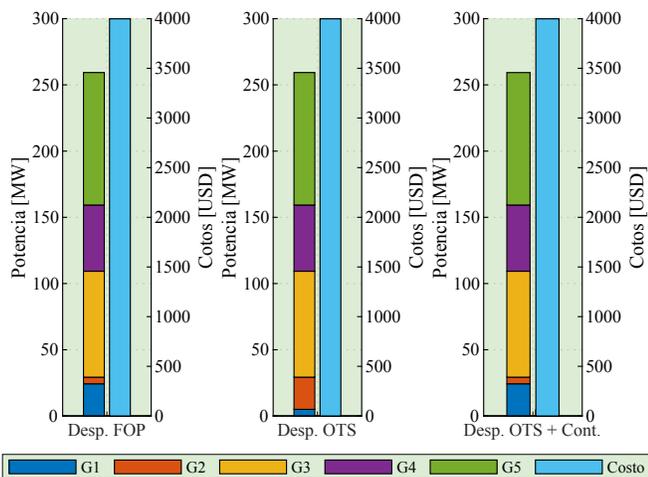


Fig. 6. Despacho de generación y costos de producción al aplicar FOPDC, OTS y OTS mas contingencia N-1.

C. Sistema de Prueba: IEEE de 30 Barras

En Fig. 7 se muestra el ranking de contingencias asociado al sistema IEEE de 30 barras. Se puede distinguir 4 escenarios inviables. Los dos primeros, producto de la salida de líneas entre las barras 9, 11 y 12, 13; provocan la pérdida de unidades de generación conectadas a las barras 11 y 13. Por su parte, la salida de la línea entre las barras 25 y 26, provoca el seccionamiento de la carga conectada a la barra 26, de 3.5 MW. Por último, la salida de la línea entre las barras 28 y 27, provocaría el seccionamiento de las cargas conectadas a las barras 26, 29 y 30, que, en conjunto, poseen una potencia de 16.5 MW. Lo que hace a este último escenario inviable, a no ser que se seccione carga, yace en el hecho de que una línea en la sección de sistema eléctrico involucrada; concretamente, la línea 24, 25, tiene capacidad de transportar solamente 16 MW. Por tal razón se produciría la pérdida de carga. Omitiendo dichos casos, la contingencia más crítica, bajo el criterio de ranking de contingencias, corresponde a la salida de la línea entre las barras 4 y 12.

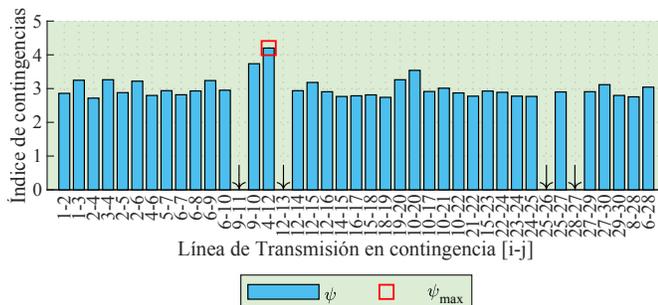


Fig. 7. Condiciones críticas obtenidas mediante ranking de contingencias sobre el sistema IEEE 30 barras y escenarios inviables (marcador negro).

La Fig. 8 presenta los ángulos de voltaje en cada barra del sistema para cada uno de los escenarios planteados. Para la contingencia considerada sobre el modelo OTSDC, conforme a lo mencionado previamente, se adopta la salida de la línea de transmisión entre las barras 4 y 12. Dicho lo anterior, los resultados obtenidos permiten distinguir un patrón de cambio relativamente similar entre cada escenario, con un crecimiento angular respecto a el estado pre-contingencia. Asimismo, se evidencia un crecimiento de ángulos superior tras aplicar el modelo OTSDC, respecto a los resultados del modelo OTSDC bajo condiciones de contingencia. Particularmente, dicho evento, permite apreciar una sutil mejora en cuanto los ángulos obtenidos tras emplear acciones correctivas ante la contingencia, se encuentran más próximos al estado pre-contingencia. Adicionalmente, cabe remarcar que los ángulos se encuentran dentro de los límites establecidos.

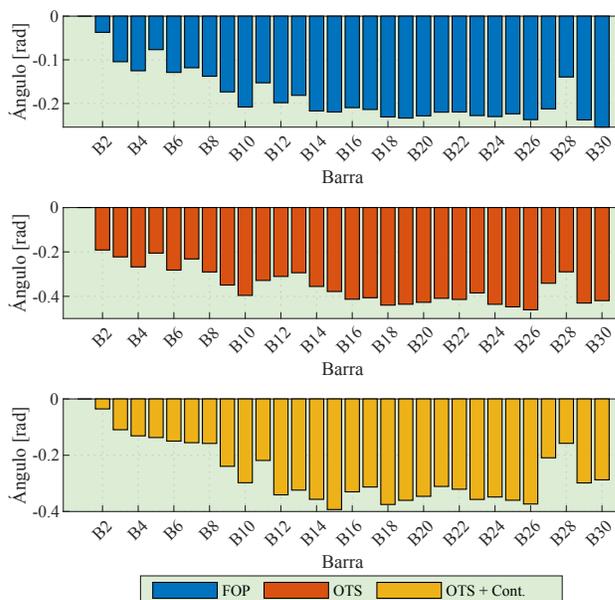


Fig. 8. Ángulos de voltaje en barras al aplicar FOPDC, OTS y OTS mas contingencia N-1.

En la Fig. 9 se muestra la cargabilidad de las líneas para los tres casos de estudio abordados. De forma similar a los resultados obtenidos en el sistema de prueba anteriormente evaluado, la cargabilidad aumenta significativamente en prácticamente todo el sistema de transmisión respecto a la cargabilidad del sistema en estado pre-contingencia, salvo contados casos. Adicionalmente, se puede apreciar que solo una línea alcanza el 100% de su capacidad de flujo; dicha línea posee un límite de 65 MW. En tanto, líneas con mayor capacidad (por ejemplo, las líneas 1, 2; 1, 3 o 6, 7, con capacidad de 130 MW) no alcanzan su flujo máximo. También cabe indicar, que la cargabilidad de todo el sistema se encuentra acotada dentro de los límites.

En cuanto al despacho de generación, en los tres escenarios se mantienen iguales características, tanto en la distribución de aportes de generación, como, por consiguiente, en el costo.

En la Fig. 10 se reportan tiempos de ejecución producto de la aplicación del modelo OTSDC y contingencias, considerando variación en el máximo de acciones de conmutación.

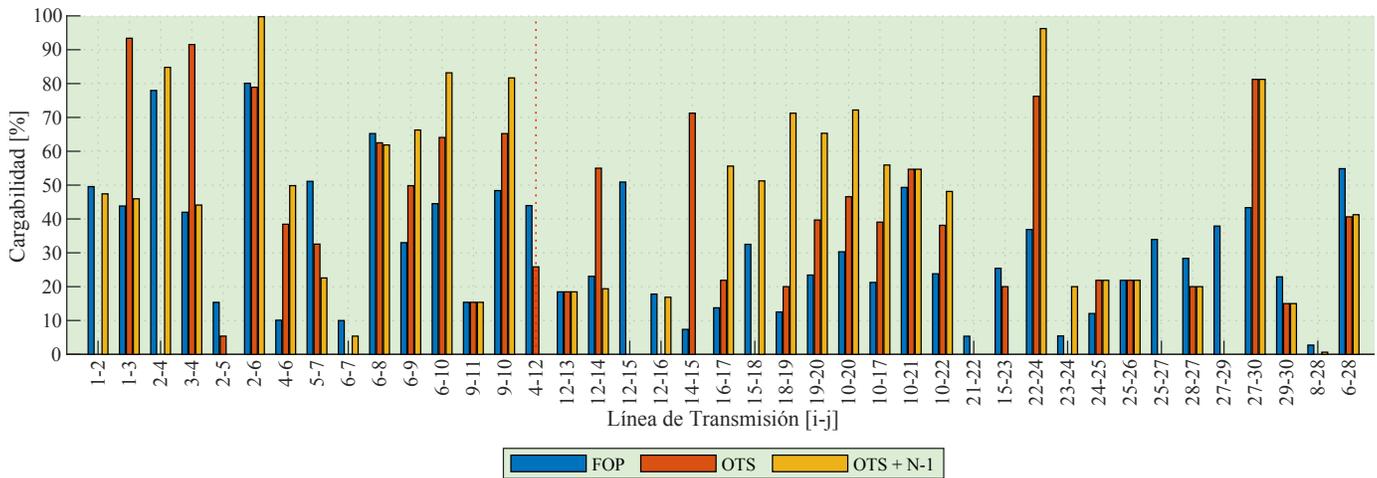


Fig. 9. Cargabilidad de líneas de transmisión al aplicar FOPDC, OTS y OTS mas contingencia N-1. Línea 4-12 en contingencia (marcador rojo).

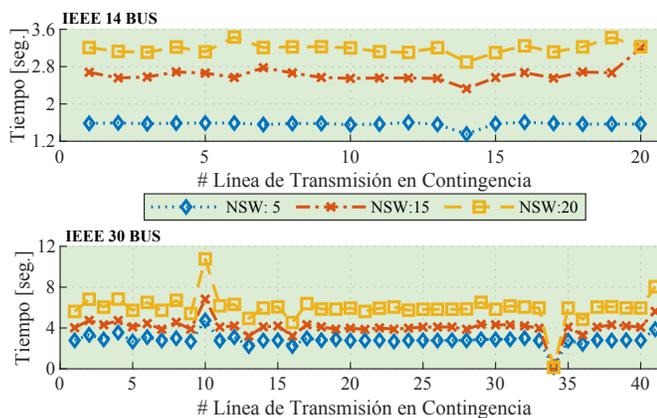


Fig. 10. Tiempos de ejecución según el número máximo de acciones de conmutación permisibles

## V. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se analiza el impacto generado por la conmutación de líneas de transmisión sobre los parámetros de cargabilidad y ángulos de voltaje, así como sobre los costos asociados a la generación. Los resultados obtenidos en este último, muestran costos constantes, aun cuando se retiran de servicio numerosas líneas, aspecto que permite confirmar la ventaja de la aplicación de la metodología para el DE.

La cargabilidad de las líneas debido a su conmutación, como se esperaba, aumentó. No obstante, los límites técnicos especificados no se infringen, aun cuando se retiran varias líneas y se aplican contingencias N-1. Además, para los sistemas eléctricos empleados y bajo los parámetros detallados, ninguna de las acciones de conmutación implicó la salida de carga. Los escenarios inviables reportados, no corresponden a los efectos de la conmutación de líneas, sino, son consecuencia directa de la pérdida de líneas, por lo que previo a la aplicación de la metodología, el sistema eléctrico ya habría perdido carga.

Las barras adyacentes a la línea en contingencia sufren un incremento considerable en su ángulo, principalmente, por el incremento de flujos de potencia necesarios para mantener el balance en el sistema. A pesar de un incremento notable, los límites no se ven vulnerados.

A pesar de que las restricciones técnicas del sistema no se vulneran, no existen mecanismos que eviten la formación de islas ante el cambio de topología. Futuras investigaciones deberán incluir herramientas que efectúen el análisis y control de dichos escenarios, a fin de evitar generar alguna degradación mayor que afecte la estabilidad del sistema de potencia.

## ACKNOWLEDGMENT

This work was supported by Universidad Politécnica Salesiana and Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes under the project Optimal transmission switching in electrical power systems in the event of contingencies.

## REFERENCES

- [1] M. Jabarnejad, "Approximate optimal transmission switching," *Electric Power Systems Research*, vol. 161, pp. 1–7, 2018.
- [2] Wei-Lin Liu and H. Chiang, "Toward on-line line switching method for relieving overloads in power systems," in *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, Jul 2015.
- [3] W. Shao and V. Vittal, "Corrective switching algorithm for relieving overloads and voltage violations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 1877–1885, Nov 2005.
- [4] G. Gutiérrez-Alcaraz, E. Galván, N. González-Cabrera, and M. Javadi, "Renewable energy resources short-term scheduling and dynamic network reconfiguration for sustainable energy consumption," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 256 – 264, 2015.
- [5] W. Shao and V. Vittal, "Bip-based opf for line and bus-bar switching to relieve overloads and voltage violations," in *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 2090–2095, Oct 2006.
- [6] Y. Bai, H. Zhong, Q. Xia, and C. Kang, "A two-level approach to ac optimal transmission switching with an accelerating technique," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, pp. 1616–1625, Mar 2017.
- [7] S. A. Tabatabaei Khorram, M. Fotuhi-Firuzabad, and A. Safdarian, "Optimal transmission switching as a remedial action to enhance power system reliability," in *2016 Smart Grids Conference (SGC)*, pp. 1–6, Dec 2016.
- [8] K. W. Hedman, R. P. O'Neill, E. B. Fisher, and S. S. Oren, "Smart flexible just-in-time transmission and flowgate bidding," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, pp. 93–102, Feb 2011.
- [9] Y. Tohidi, M. R. Hesamzadeh, R. Baldick, and D. R. Biggar, "Transmission network switching for reducing market power cost in generation sector: A nash-equilibrium approach," *Electric Power Systems Research*, vol. 146, pp. 71 – 79, 2017.
- [10] E. B. Fisher, R. P. O'Neill, and M. C. Ferris, "Optimal transmission switching," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, pp. 1346–1355, Aug 2008.

- [11] A. Khodaei, M. Shahidehpour, and S. Kamalinia, "Transmission switching in expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 1722–1733, Aug 2010.
- [12] S. Dehghan and N. Amjadi, "Robust transmission and energy storage expansion planning in wind farm-integrated power systems considering transmission switching," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 765–774, 2016.
- [13] R. P. O'Neill, R. Baldick, U. Helman, M. H. Rothkopf, and W. Stewart, "Dispatchable transmission in rto markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 171–179, Feb 2005.
- [14] M. Abdi-Khorsand, M. Sahraei-Ardakani, and Y. Al-Abdullah, "Corrective transmission switching for n-1-1 contingency analysis," in *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–1, July 2017.
- [15] J. G. Rolim and L. J. B. Machado, "A study of the use of corrective switching in transmission systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, pp. 336–341, Feb 1999.
- [16] A. S. Korad and K. W. Hedman, "Robust corrective topology control for system reliability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, pp. 4042–4051, Nov 2013.
- [17] M. Peker, A. S. Kocaman, and B. Y. Kara, "Benefits of transmission switching and energy storage in power systems with high renewable energy penetration," *Applied Energy*, vol. 228, pp. 1182–1197, 2018.
- [18] K. W. Hedman, M. C. Ferris, R. P. O'Neill, E. B. Fisher, and S. S. Oren, "Co-optimization of generation unit commitment and transmission switching with n-1 reliability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 1052–1063, May 2010.
- [19] B. Zhao, Z. Hu, Q. Zhou, H. Zhang, and Y. Song, "Optimal transmission switching to eliminate voltage violations during light-load periods using decomposition approach," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 297–308, 2019.
- [20] M. Khanabadi, H. Ghasemi, and M. Doostizadeh, "Optimal transmission switching considering voltage security and n-1 contingency analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 542–550, 2013.
- [21] E. Nasrolahpour and H. Ghasemi, "Congestion management through rotor stress controlled optimal transmission switching," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 9, no. 12, pp. 1369–1376, 2015.
- [22] S. R. Salkuti, "Congestion management using optimal transmission switching," *IEEE Systems Journal*, vol. 12, no. 4, pp. 3555–3564, 2018.
- [23] T. Ding and C. Zhao, "Robust optimal transmission switching with the consideration of corrective actions for n - k contingencies," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 10, pp. 3288–3295, Oct 2016.
- [24] K. W. Hedman, R. P. O'Neill, E. B. Fisher, and S. S. Oren, "Optimal transmission switching with contingency analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, pp. 1577–1586, Aug 2009.
- [25] E. Fisher, R. O'Neill, and M. Ferris, "Optimal transmission switching," in *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–1, Jul 2009.
- [26] P. Masache and D. Carrión, "Estado del arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias," *Revista De I+D Tecnológico*, vol. 15, pp. 98–106, 7 2019.
- [27] M. Khanabadi and H. Ghasemi, "Transmission congestion management through optimal transmission switching," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, July 2011.
- [28] P. Henneaux and D. S. Kirschen, "Probabilistic security analysis of optimal transmission switching," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 508–517, 2016.
- [29] M. F. Medeiros Junior, A. V. Costa Oliveira, and A. R. Costa Oliveira, "Employment of corrective switching in congestion management for eliminating multiple overloads in power systems," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 1, pp. 179–187, 2016.
- [30] A. Khodaei and M. Shahidehpour, "Security-constrained transmission switching with voltage constraints," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 74 – 82, 2012.
- [31] L. He, Z. Lu, L. Geng, J. Zhang, X. Li, and X. Guo, "Environmental economic dispatch of integrated regional energy system considering integrated demand response," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 116, p. 105525, 2020.
- [32] M. N. Alam, "State-of-the-art economic load dispatch of power systems using particle swarm optimization," *CoRR*, vol. abs/1812.11610, 2018.
- [33] N. Gonzalez Cabrera, J. Torres Jimenez, J. M. Garcia Guzman, J. P. Serrano Rubio, and J. R. Rodriguez Rodriguez, "Reliability nodal pricing considering co2 emissions in a multi objective function," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, no. 10, pp. 1616–1624, 2019.
- [34] B. Naama, H. Bouzeboudja, and A. Allali, "Solving the economic dispatch problem by using tabu search algorithm," *Energy Procedia*, vol. 36, pp. 694 – 701, 2013. TerraGreen 13 International Conference 2013 - Advancements in Renewable Energy and Clean Environment.
- [35] G. Abbas, J. Gu, U. Farooq, M. U. Asad, and M. El-Hawary, "Solution of an economic dispatch problem through particle swarm optimization: A detailed survey - part i," *IEEE Access*, vol. 5, pp. 15105–15141, 2017.
- [36] L. Mellouk, M. Boulmalf, A. Aaroud, K. Zine-Dine, and D. Benhaddou, "Genetic algorithm to solve demand side management and economic dispatch problem," *Procedia Computer Science*, vol. 130, pp. 611 – 618, 2018.
- [37] A. Sanchez and D. Carrion, "Modeling of the behavior power flow on transmission lines based on voltage and current synchronopasors," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no. 4, pp. 1142–1149, 2018.
- [38] B. Stott, J. Jardim, and O. Alsac, "Dc power flow revisited," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, pp. 1290–1300, Aug 2009.
- [39] J. D. Fuller, R. Ramasra, and A. Cha, "Fast heuristics for transmission-line switching," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, pp. 1377–1386, Aug 2012.
- [40] O. F. Avila and J. A. Passos Filho, "New dc power flow formulation considering the primary frequency regulation," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no. 4, pp. 1150–1157, 2018.
- [41] D. Sun, X. Liu, Y. Wang, B. Yang, and J. Yang, "Robust optimal power flow with transmission switching," in *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 416–421, Oct 2017.
- [42] F. Pourahmadi, M. Jooshaki, and S. Hosseini, "A dynamic programming-based heuristic approach for optimal transmission switching problem with n-1 reliability criterion," in *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, pp. 1–7, Oct 2016.
- [43] S. K. M. Kodsí and C. A. Canizares, "Modeling and simulation of IEEE 14-bus system with facts controllers," *University of Waterloo, Canada, Tech. Rep.*, 2003.
- [44] O. Alsac and B. Stott, "Optimal load flow with steady-state security," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 745–751, 1974.



**Stanislao Pinzón Masache** is working toward his B.S degree in electrical engineering at Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador. His research interests include economic and operational optimization in power systems, application of data analytics to power systems, smart grids and renewable energy systems.



**Diego Carrión Galarza** received the B.S. of Electrical Engineering. He is currently working toward his Ph.D. degree in Engineering with the Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín, and he is Member of the GIREI Research Group. His research interest is optimal flow in electric transmission lines - smart grid. He is a professor of Universidad Politécnica Salesiana Ecuador.



**Esteban Inga Ortega** graduated from the Universidad Politécnica Salesiana in 2002. He obtained his M.Sc. in 2017 and his Ph.D. degree in Engineering in 2019 at the Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín, Colombia. His research interests are green communications, advanced measurement infrastructure, smart grids, heterogeneous wireless networks, and wireless network planning. He is a professor at the Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador and Coordinator of the GIREI Research Group.