

Evaluación de contratos de generación distribuida usando programación binivel

L.F. Buitrago Arroyave: C.A. Arredondo O.
Grupo de Investigación en Energía (GRINEN)
Programa de Ingeniería en Energía
Facultad de Ingenierías: Universidad de Medellín

J.M. López-Lezama
Grupo de Investigación en Manejo Eficiente de la Energía (GIMEL)
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de Antioquia

J.C. Castro Galeano
Grupo de Investigación y Desarrollo en Sistemas Electromecánicos (GridsE) Hami
Ingeniería Electromecánica
Facultad Seccional Duitama
Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia

Recibido: 6 de abril de 2022
Revisado: 12 mayo del 2022
Aceptado: 18 junio del 2022

GIPEM 02, julio (2022) pp. 69-78
www.gipem.co/Revistagipem
gipem_fiarman@unal.edu.co

Resumen

En este artículo se presenta una metodología para la evaluación de contratos de generación distribuida (GD) considerando su ubicación, el dimensionamiento y el precio de venta de energía. La evaluación se realiza mediante programación binivel. Se considera la interacción de dos agentes con funciones objetivo en conflicto. El primer agente es el operador de red que desea comprar energía de GD de la red para atender parte de su demanda y el segundo, es el propietario de la GD que desea vender excedentes de energía a la red. El objetivo del operador de red es cumplir con la demanda del sistema sin violar las restricciones en la red, mientras que el objetivo del propietario de la GD es maximizar los lucros producto del contrato de venta de energía. La interacción de ambos agentes da lugar a un problema de teoría de Juegos que se aborda mediante programación binivel. En este trabajo se presenta una técnica metaheurística para encontrar el equilibrio del problema planteado y los resultados en un sistema de prueba IEEE.

Palabras claves: generación distribuida, teoría de juegos, programación binivel.

1. Introducción:

La generación distribuida (GD) se puede entender como la generación de electricidad a pequeña escala que se realiza cerca del usuario final o en la red de distribución. Existen diferentes tecnologías que pueden ser utilizadas para tal fin, bien sean basadas en combustibles fósiles (generación térmica) o en recursos renovables (solar, eólica, biomasa, entre otras) (Aghaei et al. 2012). La industria eléctrica está afrontando cambios estructurales en su filosofía de operación y gestión gracias a nuevos desarrollos tecnológicos para la generación a pequeña escala, sumado a la apertura de nuevos esquemas de mercado y una renovada conciencia ecológica. Las redes inteligentes, microrredes y recursos distribuidos hacen parte de estos cambios. En este contexto, es cada vez más común la presencia e implementación de sistemas de GD en las redes de distribución, lo que trae nuevos retos a los operadores de red ya que éstas no fueron inicialmente diseñadas para albergar o soportar el impacto de la GD (Yang et al. 2018).

La GD puede traer beneficios a la red como la reducción de pérdidas activas (Jagtap y Khatod 2018), mejoramiento del perfil de tensiones (Khan y Khan 2015), mejoramiento de la estabilidad de tensión (Marwali, Jung, y Keyhani 2007) y el aplazamiento de inversiones (Gil y Joos 2006). Sin embargo, un planeamiento inadecuado de su ubicación y dimensionamiento puede traer problemas a la red como la descoordinación de protecciones y el aumento de pérdidas, entre otros (Olek y Wierzbowski 2015). Una revisión de los factores que contribuyen para fomentar la participación de la GD en las redes de distribución puede ser consultada en (Colmenar-Santos et al. 2016) En la literatura técnica se presentan diferentes metodologías para la ubicación y dimensionamiento óptimo de GD. Estos estudios incluyen métodos analíticos (Hung, Mithulanathan, y Bansal 2010), programación matemática (Kumar y Gao 2010) y técnicas metaheurísticas como algoritmos genéticos (Zhao, An, y Ai 2014), optimización basada en inteligencia de enjambre (Abu-Mouti y El-Hawary 2011), búsqueda tabú (Nara et al. 2001) entre otras.

Una característica recurrente en los estudios sobre ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD es el hecho de que solo se tiene en cuenta el punto de vista de un único agente (bien sea el operador de la red o el propietario de la GD) Si bien muchos autores han abordado el planeamiento de la GD desde el punto de vista multiobjetivo como (Zheng et al. 2017) y (Ross et al. 2015); son pocos los trabajos que abordan el problema desde el punto de vista multi-agente. Ejemplos de este último abordaje se presentan en (Lopez Lezama et al., 2011) y (Mobarakeh et al., 2013). En estos trabajos se utiliza programación binivel para determinar únicamente el precio de contrato óptimo de GD. En ambos casos, el problema del nivel inferior es reemplazado por sus condiciones de optimalidad, dando como resultado un problema equivalente de un solo nivel que puede ser resuelto mediante técnicas de programación matemática. Sin embargo, si se incluyen variables de decisión discretas como la ubicación y el dimensionamiento de la GD, el problema del nivel inferior no puede ser reemplazado por sus condiciones de optimalidad. En este caso, la estrategia más apropiada es una técnica metaheurística.

En este artículo se considera la evaluación de la ubicación, dimensionamiento y precio de contrato de la GD considerando un esquema de programación binivel. Para la solución del problema se utiliza un algoritmo genético híbrido que incorpora una búsqueda local para encontrar soluciones de alta calidad. Desde el punto de vista de la Teoría de Juegos un problema de programación binivel es un juego de Stackelberg en el que existen un líder y un seguidor posicionado respectivamente en los niveles superior e inferior del problema de optimización. El propietario de la GD se posiciona en el nivel superior de optimización y decide sobre su ubicación, dimensionamiento y precio. Esta información es procesada por el operador de red que determina la cantidad de energía que estaría dispuesto a comprar al propietario de la GD. Finalmente, con el dato de cantidad de energía vendida al operador de red, el propietario de la GD puede determinar sus lucros. En la Figura 1 se ilustra el esquema descrito.

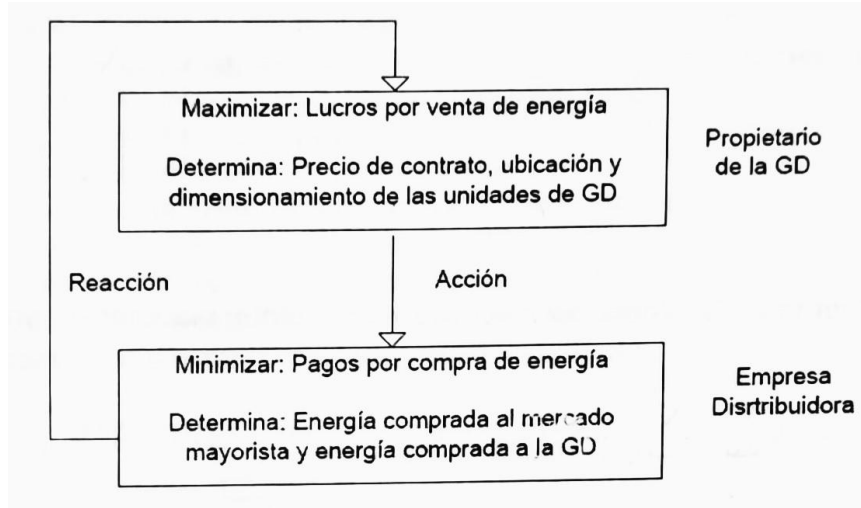


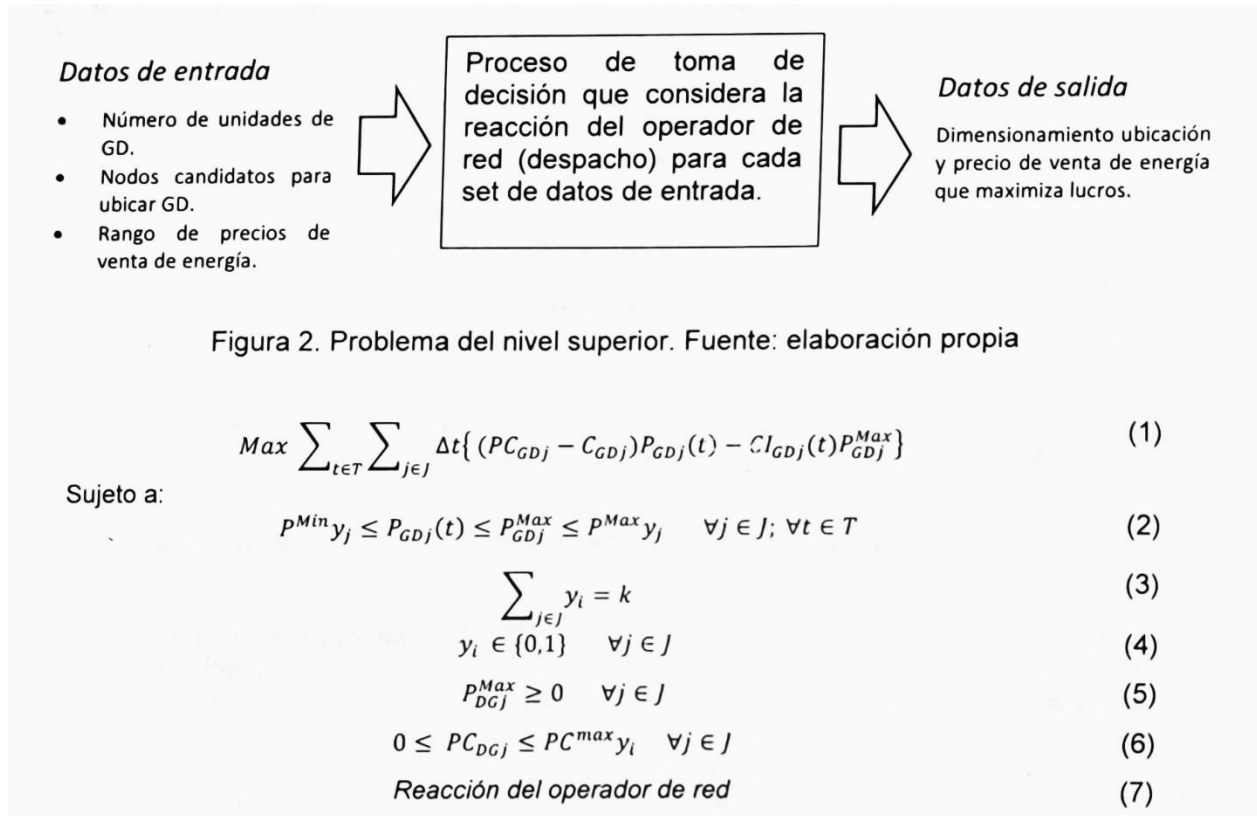
Fig. 1. Esquema ilustrativo del problema binivel planteado. Fuente: elaboración propia

Vale la pena mencionar que el propietario de la GD debe anticiparse a la posible reacción del operador de red y hacer una oferta que sea atractiva a este. El modelo antes descrito supone una serie de hipótesis respecto a la estructura del mercado: a) el operador de red no necesita de la GD para atender toda su demanda, pues ante precios elevados puede comprarla en el mercado mayorista; b) la decisión sobre el precio de venta de energía es a largo plazo, pues con este el propietario o inversionista de la GD decide ubicar y dimensionar las unidades de generación, c) el inversionista en GD conoce los datos de la red y puede determinar la ubicación/dimensionamiento que más ventajas presente al operador, d) por simplicidad no se considera la interacción entre diferentes propietario de GD que compiten para vender energía, y e) el modelo solo considera tecnologías de GD despachable, pues es la empresa distribuidora quien decide a qué horas del día comprar la energía disponible de la GD.

2. Formulación matemática

2.1 Problema del nivel superior

En el nivel superior del problema de optimización se encuentra el propietario de la GD. El objetivo de éste es maximizar sus ganancias por la venta de energía. Dado un número fijo de unidades de GD para instalar en la red, el propietario de la GD debe determinar el tamaño, ubicación y precio de venta que maximicen sus ganancias. Para ello se debe tener en cuenta que el operador de red considera no solo el precio de venta sino el impacto de la GD como criterio para comprar energía. Dentro de su proceso de decisión, el propietario de la GD debe calcular y anticiparse a la reacción del operador de red. En la Figura 2 se ilustra el problema del nivel superior. Las ecuaciones (1) a (7) describen este problema.



En este caso, TyJson conjuntos de intervalos de tiempo y cantidad de unidades de GD, respectivamente. Ar corresponde a la longitud del intervalo de tiempo t; PCCD) es el precio de contrato de venta de energía de la unidad de GD j. Ccp) es el costo de operación de la unidad de GD: Panj (t) es el despacho de generación de la unidad de GD j, en el intervalo t: Clep, (t) es el costo de inversión de la unidad de GD) para el intervalo de tiempo t, y, indica la naturaleza binaria de la decisión de ubicar o no una unidad de GD. mientras k es el número de unidades de GD, finalmente, PC, Pay Pen es el precio de contrato máximo y los límites mínimos y máximos de la unidad de GD j. respectivamente.

2.2 Problema del nivel inferior

En el nivel inferior se encuentra el operador de red, que desea atender la demanda a mínimo costo. Con respecto al suministro de energía mediante unidades de GD, el operador de red debe tener en cuenta no solo el precio de la energía de estas unidades sino también el impacto que estas tienen en su red, pues no siempre la GD trae beneficios a la red. Los parámetros de decisión para el operador de red no dependen solo del precio del suministro, también depende del impacto de la GD en pérdidas, perfiles de tensión y congestión del sistema. Para tener en cuenta estas variables, el operador de la red debe realizar un despacho de carga óptimo. En la Figura 3 se ilustra el problema del nivel inferior. Las ecuaciones (8) a (20) corresponden a la formulación matemática del problema del nivel inferior. Note que este conjunto de ecuaciones modela un despacho óptimo (reacción del operador de red) y corresponden a la restricción (7) del problema del nivel superior. Las ecuaciones (9) y (10) modelan el balance nodal de potencia activa y reactiva, respectivamente. Las restricciones (11) y (12) son las expresiones de inyecciones de potencias activa y reactiva netas en cada nodo. Las expresiones (13) y (14) indican los límites de la potencia activa suministrada a través de las subestaciones y de la GD, respectivamente. Las ecuaciones (15) y (16) indican los límites de potencia reactiva suministrada a través de las subestaciones y los límites de magnitud de tensión en los nodos, respectivamente.

Finalmente, las ecuaciones (17) y (18) indican los límites de potencia aparente y sus componentes, respectivamente.

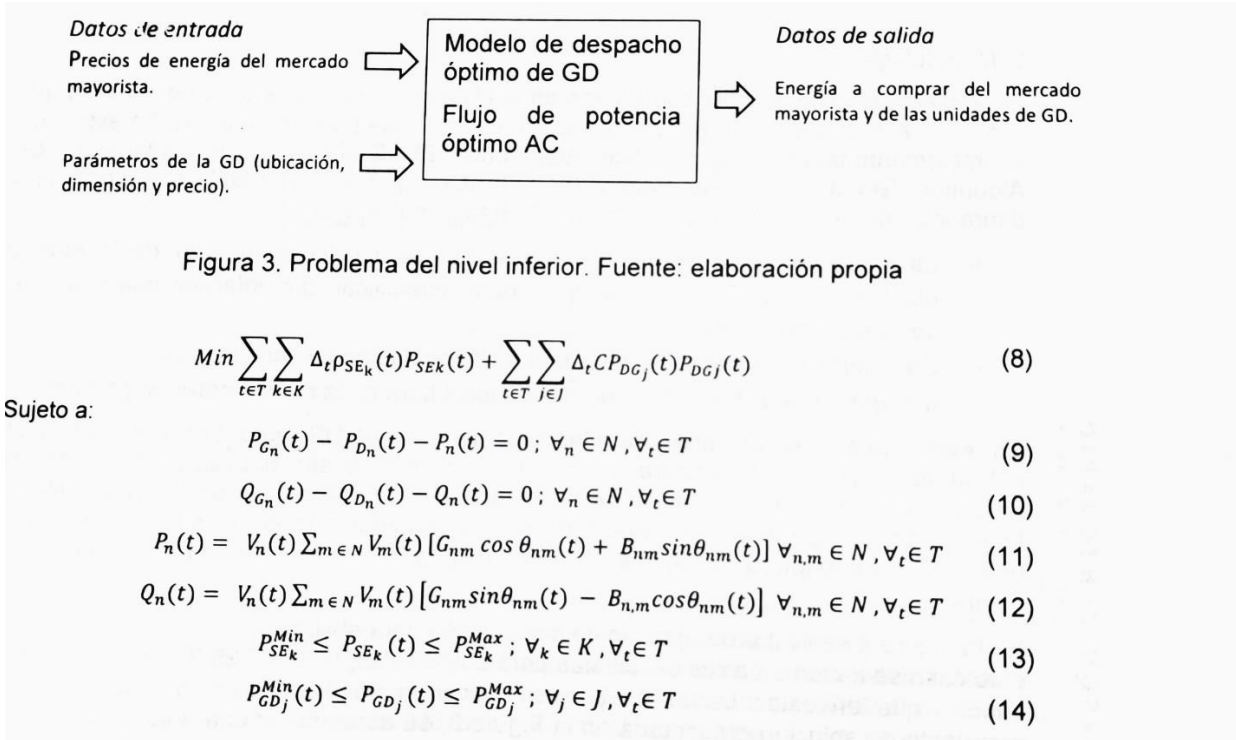


Figura 3. Problema del nivel inferior. Fuente: elaboración propia

$$\text{Min} \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} \Delta_t \rho_{SE_k}(t) P_{SE_k}(t) + \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \Delta_t C P_{DG_j}(t) P_{DG_j}(t) \quad (8)$$

Sujeto a:

$$P_{G_n}(t) - P_{D_n}(t) - P_n(t) = 0; \forall n \in N, \forall t \in T \quad (9)$$

$$Q_{G_n}(t) - Q_{D_n}(t) - Q_n(t) = 0; \forall n \in N, \forall t \in T \quad (10)$$

$$P_n(t) = V_n(t) \sum_{m \in N} V_m(t) [G_{nm} \cos \theta_{nm}(t) + B_{nm} \sin \theta_{nm}(t)] \forall n, m \in N, \forall t \in T \quad (11)$$

$$Q_n(t) = V_n(t) \sum_{m \in N} V_m(t) [G_{nm} \sin \theta_{nm}(t) - B_{nm} \cos \theta_{nm}(t)] \forall n, m \in N, \forall t \in T \quad (12)$$

$$P_{SE_k}^{Min} \leq P_{SE_k}(t) \leq P_{SE_k}^{Max}; \forall k \in K, \forall t \in T \quad (13)$$

$$P_{GD_j}^{Min}(t) \leq P_{GD_j}(t) \leq P_{GD_j}^{Max}; \forall j \in J, \forall t \in T \quad (14)$$

$$Q_{SE_k}^{Min} \leq Q_{SE_k}(t) \leq Q_{SE_k}^{Max}; \forall k \in K, \forall t \in T \quad (15)$$

$$V_n^{Min} \leq V_n(t) \leq V_n^{Max}; \forall n \in N, \forall t \in T \quad (16)$$

$$-S_{l_{mn}}^{Max} \leq S_{l_{mn}}(t) \leq S_{l_{mn}}^{Max}; \forall l_{mn} \in L, \forall t \in T \quad (17)$$

$$S_{l_{mn}}(t) = P_{l_{mn}}(t) + jQ_{l_{mn}}(t); \forall l_{mn} \in L, \forall t \in T \quad (18)$$

En este caso K, Ny L corresponden al conjunto de subestaciones, nodos y líneas, respectivamente. $P_{SE_k}(t)$ Corresponde a la potencia suministrada por la subestación k en el intervalo de tiempo t; $p_{SE_k}(t)$ Corresponde al costo de la energía suministrada a través de la subestación k, en el intervalo de tiempo t; $P_{G_n}(t)$, $P_{D_n}(t)$ y $P_n(t)$ Corresponde a la potencia activa generada, demandada y calculada en la barra n en el intervalo de tiempo t, respectivamente; $Q_{G_n}(t)$, $Q_{D_n}(t)$, y $Q_n(t)$ corresponden a la potencia reactiva generada, demandada y calculada en la barra n en el intervalo de tiempo t, respectivamente. $S_{l_{mn}}(t)$ corresponde al flujo de potencia aparente en la línea l_{mn} en el intervalo de tiempo t. $P_{l_{mn}}(t)$ y $Q_{l_{mn}}(t)$ corresponde a los flujos de potencia activa y reactiva, respectivamente. $\theta_{n,m}$ corresponde a la diferencia angular entre las barras n, m; $G_{n,m}$ y $B_{n,m}$ corresponden a las partes real e imaginaria del elemento m, n de la matriz de admitancia nodal. Finalmente, los superíndices Min y Max corresponden a los límites mínimos y máximos, respectivamente de la variable asociada.

3. Metodología

El problema descrito por las ecuaciones de la (1) a la (18) es no lineal y no convexo, por lo tanto, se propone el uso de una técnica metaheurística para su solución. En este caso se implementó un algoritmo genético (AG) híbrido. El AG utilizado es una adaptación del Algoritmo Genético de Chu-

Beasley (AGCB) (Chu y Beasley 1997). Las principales diferencias del AGCB, con respecto a los AGs tradicionales, son:

- La implementación de una función fitness para calcular el valor de la función objetivo y una función un fitness para cuantificar las factibilidades de las soluciones probadas.
- Solamente un individuo es sustituido en la población en cada interacción.
- Incorpora una estrategia de búsqueda local para cada nuevo individuo generado.

En este trabajo, la codificación adoptada para el AGCB garantiza que solamente individuos factibles sean generados, lo que hace que no sea necesario el uso de una función unfitness. La codificación se hace mediante un arreglo de dos vectores fila. La longitud del arreglo indica el número de barras candidatas (determinadas a priori) para ubicar GD. La primera fila indica el tamaño de la GD y la segunda fila el precio de contrato.

En la Figura 4 se ilustra un ejemplo de codificación para el sistema IEEE de 34 barras. En este caso se tienen 9 barras candidatas para ubicar GD: [22 24 25 26 27 28 29 30 32]. Se supone que en estas barras se pueden ubicar hasta 4 unidades de GD. Según la propuesta de solución presentada en la Figura 3, se debe ubicar una unidad de GD de 1 MW en el nodo 24, con un precio de contrato de 85 \$/MWh, otra unidad de 3MW en el nodo 25 con un precio de contrato de 78 \$/MWh y así sucesivamente.

La población inicial es generada de forma aleatoria, limitada por el número de barras de la red y el intervalo de discretización de los precios de oferta. Note que cada individuo de la población denota la acción del propietario de la GD (ver Figura 1) y especifica los datos de entrada del problema del nivel superior (ver Figura 2). Para cada candidato de solución se debe determinar la reacción del operador de red. Esto se hace corriendo un despacho óptimo que determina la energía que se requeriría de las unidades de GD. Para ello se utiliza el software Matpower (Zimmerman, Murillo-Sanchez, y Thomas 2011). Una vez se evalúan las posibles soluciones, estas deben pasar por las etapas típicas de un AG que consisten en la selección, recombinación y mutación. Posteriormente, se realiza una búsqueda local, variando los precios o el tamaño de la GD para verificar si se encuentran mejores soluciones. El algoritmo para después de un número dado de iteraciones o cuando pasan ciertas iteraciones y no se tiene una mejora en la función objetivo. Los detalles de la implementación del AGCB y su descripción detallada pueden ser consultados en (Buitrago 2014).

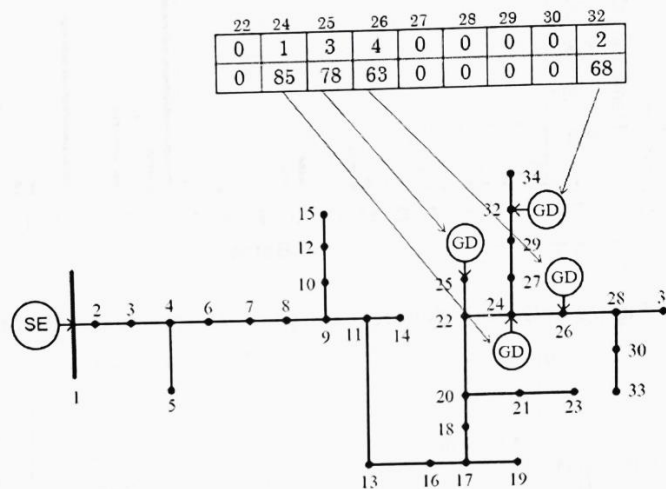


Figura 3. Ejemplo de codificación de soluciones Fuente: elaboración propia

4. Pruebas y resultados

Para probar la aplicabilidad de la metodología propuesta se utilizó el sistema IEEE de 34 barras ilustrado en la Figura 3. Los datos de este sistema pueden ser consultados en (Buitrago 2014). Para las pruebas se utilizó la distribución de carga ilustrada en la Figura 4 y la curva de duración de carga y precio ilustrada en la Figura 5. Para todos los cálculos consideran tres unidades de GD con un costo de operación de 60 S/MWh y costos anualizados de inversión de \$50000 por MW instalado. Como nodos candidatos para ubicar la GD se tuvieron en cuenta todas las barras a partir de la 20. Los posibles precios de contrato se discretizaron desde 65 \$/MWh hasta 85 \$/MWh en intervalos de 0.5 \$/MWh. En cuanto al dimensionamiento, se consideraron unidades de 0.5, 1.0, 1.5 y 2.0 MW.

Después de correr múltiples casos y de ajustar parámetros se encontraron mejores soluciones con poblaciones iniciales grandes (100 individuos) después de relativamente pocas iteraciones (entre 30 y 40). En el AG se ajustó la probabilidad de hacer búsqueda local en precios en 0.5, tasa de mutación de 0.2 y una tasa de recombinación de 10 individuos. Para la búsqueda local en precios, se exploraron soluciones vecinas que diferían del precio actual en más o menos 3 \$/MWh. Para la búsqueda local en tamaño se exploraban soluciones vecinas variando todos los posibles tipos de tamaño de GD, desde hasta 2 MW en intervalos de 0.5 MW.

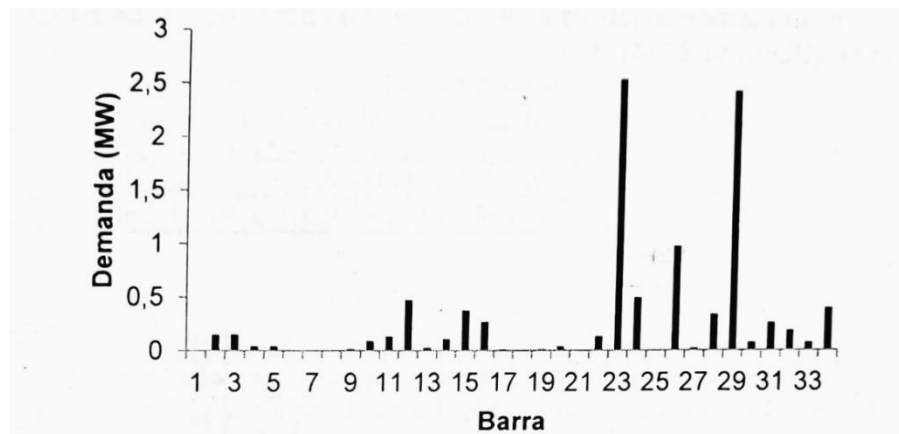


Figura 4. Distribución de la carga en el sistema de 34 barras

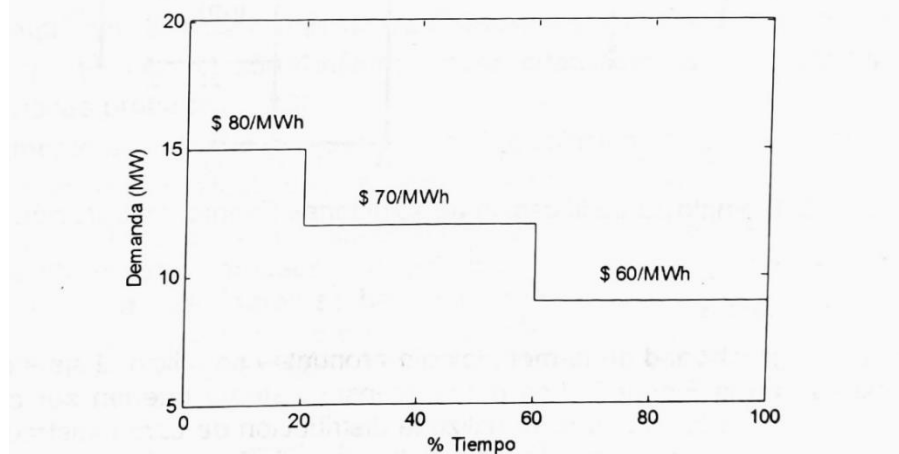


Figura 5. Curva de duración de carga y precios de electricidad

Los mejores resultados obtenidos se resumen en la Tabla 1. Se puede observar que las soluciones de mejor calidad contemplan la ubicación de 3 unidades de GD con capacidades que oscilan entre 1,5 y 2 MW. Soluciones con más unidades de GD, de menor capacidad, resultaron ser de mala calidad. Esto puede ser atribuible al perfil de distribución de carga de la red, en donde existen demandas puntuales altas en nodos específicos (ver Figura 4). Por otro lado, la máxima participación de la GD es de 5.5 MW. soluciones con más GD instalada no resultaron ser de buena calidad debido al costo de inversión. En la Tabla 1 se puede observar que las soluciones obtenidas son de calidad similar. Se puede observar que las mejores soluciones involucran, en la mayoría de los casos, la ubicación de GD en las barras 29 y 31. También se puede observar que los mejores precios de contrato oscilan entre 77 y 78 \$/MWh.

Tabla 1. Mejores resultados para el sistema de 34 barras

Mejores resultados		Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
GD1	Ubicación(barra)	25	25	24	27
	Precio(\$/MWh)	78	77	77.5	77.5
	Tamaño (MW)	1.5	1.5	2.0	2.0
GD2	Ubicación(barra)	29	29	27	29
	Precio(\$/MWh)	77.5	78	78.0	77.5
	Tamaño (MW)	1.5	2.0	2.0	2.0
GD3	Ubicación(barra)	31	31	32	31
	Precio(\$/MWh)	78	78	78.0	78.0
	Tamaño (MW)	2.0	2.0	1.5	1.5
Lucro (\$)		156128	157601	155423	158272

Fuente: elaboración propia

4. Conclusiones

En este artículo se presentó una metodología para determinar la ubicación, dimensionamiento y precio de contrato óptimo de GD. La metodología se basa en la interacción entre el propietario de la GD que desea maximizar el lucro por la venta de energía y el operador de la red que desea minimizar el costo de atender la demanda y cumplir con las restricciones de red. La metodología propuesta se basa en teoría de Juegos y permite encontrar un equilibrio de la interacción entre ambos agentes. Los resultados obtenidos en el sistema IEEE de 34 barras evidencian su aplicabilidad. Se pudo observar que el algoritmo ubica la GD en los nodos con mayor demanda y que existe un límite de participación de GD a partir del cual esta no es rentable. Una limitante del modelo propuesto es que no considera la variabilidad implícita de las tecnologías de GD asociadas con recursos renovables, por lo que en un trabajo futuro se pretende incluir esta característica. Otras líneas de trabajo futuro incluyen la inclusión de participación activa de los consumidores (respuesta de la demanda) y un modelo de competencia entre diferentes propietarios de GD.

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

Abu-Mouti, F. S., y M. E. El-Hawary, 2011. "Optimal Distributed Generation Allocation and Sizing in Distribution Systems via Artificial Bee Colony Algorithm". IEEE Transactions on Power Delivery 26 <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2158246>. (4): 2090-2101.

Aghaei, J., M. A. Akbari, A. Roosta, M. Gitizadeh, y T. Niknam. 2012. "Integrated JM renewable-conventional generation expansion planning using multiobjective framework". Transmission Distribution IET Generation 6 (8): 773-84.

<https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2011.0816>.

Buitrago, Luisa 2014. "Ubicación, dimensionamiento y precio de contrato óptimo de generación distribuida en sistemas de distribución". Universidad de Antioquia. Chu, P. C., y J. E. Beasley. 1997. "A genetic algorithm for the generalised assignment (1): 17-23. problem". *Computers & Operations Research* 24
[https://doi.org/10.1016/S0305-0548\(96\)00032-9](https://doi.org/10.1016/S0305-0548(96)00032-9).

Colmenar-Santos, Antonio, Cipriano Reino-Rio, David Borge-Diez, y Eduardo Colla Fernández. 2016. "Distributed generation: A review of factors that can contribute most to achieve a scenario of DG units embedded in the new distribution networks". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 59 (junio): 1130-48
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.023>.

Gil, H. A., y G. Joos. 2006. "On the Quantification of the Network Capacity Deferral Value of Distributed Generation". *IEEE Transactions on Power Systems* 21 (4): 1592-99.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.881158>.

Hung, D. Q., N. Mithulananthan, y R. C. Bansal, 2010. "Analytical Expressions for DG Allocation in Primary Distribution Networks" *IEEE Transactions on Energy Conversion* 25 (3): 814-20.
<https://doi.org/10.1109/TEC.2010.2044414>.

Jagtap, K. M., y D. K. Khatod. 2018. "Current summation based approach for loss allocation with distributed generation". En 2018 International Conference on Power, Instrumentation, Control and and <https://doi.org/10.1109/PICC.2018.8384800>. Computing (PICC). 1-5.

Khan, Z. W., y S. Khan. 2015. "Analyzing the impacts of Distributed Generation on power losses and voltage profile". En 2015 International Conference on Emerging Technologies (ICET), 1-4.
<https://doi.org/10.1109/ICET.2015.7389182> Kumar, A., y W. Gao. 2010. "Optimal distributed generation location using mixed integer non-linear programming in hybrid electricity markets". *Transmission Distribution IET Generation* 4 (2) 281-98. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2009.0026>.

Marwali, M. N., J. Jung, y A. Keyhani, 2007. "Stability Analysis of Load Sharing Control for Distributed Generation Systems" *IEEE Transactions on Energy Conversion* 22 (3) 737-45.
<https://doi.org/10.1109/TEC.2006.881397>

Nara, K., Y. Hayashi, K. Ikeda, y T. Ashizawa, 2001. "Application of tabu search to optimal placement of distributed generators. En 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194), 2:918-23 vol.2.
<https://doi.org/10.1109/PESW.2001.916995>.

Olek, B., y M. Wierzbowski 2015. "Local Energy Balancing and Ancillary Services in Low Voltage Networks With Distributed Generation, Energy Storage, and Active Loads". *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 62 (4): 2499-2508.
<https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2377134>.

Ross, M., C. Abbey, F. Bouffard, y G. Jos. 2015, "Multiobjective Optimization Dispatch for Microgrids With a High Penetration of Renewable Generation". *IEEE Transactions on Sustainable Energy* <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2428676>, 6
1306-14.

Yang, H., J. Zhang, J. Qiu, S. Zhang, M. Lai, y Z. Y. Dong. 2018. "A Practical Pricing Approach to Smart Grid Demand Response Based on Load Classification". IEEE Transactions on Smart Grid 9 (1): 179-90
<https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2547883>.

Zhao, Y., Y. An, y Q. Ai. 2014. "Research on size and location of distributed generation with vulnerable node identification in the active distribution network". Transmission Distribution IET Generation 8 (11) 1801-9. <https://doi.org/10.1049/iet>

Zheng, gtd 2013.0887 Y., Z. Y. Dong, K. Meng, H. Yang, M. Lai, y K. P. Wong. 2017. "Multi-objective distributed wind generation planning in an unbalanced distribution system". CSEE Journal of Power and Energy Systems 3 (2): 186-95
https://doi.org/10.17775/CSEEJPES_2017.0023. Zimmerman, R. D., C. E. Murillo-Sanchez, y R. J. Thomas 2011. "MATPOWER: Steady State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education". IEEE Transactions Transactions on Power Power Systems 26 (1): 12-19.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2051168>.