

A Hybrid Methodology for a Contingency Constrained Economic Dispatch under High Variability in the Renewable Generation

A. Loyarte, L. Clementi, and J. Vega, *Member, IEEE*

Abstract—The increasing use of distributed energy resources in power grids has renewed the interest in economic dispatch problems. In this context, a challenging problem consists in minimizing the effects of contingencies due to unwanted sudden variations in the power produced by renewable generators. This work aims at determining the power and voltage assignments for minimizing the overall operating cost, considering a contingency scenario, subject to constraints of capability margins, acceptable voltage ranges, thermal limits for lines and transformers, and voltage fluctuations. To this effect, a hybrid master-slave strategy is proposed. At the master stage, a particle swarm optimization algorithm is utilized to define the injected renewable-based powers; while the slave stage uses an interior-point method to minimize the production costs. After a given contingency, the power flow is evaluated through a Newton-Raphson method. As an application example, the methodology is used to solve the IEEE 30-bus test system, with the addition of several photovoltaic parks and distributed loads with typical demand profiles. The tests proved the effectiveness of the algorithm to solve the problem, and its value as a potential planning tool.

Index Terms—Distributed generation, Economic dispatch, Optimal power flow, Particle swarm optimization, Renewable energy

I. INTRODUCCIÓN

LA TENDENCIA mundial a diversificar la matriz energética otorga un rol preponderante a las fuentes basadas en recursos naturales renovables, en particular eólicos y fotovoltaicos [1], [2]. La penetración de fuentes renovables en las redes eléctricas de transporte y distribución debe analizarse considerando condiciones económicas, de mercado, sociales, medioambientales y técnicas, entre otras [3]. En los últimos años, los aspectos técnicos tomaron relevancia debido al auge de las tecnologías asociadas, y principalmente de las

microrredes [4] y las redes eléctricas inteligentes [5], [6].

Las fuentes basadas en recursos naturales no gestionables poseen una elevada variabilidad, la cual debe compensarse a fin de mantener condiciones adecuadas en la calidad del suministro eléctrico. Entre los inconvenientes registrados se destacan la contaminación armónica, variaciones rápidas de frecuencia y fluctuaciones de tensión [7], [8]. En algunas redes eléctricas de distribución, variaciones repentinas de la potencia generada por fuentes fotovoltaicas pueden originar sub- o sobretensiones, empeoramiento del factor de potencia y desbalance entre las fases [9]. La intermitencia del recurso explotado puede conducir a una eventual indisponibilidad de potencia. En tales casos, los sistemas de almacenamiento deben diseñarse para atenuar el impacto [10] y, pese a que su dimensionamiento es realizado habitualmente bajo criterios económicos [11], la determinación de las capacidades de los almacenadores y su localización puede orientarse a mejorar la calidad de potencia, minimizando las fluctuaciones de tensión o mejorando los perfiles de tensión en la red [12].

Un cambio repentino en la irradiancia solar o en la velocidad del viento, origina una contingencia evidenciada por una variación abrupta de la potencia eléctrica producida. En [13] se estudia el comportamiento de un grupo de plantas fotovoltaicas y se desarrolla un modelo dinámico empírico que permite estimar el cambio de potencia en función de la superficie cubierta por la instalación. Dicho cambio depende de la ventana temporal analizada y disminuye cuando la potencia se distribuye entre instalaciones distantes [14]. La contingencia suele modelarse a partir de la máxima variación esperable en la potencia producida por el conjunto de centrales [15]. En cambio, el impacto sobre la red debe analizarse bajo condiciones más conservadoras, considerando simultaneidad en la variación máxima esperable para cada parque generador.

Algunas metodologías limitan el aporte fotovoltaico, evitando transgredir restricciones en fluctuaciones de tensión y sub-/sobretensiones [16]-[18]. Variaciones de entre 20% y 60% en la potencia renovable son esperables en ventanas temporales del orden del minuto [19]. Metodologías similares suelen aplicarse para generadores eólicos [20]. En algunos casos se utilizan algoritmos de optimización para maximizar el aporte de potencia no-gestionable bajo criterios de calidad y con modelos de contingencia [21]. En otros, se estudia el impacto en la red a partir de un análisis de sensibilidad, para diferentes niveles de variación de la potencia renovable [22].

Este trabajo ha recibido apoyo financiero por parte del CONICET, la Universidad Tecnológica Nacional (Argentina) y la red temática CYTED 717RT0533 – MEIHAPER.

A. S. Loyarte, CIESE, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Lavaisse 610, 3000 Santa Fe, Argentina (email: aloyarte@frsf.utn.edu.ar).

L. A. Clementi, CIESE, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, e INTEC (CONICET-UNL), Santa Fe, Argentina (email: laclementi@santafe-conicet.gov.ar).

J. R. Vega, CIESE, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, e INTEC (CONICET-UNL), Santa Fe, Argentina (email: jrvega@frsf.utn.edu.ar)

Ante contingencias por variación abrupta de la generación renovable, el despacho económico limita la inyección de potencia renovable en determinados nodos de la red. En tal sentido, dicha generación se gestiona sacrificando criterios de costos para evitar transgredir límites técnicos de calidad. Un problema de contingencia debe considerar la gestión integral de los recursos de la red, y un objetivo orientado a mitigar los inconvenientes en las condiciones de demanda más variadas. Existen varios métodos numéricos efectivos para abordar problemas de despacho económico y flujo óptimo de potencia [23]. Entre ellos, se destacan los métodos de punto interior para problemas convexos [24], y los métodos evolutivos para problemas no-convexos y/o de compleja implementación algorítmica [25], con cierta preponderancia de la optimización por enjambre de partículas (PSO) [26]-[28].

En este trabajo, se propone una metodología híbrida que combina un método evolutivo con métodos de descenso de tipo gradiente, para resolver el despacho económico bajo un escenario de contingencia originado por una disminución abrupta en la potencia generada por las fuentes renovables. La propuesta utiliza: a) una PSO como método ‘maestro’ para manipular la potencia inyectada a la red por los generadores basados en recursos renovables de alta variabilidad; y b) un método de punto interior como ‘esclavo’, ejecutándose a cada iteración del primero, y trabajando sobre las restantes variables manipulables, para garantizar un despacho óptimo en términos de costo operativo. Luego de la contingencia, la condición de operación de la red se determina a partir de un segundo método ‘esclavo’ que resuelve el flujo de potencia por Newton-Raphson [29]. El objetivo final es determinar el despacho de potencias y tensiones en los generadores que minimiza el costo de producción, respetando las condiciones mínimas de calidad de servicio, ante una contingencia de variación rápida de la potencia renovable. Un índice de aprovechamiento renovable permite evaluar la factibilidad de inyectar la totalidad de la potencia renovable disponible. El algoritmo se aplica sobre la red estándar IEEE 30-bus [30], a la cual se le incorporan cuatro parques fotovoltaicos. Los resultados muestran un desempeño adecuado del algoritmo y su potencial aplicación como herramienta de planificación.

II. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS POR INCREMENTOS ABRUPTOS DE LA DEMANDA

La Fig. 1 esquematiza dos nodos vinculados por una línea de impedancia jX (por simplicidad, se desprecian la componente resistiva y los parámetros transversales). Un generador (en configuración *slack*) provee una tensión de magnitud V_1 y fase 0. El segundo nodo demanda una potencia compleja $P+jQ$, y su tensión presenta un módulo V_2 y fase α .

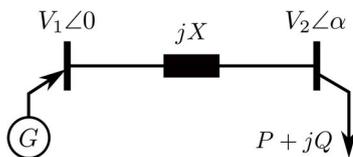


Fig. 1. Red elemental de dos nodos.

En el nodo de carga, el flujo de potencia verifica:

$$-P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \alpha \quad (1)$$

$$-Q = -\frac{V_1 V_2}{X} \cos \alpha + \frac{V_2^2}{X} \quad (2)$$

Combinando (1) y (2), se obtiene:

$$P^2 + \left(Q + \frac{V_2^2}{X} \right)^2 = \left(\frac{V_1 V_2}{X} \right)^2 \quad (3)$$

A partir de (3) es posible determinar que la tensión V_2 tiene un dominio de soluciones factibles dado por:

$$Q \leq \frac{V_1^2}{4X} - \frac{XP^2}{V_1^2} \quad (4)$$

La Fig. 2 representa gráficamente el dominio de factibilidad de soluciones para las potencias demandadas [según (4)]. La zona sombreada corresponde a demandas que pueden ser abastecidas por el generador, manteniendo la tensión de referencia preestablecida. Para una demanda dada $\{P, Q\}$, habrá hasta dos valores posibles de V_2 [según (3)]; pero sólo el mayor de ellos corresponde a un punto estable de operación de la red, mientras que el menor está asociado a condiciones de inestabilidad de tensiones [31].

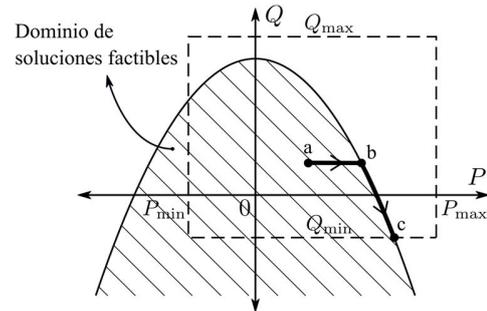


Fig. 2. Dominio de soluciones factibles para la demanda en la red elemental. Comportamiento ante un incremento de P .

En la Fig. 2 se indican los límites de capacidad del generador (P_{\min} , P_{\max} ; Q_{\min} , Q_{\max}). A partir de un punto de trabajo ‘a’, y bajo la premisa de mantener el consumo de reactivo y la tensión de referencia, es posible incrementar la demanda de P sólo hasta alcanzar la frontera de factibilidad (punto ‘b’), correspondiente en este caso a una P inferior al límite máximo ($P < P_{\max}$). A partir de ‘b’, manteniendo la consigna de tensión, podrá incrementarse P sólo si se disminuye Q . En este caso, para cada valor de Q , P podrá tomar como máximo el valor indicado por la parábola. Este proceso puede extenderse hasta alcanzar el límite inferior $Q =$

Q_{\min} que puede entregar el generador (punto “c”), aún cuando la P transferida no logre alcanzar P_{\max} . Para simplificar, se ha despreciado en el análisis el consumo propio de la línea.

Consideremos una red eléctrica de múltiples nodos, y un parque generador que incluya (aunque no exclusivamente), generadores basados en energías renovables dependientes de condiciones ambientales. Si dichas condiciones varían abruptamente, la pérdida de potencia renovable (equivalente a un incremento repentino de la demanda), deberá ser absorbida por los restantes generadores. Ante una contingencia súbita como la descrita, si no se modifican las correspondientes consignas de tensión y potencia asignadas a la generación, el generador *slack* tenderá a compensar la potencia renovable desplazada, con un comportamiento similar al de la Fig. 2. La Q entregada podrá reducirse para así posibilitar un incremento en P ; con límites fijados por P_{\max} o Q_{\min} . Alcanzado Q_{\min} , la barra perderá la capacidad de control de tensión; y entonces otra barra de generación deberá ser asignada como *slack*, para establecer la tensión de referencia del sistema, pudiéndose repetir el mecanismo por el cual ésta continuará absorbiendo parte de la potencia renovable desplazada. En estas condiciones, la barra designada originalmente como *slack* se convierte al tipo PQ (barra de carga), fijándose $Q = Q_{\min}$; mientras que P es la obtenida al alcanzarse Q_{\min} .

Si la i -ésima barra es un nodo de generación, con límites de reactivo $Q_{\min,i}$ y $Q_{\max,i}$, las siguientes condiciones necesarias aseguran un estado de estabilidad de tensiones [32]:

$$(V_i - V_{i,sp})(Q_{\max,i} - Q_i) \geq 0 \quad (5)$$

$$(V_i - V_{i,sp})(Q_i - Q_{\min,i}) \leq 0 \quad (6)$$

donde V_i es el módulo de la tensión en la barra cuya consigna es $V_{i,sp}$, y Q_i es la potencia reactiva entregada. En el caso analizado, para $Q_i = Q_{\min,i}$, (6) se satisface automáticamente, pero (5) sólo se verifica para $V_i \geq V_{i,sp}$. Por lo tanto, si la consigna $V_{i,sp}$ se fija en un valor elevado (por ejemplo, cercano al límite superior aceptable, para lograr un perfil adecuado de tensiones), luego de la contingencia podrán presentarse sobretensiones en régimen permanente. En redes más complejas y de gran extensión, las sobretensiones pueden no sólo registrarse en el nodo de generación convertido al tipo PQ, sino también en puntos cercanos, cuando en la zona no se ubiquen otros generadores que controlen tensión. Otros problemas asociados a estas contingencias incluyen sobrecargas, subtensiones y fluctuaciones de tensión [8].

III. DESPACHO ÓPTIMO EN REDES CON ALTA PENETRACIÓN DE FUENTES RENOVABLES

A. Planteo del Problema

Se denomina $I_n = \{1, 2, \dots, N\}$ al conjunto ordenado de los N nodos de una red simétrica, trifásica y balanceada, con matriz de admitancias nodales \mathbf{Y} ($N \times N$) [17]. El conjunto $I_g \subset$

I_n identifica a los nodos con generación convencional; mientras que $I_r \subset I_n$ a los nodos con generación renovable. Asumiendo un costo operativo nulo para los generadores en los nodos I_r y funciones de costo f_i para los nodos en I_g ($i \in I_g$), la operación en despacho económico apunta a minimizar el costo global C , según el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} \min C &= \sum_{\forall i \in I_g} f_i(P_{g,i}^m) = \\ &= \sum_{\forall i \in I_g} \alpha_i (P_{g,i}^m)^2 + \beta_i P_{g,i}^m + \gamma_i \end{aligned} \quad (7)$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} P_{g,i}^e - P_{d,i} &= \sum_{k=1}^N V_i^e V_k^e \left[G_{ik} \cos(\delta_i^e - \delta_k^e) + \right. \\ &\left. + B_{ik} \sin(\delta_i^e - \delta_k^e) \right]; \quad i \in I_n; \quad e = \{m, c\} \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} Q_{g,i}^e - Q_{d,i} &= \sum_{k=1}^N V_i^e V_k^e \left[G_{ik} \sin(\delta_i^e - \delta_k^e) - \right. \\ &\left. + B_{ik} \cos(\delta_i^e - \delta_k^e) \right]; \quad i \in I_n; \quad e = \{m, c\} \end{aligned} \quad (9)$$

$$P_{g,\min,i} \leq P_{g,i}^e \leq P_{g,\max,i}; \quad i \in I_g \cup I_r; \quad e = \{m, c\} \quad (10)$$

$$Q_{g,\min,i} \leq Q_{g,i}^e \leq Q_{g,\max,i}; \quad i \in I_g \cup I_r; \quad e = \{m, c\} \quad (11)$$

$$V_{\min,i} \leq V_i^e \leq V_{\max,i}; \quad i \in I_n; \quad e = \{m, c\} \quad (12)$$

$$\left| V_i^m - V_i^c \right| \leq \Delta V_{\lim,i}; \quad i \in I_n \quad (13)$$

$$\begin{aligned} \sqrt{\left[(V_i^e)^2 + (V_k^e)^2 - 2V_i^e V_k^e \cos(\delta_i^e - \delta_k^e) \right] (G_{ik}^2 + B_{ik}^2)} \\ \leq I_{\max,(i,k)}; \quad (i,k) \in I_c; \quad e = \{m, c\} \end{aligned} \quad (14)$$

Las ecuaciones (8, 9) corresponden al flujo de potencia; V_i y δ_i son módulo y fase de la tensión en el i -ésimo nodo, para el cual la generación y las demandas de P y Q son: $P_{g,i}$, $Q_{g,i}$, $P_{d,i}$ y $Q_{d,i}$ ($P_{g,i}$ y $Q_{g,i}$ son nulos en nodos sin generación). Los parámetros G_{ik} y B_{ik} son las componentes real e imaginaria del elemento (i, k) de la matriz \mathbf{Y} . Los coeficientes $\{\alpha_i, \beta_i, \gamma_i\}$ definen la función de costo para el i -ésimo generador en I_g . El superíndice ‘ e ’ es indicativo del escenario; se contempla un escenario ‘ m ’ antes de la contingencia (disminución abrupta de la potencia activa generada por fuentes renovables); y un escenario ‘ c ’ posterior a la misma. Se define:

$$P_{g,i}^c = \left(1 - \frac{\Delta P_r(\%)}{100}\right) P_{g,i}^m ; i \in I_r \quad (15)$$

donde $\Delta P_r(\%)$ es el salto porcentual previsto para la generación renovable (contingencia).

Las ecuaciones (10, 11) establecen los límites de capacidad ($P_{g,\max,i}$, $Q_{g,\max,i}$; $P_{g,\min,i}$, $Q_{g,\min,i}$). Para nodos en I_r , $P_{g,\max,i}$ es impuesto por las condiciones climatológicas y $P_{g,\min,i} = 0$, mientras que $Q_{g,\max,i}$ y $Q_{g,\min,i}$ son normalmente dependientes de la potencia activa desarrollada, una vez establecido un factor de potencia límite fp_i , según:

$$Q_{g,\max,i} = \tan[\arccos(fp_i)] P_{g,i}^e ; i \in I_r \quad (16)$$

$$Q_{g,\min,i} = -\tan[\arccos(fp_i)] P_{g,i}^e ; i \in I_r \quad (17)$$

La ecuación (12) limita las tensiones para operar en un rango aceptable, (13) restringe las fluctuaciones de tensión a un límite máximo, $\Delta V_{\lim,i}$, y (14) limita la corriente en una línea o en un transformador al valor $I_{\max,(i,k)}$, donde (i,k) identifica al componente que se ubica entre los nodos i y k . El conjunto I_c comprende a la totalidad de tuplas (i,k) que identifican a cada rama (línea o transformador) de la red.

B. Resolución Mediante un Método Híbrido

La complejidad de (7-14) dificulta tanto el análisis de la convexidad del problema como la implementación algorítmica. Por otra parte, los métodos de punto interior son eficientes para resolver problemas con funciones de costo convexas, como la (7), y restricciones como las (8-12, 14) [24]. Sin embargo, en este caso serán aplicables sólo si es posible desacoplar el problema de despacho económico (escenario 'm') de las restantes restricciones del problema. Con este fin, se propone una metodología maestro-esclavo, que utiliza: (i) un método evolutivo ('maestro'), que facilita la implementación de las restricciones asociadas a la contingencia, y (ii) un método de punto interior ('esclavo') que resuelve el despacho en el escenario 'm'. Especialmente, se incorpora la variable $\varepsilon_{v,j}$ ($j \in I_n$) para restringir las tensiones antes de la contingencia a un rango más estrecho que el que sugieren los límites $V_{\max,i}$ y $V_{\min,i}$. En consecuencia, en (7) se modifica el número de variables de decisión, resultando:

$$\min C = \sum_{\substack{P_{g,i}^m, V_i^m ; i \in I_g \cup I_r \\ \varepsilon_{v,j} ; j \in I_n}} \alpha_i (P_{g,i}^m)^2 + \beta_i P_{g,i}^m + \gamma_i \quad (18)$$

Además, (12) es sustituida por las siguientes ecuaciones:

$$V_{\min,i} \leq V_i^m \leq V_{\max,i} - \varepsilon_{v,i} ; i \in I_n \quad (19)$$

$$0 \leq \varepsilon_{v,i} \leq V_{\max,i} - V_{\min,i} ; i \in I_n \quad (20)$$

$$V_{\min,i} \leq V_i^c \leq V_{\max,i} ; i \in I_n \quad (21)$$

Las ecuaciones (19, 20) indican que si se resuelve el despacho previo a la contingencia y de manera independiente (desacoplado de las restricciones asociadas a la misma), entonces puede ser necesario restringir los niveles de tensión a valores inferiores a $V_{\max,i}$, con el objetivo de evitar posibles sobretensiones en el escenario 'c', como las descritas en la Sección II. Esta propuesta implica resolver cada iteración del método híbrido a través del siguiente algoritmo:

- 1.- Utilizar un método evolutivo para manipular $P_{g,i}^m$ ($i \in I_r$) y $\varepsilon_{v,j}$ ($j \in I_n$), dentro de los límites de (10, 20).
- 2.- (Escenario 'm'). Para la propuesta de variables del Paso 1, utilizar un método basado en gradientes, para resolver el problema de despacho económico (18, 8-11, 14, 19), con $e=m$, y obtener $P_{g,i}^m$ ($i \in I_g$) y V_j^m ($j \in I_g \cup I_r$), determinando el costo global mínimo, C_{\min} .
- 3.- (Escenario 'c'). Para las potencias $P_{g,i}^c$ ($i \in I_r$) computadas según (15) y a partir de los resultados del Paso 2, resolver el problema del flujo de potencia de (8, 9) con $e=c$, utilizando por ejemplo un método de Newton-Raphson. Se utiliza: $P_{g,i}^c = P_{g,i}^m$ ($\forall i \in I_g$), y $V_i^c = V_i^m$ ($\forall i \in I_g \cup I_r$). Debe incluirse un algoritmo de conversión del tipo de barra (de barra de generación a PQ, y viceversa), que considere las restricciones (5, 6), para garantizar la estabilidad de tensiones, incluyendo para ello las restricciones (10, 11).
- 4.- A partir de los resultados del Paso 3 (posterior a la contingencia), revisar las restricciones (13, 14, 21), con $e=c$. Si se satisfacen dichas restricciones, se convalida la propuesta del Paso 1. En caso contrario, la propuesta se ubicó fuera del dominio factible; y se debe aplicar un mecanismo de penalización que desplace la propuesta hacia dentro del espacio de soluciones.

C. Optimización por Enjambre de Partículas (PSO)

En un método PSO, se denomina 'partícula' a una potencial solución del problema de optimización. En este tipo de métodos, inicialmente se propone una población aleatoria de partículas ubicada en el dominio de solución del problema. Luego, la posición de la p -ésima partícula en la n -ésima iteración (\mathbf{X}_n^p), se actualiza según [26], [27]:

$$\Delta \mathbf{X}_{n+1}^p = \omega_n \Delta \mathbf{X}_n^p + c_{1,n} R_{1,n} (\mathbf{B}^p - \mathbf{X}_n^p) + c_{2,n} R_{2,n} (\mathbf{G} - \mathbf{X}_n^p) \quad (22)$$

$$\mathbf{X}_{n+1}^p = \mathbf{X}_n^p + \Delta \mathbf{X}_n^p \quad (23)$$

donde \mathbf{B}^p y \mathbf{G} son la mejor posición histórica alcanzada por la partícula y por el enjambre, respectivamente; ω_n es el

coeficiente inercial; $c_{1,n}$ y $c_{2,n}$ son las aceleraciones cognitiva y social, respectivamente; y $R_{1,n}$ y $R_{2,n}$ son factores aleatorios escogidos en cada iteración, según una distribución uniforme de probabilidades en el rango (0; 1). Los parámetros ω_n , $c_{1,n}$ y $c_{2,n}$, y el tamaño de la población, establecen la configuración global del método y se eligen luego de algunas pruebas preliminares para evaluar su desempeño.

En el contexto del problema, utilizando PSO como método ‘maestro’, el vector \mathbf{X}^p debe componerse como:

$$\mathbf{X}^p = \left[P_{g,i}^m \Big|_{\forall i \in I_r}, \varepsilon_{v,j} \Big|_{\forall j \in I_n} \right] \quad (24)$$

En cada iteración, la actualización de los vectores \mathbf{B}^p y \mathbf{G} se realiza de acuerdo con el costo de generación optimizado y determinado en el Paso 2 del algoritmo. Una partícula en el espacio de soluciones (convalidada su posición luego del Paso 4), alcanza una mejor ubicación cuando presenta un menor costo global asociado (problema de minimización).

Cuando (22, 23) del Paso 1 violen alguna restricción de cota sobre las variables manipuladas por la misma PSO [(10) para $i \in I_r$, o (20)], la coordenada correspondiente podrá corregirse fijándola igual al límite transgredido. La violación de otras restricciones durante la ejecución del algoritmo, o la divergencia de alguno de los métodos ‘esclavo’ de los Pasos 2 o 3, indica que la partícula se desplazó fuera del dominio factible. En tal caso, se sugiere retornar dicha partícula a su posición anterior (válida) y disminuir su velocidad a la mitad, reduciendo el efecto inercial de (22) para la próxima iteración, emulando un método de paso adaptativo.

Por otro lado, $\varepsilon_{v,i}$ permite incrementar el aporte de potencia renovable a la red cuando la limitación viene dada por sobretensiones posteriores a la contingencia. Sin embargo, esta limitación suele registrarse en nodos de generación que alcanzan su límite inferior de reactivo, o en otros cercanos. En consecuencia, es posible hallar una solución aproximada considerando un margen de tensión ε_v común para todos los nodos de la red ($\varepsilon_v \approx \varepsilon_{v,i}; i \in I_n$). Esta simplificación reduce la dimensión del espacio de soluciones, y consecuentemente baja significativamente el costo computacional de resolución.

IV. PROBLEMA DE APLICACIÓN

La red IEEE 30-bus (N = 30) posee generadores en los nodos $I_g = \{1, 2, 5, 8, 11, 13\}$ (Fig. 3), cuyos límites de capacidad y coeficientes de las funciones de costo se resumen en la Tabla I. Los parámetros de la red pueden consultarse en [30]. Se incorporaron cuatro plantas fotovoltaicas (sin preverse almacenamiento) en los nodos $I_r = \{18, 23, 29, 30\}$, los cuales fueron seleccionados para evidenciar las consecuencias de las fluctuaciones en la potencia renovable. Aunque no se presentarán resultados por razones de espacio, se repitió el análisis con diferentes variantes del conjunto I_r , obteniéndose en todos los casos conclusiones similares en cuanto a la problemática y el desempeño de la metodología desarrollada.

TABLA I
GENERADORES EN I_g : LÍMITES DE CAPABILIDAD (EN MW) Y COEFICIENTES DE LAS FUNCIONES DE COSTO

Nodo (i)	$P_{g,min,i}$ (MW)	$P_{g,max,i}$ (MW)	$Q_{g,min,i}$ (Mvar)	$Q_{g,max,i}$ (Mvar)	α_i	β_i	γ_i
1	0	360,2	0,0	10,0	0,0384	20	0
2	0	140,0	-40,0	50,0	0,250	20	0
5	0	100,0	-40,0	40,0	0,010	40	0
8	0	100,0	-10,0	40,0	0,010	40	0
11	0	100,0	-6,0	24,0	0,010	40	0
13	0	100,0	-6,0	24,0	0,010	40	0

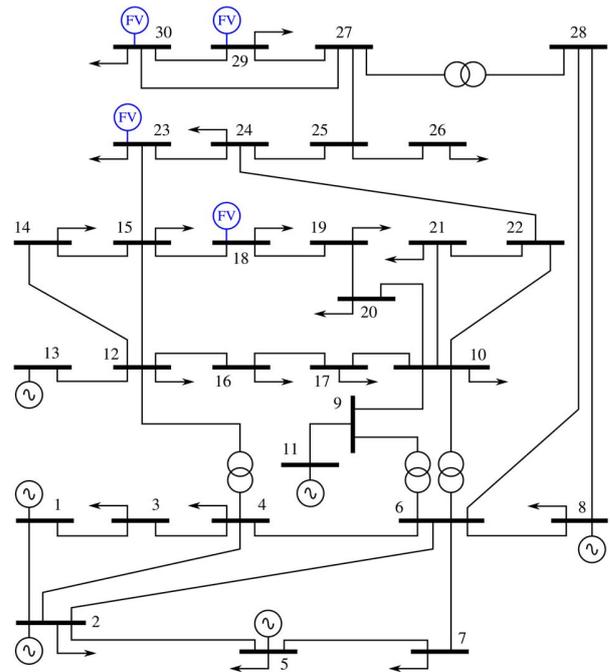


Fig. 3. Red IEEE 30-bus con el agregado de plantas fotovoltaicas (FV).

Las demandas diarias ‘industrial’ y ‘residencial’ se tomaron de [33], y se muestran normalizadas en la Fig. 4. El máximo de cada curva de P ($P_{d,max}$) y el factor de potencia (fp_d) se detallan en la Tabla II. Las instalaciones fotovoltaicas se operaron con un factor de potencia mínimo $fp = 0,95$. La Fig. 5 representa las estimaciones de los perfiles de potencia máxima erogada, por cada una de ellas, a lo largo del día.

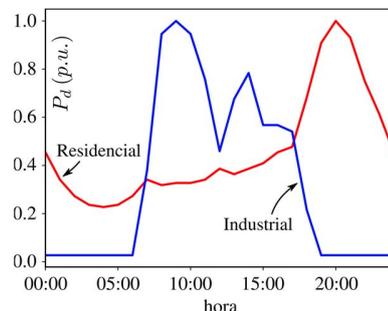


Fig. 4. Perfiles de demanda, en ‘por unidad’ (p.u.) del máximo $P_{d,max}$.

El despacho de los generadores se realizó a intervalos de 1 hora, de acuerdo con el criterio económico del problema de la Sección III, y considerando posibles contingencias por

reducción abrupta de la potencia fotovoltaica, con $\Delta P_r = 40\%$, para tensiones entre $V_{\min} = 0,97$ p.u. y $V_{\max} = 1,03$ p.u., y con fluctuaciones de tensión limitadas a $\Delta V_{\lim} = 0,02$ p.u. [18]. Se seleccionó inicialmente al nodo 1 como *slack*. Por otra parte, en toda rama de la red se fijó $I_{\max} = 2,5$ p.u. como corriente máxima transferible. La potencia base fue de 100 MVA.

TABLA II
MÁXIMA POTENCIA ACTIVA DEMANDADA Y FACTOR DE POTENCIA (INDUCTIVO)

Sin carga	Industrial		Residencial			
	Nodo	$P_{d,\max}$ (MW)	fp_d	Nodo	$P_{d,\max}$ (MW)	fp_d
1	2	26,0	0,863	16	4,20	0,889
6	3	2,88	0,894	17	10,8	0,841
9	4	9,12	0,979	18	3,84	0,963
11	5	113	0,980	19	11,4	0,942
13	7	27,4	0,902	20	2,64	0,953
22	8	36,0	0,707	21	21,0	0,842
25	10	6,96	0,945	23	3,84	0,894
27	12	13,4	0,831	24	10,4	0,792
28	14	7,44	0,968	26	4,20	0,836
	15	9,84	0,957	29	2,87	0,936
				30	12,7	0,984

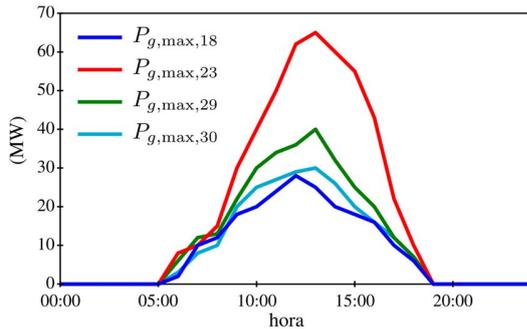


Fig. 5. Potencia máxima erogada por las instalaciones fotovoltaicas.

El problema se resolvió para el planteo simplificado con un único ε_v . La PSO utilizó una población de 15 partículas, con una configuración inicial: $\omega_0 = 1$, $c_{1,0} = 2$ y $c_{2,0} = 1$, y una reducción del 7% por iteración. Para el problema desacoplado de despacho económico, se empleó un método de punto interior de la librería MATPOWER [34]. La solución se estabilizó luego de 30 iteraciones de la PSO (método 'maestro'). Se aceptó como válida, la mejor solución luego de 30 ejecuciones de la metodología híbrida, con partículas inicializadas aleatoriamente en la región factible.

La Tabla III presenta los resultados para las variables de decisión de la PSO, en el periodo de generación fotovoltaica (06:00 hs a 18:00 hs). Para cuantificar la potencia activa inyectada por las instalaciones solares con relación a su posible generación máxima, se utilizó el siguiente indicador:

$$p(\%) = \frac{\sum_{\forall i \in I_r} P_{g,i}^m}{\sum_{\forall i \in I_r} P_{g,\max,i}} \times 100 \quad (25)$$

Dado que $\varepsilon_v \neq 0$ en todos los casos, fue necesario limitar el nivel máximo de tensión admitido antes de la contingencia. Aún así, no fue posible o conveniente inyectar la totalidad de la potencia fotovoltaica disponible, principalmente en horarios cercanos al mediodía. Además, pese a que el índice p alcanzó el 100% sólo en condiciones de baja generación fotovoltaica, el valor mínimo de p se obtuvo a las 18:00 hs, cuando la generación renovable es pequeña. Esto puede deberse a que la generación fotovoltaica representó una fracción considerable de la potencia demandada, dado que simultáneamente se registró una reducción significativa de la demanda industrial.

TABLA III
RESULTADOS DEL DESPACHO ÓPTIMO (POR HORA)

hs	$P_{g,18}^m$ (MW)	$P_{g,23}^m$ (MW)	$P_{g,29}^m$ (MW)	$P_{g,30}^m$ (MW)	$\varepsilon_v \times 10^3$ (p.u.)	C_{\min} (\$/h)	p (%)	ΔC (%)
6:00	2,00	8,00	6,00	3,00	1,10	8158	100	0,01
7:00	10,00	10,00	12,00	8,00	1,02	7326	100	0,01
8:00	12,00	15,00	13,00	10,00	1,41	6940	100	0,01
9:00	9,23	30,00	22,00	20,00	4,67	5818	90,3	5,9
10:00	15,32	32,49	30,00	25,00	4,80	5107	89,4	8,7
11:00	14,83	50,00	29,76	27,00	5,07	4509	90,1	10,2
12:00	27,98	62,00	25,06	29,00	5,57	3814	92,9	7,4
13:00	25,00	65,00	26,70	27,24	5,54	3823	90,0	-5,0
14:00	18,92	60,00	32,00	23,37	5,07	4116	97,3	2,8
15:00	18,00	55,00	25,00	20,00	4,37	4588	100	0,07
16:00	16,00	43,00	20,00	16,00	3,29	5321	100	0,04
17:00	10,00	22,00	12,00	12,00	1,68	6713	100	0,03
18:00	6,00	10,00	6,60	4,02	0,85	7851	88,7	1,8

La magnitud ΔC (%) representa el incremento en el costo óptimo de generación, en relación al óptimo obtenido inyectando la totalidad de la potencia renovable disponible y sin considerar contingencias (forzando $p=100\%$ y $\Delta P_r = 0$). El incremento máximo es de 10,2%, registrado a las 11:00 hs. Mientras que a las 13:00 hs, para $p=100\%$, el conjunto de restricciones obliga a despachar mayor potencia en los generadores (costosos) de los nodos 5 y 8; y por lo tanto, el despacho restringido por contingencias reduce el costo global un 5,0%.

Para las 13:00 hs, la Tabla IV resume la operación de los generadores antes y después de la contingencia. El generador *slack* (nodo 1) operó en su mínimo de reactivo en ambas condiciones, mientras que los generadores en los nodos 5, 8, 11 y 13 no despacharon P , debido a sus elevados costos de producción. Las consignas de tensión se limitaron a 1,024 p.u. en más de la mitad de los nodos de generación antes de la contingencia (consecuencia de ε_v), y fueron mayormente mantenidas luego la misma. En el nodo 1, la contingencia elevó el nivel de tensión al límite máximo aceptado.

La Fig. 6 muestra la evolución del costo optimizado (C_{\min}) y las variables manipuladas, con las iteraciones de la PSO. La solución se estabilizó aproximadamente en 15 iteraciones. En ocasiones, el algoritmo redujo la potencia fotovoltaica aportada en un nodo, para incrementarla en otro; mientras que ε_v tuvo un comportamiento cambiante durante el cálculo. El

índice p alcanzó un 90,0% (Tabla III), limitando la potencia fotovoltaica exclusivamente en los nodos 29 y 30 (Fig. 6c).

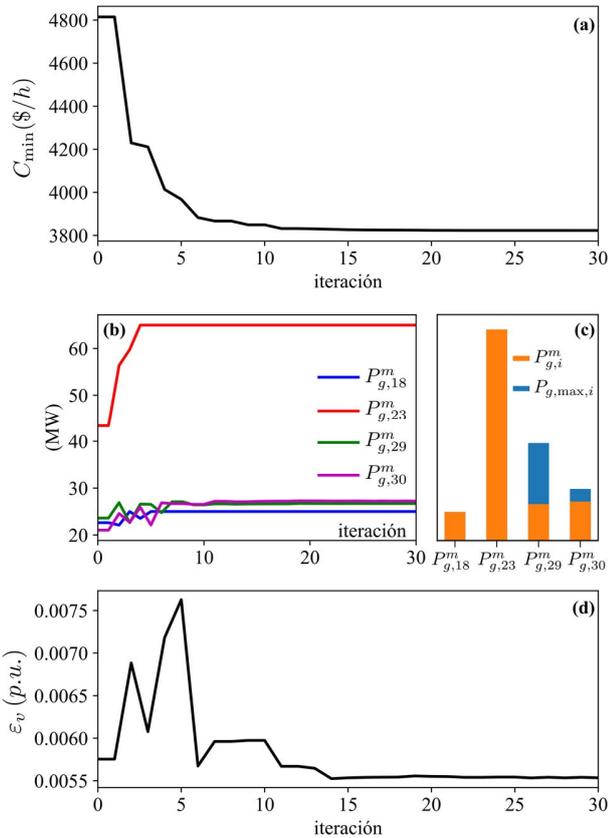


Fig. 6. Aplicación del método numérico híbrido para las 13:00 hs. (a) C_{\min} (\$/h). (b) Potencias fotovoltaicas. (c) Potencias fotovoltaicas incorporadas en relación a la disponible. (d) ε_v (p.u.).

TABLA IV
OPERACIÓN DE LOS GENERADORES ANTES Y DESPUÉS DE LA CONTINGENCIA (13:00 HS)

Nodo	$P_{g,i}^m$ (MW)	$Q_{g,i}^m$ (Mvar)	V_i^m (p.u.)	$P_{g,i}^c$ (MW)	$Q_{g,i}^c$ (Mvar)	V_i^c (p.u.)
1	128,9	0,00	1,024	185,2	0,00	1,030
2	23,49	21,44	1,009	23,39	19,08	1,009
5	0,00	40,00	0,985	0,00	40,00	0,985
8	0,00	40,00	0,994	0,00	40,00	0,992
11	0,00	6,82	1,024	0,00	5,18	1,024
13	0,00	6,71	1,024	0,00	2,77	1,024
18	25,00	7,59	1,024	15,00	4,93	1,019
23	65,00	-10,66	1,024	39,00	-3,20	1,024
29	26,70	-2,62	1,024	16,02	-2,22	1,024
30	27,24	-0,51	1,024	16,34	1,59	1,024

La Fig. 7 muestra la evolución de la máxima fluctuación de tensión, ΔV_{\max} , registrando valores inferiores al máximo admitido, sugiriendo que la restricción no fue limitante para la incorporación de potencia fotovoltaica. La Fig. 8 representa la máxima tensión obtenida antes (V_{\max}^m) y después (V_{\max}^c) de la contingencia, y las correspondientes tensiones mínimas (V_{\min}^m y V_{\min}^c). Se detectaron limitaciones por tensiones mínimas en el escenario ‘m’ y máximas en el escenario ‘c’. Una revisión en detalle de las limitaciones citadas sugiere que V_{\max}^c alcanzó

el máximo admitido en el nodo 1, mientras que V_{\min}^m alcanzó el nivel mínimo aceptable en el nodo 26. Este nodo no se vincula directamente a ningún otro nodo de generación y en consecuencia se vio apreciablemente afectado por las caídas de potencial. Por otra parte, las corrientes registradas fueron notablemente inferiores al límite establecido y no condicionaron el despacho de generadores fotovoltaicos.

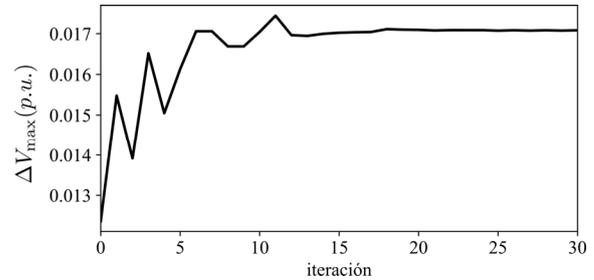


Fig. 7. Evolución de la máxima fluctuación de tensión para las 13:00 hs.

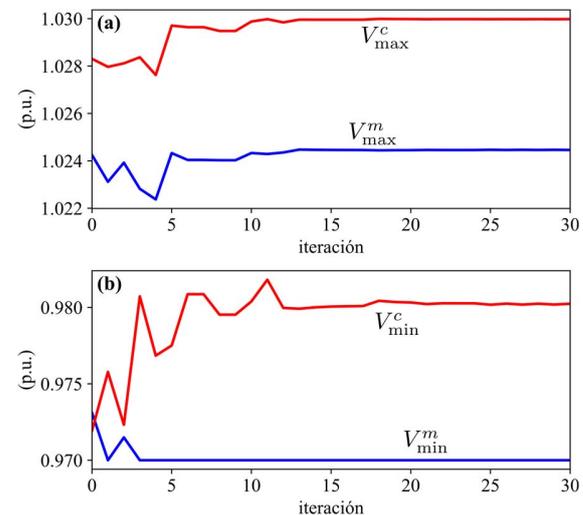


Fig. 8. Evolución de las tensiones máximas y mínimas para las 13:00 hs.

Se realizó un análisis de sensibilidad para variaciones de ΔP_r entre 0 y 100%, a intervalos de 10% (Fig. 9). Para $\Delta P_r = 0$ (sin contingencia), no se incorporó la potencia fotovoltaica total disponible ($p = 96,5\%$). Estas situaciones, repetidas para diversas condiciones de demanda, sugerirían un inapropiado dimensionamiento de las instalaciones fotovoltaicas, o la necesidad de adecuar la red para mejorar el índice p .

En la condición más pesimista ($\Delta P_r = 100\%$), sólo se halló la solución trivial ($p = 0$), que originó un costo más elevado (9105 \$/h). En estas circunstancias se detectaron los puntos de mayor debilidad en la red, observando que las restricciones violadas con mayor frecuencia fueron: sobretensiones en los nodos 1 y 2, subtensiones en los nodos 26, 29 y 30, y fluctuaciones excesivas de la tensión en el nodo 30.

V. CONCLUSIONES

La metodología híbrida propuesta es apta para resolver el problema de despacho económico en redes que incluyan

fuentes basadas en recursos renovables, ante contingencias asociadas a variaciones rápidas del recurso explotado y considerando restricciones operativas y de calidad.

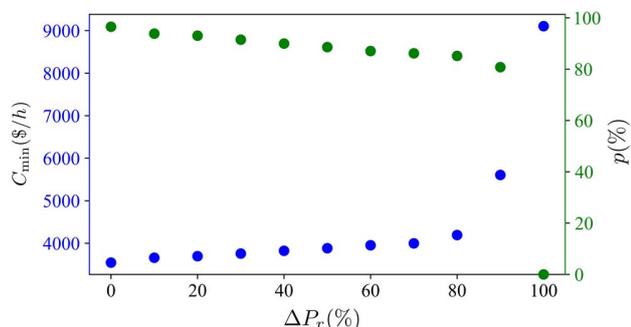


Fig. 9. Sensibilidad de C_{\min} y p a variaciones de ΔP_r (%), para las 13:00 hs.

La ventaja del método reside en desacoplar el proceso iterativo de cálculo en etapas abordables por métodos numéricos diferentes. Así, es posible explotar la rápida convergencia de los métodos de gradiente para resolver problemas de flujo de potencia y despacho económico, y la flexibilidad de la PSO para gestionar restricciones complejas. Además, como PSO se basa en una población de individuos, la exploración holística del espacio de soluciones admite el registro de variables relevantes durante el proceso de búsqueda, para el posterior análisis de resultados. La estructura algorítmica es adaptable a otros métodos evolutivos y de gradiente.

El método se aplicó con éxito sobre la red IEEE 30-bus, con la incorporación de generadores fotovoltaicos. El registro de variables vinculado a la PSO permitió identificar nodos con sub- y sobretensiones, y fluctuaciones de tensión. Los resultados sugieren que el algoritmo puede ser explotado como herramienta de planificación, dado que permite identificar puntos débiles, anticipar posibles inconvenientes operativos, o verificar el dimensionamiento de instalaciones solares o eólicas, en relación a su impacto sobre la red. A futuro, se adecuará para incluir medios de almacenamiento y desarrollar una herramienta orientada al dimensionamiento y localización de parques eólicos y fotovoltaicos.

REFERENCIAS

- [1] N. Panwar, S. Kaushik, and S. Kothari, "Role of renewable energy sources in environmental protection: a review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 3, pp. 1513–1524, 2011.
- [2] P. D. Lund, "How fast can businesses in the new energy sector grow? An analysis of critical factors," *Renewable Energy*, vol. 66, pp. 33–40, 2014.
- [3] J. P. Painuly, "Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis," *Renewable Energy*, vol. 24, no. 1, pp. 73–89, 2001.
- [4] T. Adefarati and R. Bansal, "Reliability and economic assessment of a microgrid power system with the integration of renewable energy resources," *Applied Energy*, vol. 206, pp. 911–933, 2017.
- [5] M. E. El-Hawary, "The smart grid state-of-the-art and future trends," *Electric Power Components and Systems*, vol. 42, no. 3–4, pp. 239–250, 2014.
- [6] S. Howell, Y. Rezgui, J.-L. Hippolyte, B. Jayan, and H. Li, "Towards the next generation of smart grids: Semantic and holonic multi-agent management of distributed energy resources," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 77, pp. 193–214, 2017.
- [7] X. Liang, "Emerging power quality challenges due to integration of renewable energy sources," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 2, pp. 855–866, 2017.
- [8] M. Karimi, H. Mokhlis, K. Naidu, S. Uddin, and A. Bakar, "Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network—a review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, pp. 594–605, 2016.
- [9] S. M. R. Sanhueza and S. C. L. Freitas, "Overvoltage forecast in a urban distribution power grid considering PV systems connection," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no. 8, pp. 2221–2227, 2018.
- [10] S. Bacha, D. Picault, B. Burger, I. Etxeberria-Otadui, and J. Martins, "Photovoltaics in microgrids: An overview of grid integration and energy management aspects," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 9, no. 1, pp. 33–46, 2015.
- [11] B. Bahmani-Firouzi and R. Azizipanah-Abarghooee, "Optimal sizing of battery energy storage for micro-grid operation management using a new improved bat algorithm," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 56, pp. 42–54, 2014.
- [12] A. Loyarte, E. Sangoi, L. Clementi, and J. Vega, "Optimal distribution of battery banks in microgrids with high photovoltaic penetration," in *2017 XVII Workshop on Information Processing and Control (RPIC)*. IEEE, 2017, pp. 1–6.
- [13] J. Marcos, L. Marroyo, E. Lorenzo, D. Alvira, and E. Izco, "From irradiance to output power fluctuations: the PV plant as a low pass filter," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 19, no. 5, pp. 505–510, 2011.
- [14] J. Marcos, L. Marroyo, E. Lorenzo, and M. García, "Smoothing of PV power fluctuations by geographical dispersion," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 20, no. 2, pp. 226–237, 2012.
- [15] J. Marcos, Í. de la Parra, M. García, and L. Marroyo, "Simulating the variability of dispersed large PV plants," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 24, no. 5, pp. 680–691, 2016.
- [16] U. Manassero, C. A. Lucero, D. López, A. Zóttico, J. P. Fernandez, and S. Tkaczyk, "Penetration of photovoltaic parks in subtransmission networks. Calculation methodology," in *XVII Workshop on Information Processing and Control (RPIC)*, 2017, pp. 1–6.
- [17] A. Monticelli, "Power flow equations," *State Estimation in Electric Power Systems*, pp. 63–102, 1999.
- [18] CAMMESA (2014). "Los Procedimientos" (Anexo 40). Web: <http://portalweb.cammesa.com/Pages/Institucional/Empresa/procedimientos.aspx>.
- [19] U. Manassero, R. Furlani, J. Torres, P. Marelli, and J. Banegas, "Penetración de parques fotovoltaicos en un corredor radial de transmisión de 132 kV," in *Anales del II Congreso Argentino de Energías Sustentables (CES)*, 2016, pp. 59–70.
- [20] F. Liederer, A. Jurado, and P. G. Estévez, "Análisis de Penetración de Energía Eólica en una red aérea de 33 kV según lineamientos del Anexo 40 de Los Procedimientos," in *Congreso Internacional de Distribución Eléctrica (CIDEL)*, 2014.
- [21] A. Loyarte, L. Clementi, and J. Vega, "Asignación de Potencias No-Gestionables Máximas en una Red Eléctrica con Restricciones de Calidad," in *2018 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*. IEEE, 2018.
- [22] D. Cheng, B. A. Mather, R. Seguin, J. Hambrick, and R. P. Broadwater, "Photovoltaic (PV) impact assessment for very high penetration levels," *IEEE Journal of photovoltaics*, vol. 6, no. 1, pp. 295–300, 2016.
- [23] H. Abdi, S. D. Beigvand, and M. La Scala, "A review of optimal power flow studies applied to smart grids and microgrids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, pp. 742–766, 2017.
- [24] R. R. de Souza, A. R. Balbo, L. Nepomuceno, E. C. Baptista, E. M. Soler, and R. B. N. Pinheiro, "A primal-dual interior/exterior point method, with combined directions and quadratic test in reactive optimal power flow problems," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 15, no. 8, pp. 1413–1421, 2017.
- [25] K. Pandya and S. Joshi, "A survey of optimal power flow methods," *Journal of Theoretical & Applied Information Technology*, vol. 4, no. 5, 2008.
- [26] Y. Shi and R. Eberhart, "A modified particle swarm optimizer," *IEEE International Conference on Evolutionary Computation Proceedings. IEEE World Congress on Computational Intelligence*, pp. 69–73, 1998.
- [27] M. AlRashidi and M. El-Hawary, "A Survey of Particle Swarm Optimization Applications in Electric Power Systems," *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 13, no. 4, pp. 913–918, 2009.

- [28] A. Loyarte, L. Clementi, and J. Vega, "A multi-objective optimization strategy for the economic dispatch in a microgrid," in 2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA), 2016.
- [29] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, and C. Angeles-Camacho, FACTS: modelling and simulation in power networks. John Wiley & Sons, 2004.
- [30] X. Tan and T. Lie, "Application of the Shapley value on transmission cost allocation in the competitive power market environment," IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 149, no. 1, pp. 15–20, 2002.
- [31] T. Van Cutsem and C. Vournas, Voltage stability of electric power systems. Springer Science & Business Media, 2007.
- [32] J. Zhao, H.-D. Chiang, P. Ju, and H. Li, "On PV-PQ bus type switching logic in power flow computation," in Power Systems Computation Conference (PSCC), Glasgow, Scotland, 2008.
- [33] J. A. Jardini, C. M. Tahan, M. Gouvea, S. U. Ahn, and F. Figueiredo, "Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 15, no. 1, pp. 375–380, 2000.
- [34] R. Zimmerman, C. Murillo-Sánchez, and R. Thomas, "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, 2011.



Ariel S. Loyarte egresó en 2013 como Ing. Electricista de la Univ. Tecnológica Nacional (UTN), Santa Fe (Argentina), y es estudiante de Doctorado en Ingeniería, mención Industrial de la UTN.

Actualmente es docente-investigador en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad Regional Santa Fe (FRSF) de la UTN e integrante del Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE) de la UTN-FRSF. Sus líneas de investigación incluyen sistemas eléctricos de potencia y microrredes.



Luis A. Clementi egresó en 2007 como Bioingeniero (Univ. Nac. de Entre Ríos, UNER, Argentina), y en 2011 como Doctor en Tecnología Química (Univ. Nac. del Litoral, UNL, Santa Fe, Arg.).

Es Profesor Adjunto en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la UTN-FRSF, Investigador Adjunto del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET, Argentina) en el Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC, CONICET-UNL), e integrante del CIESE (UTN, FRSF).



Jorge R. Vega egresó en 1985 como Ingeniero Electricista (Univ. Nac. de La Plata, UNLP, Argentina), y en 1993 como Doctor en Tecnología Química (UNL, Santa Fe, Argentina).

Actualmente, es Profesor Titular en el Dpto. de Ingeniería Eléctrica y Director del CIESE (UTN, FRSF), e Investigador Principal del CONICET en el INTEC (CONICET-UNL).