

Modelo para el despacho multi-objetivo y multi-periodo de generación distribuida con penalizaciones sustentadas en el concepto de costo intrínseco

Gustavo Schweickardt^{1[0000-0002-0843-2946]} y Omar Faure^{2[0009-0001-3099-0119]}

¹ CONICET-UTN Facultad Regional Concepción del Uruguay, Argentina
gustavoschweickardt@conicet.gov.ar

² UTN Facultad Regional Concepción del Uruguay, Argentina
ofaure@frcu.utn.ar

Resumen. Los actuales sistemas de distribución, enfrentan el desafío de adaptarse al nuevo paradigma de las smart-grids o redes inteligentes. Entre los aspectos principales que requieren investigarse, se observa que la participación de generadores, cuyas fuentes primarias son tanto convencionales como renovables, emplazados en las redes de mayor nivel tensión (sub-transmisión), y coexistiendo con el abastecimiento desde múltiples puntos del sistema interconectado, establece la necesidad de reformular los modelos clásicos de despacho económico. En el presente trabajo, se propone un modelo de despacho multi-objetivo y multi-periodo para los generadores distribuidos y los abastecimientos multipunto desde el sistema interconectado, considerando estos últimos como generadores equivalentes. Se recurre a un flujo óptimo de potencia, incorporando la totalidad de las restricciones de generación-red, cuyas funciones objetivo a minimizar en cada periodo del despacho, son: el costo total de operación, las emisiones totales de dióxido de carbono y las pérdidas totales de potencia. A partir de los valores óptimos obtenidos, pueden estimarse los costos marginales asociados a las dos variables objetivo no monetizables en forma directa (emisiones y pérdidas), mediante el concepto de costo intrínseco. Los mismos sirven al efecto de penalizar contingencias por la salida de un generador, particularmente de fuente primaria renovable debido a su intermitencia. Se presentan simulaciones para 24 hs (periodo horario) de despacho en tiempo real, sobre un sistema basado en el esquema unifilar IEEE-14 barras operando en 132 [kV]. Se estudia y discute, en particular, el efecto de una central eólica sobre cada despacho, conforme su disponibilidad.

Palabras clave: Sistemas de Distribución, Despacho Multi-objetivo, Flujo Óptimo de Potencia, Generación Distribuida, Costos Intrínsecos.

Multi-objective and multi-period power dispatch of distributed generation model with penalties based on the concept of intrinsic cost

Abstract. Currently, distribution systems face the challenge of adapting to the new paradigm of smart grids. Among the main aspects requiring research, it is observed that the participation of generators, whose primary sources are both conventional and renewable, located in higher-voltage networks (sub-transmission), coexisting with supply from multiple points of the interconnected system, establishes the need to reformulate traditional economic dispatch models. In this work, a multi-objective and multi-period dispatch model for distributed generators and multi-point supplies from the interconnected system, considering the latter as equivalent generators, is proposed. Given the need to incorporate both the operating constraints of the generating units and all network constraints, an optimal power flow is used. The objective functions to be minimized in each dispatch period are: total operating cost, total carbon dioxide emissions produced by the generators, and total power losses. From the optimal values obtained, the marginal costs associated with the two endogenous variables not directly monetizable (emissions and losses) can be estimated using the concept of intrinsic cost. These serve to penalize contingencies due to the unavailability of a generator, particularly those from renewable primary sources due to their intermittency. Simulations are presented for a 24-hour (hourly period) real-time dispatch, on a system based on the modified IEEE-14 bus single-line diagram, operating at 132 kV. In particular, the effect of a wind farm on each dispatch, depending on its availability, is studied and discussed.

Keywords: Distribution Systems, Multi-objective Dispatch, Optimal Power Flow, Distributed Generation, Intrinsic Costs.

1 Introducción

La industria eléctrica y su cadena de producción-consumo, está frente a una nueva reforma producida por el cambio hacia el paradigma referido como smart-grids. Se posiciona en un sistema de abastecimiento energético, y de distribución, en particular, que resultará ‘emergente’ frente a las posibilidades tecnológicas en constante evolución, que ofrecen las redes inteligentes (Dorji et al., 2023). La factibilidad de cada sistema de distribución existente para incorporarlas, estriba en sus características e inversiones requeridas para su conducción ‘hacia’ una smart-grid (Kang et al., 2023), en un diseño que opera bajo el paradigma de generación y micro generación distribuida, y usuarios prosumidores interactuando entre sí, a través de una variedad de herramientas que brindan las Tecnologías de Información y Comunicación (Mythreyee et al., 2024). Sin embargo, aún en los países pioneros y más avanzados en este campo, continúan presentándose dos desafíos sustantivos, que dificultan esta transición:

1) Las redes de distribución de energía existentes -que operan bajo el paradigma de generación centralizada, cuyo abastecimiento se presenta desde uno o varios puntos de inyección desde el sistema de transporte- requieren importantes modificaciones en la estructura física y diseño; y

2) Al agente distribuidor, aun en los estos sistemas ‘emergentes’, comienza a asignársele el rol de ‘operador de red’ (Ioanid, Palade. 2024), separando sus funciones tradicionalmente integradas de: a) planificación-operación y mantenimiento del sistema de redes, única en el paradigma smart-grid, y b) comercialización de energía, principalmente a usuarios minoristas. Dentro de sus funciones, la lógica que seguiría el operador de red en una smart-grid, supondría, para cada período de operación (típicamente, 1 hora): 1ro) incentivar el autoconsumo y/o las transacciones de prosumidores, inyectando sus excedentes de energía a la red, cubriendo la mayor parte posible de la demanda en baja tensión con micro-generación distribuida; 2do) despachar la generación distribuida en media tensión, aportando parte o la totalidad del déficit de demanda (en baja y media tensión); 3ero) despachar la generación distribuida en la red de alta tensión, minimizando el abastecimiento desde puntos de compra de energía al sistema interconectado. La complejidad y análisis para llevar un sistema de distribución existente a tal estadio, puede consultarse en Syahputra et al. (2024) entre muchos otros autores. Bajo esta lógica de operación de la red, se iría cubriendo la demanda ‘aguas abajo’ hacia ‘aguas arriba’ en generación, a la inversa respecto al paradigma clásico de generación centralizada. Sin embargo, en los sistemas de distribución ‘emergentes’, la lógica de operación no puede organizarse rápidamente bajo tal esquema. Dos razones permiten aseverar esto desde la observación: a) las redes físicas no están desarrolladas con la flexibilidad suficiente para adaptarse a la generación-demanda en cada periodo; b) la micro generación distribuida es marginal, lo mismo que la generación distribuida en media tensión.

En este trabajo, se presenta modelo de despacho multi-objetivo y multi-periodo para los generadores distribuidos y los abastecimientos multipunto desde el sistema interconectado, considerando estos últimos como generadores equivalentes. Al efecto de incorporar la totalidad de las restricciones generación-red, se utiliza un flujo óptimo de potencia (FOP) extendido al dominio multi-objetivo.

Existe una gran variedad de propuestas actuales en el estado del arte, para la implementación del FOP multi-objetivo, tales como las de Daqaq et al. (2021) y ALBaaj y Kaplan (2025), y puede ser consultada una buena reseña sobre el FOP en Babiker et al. (2025). Pero no se observan estimaciones del costo de las variables objetivo de costo endógeno (pérdidas y emisiones equivalentes en CO2 totales, en el caso aquí propuesto) que puedan servir como penalizaciones por disponibilidad parcial o indisponibilidad total de la potencia comprometida por los generadores. En particular, los eólicos y solares. El manuscrito se organiza como sigue:

En la sección 2, se desarrollan los elementos teóricos que sustentan la metodología propuesta, basada en flujos óptimos de potencia. Son consideradas tanto las restricciones operativas de los generadores y de la demanda, como las restricciones de la red que condicionan el despacho. Se introduce la formulación de la función multiobjetivo, empleando conjuntos difusos, y de los costos intrínsecos que resultarán costos marginales de penalización para las variables objetivo de costo endógeno. En la sección 3, se

presentan las simulaciones del modelo y la discusión de los resultados, considerando, como caso de estudio, un sistema de distribución que opera en 132 [kV], cuya topología se corresponde con el IEEE-14 barras. Se tienen 5 generadores: 1 equivalente a una central con tecnología turbo-vapor (TV), para un punto de abastecimiento desde el sistema interconectado, 2 centrales con tecnología ciclo combinado (CC), 1 central con tecnología turbo-gas (TG), y un parque de turbinas eólicas (TE). Son planteados tres objetivos a minimizar: costo total de operación, emisiones de gases en equivalente de CO₂, y pérdidas totales del sistema (los dos últimos resultan las variables objetivo de costo endógeno, no monetizables en forma directa). Los despachos son realizados para 24 periodos de 1 hora, siguiendo una curva de demanda diaria típica. Se analiza el comportamiento de la central eólica, conforme sus valores de disponibilidad horaria, afectada principalmente por la intermitencia de su fuente primaria de energía. Finalmente, en la sección 4, se presentan las principales conclusiones del trabajo.

2 Metodología propuesta

2.1 Modelo General

Cabe resaltar que el despacho multi-objetivo y multi-periodo (DMM) mediante FOP, es un problema de optimización no lineal y no convexo. La nomenclatura utilizada para las variables y parámetros del modelo, es la siguiente: t es el periodo de despacho (1 [h]), $\{1 \dots NG\}$ es el conjunto de generadores, $\{1 \dots NB\}$ es el conjunto de barras del sistema e i, j, k, m refieren barras genéricas, $[P_{G(i,t)}, P_{C(i,t)}]$ son las potencias activas generada (variable de control) y demandada (parámetros) para una barra i en el periodo t , $[U_{(i,t)}, \theta_{(i,t)}]$ son el módulo y el ángulo de la tensión (variables de estado) en (i, t) , $[G_{(ij)}, B_{(ij)}]$ son la conductancia y susceptancia (constantes) de la línea (ij) en el conjunto de líneas $\{1 \dots N_{Lin}\}$, $[C_i(P_{G(i,t)}), E_i(P_{G(i,t)})]$ son las funciones de costo y emisiones de cada generador acoplado a una barra i , $P_{(k,m,t)}$ es el flujo de potencia activa en una línea (k, m) y $Perd_T(t)$ las pérdidas totales, en el periodo t (variables de estado). Sean $FOC_T(t)$, $FOE_T(t)$ y $FOPerd_T(t)$ las funciones objetivo, correspondientes al costo total [USD], las emisiones totales de CO₂ [ton], y a las pérdidas totales [MW] del sistema considerado. Entonces, el modelo DMM se formula como sigue:

$\forall t$ en $[1, 24]$:

Minimizar \rightarrow

$$[FOC_T(t) = \sum_{i=1}^{NG} C_i(P_i(t)), FOE_T(t) = \sum_{i=1}^{NG} E_i(P_i(t)), FOPerd_T(t) = Perd_T(t)] \quad (1)$$

Sujeto a:

1.- [Restricciones de balance de potencia activa en cada barra]:

$$P_{G(i,t)} - P_{C(i,t)} = U_{(i,t)} \times \left(\sum_{i=1}^{NG} U_{(j,t)} \times (G_{(ij)} \times \cos(\theta_{(i,t)} - \theta_{(j,t)}) + B_{(ij)} \times \sin(\theta_{(i,t)} - \theta_{(j,t)})) \right) \quad (2)$$

2.- [Restricciones de balance de potencia reactiva en cada barra]:

$$Q_{G(i,t)} - Q_{C(i,t)} = U_{(i,t)} \times \left(\sum_{i=1}^{NG} U_{(j,t)} \times (G_{(ij)} \times \sin(\theta_{(i,t)} - \theta_{(j,t)}) - B_{(ij)} \times \cos(\theta_{(i,t)} - \theta_{(j,t)})) \right) \quad (3)$$

3.- [Restricciones de módulo de la tensión en cada barra]:

$$U_{(i)min} \leq U_{(i,t)} \leq U_{(i)max} \quad (4)$$

4.- [Restricciones de ángulo de la tensión en cada barra]:

$$\theta_{(i)min} \leq \theta_{(i,t)} \leq \theta_{(i)max} \quad (5)$$

5.- [Restricciones de flujo de potencia activa en cada línea]: $\forall k, m \in \{1 \dots NB\}$

$$P_{(k,m,t)} = U_{(k,t)}^2 \times G_{(k,m,t)} - U_{(k,t)} \times U_{(m,t)} \times G_{(k,m,t)} \times \cos(\theta_{(k,t)} - \theta_{(m,t)}) - U_{(k,t)} \times U_{(m,t)} \times B_{(k,m,t)} \times \sin(\theta_{(k,t)} - \theta_{(m,t)}) \leq |FP_{(k,m)max}| \quad (6)$$

6.- [Pérdidas de potencia activa en cada línea]: siendo $NLin$ el número de líneas entre cada barra $k, m \in \{1 \dots NB\}$:

$$Perd_T(t) = \sum_{k,m \in (NB)}^{(NLin)} |G_{(km)}| \times (U_{(k,t)}^2 + U_{(m,t)}^2 - 2 \times U_{(k,t)} \times U_{(m,t)} \times \cos(\theta_{(k)} - \theta_{(m,t)})) \quad (7)$$

7.- [Función de costo total, $FOC(t)_T, \alpha C_{(i)}, \beta C_{(i)}, \gamma C_{(i)}$ coeficientes -generador (i)]:

$$FOC_T(t) = \sum_{i=1}^{NG} C_i(P_{G(i,t)}) = \sum_{i=1}^{NG} (\alpha C_{(i)} + \beta C_{(i)} \times P_{G(i,t)} + \gamma C_{(i)} \times P_{G(i,t)}^2) \quad (8)$$

8.- [Función de emisiones totales, $FOE(t)_T, \alpha E_{(i)}, \beta E_{(i)}, \gamma E_{(i)}$ coeficientes -generador (i)]:

$$FOE_T(t) = \sum_{i=1}^{NG} E_i(P_{G(i,t)}) = \sum_{i=1}^{NG} (\alpha E_{(i)} + \beta E_{(i)} \times P_{G(i,t)} + \gamma E_{(i)} \times P_{G(i,t)}^2) \quad (9)$$

En relación al modelado y el análisis de funcionamiento de sistemas de potencia, se sugiere consultar, entre muchos otros, el libro de Arrillaga y Arnold (1990).

2.2 Función multi-objetivo

La formulación de la función multi-objetivo, $FOMObj(t)$, que busca minimizar las tres funciones (mono-objetivo), $FOC_T(t)$, $FOE_T(t)$ y $FOPerd_T(t)$, en cada período t , sigue la propuesta de Schweickardt y Faure (2024). Recurre a conjuntos difusos triangulares ponderados exponencialmente, cuyas funciones de pertenencia son los argumentos de una t-norma a maximizar. La t-norma elegida por sus propiedades, afines con el objetivo de derivar las expresiones de los costos intrínsecos de las variables objetivo de costo endógeno (emisiones y pérdidas totales del sistema), es el producto de Einstein, seguidamente presentado. De modo que el FOP multi-objetivo, se transforma en un problema de maximización. El primer paso para construir la $FOMObj(t)$, consiste en definir tres conjuntos difusos triangulares ponderados exponencialmente, $fsetP$, para sendos objetivos, en los cuales la cada variable objetivo está normalizada por su intervalo de valores mínimo y máximo adoptados. Además, se incorporan, en las funciones de pertenencia, sendos ponderadores exponenciales. Sean: ov , $oMax$, $oMin$ y peo , la variable objetivo, sus valores máximo y mínimo adoptados y el ponderador exponencial asociado a la función de pertenencia de su $fsetP$, $\mu fsetP(ov)$, respectivamente, para cada objetivo o .

Entonces:

$$\mu fsetP(ov) = \begin{cases} 1; si ov = ovMin \\ \left(\frac{(ovMax-ov)}{(ovMax-ovMin)} \right)^{peo}; si ovMin \leq ov \leq ovMax \\ 0; si ov = ovMax \end{cases} \quad (10)$$

El segundo paso, consiste en aplicar la estructura que proporciona la t-norma producto de Einstein, $tnPE$. Si $\mu 1$ y $\mu 2$ son dos funciones de pertenencia genéricas:

$$tnPE(\mu_1, \mu_2) = \frac{(\mu_1 \times \mu_2)}{[2 - (\mu_1 + \mu_2 - \mu_1 \times \mu_2)]} \quad (11)$$

Si se buscara calcular la $tnPE$ con tres (o más funciones), $tnPE(\mu_1, \mu_2, \mu_3)$ dadas las propiedades de toda t-norma (particularmente conmutatividad y asociatividad), se calcula (11) entre dos cualesquiera, digamos μ_1 y μ_2 , generando $tnPE1(\mu_1, \mu_2)$, y luego $tnPE(tnPE1, \mu_3)$. De manera que la $FOMObj$ buscada, resultará:

$$FOMObj(t) = tnPE(FOC_T(t), FOE_T(t) \text{ y } FOPerdt_T(t)) \quad (12)$$

Como se explica en Schweickardt y Faure (2024), lo que se procura en cada instancia algorítmica, es obtener la decisión maximizante sobre los valores de $FOMObj(t)$, es decir la máxima $tnPE$. Por tal razón, en el dominio multi-objetivo el problema de despacho FOP se transforma, como se dijo, en uno de maximización. Esto se comprende observando las estructuras que exhiben las ecuaciones (11) y (12). Además, los ponderadores exponenciales definen la importancia de cada variable objetivo ov en la toma de decisión: si $poe > 1 \rightarrow \mu fsetP(ov)$ se ‘contrae’, lo que implica un aumento de su importancia, mientras que si $poe < 1 \rightarrow \mu fsetP(ov)$ se ‘dilata’, lo que implica una disminución de su importancia, en cada instancia de decisión o iteración.

2.3 Costos intrínsecos

El concepto de costo intrínseco para estimar el costo de una variable de costo endógeno, en el marco de modelos de optimización posibilística aplicada a sistemas de distribución, fue propuesto por el primer autor (Camargo et al., 2018), y utilizado recientemente en Schweickardt y Bucci (2024), y Schweickardt y Faure (2024), donde se proporcionan algunos detalles sobre su desarrollo. Aquí se proporcionarán algunos más. Sea O_T , una de las dos variables objetivo de costo endógeno, E_T - $Perdt_T$, y C_T la variable objetivo costo total del sistema, entonces, para cada periodo de despacho, t , el costo intrínseco de la variable objetivo O_T , al arribar al óptimo multi-objetivo, resultará:

$$CI(O_T(t)) = \left| \frac{\partial f(O_T(t))}{\partial \mu(O_T(t))} \right| \times \left(\frac{poe}{peC_T} \right) \times \left(\frac{C_T Max(t) - C_T Min(t)}{O_T Max(t) - O_T Min(t)} \right) \times \mu(C_T(t))^{\left(\frac{1 - peC_T}{peC_T} \right)} \times \mu(O_T(t))^{\left(\frac{poe - 1}{poe} \right)} \quad (13)$$

El desarrollo de esta expresión, resulta muy laborioso. Puede decirse, para los límites del presente trabajo, que se parte de la decisión maximizante alcanzada, $\max tnPE(FOC_T(t), FOE_T(t) \text{ y } FOPerdt_T(t)) = \mu D^*$. Entonces, se ‘relajan’, en el punto óptimo (*), considerándolas como variables, el costo total y la variable objetivo de costo endógeno en estudio, $OE_T(t)$. Para ambas variables ‘relajadas’, se permiten pequeños apartamientos respecto de su valor óptimo, dejando constantes μD^* y las restantes variables objetivo de costo endógeno, con sus valores objetivo óptimos alcanzados en la solución (en este caso, una sola), en un análisis ‘ceteris paribus’.

Entonces, podrá obtenerse la expresión:

$$\mu(C_T(t)) = f(\mu(O_T(t))) \quad (14)$$

Si son consideradas tres variables objetivo, donde dos de ellas son de costo endógeno- como en el caso de estudio planteado-, $C(t)_T$, $O_T(t)$ y $OI_T(t)$ y se ‘relajan’ $C(t)_T$ y $O_T(t)$, manteniendo en sus valores óptimos $OI_T(t) \equiv OI_T(t)^*$ y μD^* , como se dijo, se obtiene la expresión de la derivada parcial que aparece en la ecuación (13):

$$\frac{\partial f}{\partial \mu(O_T(t))} = \frac{[\mu D^*^2 \cdot \mu(O_{1T}(t))^* \cdot (2 - \mu(O_{1T}(t))^*) + \mu D^* \cdot \mu(O_{1T}(t))^* \cdot (2 \times \mu(O_{1T}(t))^* - 4)]}{[2 \cdot \mu D^* - \mu D^* \cdot (\mu(O_T(t)) + \mu 3^*) + (\mu(O_T(t)) \cdot \mu(O_{1T}(t))^*)]^2} \quad (15)$$

Esta derivada parcial, resultará siempre negativa pues, al estar en un frente de Pareto, un aumento/disminución de la función de pertenencia de la variable objetivo de costo endógeno, $O_T(t)$, implicará un disminución/aumento en la función de pertenencia del costo total, $C(t)_T$. Por ello se la toma en valor absoluto en la expresión (13). Desde (14):

$C_T(t) = g(O_T(t))$ y desde allí:

$$\frac{dC_T(t)}{dO_T(t)} = \frac{dg(O_T(t))}{dO_T(t)} = CI(O_T(t)) \quad (16)$$

Obteniéndose un costo marginal unitario para la variable objetivo $O_T(t)$. De forma completamente análoga, se procede con la variable objetivo $O_{1T}(t)$, obteniéndose su costo intrínseco. Asumiendo, finalmente, que $O_T(t) \rightarrow E_T(t)$ y $O_{1T}(t) \rightarrow Perd_T(t)$, se tienen las expresiones buscadas. (t es el parámetro que indica cada periodo. Solo se mantienen constantes, los *poe*, aplicados sobre sendos conjuntos difusos.

3 Simulaciones y discusión de los resultados

3.1 Sistema considerado como caso de estudio

En la Fig. 1, se presenta el esquema unifilar del sistema considerado. Se basa en el sistema de prueba IEEE-14 barras, conservando la misma topología y los parámetros de las líneas, modeladas como cuadripolo Π . Esta modelación corresponde a una línea de longitud media (60-150 [km]), típica de un sistema de distribución en alta tensión - subtransmisión- operando (en nuestro país) en 132 [kV]. La susceptancia capacitativa, bc , de cada línea, se reparte en mitades iguales asignadas a sus barras inicial y final.

En el algoritmo FOP las magnitudes son tratadas en [pu], definiendo como magnitudes base la tensión, $U_{Base} = 132$ [kV], y la potencia aparente, $S_{Base} = 100$ [MVA]. Los parámetros r (resistencia), x (reactancia inductiva), y y bc y el límite impuesto al flujo de potencia activa (FP), para cada línea, se presentan en la Tabla 1. En la Tabla 2, se presentan los datos nominales correspondientes las unidades generación [PGmax, PGmin], límites operativos, y a la demanda [PC, QC], en cada barra. Los valores de la carga activa (PC) y reactiva (QC), se multiplican, para el despacho en cada periodo t (hora), por un factor que surge de la curva de demanda considerada para las 24 hs, $FDem(t)$. Una situación análoga se tiene al considerar la generación del parque eólico (GW8): los valores nominales (PGW8, QGW8), se multiplican por su disponibilidad en cada periodo t , $DispGW8$. En la Tabla 3, se presenta la demanda total del sistema [pu] y la $DispGW8$, para cada periodo t del despacho. El Factor de demanda, $FDem(t)$, surge de dividir la demanda total por la S_{Base} , y multiplica a los valores (PC, QC) de la Tabla 2, para t . En la última columna, se presenta la generación efectiva [MW], para cada periodo t , $PGW8_{Ef}(t)$, resultante del producto de su potencia nominal y la disponibilidad del parque eólico: $PGW8_{Ef}(t) = PGW8(t) \cdot DispGW8(t)$.

Las simulaciones fueron realizadas, a efectos de comparación, utilizando un script GAMS con solver CONOPT NLP, y la metaheurística multi-objetivo, EPSO, propuesta por Schweickardt et al. (2011), muy apropiada para esta clase de problemas. Los resultados coinciden, pero GAMS insume alrededor de 2 [seg] y EPSO implementada en PYTHON, con el mismo procesador, insume alrededor de 50 [seg] y se requiere de un

ajuste de sus parámetros. Este es el problema de las metaheurísticas, en general. El desempeño del solver CONOPT NLP en FOP puede consultarse en Cálasan et al. (2019). El pseudo-código para implementar el modelo, se presenta al finalizar esta sección.

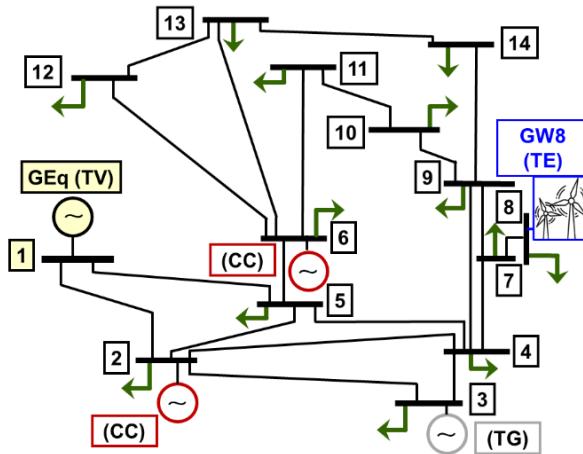


Fig 1. Esquema unifilar IEEE-14 barras modificado en generación y cargas.

Tabla 1. Parámetros de línea y flujos de potencia activa límite [pu].

Barra ini	Barra fin	r	x	bc	Límite FP
1	2	0.0194	0.0592	0.0528	1.1000
1	5	0.0540	0.2230	0.0492	1.1000
2	3	0.0470	0.1980	0.0438	1.1000
2	4	0.0581	0.1763	0.0374	1.1000
2	5	0.0570	0.1739	0.0340	1.1000
3	4	0.0670	0.1710	0.0346	1.1000
4	5	0.0134	0.0421	0.0128	1.1000
4	7	0.0000	0.2091	0.0000	1.1000
4	9	0.0000	0.5562	0.0000	1.1000
5	6	0.0000	0.2520	0.0000	1.1000
6	11	0.0950	0.1989	0.0000	1.1000
6	12	0.1229	0.2558	0.0000	1.1000
6	13	0.0662	0.1303	0.0000	1.1000
7	8	0.0000	0.1762	0.0000	1.1000
7	9	0.0000	0.1100	0.0000	1.1000
9	10	0.0318	0.0845	0.0000	1.1000
9	14	0.1271	0.2704	0.0000	1.1000
10	11	0.0821	0.1921	0.0000	1.1000
12	13	0.2209	0.1999	0.0000	1.1000
13	14	0.1709	0.3480	0.0000	1.1000

Tabla 2. Generación y cargas activa [MW] y reactiva [MVAr] nominales en cada barra

Barra	PGmax	PGmin	QGmax	QGmin	PC	QC
1	120.00	10.00	100.00	-90.00	0.00	0.00
2	50.00	10.00	42.00	-50.00	21.70	12.70
3	30.00	5.00	30.00	-10.00	94.20	19.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	47.80	-3.90
6	70.00	10.00	59.00	-45.00	7.600	1.600
7	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	100.0	5.000	75.00	-5.00	0.000	0.000
9	0.000	0.000	0.000	0.000	29.50	16.60
10	0.000	0.000	0.000	0.000	9.000	5.800
11	0.000	0.000	0.000	0.000	3.500	1.800
12	0.000	0.000	0.000	0.000	6.100	1.600
13	0.000	0.000	0.000	0.000	13.50	5.800
14	0.000	0.00	0.000	0.000	14.90	5.000

Tabla 3. Demanda total y disponibilidad del parque eólico (GW8) en cada periodo de despacho

t	Hora	Demanda Total [pu]	DispGW8 [pu]	FDem	PGW8 [MW]
1	00:00:00	0.925	0.087	0.333	8.7380
2	01:00:00	0.833	0.096	0.300	9.6260
3	02:00:00	0.740	0.130	0.267	13.032
4	03:00:00	0.703	0.400	0.253	24.157
5	04:00:00	0.685	0.501	0.247	23.150
6	05:00:00	0.740	0.629	0.267	26.188
7	06:00:00	0.925	0.723	0.333	35.783
8	07:00:00	1.295	0.629	0.467	56.444
9	08:00:00	1.665	0.538	0.600	53.759
10	09:00:00	1.850	0.609	0.667	60.867
11	10:00:00	2.035	0.841	0.733	84.118
12	11:00:00	2.220	0.789	0.800	78.935
13	12:00:00	2.313	0.967	0.833	96.707
14	13:00:00	2.220	0.978	0.800	97.286
15	14:00:00	2.035	0.992	0.733	93.772
16	15:00:00	1.943	1.000	0.700	87.833
17	16:00:00	1.850	0.830	0.667	83.400
18	17:00:00	2.035	0.854	0.733	85.355
19	18:00:00	2.405	0.873	0.867	87.266
20	19:00:00	2.590	0.889	0.933	88.903
21	20:00:00	2.405	0.912	0.867	91.187
22	21:00:00	2.035	0.910	0.733	90.952
23	22:00:00	1.665	0.755	0.600	74.407
24	23:00:00	1.295	0.697	0.467	55.661

Las funciones de costo y de emisiones de CO₂ para cada generador fósil (TV, CC y TG), se modelan mediante un polinomio de segundo grado. Para el generador eólico, la función de costo es lineal, y las emisiones resultan despreciables. La Tabla 4 presenta los coeficientes: α_C [UD], β_C [UD/MW], γ_C [UD/MW²], α_E [ton], β_E [ton/MW], y γ_E [ton/MW²].

Tabla 4. Coeficientes de las funciones de costo y de emisiones para cada generador

Gen	α_C	β_C	γ_C	α_E	β_E	γ_E
1	10.500	0.245	0.0007	0.000301	0.000142	0.000154
2	7.410	0.111	0.0006	0.000463	0.000310	0.000248
3	4.410	0.201	0.0003	0.000719	0.000905	0.000680
6	8.410	0.111	0.0006	0.000733	0.000610	0.000498
8	0.000	2.010	0.0000	0.000000	0.000000	0.000000

3.2 Simulaciones

La Tabla 5, presenta los principales resultados para el despacho multi-objetivo y multi-periodo del sistema considerado. P_{GT} , potencia activa total generada, se expresa en [MW], C_T en [UD], $Perd_T$ en [MW], y E_T en [ton]. Se presentan, también, los costos intrínsecos de las dos variables objetivo de costo endógeno, incorporando, además, los valores obtenidos para un escenario donde el parque eólico está fuera de servicio, indicado como SGW8. Los escenarios comparados serán: ‘con’ y ‘sin GW8’. $CI(Perd_T)$ se expresa en [UD/MW] y $CI(E_T)$ en [UD/ton]. $t_1 \rightarrow 0$ hs y $t_{24} \rightarrow 23$ hs.

Tabla 5. Resultados principales para el despacho multi-objetivo en los 24 periodos horarios

t	P_{GT}	C_T	$Perd_T$	E_T	$CI(Perd_T)$	$CI(E_T)$	$CI(Perd_T)_{SGW8}$	$CI(E_T)_{SGW8}$
1	86.601	45.873	0.268	0.600	40.257	33.525	39.450	34.935
2	77.890	44.112	0.190	0.493	44.956	31.424	41.674	37.497
3	69.198	42.643	0.130	0.338	46.057	35.745	44.650	41.882
4	65.728	42.457	0.116	0.173	15.025	8.703	45.463	43.244
5	64.000	42.140	0.112	0.167	15.091	8.706	45.737	43.625
6	69.192	43.093	0.124	0.188	14.962	8.715	44.650	41.882
7	86.505	46.234	0.173	0.275	14.143	8.304	39.450	34.935
8	121.178	52.695	0.310	0.492	16.482	9.513	39.755	44.498
9	155.820	58.502	0.420	1.290	22.592	15.466	43.986	47.487
10	173.225	61.986	0.557	1.482	26.449	17.797	42.394	44.043
11	190.623	65.315	0.691	1.432	28.519	17.018	42.130	41.119
12	208.155	69.123	0.955	1.758	27.785	21.280	42.460	38.847
13	216.863	70.665	1.031	1.632	26.790	19.331	42.741	38.206
14	208.111	68.806	0.911	1.501	27.282	17.492	42.460	38.847
15	190.651	65.688	0.719	1.260	24.298	12.824	42.130	41.119
16	181.921	64.091	0.621	1.204	20.952	11.470	42.187	42.600
17	173.230	62.482	0.562	1.089	21.163	11.701	42.394	44.043
18	190.623	65.310	0.691	1.417	28.355	16.772	42.130	41.119
19	225.687	72.896	1.219	1.905	25.789	23.104	43.064	37.884
20	243.295	76.944	1.563	2.215	25.239	23.711	41.621	39.721
21	225.662	72.759	1.194	1.844	25.881	22.201	43.064	37.884
22	190.638	65.535	0.706	1.312	26.633	14.720	42.130	41.119
23	155.875	59.157	0.475	0.851	18.042	9.792	43.986	47.487
24	121.175	52.651	0.307	0.504	15.316	8.854	39.755	44.498

La Fig. 2, muestra la participación de potencia activa despachada por generador en el escenario ‘con GW8’. Se observan las horas pico de demanda diurna y nocturna.

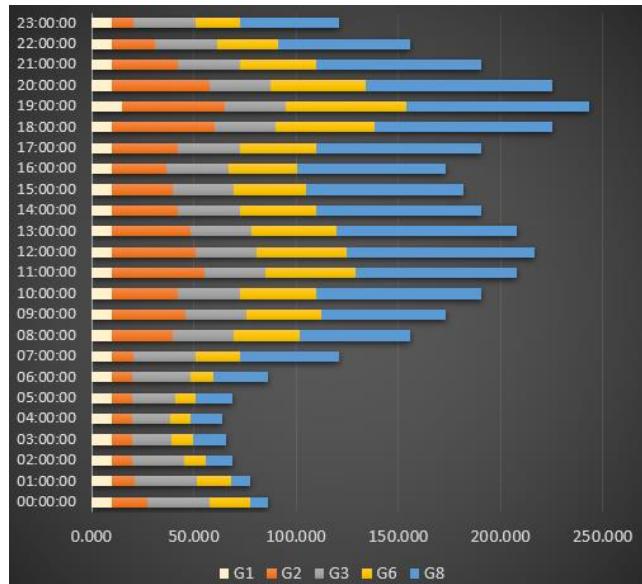


Fig. 2. Potencia activa por generador en el escenario ‘con GW8’.

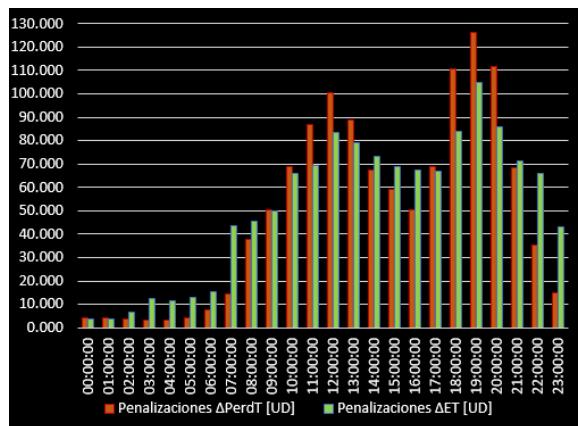


Fig. 3. Penalizaciones resultantes en el escenario ‘sin GW8’.

La Fig. 3, muestra las penalizaciones, pPerdT y pET, en [UD] que debería sufragar la central eólica (GW8), para el escenario ‘sin GW8’, en concepto del incremento de pérdidas y emisiones totales. Se calculan como: $pPerdT = CI(PerdT)_{SGW8} \cdot (PerdT_{SGW8} - PerdT)$ y $pET = CI(ET)_{SGW8} \cdot (ET_{SGW8} - ET)$. Los ponderadores exponenciales adoptados fueron $poCT = 0.6$ (menor importancia), $poPerdT = 1.1$ y $poET = 1.3$ (mayor importancia). Como se explica en Schweickardt y Bucci (2024), la suma de los mismos debe ser igual al número de objetivos. Los valores máximo y mínimo para los módulos

y ángulos de las tensiones barra fueron establecidos en: $0.9 \leq |U| \leq 1.1$ y $-\pi/2 \leq \theta \leq \pi/2$, respectivamente.

El sistema considerado, tiene la característica de operar con un bajo nivel de pérdidas, pero con alta congestión en algunas líneas, particularmente las que acometen a la barra de carga 4 (Fig. 1). Desde las Tablas 2 y 3 (columnas PGmax y PGW8) se observa que el parque eólico, no siempre participa con el máximo de su potencia disponible, teniendo el costo de operación más bajo y emisiones nulas. Esto se explica por las bajas pérdidas del sistema, que deben mantenerse, y la topología de la red que forzaría a que mayores flujos de potencia activa impacten contra los límites de congestión.

Claro está que el valor de los ponderadores exponenciales influye en este efecto, pero si, por caso, se permutasen los valores de po_{CT} y po_{PerdT} , esta situación podría revertirse parcialmente, a costa de no mantener el nivel bajo de pérdidas del sistema.

Este tipo de análisis establece un rasgo característico de los sistemas de distribución emergentes mencionado en la introducción: si la red (parámetros y topología) carece de un diseño conjunto para garantizar la participación de los recursos energéticos renovables, no puede garantizarse su máxima penetración o participación.

Por otro lado, y considerando que en el despacho todas las unidades de generación están comprometidas, el efecto de la salida fuera servicio del parque eólico, escenario ‘sin GW8’, tiene un fuerte impacto, particularmente en las horas pico de demanda (Fig. 2). Las penalizaciones desde el costo intrínseco para las dos variables objetivo de costo endógeno, alcanzan valores superiores a los 100 [UD], como se observa en la Fig. 3. Para estas situaciones, períodos t13 y t19-t21 (12 hs y 18-20 hs), si consideran los dos escenarios, ‘con’ y ‘sin GW8’, los correspondientes costos totales para t13, por caso, $C_T(13) = 70.665$ [UD] (Tabla 5), mientras que resultó $C_T(13)_{sinGW8} = 78.333$ [UD]. En el escenario ‘sin GW8’ el generador GW8 no participa, pero la suma de las penalizaciones que le serían aplicables en las horas pico, resultan: $[p_{PerdT}(13) + p_{ET}(13)] = 100.545 + 83.525 = 184.070$ [UD], $[p_{PerdT}(t19) + p_{ET}(19)] = 110.587 + 83.854 = 192.442$ [UD], $[p_{PerdT}(t20) + p_{ET}(20)] = 126.311 + 104.667 = 230.977$ [UD] y $[p_{PerdT}(21) + p_{ET}(21)] = 11.652 + 85.155 = 197.807$ [UD].

En un escenario parcial. Fig. 4, en el cual, para los cuatro períodos pico de demanda, el parque eólico operase a 50% de su capacidad disponible, los resultados se presentan en la Tabla 6. Los costos intrínsecos cambian muy poco porque el sistema se configura en un margen muy estrecho de los mínimos mono-objetivo, pero las penalizaciones se reducen notablemente debido a que existe mayor margen en los máximos mono-objetivo. Esto confirma que la estructura matemática de las penalizaciones basadas en los costos intrínsecos, como un ‘sistema de señales de precio’, opera con una buena lógica.

Tabla 6. Penalizaciones para GW8 operando a un 50% de su disponibilidad en t13 y t19 a t21

t	CI($PerdT$) _{50%GW8}	CI(ET) _{50%GW8}	Pen($\Delta PerdT$)	Pen(ΔET)
t13	42.992	44.183	22.829	39.038
t19	42.424	41.779	30.967	38.007
t20	42.569	39.409	41.550	40.572
t21	42.454	42.077	29.699	38.892

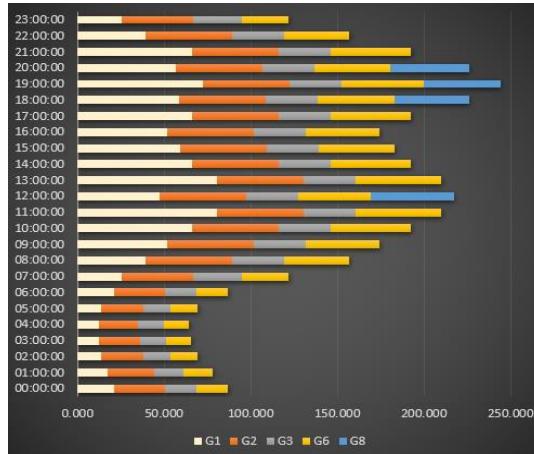


Fig. 4. Potencia activa por generador en el escenario ‘con GW8 50% en t12-t19-t20 y t21’.

Pseudo-código del algoritmo para implementar el modelo propuesto

Para t desde 1 a 24

```

/* Se obtienen los valores mínimos de cada variable objetivo */
Minimizar  $FOC_T(t) = C_{TMin}(t)$  y obtener  $\rightarrow [E_T(t, C_{TMin}(t)); Perd_T(t, C_{TMin}(t))]$ 
Minimizar  $FOE_T(t) = E_{TMin}(t)$  y obtener  $\rightarrow [C_T(t, E_{TMin}(t)); Perd_T(t, E_{TMin}(t))]$ 
Minimizar  $FOPerd_T(t) = Perd_{TMin}(t)$  y obtener  $\rightarrow [E_T(t, Perd_{TMin}(t)); C_T(t, Perd_{TMin}(t))]$ 
/* Se obtienen los valores máximos de cada variable objetivo */
Obtener  $C_{TMax}(t) = \text{Máximo}[C_T(t, E_{TMin}(t)); C_T(t, Perd_{TMin}(t)); E_{TMax}(t) = \text{Máximo}[E_T(t, C_{TMin}(t)); E_T(t, Perd_{TMin}(t))] \text{ y } Perd_{TMax}(t) = \text{Máximo}[Perd_T(t, C_{TMin}(t)); Perd_T(t, E_{TMin}(t))]$ 
/* Construcción de los conjuntos difusos y optimización multi-objetivo */
Construir los  $fsetP(t) \rightarrow \mu(C_T(t)), \mu(E_T(t)) \text{ y } \mu(Perd_T(t))$  -poe  $\rightarrow$  exógenos-
Maximizar  $\mu D^* = tnPE(\mu(C_T(t)), \mu(E_T(t)), \mu(Perd_T(t))) \rightarrow [C_T(t)^*, Perd_T(t)^*, E_T(t)^*]$ 
/* Cálculo de los costos intrínsecos de las variables objetivo de costo endógeno*/
Calcular  $CI(Perd_T(t)) - \mu D^*, E_T(t)^* \rightarrow \text{ctes.-, y } CI(E_T(t)) - \mu D^*, Perd_T(t)^* \rightarrow \text{ctes.-}$ 
Fin Para

```

4 Conclusiones

Las principales conclusiones para el trabajo propuesto se sintetizan a continuación:

Se ha presentado un novedoso modelo para realizar un despacho de potencia activa multi-objetivo y multiperiodo, con generación distribuida en alta tensión, e inyecciones multipunto desde el sistema interconectado, para sistemas de distribución ‘emergentes’. El despacho se sustenta en el flujo óptimo de potencia, considerando la totalidad de las restricciones operativas de las unidades de generación y la red. Los multipuntos de inyección -compra al sistema interconectado- se consideran generadores equivalentes.

El modelo contempla, como aporte central, la aplicación de un sistema de penalizaciones sobre las variables objetivo de costo endógeno, sustentado en el concepto de costo intrínseco, que opera con muy buenos resultados.

El modelo general es robusto confiable, y su implementación en GAMS con el solver CONOPT, insume alrededor de 2 segundos, sin requerir ningún ajuste. Esto constituye una ventaja sobre su implementación mediante metaheurísticas.

Referencias

- ALBaaj, B., & Kaplan, O. (2025). Enhanced COVID-19 Optimization Algorithm for Solving Multi-Objective Optimal Power Flow Problems with Uncertain Renewable Energy Sources: A Case Study of the Iraqi High-Voltage Grid. *Energy*, 18(3), pp. 478, 1-29.
- Arrillaga, J., & Arnold, C. P. (1990). Computer analysis of power systems. New York: Wiley.
- Babiker, A., Ahmad, S. S., Ahmed, I., Khalid, M., Abido, M. A., & Al-Ismail, F. S. (2025). Optimal Power Flow: A Review of State-of-the-Art Techniques and Future Perspectives. *IEEE Access*, vol 13, pp. 60012-60039.
- Ćalasan, M. P., Nikitović, L., & Mujović, S. (2019). CONOPT solver embedded in GAMS for optimal power flow. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 11(4), pp. 1-16.
- Camargo, F. G., Schweickardt, G. A., & Casanova, C. A. (2018). Maps of Intrinsic Cost (IC) in reliability problems of medium voltage power distribution systems through a Fuzzy multi-objective model. *Dyna*, 85(204), pp. 334-343.
- Daqaq, F., Ouassaid, M., & Ellaia, R. (2021). A new meta-heuristic programming for multi-objective optimal power flow. *Electrical Engineering*, 103(2), pp. 1217-1237.
- Dorji, S., Stonier, A. A., Peter, G., Kuppusamy, R., & Teekaraman, Y. (2023). An Extensive Critique on Smart Grid Technologies: Recent Advancements, Key Challenges, and Future Directions. *Technologies*, 11(3), 81, pp. 1-21.
- Ioanid, A., & Palade, D. (2024). The role of distribution system operators in the decentralized power system. *Revue Roumaine des Sciences Techniques—Série Électrotechnique et Énergétique*, 69(1), pp. 33-38.
- Kang, C., Kirschen, D., & Green, T. C. (2023). The evolution of smart grids. *Proceedings of the IEEE*, 111(7), pp. 691-693.
- Mythreyee, M., & Anandan, N. (2024). Analysis of distributed smart grid system on the national grids. *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, 13(5), pp. 2991-3000.
- Schweickardt, G., & Bucci, C. (2024). A Reasoning-Based Hyper-Heuristic Model for Reliability Optimization in Medium Voltage Power Distribution Systems. In 2024 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), pp. 1-8.
- Schweickardt, G., & Faure, O. (2024). Despacho económico multiobjetivo de generación distribuida sustentado en FOP SEH con cálculo de costos intrínsecos. Parte 1: Aspectos teóricos del modelo. *Congreso Internacional XXXVII ENDIO – XXXV EPIO*, pp. 198-203.
- Schweickardt, G. A., Miranda, V., & Wiman, G. (2011). A comparison of metaheuristics algorithms for combinatorial optimization problems. Application to phase balancing in electric distribution systems. *Latin American applied research*, 41(2), pp. 113-120.
- Syahputra, E., Firmansyah, E., & Setyonegoro, M. I. B. (2024). Choosing the Optimization Method of Grid with DG from a Distribution Operator Perspective: A Brief Review. In 2024 16th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE), pp. 446-450.