

DESCOMPOSICIÓN PARA LA RESOLUCIÓN DEL FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA CON RESTRICCIONES DE SEGURIDAD

Juan Luis Barberia[†], Walter Legnani[†], Alejandro Gesino¹ y Raúl Villar[‡]

[†]Centro de procesamiento de señales e imágenes, Universidad Tecnológica Nacional, Buenos Aires, Argentina,
<https://www.frba.utn.edu.ar/cpsi/>

[‡]Centro de Investigación, Desarrollo e Innovación en Energía Eléctrica, Universidad Tecnológica Nacional, General Pacheco, Argentina,

Resumen: La operación de un sistema de transmisión de energía eléctrica no debe solo realizarse de manera económica; sino que también deben tenerse presente diversas situaciones de contingencias. Para tener en consideración esto, se presenta un modelo de optimización en dos etapas donde los problemas esclavos generaran diversos cortes en el espacio de solución para minimizar el riesgo de estas contingencias. En este trabajo también se muestra el funcionamiento del algoritmo realizado sobre redes eléctricas de baja escala que podrían extenderse a redes de mayor envergadura.

Palabras clave: *Sistemas de potencia, Optimización, Descomposición de Benders*

2000 AMS Subject Classification: 21A54 - 55P54

1. INTRODUCCIÓN

La confiabilidad del despacho de energía eléctrica es uno de los factores claves para el desarrollo de los sistemas de potencia. De acuerdo a la gran cantidad de escenarios y componentes que un sistema eléctrico puede contener. Resulta necesario utilizar algoritmos de descomposición para resolver el SCOPF. En este trabajo se presenta una técnica en dos etapas, cuyo problema maestro busca encontrar el punto de operación con menor costo de generación y los problemas esclavos restringen el espacio de búsqueda al considerar el riesgo asociado por la presencia de contingencias.

Para remitirse a trabajos similares el lector encontrara útil [9] y [7]. Para tener un panorama general de las optimizaciones en sistemas de potencia se aconseja los trabajos [4] y [3].

2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN

El modelo del sistema de potencia planteado tendrá en cuenta los estados de contingencia de la red, es decir en condición de N-1 elementos activos, donde la salida de servicio de líneas de transmisión y generadores no conforme islas dentro del sistema eléctrico.

Como problema maestro, se resuelve un flujo óptimo de potencia sin restricciones de seguridad. A través del siguiente modelo:

$$\text{mín} \sum_{g \in G} C(p_g), \quad (1)$$

sujeto a las siguientes restricciones:

$$\sum_{g \in G_i} p_g - p_d = \sum_{(i,j) \in E_i \cup E_j} v_i v_j (g \cos \theta_{ij} + b \sin \theta_{ij}) \quad \forall i \in N, \quad (2)$$

$$\sum_{g \in G_i} q_g - q_d = \sum_{(i,j) \in E_i \cup E_j} v_i v_j (g \sin \theta_{ij} - b \cos \theta_{ij}) \quad \forall i \in N, \quad (3)$$

$$v_i^l \leq v_i \leq v_i^u \quad \forall i \in N, \quad (4)$$

$$p_g^l \leq p_g \leq p_g^u \quad \forall g \in G, \quad (5)$$

$$q_g^l \leq q_g \leq q_g^u \quad \forall g \in G, \quad (6)$$

donde la función objetivo 1 corresponde a la minimización del costo de generación. Cada generador tendrá una curva de costo asociada a su despacho expresada a través de los coeficientes c_2 , c_1 y c_0 :

$$C(p_g) = c_2 p_g^2 + c_1 p_g + c_0. \quad (7)$$

La restricción 2 modelara el balance de potencia activa, mientras que la restricción 3 el balance de potencia reactiva. Aquí el subíndice i denota un nodo perteneciente al conjunto N y (i, j) denota un circuito que conecta los nodos i y j ($E_i \cup E_j$). La restricción 4 establece que la magnitud de las tensiones estén dentro de la banda de operación admisible. Mientras que 5 y 6 modelan la capacidad de cada generador en cuanto a potencia activa y reactiva respectivamente.

Resuelto el problema previo se registran los valores de los generadores que forman parte de la solución de este despacho económico (p_g^*). Se comprueba la seguridad del sistema (problema esclavo) teniendo en cuenta las diferentes salidas de servicio de líneas y transformadores que integran el conjunto de contingencias E_k .

$$r_k = \min \sum_{(i,j) \in E \setminus E_k} r(\sigma_{i,j}), \quad (8)$$

sujeto a:

$$\sum_{g \in G_i} p_g^* - p_d = \sum_{(i,j) \in E_i \cup E_j \notin E_k} v_i v_j (g \cos \theta_{ij} + b \sin \theta_{ij}) \quad \forall i \in N, \quad (9)$$

$$\sum_{g \in G_i} q_g - q_d = \sum_{(i,j) \in E_i \cup E_j \notin E_k} v_i v_j (g \sin \theta_{ij} - b \cos \theta_{ij}) \quad \forall i \in N, \quad (10)$$

$$v_i^l \leq v_i \leq v_i^u \quad \forall i \in N, \quad (11)$$

$$q_g^l \leq q_g \leq q_g^u \quad \forall g \in G, \quad (12)$$

$$p_{i,j}^2 + q_{i,j}^2 \leq s_{i,j}^2 + \sigma_{i,j} \quad \forall (i,j) \in E \notin E_k, \quad (13)$$

donde el riesgo de operación sera función de la sobrecarga de los circuitos del sistema, expresado como $r(\sigma_{i,j}) = C \cdot \sigma_{i,j}$ y capturado por la ecuación 13. El flujo de potencia $p_{i,j}$ y $q_{i,j}$ se calcula con cada sumando del termino de la derecha de 9 y 10 respectivamente.

Para cada uno de estos $k \in K$ casos de contingencia se guarda el valor del multiplicador asociado a 9 ($\lambda_{k,g}$) y se genera el siguiente corte para añadir al problema maestro:

$$\sum_{k \in K} r_k + \sum_{k \in K} \sum_{g \in G} \lambda_{k,g} (p_g - p_g^*) \leq r_{max}. \quad (14)$$

De esta manera se tendrá una resolución del problema de forma iterativa en dos etapas.

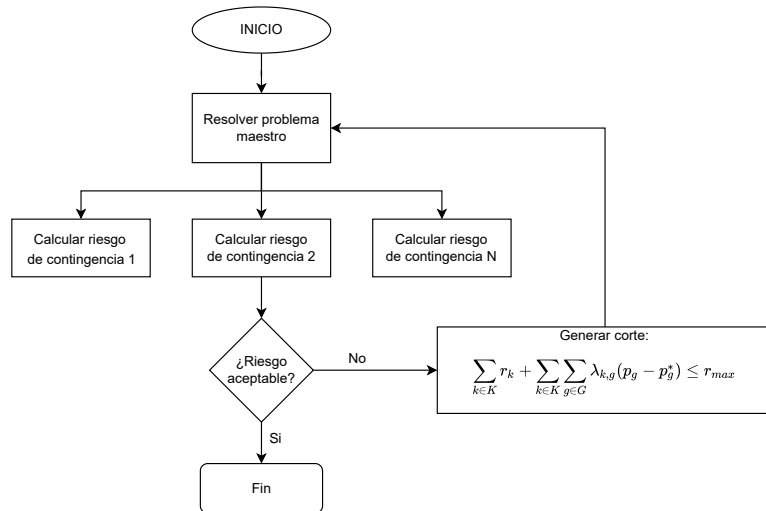


Figura 1: Esquema de descomposición propuesto

3. RESULTADOS

El modelo se realizó a través de una extensión de la librería PowerModels [5] al utilizar el paquete de optimización matemática JuMP [6], dentro del lenguaje de programación Julia [2]. Para resolverlo se utilizó el solver de programación no lineal IPOPT [8].

Como primera instancia de evaluación se modificó un caso pequeño de 14 barras tomado de la librería PGLIB [1]. Del mismo se obtuvo la siguiente relación costo-riesgo para cada una de las iteraciones:

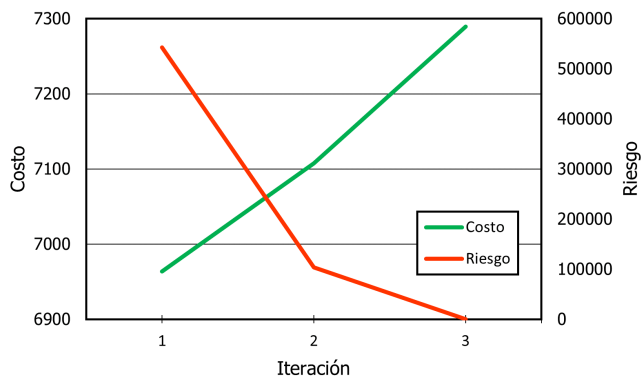


Figura 2: Relación costo-riesgo para el caso IEEE 14 modificado

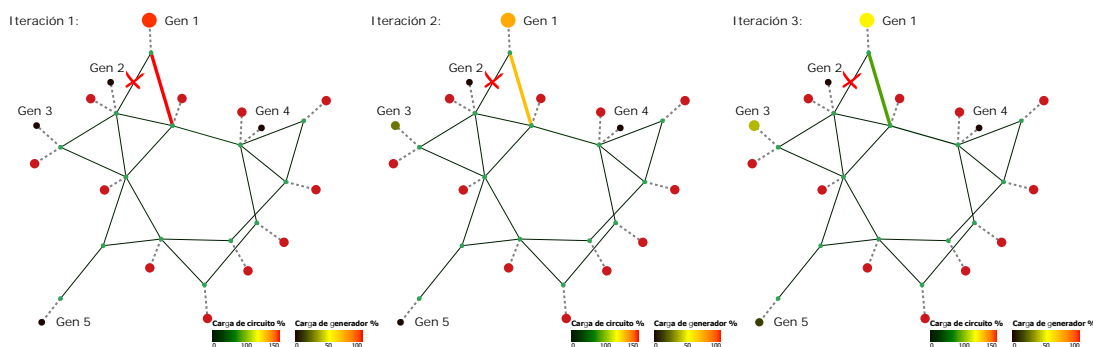


Figura 3: Efectos de agregar cortes por contingencias. Se puede observar como se reduce la generación en Gen 1 para evitar la contingencia adyacente a la falla.

También se escaló el problema para redes eléctricas de mayor tamaño, en este caso de 118 barras, obteniéndose el siguiente resultado.

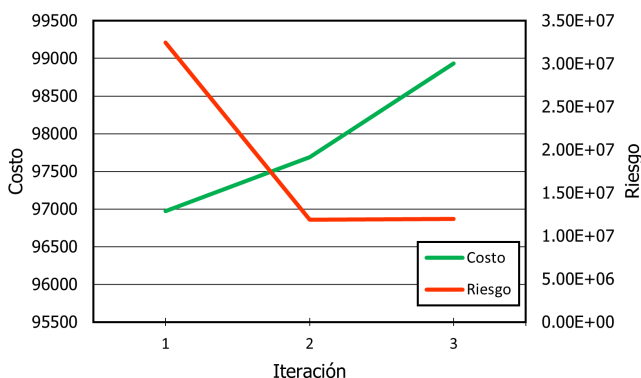


Figura 4: Relación costo-riesgo para el caso IEEE 118

Si este algoritmo se corre sobre un hilo solo del procesador toma aproximadamente 400 segundos en resolverlo. Mientras que si se utilizan 4 hilos el tiempo se reduce a 250 segundos. La aceleración al utilizar la computación en paralelo es del orden del 150 %.

4. CONCLUSIONES

Puede observarse que el despacho económico de generación no siempre esta asociado a una operación segura del sistema de potencia. La estructura propuesta para los problemas esclavos puede computarse de forma paralela obteniendo una mejora del 150 % (al utilizar cuatro hilos de procesamiento) en los tiempos de calculo.

Si bien sobre el caso pequeño de 14 barras se ha eliminado el riesgo de las contingencias. Cabe destacar que no sucede lo mismo en el caso de 118 barras. Esto quiere decir que a mayor complejidad de la red eléctrica es mas dificultoso prever un determinado despacho de generación para la operación, debiéndose dar paso a diferentes mecanismos: como la regulación de frecuencia, recortar demanda o introducir sistemas de de transmisión flexible (FACTS), para incrementar la seguridad de la operación del sistema frente a contingencias. En futuros trabajos todos estos mecanismos deberán tenerse presente para lograr un modelo con mayor correlación a los sistemas eléctricos actuales.

REFERENCIAS

- [1] Sogol Babaeinejadsarookolae, Adam Birchfield, Richard D Christie, Carleton Coffrin, Christopher DeMarco, Ruisheng Diao, Michael Ferris, Stephane Fliscounakis, Scott Greene, Renke Huang, et al. The power grid library for benchmarking ac optimal power flow algorithms. *arXiv preprint arXiv:1908.02788*, 2019.
- [2] Jeff Bezanson, Stefan Karpinski, Viral B Shah, and Alan Edelman. Julia: A fast dynamic language for technical computing. *arXiv preprint arXiv:1209.5145*, 2012.
- [3] Mary B Cain, Richard P O'neill, Anya Castillo, et al. History of optimal power flow and formulations. *Federal Energy Regulatory Commission*, 1:1–36, 2012.
- [4] Florin Capitanescu, JL Martinez Ramos, Patrick Panciatici, Daniel Kirschen, A Marano Marcolini, Ludovic Platbrood, and Louis Wehenkel. State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow. *Electric power systems research*, 81(8):1731–1741, 2011.
- [5] Carleton Coffrin, Russell Bent, Kaarthik Sundar, Yeesian Ng, and Miles Lubin. Powermodels. jl: An open-source framework for exploring power flow formulations. In *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pages 1–8. IEEE, 2018.
- [6] Iain Dunning, Joey Huchette, and Miles Lubin. Jump: A modeling language for mathematical optimization. *SIAM review*, 59(2):295–320, 2017.
- [7] Dmitry Shchetinin and Gabriela Hug. Risk-constrained ac opf with risk limits on individual system states. In *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, pages 1–6. IEEE, 2015.
- [8] Andreas Wachter. *An interior point algorithm for large-scale nonlinear optimization with applications in process engineering*. PhD thesis, Carnegie Mellon University, 2002.
- [9] Rui Yang and Gabriela Hug. Locational security impact factors for security index constrained economic dispatch problem. In *2013 North American Power Symposium (NAPS)*, pages 1–6. IEEE, 2013.