

# Distributed Photovoltaic Generation in Ecuador: Economic Analysis and Incentives Mechanisms

P. Benalcázar, J. Lara, and M. Samper, *Member, IEEE*

**Abstract**—In the last years, the manufacturing and installation costs of photovoltaic generators (PV) are gradually shrinking. This reduction in costs incentives the use of PV by the end user to satisfy its own demand and sell the surplus energy to the power distribution network. This paper evaluates the competitiveness to integrate small-scale PV in the city of Quito-Ecuador. These PV will be used to self-consumption for residential and commercial users affiliated to “Empresa Eléctrica Quito”, which is the entity that manages the power requirements in Quito city. The levelized cost of electricity incurred by building and operating a PV is calculated and compared with the price used to purchase energy from the electrical distribution network. The concept of grid parity is analyzed by this comparison, including electricity tariffs and costs for the year 2018. OpenDSS software is used to estimate the energy supplied from PV in function of temperature and irradiation data gathered in Quito city. Finally, annual economic benefits obtained by the users are determined. Results show that there is not grid parity in 2018 yet, but the parity status could be reached by economic incentive schemes as Net Billing.

**Index Terms**—Electrical distribution network, Levelized cost of electricity (LCOE), Grid parity, Monte Carlo simulations, Net billing, Photovoltaic generation.

## I. INTRODUCCIÓN

ACTUALMENTE, las entidades que planifican, regulan y operan los sistemas de suministro de energía eléctrica a nivel mundial están interesadas en implementar generadores fotovoltaicos (GFV) cerca de los nodos de vinculación entre el usuario final y la red eléctrica de distribución [1]. Ello con la finalidad de reducir costos asociados con la expansión de los sistemas eléctricos de potencia (incluyendo grandes centrales de generación y la red eléctrica de transmisión), aprovechar eventuales inyecciones de energía desde los GFV (cuando la demanda del usuario sea inferior a la producción del GFV), reducir el valor de electricidad facturado periódicamente al usuario y reducir costos incurridos por las empresas eléctricas de distribución al comprar energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Para lograr estos objetivos, han emergido avances en la tecnología de los GFV de pequeña y mediana escala, normativas han sido diseñadas para incentivar el autoconsumo a nivel de usuario final, paulatinamente se han reducido los costos de fabricación de GFV y se han elaborado

campañas de concientización sobre el beneficio ambiental que los GFV pueden provocar respecto de tecnologías que utilizan combustibles fósiles (como los motores a combustión interna). La potencia nominal de un GFV de pequeña escala puede ser de hasta 10 kW, mientras que esta potencia puede variar entre 10 y 1000 kW para un GFV de mediana escala [2], [3].

Para determinar si los GFV de pequeña y mediana escala representan una alternativa de implementación viable desde el punto de vista económico, resulta esencial aplicar el concepto de paridad de red [4]. Existe paridad cuando el costo de satisfacer la demanda de energía de un usuario desde un GFV es menor o igual al costo de abastecer tal demanda desde la red eléctrica [5]. Es importante resaltar que el concepto de paridad constituye un indicador de competitividad y puede ser usado con cualquier tecnología de generación eléctrica basada en fuentes renovables [6].

La paridad de red es evaluada en múltiples investigaciones tales como [1] y [4]-[11]. Diversos mecanismos de incentivos económicos se consideran en algunas de estas investigaciones para promover la implementación de GFV a nivel de usuario. Destacan los mecanismos Feed-in Tariff (FiT) en [6] y [11]; balance neto de energía (NMe -*Net Metering*-) en [1] y [6]-[7]; y balance neto de facturación (NBi -*Net Billing*-) en [5]. En FiT, la empresa de distribución tiene la obligación de adquirir la energía generada por los GFV. NMe calcula la diferencia entre la energía consumida por el usuario desde la red eléctrica y la energía que recibe desde un GFV. Finalmente, NBi valora por separado y con un precio diferente las energías descritas en NMe. Es importante señalar que la mayoría de los trabajos mencionados únicamente consideran usuarios residenciales en los análisis de paridad, cuyo contexto puede diferir de otro tipo de usuarios como ser comerciales e industriales.

En Ecuador, una de las entidades que actualmente evalúa la factibilidad de implementar GFV es la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). La incidencia de los rayos solares en forma perpendicular y la poca variación de la posición del sol durante un año, transforman a Ecuador en un lugar ideal para la implementación de GFV. Según [12]-[14], la generación fotovoltaica existente en Ecuador representa el 0.32% del total de energía obtenida desde fuentes de energía renovable. Este total es de 5273.99 MW y conjuntamente con la energía obtenida desde fuentes no renovables, es utilizada para satisfacer la demanda de energía ecuatoriana constituida por consumos residenciales (30.95%), comerciales (15.88%), industriales (25.81%), alumbrado público (5.52%) y pérdidas de energía técnicas y no técnicas (11.77%). Con la finalidad de incrementar el aprovechamiento del recurso solar existente en Ecuador, ARCONEL diseñó un proyecto para regular la integración de micro generación fotovoltaica e incentivar el autoconsumo por parte del usuario final [12]. Este proyecto

P. Benalcázar, J. Lara y M. Samper están con el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), CONICET, Argentina. (e-mails: benalcazar@iee.unsj.edu.ar; jlara@iee.unsj.edu.ar; msamper@iee.unsj.edu.ar).

indica los requisitos que debe reunir un usuario para instalar y operar GFV y las responsabilidades de una empresa eléctrica de distribución ante la instalación de GFV en su área de cobertura. Para complementar este proyecto, es indispensable elaborar un análisis económico detallado que demuestre la existencia de paridad de red para la integración adecuada de GFV en redes eléctricas de distribución.

Con la finalidad de contribuir al proyecto descrito en [12] y enriquecer la multiplicidad de investigaciones existentes, el presente trabajo analiza la factibilidad económica de instalar GFV de pequeña escala para autoconsumo. Estos GFV estarán ubicados en viviendas y pequeños comercios de la ciudad de Quito-Ecuador. Se evalúa la existencia de paridad de red en función de los costos y tarifas vigentes para el año 2018. Los análisis se realizan desde la perspectiva de usuarios típicos comerciales y residenciales integrados a la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), entidad encargada del servicio eléctrico en esta ciudad. Junto a ello, los análisis consideran los argumentos expuestos en [12] para la integración de GFV, curvas típicas de consumo, características de irradiación solar y temperatura existentes en la ciudad de Quito, y un esquema de incentivos económicos que podría ser utilizado para fomentar la inserción adecuada de GFV en el sistema de distribución de la EEQ. El esquema de incentivos NBI es utilizado en este trabajo, debido a que promueve de manera razonable el autoconsumo [5]. El software OpenDSS es usado para estimar la energía inyectada por los GFV en función de la información de irradiación solar y temperatura descrita. Finalmente, se evalúan los beneficios económicos anuales que podría obtener un usuario típico residencial de mediano-alto consumo y uno comercial de medianas demandas. Mediante estos análisis se determina el nivel de competitividad que tiene la inserción de GFV en la ciudad de Quito respecto de la tarifa a usuarios finales.

El análisis de paridad propuesto podría servir de referencia para otras regiones con contextos similares al descrito para la ciudad de Quito. Bajo este argumento, la Sección II describe teóricamente los conceptos de paridad de red y NBI. Un caso de estudio propuesto para evaluar la paridad de red se muestra en la Sección III, el cual incluye un proceso para estimar los parámetros estadísticos de cuatro variables en función de sus incertidumbres respectivas. Tales variables sirven como datos de entrada a los análisis de paridad e incluyen la producción de energía desde los GFV, costos de inversión, costo nivelado de electricidad y demanda de los usuarios. Análisis elaborados para determinar si existe paridad de red en la ciudad de Quito se muestran en la Sección IV, así como también se presentan los beneficios económicos que pueden obtener los usuarios durante un año. Finalmente, las principales conclusiones se exponen en la Sección V.

## II. MARCO TEÓRICO

### A. Paridad de Red

Por definición, se alcanza el estado de paridad cuando el costo nivelado de electricidad para generadores fotovoltaicos (LCOE -*Levelized Cost of Energy*-) es menor o igual a la tarifa de electricidad establecida para adquirir energía eléctrica

desde la red de distribución [8]. LCOE es un indicador que relaciona en valor presente los costos totales incurridos por construir y operar un GFV respecto a la energía suministrada por el GFV durante su vida útil [10]. La Fig. 1 indica el comportamiento típico del LCOE y del precio de la energía (o tarifa) aplicado al satisfacer la demanda de un usuario desde la red eléctrica. En este sentido, se observa que el precio de la energía aumenta en función del incremento en el precio de los combustibles fósiles, mientras que avances tecnológicos en la fabricación de los componentes para los GFV provocan una reducción del LCOE. El punto de intersección entre las dos rectas representa el instante en que se alcanza la paridad de red, a partir del cual una fuente de producción energética puede competir con las energías convencionales, sin la necesidad de usar subsidios o apoyo gubernamental durante su desarrollo.

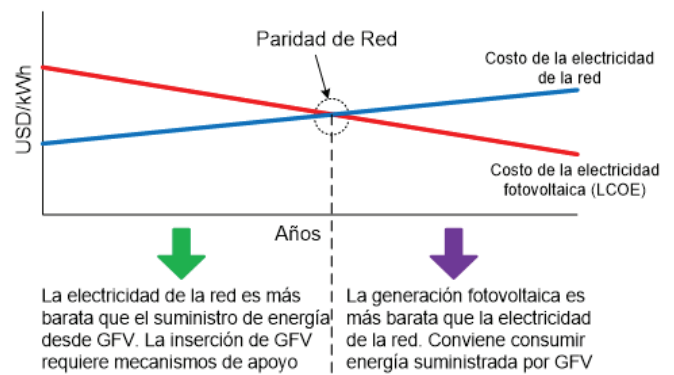


Fig. 1. Paridad de red.

La expresión matemática utilizada para calcular el LCOE en [USD/kWh] se muestra en (1). Donde  $AC_t$  son los costos fijos anuales (tarifas de inspección, costos fijos de mantenimiento y operación, impuestos, entre otros) [USD],  $B_o$  es el beneficio económico que puede percibir un usuario cuando instala un GFV [USD],  $B_t$  es el beneficio económico en el año  $t$  [USD],  $C_{inv}$  es el costo de inversión en un GFV incluyendo tarifas de conexión e impuestos [USD],  $R_N$  es el valor residual en el enésimo año [USD],  $E_t$  es la energía eléctrica producida en el año  $t$  [kWh],  $AC_{O\&M}$  son costos anuales variables de operación y mantenimiento [USD/kWh],  $r$  es la tasa de descuento o de interés,  $t$  es el año de operación bajo análisis,  $N$  es el periodo total de análisis y USD es el símbolo de dólares. Para un GFV,  $R_N$  es cero cuando  $N$  coincide con la vida útil del generador y  $AC_{O\&M}$  es cero [5].

$$LCOE = \frac{C_{inv} - B_o + \sum_{t=1}^N \left[ \frac{AC_t - B_t}{(1+r)^t} - \frac{R_N}{(1+r)^t} \right]}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} + AC_{O\&M} \quad (1)$$

### B. Esquemas de Incentivos Económicos

Diversos esquemas de incentivos económicos usados para promover la implementación de GFV a nivel de usuario final se describen en [4]-[9]. Destacan los esquemas FiT, NMe y NBI. En FiT, la empresa de distribución tiene la obligación de

comprar la energía suministrada por los GFV ubicados en su área de cobertura. Esta energía es remunerada a una tarifa fijada por el ente regulador del suministro eléctrico, la cual se mantiene constante durante un mínimo de 20 años o hasta que la instalación alcance su vida útil. Este esquema brinda buenos resultados cuando la tarifa se sitúa en un nivel elevado tal que se pueden obtener rentabilidades atractivas.

El esquema NMe determina la diferencia entre la energía consumida por un usuario desde la red eléctrica y la energía que recibe desde un GFV, contabilizadas mediante un medidor bidireccional. El ente regulador establece una única tarifa para valorar estas dos energías (consumo y suministro). Cuando la energía suministrada por el GFV supere la demanda del usuario, se genera un saldo de energía eléctrica a favor del usuario que podrá recuperar de la red en un futuro. Si ocurre lo contrario, la empresa de distribución cobrará la diferencia de energía a la tarifa vigente en el cuadro tarifario. Este esquema puede provocar meses con balance neto cero o negativo para la distribuidora (facturando solo cargo fijo). Ello debido a que la recaudación del Valor Agregado de Distribución (VAD) se puede reducir y provocar menores inversiones en la red para atender la demanda cuando no haya inyección desde GFV.

Una variante del esquema NMe es el NBi, el cual utiliza un medidor bidireccional para registrar la energía demandada por el usuario desde la red eléctrica de distribución y el exceso de energía inyectada a la misma. Tales energías se las valora por separado y con un precio diferente. En este sentido, la energía suministrada a la red se la valora a un precio que únicamente incluye un componente de energía, el cual es menor a la tarifa establecida para adquirir energía desde la red eléctrica. Esta tarifa incluye un componente de energía y uno de distribución. Desde el punto de vista del usuario, NBi es una herramienta que promueve el autoconsumo de manera razonable. Por tal motivo, este trabajo utiliza este esquema de incentivos en los análisis efectuados.

### III. CASO DE ESTUDIO

Esta sección presenta un caso de estudio desarrollado para la ciudad de Quito (Ecuador), el cual analiza la competitividad en la implementación de GFV desde la perspectiva de usuarios típicos residenciales y comerciales. El suministro eléctrico en Quito se encuentra a cargo de la EEQ, la cual compra y vende energía eléctrica dentro de su área de cobertura en función de los precios descritos en [13] y [14]. Dos usuarios típicos han sido seleccionados para los análisis: 1) residencial de mediano-alto consumo, sujeto a una tarifa mensual de electricidad que se aplica a la energía adquirida desde la red de distribución; 2) comercial de medianas demandas, sujeto a una tarifa que tiene un componente por potencia y otro por energía.

Con base en [13], se asume que el consumo mensual promedio de energía para el usuario residencial es de 500 [kWh], valor que supera el consumo mensual promedio de un usuario residencial típico y que puede ser catalogado como mediano-alto consumo. Por otra parte, se considera un usuario comercial que contrata una potencia de 11 [kW] con tensión de suministro inferior a 600 [V]. Por tal motivo, el usuario comercial es incorporado a la categoría *tarifa general de baja tensión con demanda* descrita en [13] y ha sido catalogado como un usuario de medianas demandas para este trabajo.

Los análisis incluyen la posibilidad que el usuario comercial instale GFV con potencias nominales de 5 y 10 [kWp], y que el usuario residencial use GFV de 3 y 5 [kWp]. Estos GFV usan la tecnología de silicio monocristalino y tienen una vida útil de 25 años. La energía suministrada por los GFV depende de las características de temperatura e irradiación de la ciudad de Quito. Según [16], la irradiación es de 4.58 [kW/m<sup>2</sup>-día] en promedio, mientras que las temperaturas mínimas y máximas anuales promedian los 9.77 y 21.37 [°C], respectivamente.

La producción de energía, el LCOE y el costo de inversión de los GFV se estiman con base en incertidumbres asociadas a estas variables. El mismo criterio se aplica para determinar la demanda estimada de los usuarios. En adelante, se detallan los resultados obtenidos con base en las estimaciones realizadas, los cuales constituyen información de entrada para los análisis de paridad efectuados en la Sección IV.

#### A. Estimación de la Energía Suministrada por los GFV

La Fig. 2 indica la energía media diaria suministrada por los GFV (3, 5 y 10 [kWp]) considerados en este trabajo. La incertidumbre del recurso solar influye en la producción diaria de los GFV y es incluida mediante un modelo estocástico [17]. En este sentido, el modelo usa una base de datos de irradiación y temperatura recopilada con una periodicidad de 10 minutos durante un año (2016), correspondiente a la ciudad de Quito. Bajo la hipótesis que cada variable (irradiación y temperatura) puede ser representada mediante funciones de distribución de probabilidad Normal, la base de datos es usada para estimar de forma estadística la media y desviación estándar (por hora) de tales variables. Estos parámetros estadísticos se resumen en la Tabla I. Es importante señalar que los valores de irradiación y temperatura para la ciudad de Quito son similares durante un año calendario. Por tal motivo, análisis que incluyan cambios de estacionalidad no son efectuados.

Estudios que evalúan la producción de energía desde GFV respecto a la estacionalidad anual se describen en [18] y [19], y pueden ser revisados por el lector interesado.

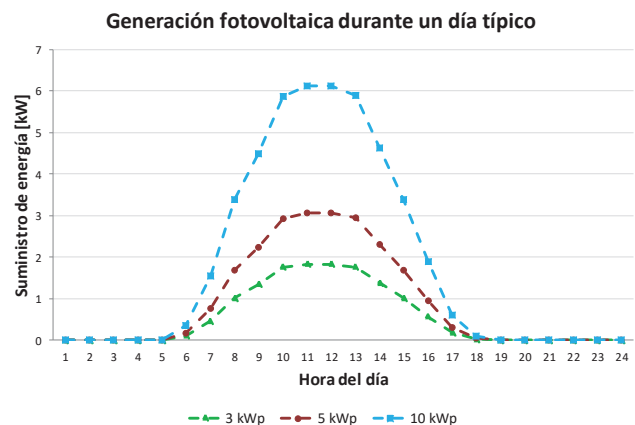


Fig. 2. Estimación de electricidad media diaria generada por GFV de 3, 5 y 10 [kWp].

Las funciones de probabilidad en Tabla I son consideradas en un estudio de simulaciones de Monte Carlo (MCS por sus siglas en inglés) para tener en cuenta las incertidumbres en la temperatura e irradiación solar. Este método evalúa de forma

iterativa un conjunto de valores aleatorios obtenidos desde las funciones de probabilidad descritas y estima la producción de energía de los GFV [20]. En este trabajo, el grupo de valores aleatorios se forma a partir de 100 simulaciones estocásticas y cada simulación se introduce en un modelo de GFV elaborado en OpenDSS® (Distribution System Simulator, EPRI – USA).

Los parámetros de producción y eficiencia del GFV pueden ser ajustados en función de la experiencia del evaluador o de mediciones adquiridas desde GFV reales. Diversas relaciones matemáticas que vinculan parámetros propios de los GFV son descritas en [21] y [22], las cuales pueden ser revisadas por el lector interesado. Tales parámetros incluyen las eficiencias de inversores y paneles fotovoltaicos, potencia suministrada por el inversor, temperaturas en los dispositivos de electrónica de potencia utilizados, entre otros. Junto a ello, variaciones en la tensión, corriente y potencia de salida de un GFV en función de la irradiación y temperatura se indican en [23] y [24].

La Figura 3 presenta mediante un diagrama de flujo la MCS descrita. En el contexto expuesto, la producción de energía media diaria es de 14.16, 18.96 y 39.44 [kWh] para los GFV de 3, 5 y 10 [kWp], respectivamente. Con estos resultados, la producción de energía media anual es de 4650.85, 6912.08 y 15678.10 [kWh], respectivamente.

TABLA I  
DATOS ESTADÍSTICOS SOLARES PARA UN DÍA

Hora	Irradiación [W/m <sup>2</sup> ]		Temperatura [°C]	
	Media	Desviación	Media	Desviación
1	0.00	0.00	12.01	1.42
2	0.00	0.00	12.05	1.40
3	0.00	0.00	11.99	1.42
4	0.00	0.00	12.04	1.40
5	0.00	0.00	11.98	1.41
6	41.49	48.91	15.48	1.70
7	211.64	143.20	15.50	1.69
8	454.32	226.35	15.56	1.72
9	682.34	258.56	19.01	1.40
10	857.40	284.90	19.04	1.42
11	944.10	298.97	18.98	1.42
12	960.99	311.55	18.96	1.44
13	885.44	310.11	18.95	1.40
14	736.94	284.34	19.00	1.40
15	542.94	237.48	18.96	1.41
16	313.98	167.19	19.01	1.41
17	109.91	77.53	18.96	1.42
18	6.80	17.56	18.97	1.41
19	0.00	0.00	15.51	1.71
20	0.00	0.00	15.51	1.72
21	0.00	0.00	15.50	1.68
22	0.00	0.00	11.97	1.42
23	0.00	0.00	11.98	1.41
24	0.00	0.00	12.00	1.42

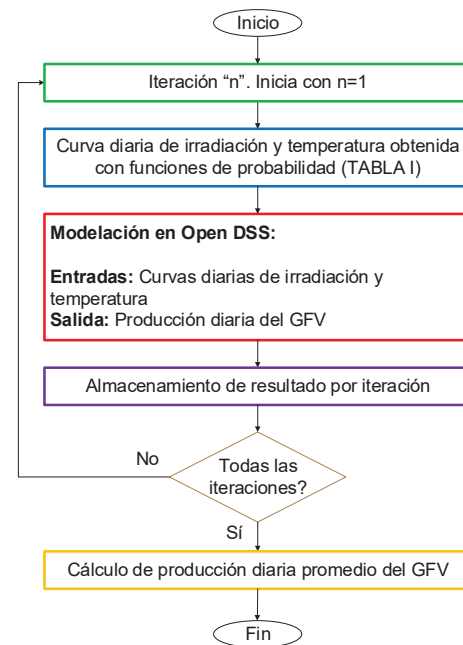


Fig. 3. Simulación de Monte Carlo diseñada para este trabajo.

### B. Estimación del Costo Nivelado de Electricidad Fotovoltaica

Un componente esencial del LCOE determinado mediante (1) son los costos de inversión. Tales costos incluyen el costo de fabricación de los módulos fotovoltaicos, cableado, kit de instalación, inversor, accesorios de soporte para los módulos, transporte, mano de obra e impuesto al valor agregado (IVA). Este impuesto es de 12% en Ecuador. Según [25], los módulos fotovoltaicos tienen los costos comerciales presentados en la Tabla II, donde se muestran costos totales sin IVA, con IVA y un margen de ganancia establecido por la empresa que realiza la venta e implementación del GFV. Es importante señalar que estos costos no consideran la implementación de baterías y la adquisición de un terreno, para aquellos usuarios que deseen añadir estos componentes al costo total de implementación debido a sus requerimientos particulares. En este trabajo, se asume que los GFV ubicados a nivel residencial y comercial suelen estar ubicados en los techos de viviendas y edificios. Se ha establecido un margen de ganancias de 15% para la entidad que vende e instala un GFV.

Los costos totales de inversión para un GFV se muestran en la última fila de la Tabla II. Con la finalidad de considerar las incertidumbres relacionadas con el costo de inversión en GFV, el método MCS es usado para modelar de manera estocástica tal costo. El valor esperado y los valores máximo y mínimo en función de la desviación estándar se muestran en la Tabla III (año 2018), donde  $\mu$  es el valor esperado,  $\sigma$  la desviación estándar,  $\mu+2\sigma$  es el valor máximo y  $\mu-2\sigma$  es el valor mínimo.

Por otra parte, se asume que el usuario no percibe ninguna clase de beneficio económico por instalar el GFV y durante la vida útil del mismo. Por tal motivo,  $B_o$  y  $B_t$  tienen valor cero en la ecuación (1). Los costos fijos anuales varían entre 0.5% y 1% del costo de inversión, e incluyen el mantenimiento que periódicamente debe recibir la estructura fotovoltaica (GFV, inversor, cableado, etc.). La tasa de descuento es de 7% y la

vida útil de los paneles de silicio es de 25 años. Se considera que el inversor será sustituido luego de 10 años de servicio y que el correspondiente costo de inversión oscila entre 20% y 30% respecto del costo de inversión inicial.

TABLA II  
COSTOS DE GFV PARA DISTINTOS NIVELES DE POTENCIA

Costos para un GFV	Capacidad nominal del GFV		
	3 [kWp]	5 [kWp]	10 [kWp]
Sin IVA y margen de ganancias [USD/Wp]	1.97	1.84	1.78
IVA (12%)	0.24	0.22	0.21
Margen de ganancia (15%)	0.33	0.31	0.30
Total [USD/Wp]	2.54	2.37	2.29

La referencia [12] menciona que los usuarios que deseen instalar GFV firmarán un acuerdo que condiciona el uso de tales generadores por un periodo máximo de 20 años. Luego de ese tiempo, los GFV serán desvinculados de la red eléctrica de distribución. En este sentido, este trabajo considera que los usuarios desearán los paneles fotovoltaicos cuando la instalación alcance su vida útil y no se considera la venta de tales paneles luego de 20 años de uso. Por tal motivo, el valor residual es cero en la expresión (1). Con estas hipótesis, se utiliza un análisis de MCS para estimar el valor esperado y la desviación estándar para el LCOE en el año 2018. La Tabla III resume los datos estadísticos para el LCOE, donde  $\mu$  es el valor esperado,  $\sigma$  la desviación estándar,  $\mu+2\sigma$  es el valor máximo y  $\mu-2\sigma$  es el valor mínimo.

TABLA III  
DATOS ESTADÍSTICOS PARA COSTOS DE INVERSIÓN Y LCOE

GFV	Costos de Inversión [USD/Wp]				LCOE [¢USD/Wp]			
	$\mu$	$\sigma$	$\mu+2\sigma$	$\mu-2\sigma$	$\mu$	$\sigma$	$\mu+2\sigma$	$\mu-2\sigma$
3 [kWp]	2.54	0.0230	2.59	2.49	17.93	2.4743	22.88	12.98
5 [kWp]	2.37	0.0227	2.41	2.32	16.77	2.1357	21.04	12.49
10 [kWp]	2.29	0.0218	2.34	2.25	15.98	1.9653	19.91	12.05

Los resultados obtenidos indican que mientras mayor sea el suministro eléctrico anual proporcionado por un GFV, menor será el valor de LCOE. Esto considerando los mismos costos de inversión, costos fijos anuales, beneficios económicos  $B_o$  y  $B_t$ , y valor residual. Si se desconocen las potencias nominales de los GFV, se puede utilizar la ecuación (2) para calcular la capacidad nominal máxima de un GFV en función de la demanda del usuario [12]. En (2),  $FP$  es el factor de planta y  $E_{mensual_i}$  es el consumo mensual del usuario [kWh]. Según [26], el FP típico para GFV suele estar entre 10% y 15%.

$$Capacidad\ nominal = \frac{\sum_{i=mes}^{meses=12} E_{mensual_i}}{FP \times 8760} \quad (2)$$

### C. Tarifa de Electricidad

En Ecuador, la tarifa de electricidad definida para usuarios residenciales principalmente incluye como costos el consumo mensual de energía eléctrica, la comercialización de energía y el servicio de alumbrado público. Por otra parte, subsidios por

uso de cocinas de inducción, por tener un consumo mensual inferior al valor de consumo mensual promedio estimado por la empresa de distribución (denominado subsidio cruzado) y por tener un consumo mensual inferior a 100 [kWh] (subsidio de la dignidad), también son incluidos en la tarifa [13]. En este trabajo, se considera que los usuarios residenciales no reciben los subsidios cruzado y de la dignidad, así como también no se incluye el uso de cocinas de inducción. Los pagos que debe efectuar el usuario residencial se resumen en la Tabla IV. Es importante citar que el pago por el servicio de alumbrado público corresponde a un valor estimado por los autores de este trabajo, en función de valores pagados mensualmente por usuarios residenciales integrados a la EEQ. Además, la tarifa resultante en [¢USD/kWh] representa un valor promedio.

TABLA IV  
TARIFA DE ELECTRICIDAD EN ECUADOR

	Usuario Residencial	Usuario Comercial
Consumo de energía [USD/kWh]	0.105	0.088
Potencia contratada [USD/kW-mes]	-----'	4.182
Comercialización [USD/consumidor]	1.414	1.414
Alumbrado público [USD/consumidor]	1.500	2.000
Tarifa [¢USD/kWh]	11.083	9.667

A diferencia de la tarifa residencial, la tarifa comercial añade un cargo por la potencia de suministro que contrata el usuario con la empresa de distribución. En este trabajo, se considera que el usuario comercial no percibe ningún tipo de subsidio y que no utiliza cocinas de inducción. Además, este usuario pertenece a la categoría *tarifa general de baja tensión con demanda* [13]. La Tabla IV resume los rubros económicos que debe pagar este usuario por el servicio recibido desde la distribuidora. De forma similar al usuario residencial, el pago por el servicio de alumbrado público corresponde a un valor estimado por los autores de este trabajo y la tarifa resultante en [¢USD/kWh] representa un valor promedio.

### D. Estimación de la Demanda para los Usuarios

La Figura 4 describe la demanda diaria típica promedio para los usuarios residenciales y comerciales considerados en este trabajo.

TABLA V  
DATOS ESTADÍSTICOS PARA LA DEMANDA [kW]

Hora	Residencial		Comercial		Hora	Residencial		Comercial	
	$\mu$	$\sigma$	$\mu$	$\sigma$		$\mu$	$\sigma$	$\mu$	$\sigma$
1	0.222	0.032	3.680	0.035	13	0.557	0.034	9.483	0.039
2	0.226	0.037	3.647	0.033	14	0.569	0.034	8.769	0.035
3	0.221	0.034	3.716	0.035	15	0.570	0.034	8.530	0.032
4	0.212	0.033	3.697	0.033	16	0.580	0.037	9.013	0.037
5	0.219	0.036	3.724	0.036	17	0.934	0.035	9.961	0.035
6	0.405	0.036	4.031	0.037	18	1.162	0.034	10.899	0.033
7	0.807	0.035	6.634	0.033	19	1.449	0.036	11.002	0.033
8	0.929	0.035	8.298	0.033	20	1.802	0.034	10.899	0.038
9	0.873	0.035	9.964	0.034	21	1.568	0.036	10.671	0.037
10	0.576	0.035	10.668	0.035	22	1.105	0.035	10.431	0.036
11	0.552	0.033	10.709	0.033	23	0.702	0.035	7.105	0.037
12	0.522	0.036	10.666	0.036	24	0.396	0.032	3.793	0.034

Estas demandas guardan relación con los perfiles de consumo característicos mostrados en [27]. En este trabajo, el usuario residencial tiene un consumo promedio de 500 [kWh] mensuales y el usuario comercial una potencia contratada de 11 [kW]. La Tabla V muestra los parámetros estadísticos de las demandas estimadas para cada hora de un día, donde  $\mu$  es el valor esperado y  $\sigma$  la desviación estándar.

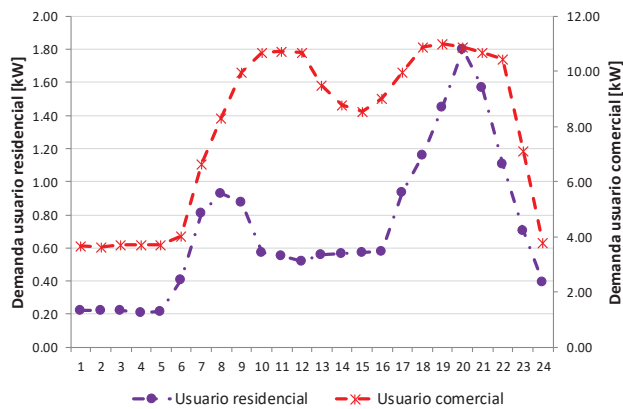


Fig. 4. Estimación de la demanda media de los usuarios residenciales y comerciales durante un día típico.

#### IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Esta sección presenta un análisis de paridad de red realizado para evaluar la competitividad en la implementación de GFV de pequeña escala en la ciudad de Quito-Ecuador. Junto a ello, se determinan los beneficios económicos anuales que pueden obtener usuarios residenciales y comerciales por hacer uso de esta tecnología renovable. Las hipótesis y datos descritos en la Sección III sirven de base para los análisis efectuados.

##### A. Paridad de Red sin Esquemas de Incentivos Económicos

La Figura 5 compara el LCOE obtenido para cada GFV (3, 5 y 10 [kWp]) con la tarifa de electricidad pagada por los usuarios residenciales y comerciales cuando adquieren energía desde la red de distribución para satisfacer su demanda. Tales costos se describen en Tabla III y Tabla IV. Con base en estos resultados, se observa que no existe paridad durante el año 2018 debido a que la tarifa de electricidad es menor al LCOE. Además, existe una reducción del LCOE cuando aumenta la capacidad nominal de un GFV, debido principalmente a una reducción en los costos de inversión motivado por el concepto de economías de escala y a la mayor producción de energía eléctrica durante un año típico. Economías de escala se refiere a la reducción del costo unitario de fabricación de un producto cuando el volumen de producción de ese producto aumenta [28], [29]. Por otra parte, se observa que los valores de LCOE tienen una diferencia considerable respecto a la tarifa a usuario final. Se puede obtener una reducción del LCOE cuando el valor residual es distinto a cero y/o con la implementación de incentivos económicos por instalar un GFV durante su vida útil ( $B_o$  y/o  $B_r$  en (1)).

En función de las hipótesis e información consideradas en el presente trabajo, la tarifa aplicada a usuarios residenciales y el LCOE difieren en 61.77% y 51.31% aproximadamente para GFV de 3 y 5 [kWp], respectivamente. Estas diferencias son de 73.48% y 65.30% para usuarios comerciales que instalan

GFV de 5 y 10 [kWp], respectivamente. En el corto plazo, el Estado puede implementar algún mecanismo de incentivo para alcanzar la condición de paridad y motivar la instalación de GFV por parte del usuario final. Subsidios sobre la inversión en este tipo de tecnología y/o préstamos de dinero con tasas de interés razonables son alternativas para lograr este propósito. Junto a ello, resulta fundamental que las entidades que operan y regulan el suministro eléctrico (como ser la EEQ) diseñen programas de difusión sobre los beneficios económicos que obtendrían los usuarios al utilizar GFV respecto de satisfacer su demanda desde la red de distribución.

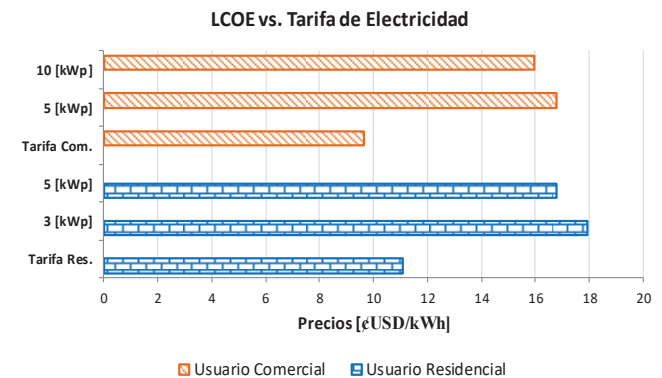


Fig. 5. LCOE y precios de la energía obtenida desde la red eléctrica.

##### B. Implementación de Esquemas de Incentivos Económicos

En este trabajo, el esquema de incentivos económicos NBI es utilizado para promover el autoconsumo en el sistema de distribución de la EEQ. La información e hipótesis descritas en las secciones previas constituyen las entradas para los análisis desarrollados en esta sección, los cuales evalúan el impacto de este esquema de incentivos desde el punto de vista de usuarios típicos residenciales y comerciales.

Existen dos rubros económicos que establecen el costo total de suministro eléctrico incurrido por cada usuario propietario de un GFV. El primero es el pago realizado por la cantidad de energía consumida desde la red de distribución y el segundo es el costo incurrido por usar el GFV para satisfacer parte de su demanda. Además, el segundo costo incluye tres componentes principales: 1) costos anuales de producción de energía del GFV, 2) ingresos por la venta de los excedentes de energía hacia la red de distribución, 3) ahorro generado por adquirir energía desde el GFV y evitar la compra de esta energía en el MEM. Para calcular los costos e ingresos descritos, se toman como base los valores medios de demanda y suministro de energía desde GFV presentados en Fig. 2 y Figura 4. Estos valores se especifican con periodicidad horaria y rigen para un día típico.

Junto a ello, los precios medios de LCOE descritos en la Tabla III, el precio promedio de la energía comprada por la empresa eléctrica de distribución en el MEM y las tarifas de electricidad mostradas en la Tabla IV, también son utilizados. En este sentido, el LCOE es usado para determinar los costos de producción de energía para un GFV. La tarifa se emplea para establecer el pago por la energía adquirida desde la red y los ahorros económicos por evitar la adquisición de energía desde la red eléctrica. Finalmente, el precio de mercado indica

la remuneración que percibe el usuario por vender excedentes de energía a la red eléctrica. Según [14], el precio medio de la energía comprada por la EEQ durante el año 2017 es de 4.95 [¢USD/kWh], el cual ha sido considerado para los análisis realizados en este trabajo.

Tabla VI y Tabla VII describen los principales resultados obtenidos cuando existe y no existe paridad de red. El estado de paridad se alcanza al igualar el valor de LCOE con el valor establecido en la tarifa de electricidad. Es importante indicar que la producción de energía desde los GFV y la demanda diaria de los usuarios fueron contempladas de forma constante durante un año, para determinar los costos correspondientes.

TABLA VI  
RUBROS ECONÓMICOS SIN PARIDAD DE RED

	Sin GFV [USD-año]	Con GFV y sin paridad de red [USD-año]		
		Pago consumo de energía	Costo por uso de GFV	Costo del suministro eléctrico
Usuario	3 [kWp]	689.03	405.82	496.47
Residencial	5 [kWp]	689.03	411.04	812.74
Usuario	5 [kWp]	6706.17	5884.25	565.52
Comercial	10 [kWp]	6706.17	5005.44	1218.87

TABLA VII  
RUBROS ECONÓMICOS CON PARIDAD DE RED

		Con GFV y paridad de red [USD-año]		
		Pago consumo de energía	Costo por uso de GFV	Costo del suministro eléctrico
Usuario	3 [kWp]	405.82	213.64	619.46
Residencial	5 [kWp]	411.04	367.61	778.65
Usuario	5 [kWp]	5884.25	0.00	5884.25
Comercial	10 [kWp]	5005.44	0.00	5005.44

Los resultados descritos en Tabla VI y Tabla VII indican que no es viable instalar GFV a nivel residencial cuando no existe paridad de red. Ello por los altos costos de inversión y operación incurridos por el usuario al satisfacer la demanda desde GFV respecto del costo de la energía adquirida desde la red eléctrica. Por ejemplo, el costo del suministro eléctrico para un usuario residencial que instala un GFV de 3 [kWp] es de 902.29 [USD-año] sin paridad de red y 619.46 [USD-año] cuando existe paridad de red. Si el usuario no instala el GFV, el costo de suministro es de 689.03 [USD-año]. Se evidencia una reducción de costos cuando se alcanza la paridad de red respecto de adquirir energía desde la red de distribución.

Por otra parte, los resultados determinados para el usuario comercial en Tabla VI y Tabla VII demuestran que es viable implementar GFV aún sin la existencia de paridad de red. Por ejemplo, el costo total del suministro eléctrico para un usuario comercial que instala un GFV de 5 [kWp] es de 6449.77 [USD-año] sin paridad de red y de 5884.25 [USD-año] cuando existe paridad de red. Si el usuario no instala el GFV, el costo de suministro es de 6706.17 [USD-año].

La Tabla VIII muestra la relación de costos en porcentaje. El signo negativo indica que el primer valor de la comparación es inferior al segundo valor. Por ejemplo, los costos totales de suministro eléctrico se incrementan en un 30.95% para el usuario residencial que instala un GFV de 3 [kWp], cuando no existe paridad de red respecto de satisfacer su consumo desde la red de distribución. Sin embargo, estos costos se reducen en

un 10.10% cuando se alcanza la paridad de red respecto de adquirir energía desde la red eléctrica.

Para el usuario comercial, los resultados descritos en Tabla VIII indican que la implementación del concepto de paridad reduce considerablemente los costos. Los ahorros económicos son de 8.77% y 19.58% respecto a la no existencia de paridad de red, para GFV de 5 y 10 [kWp] respectivamente. Además, tales costos se reducen en 12.26% y 25.36% respecto de satisfacer la demanda desde la red de distribución.

TABLA VIII  
RELACIÓN DE RESULTADOS EN PORCENTAJE

		Relación entre resultados obtenidos [%]		
		Sin GFV vs. con GFV y sin paridad	Sin GFV vs. con GFV y con paridad	Con GFV y sin paridad vs. con GFV y con paridad
Usuario	3 [kWp]	-30.95	10.10	31.35
Residencial	5 [kWp]	-77.61	-13.01	36.37
Usuario	5 [kWp]	3.82	12.26	8.77
Comercial	10 [kWp]	7.19	25.36	19.58

## V. CONCLUSIONES

Actualmente, la entidad que regula y controla actividades relacionadas con el suministro de energía eléctrica en Ecuador (ARCONEL) ha elaborado un documento que describe las condiciones para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con GFV de hasta 100 [kW] de capacidad nominal instalada [12]. El presente trabajo incluye los requerimientos comerciales y técnicos descritos en [12], el cual tiene como propósito esencial regular el autoconsumo a nivel de usuario final. Junto a ello, información procedente de publicaciones científicas, pliegos tarifarios y regulaciones del MEM ecuatoriano también han sido incluidas.

En función de esta información, la competitividad en la instalación de GFV por parte de usuarios residenciales de mediano-alto consumo y comerciales de medianas demandas ha sido evaluada. Estos usuarios se encuentran integrados dentro del área de concesión de la empresa de distribución encargada del suministro eléctrico en la ciudad de Quito. Al año 2018, los resultados obtenidos para usuarios residenciales muestran que no es viable el uso de GFV para autoconsumo, debido a que el precio de la energía (tarifa) establecido para la energía comprada por el usuario desde la red eléctrica es menor que los costos totales de adquisición, mantenimiento y operación aplicados a GFV. Esta diferencia de costos impide que exista paridad de red y, por lo tanto, que la generación fotovoltaica pueda competir adecuadamente con fuentes convencionales de energía. Para usuarios comerciales, los resultados demuestran que es viable implementar GFV aún sin la existencia de paridad de red, lo cual proporciona ahorros económicos reducidos respecto de satisfacer la demanda del usuario desde la red eléctrica. Estos ahorros aumentan cuando el concepto de paridad es aplicado. En este contexto, subsidios sobre la inversión en GFV y/o préstamos de dinero con tasas de interés razonables representan mecanismos de incentivos que podrían ser utilizados para alcanzar el estado de paridad.

La implementación del Balance Neto de Facturación como mecanismo de incentivo para promover el autoconsumo de manera razonable ha sido analizada en el presente trabajo. Los resultados muestran la aplicabilidad del esquema NBi con

base en la información e hipótesis descritas en este artículo. Los costos del suministro eléctrico para usuarios residenciales y comerciales disminuyen significativamente cuando NBI es implementado.

Si bien este trabajo ha sido enfocado en el país de Ecuador, presentando información de costos y tarifas vigentes, el mismo puede servir de base para futuros trabajos elaborados en América Latina que guarden relación con los conceptos y desarrollos aquí presentados.

#### REFERENCIAS

- [1] L. Cadavid, M. Jimenez, and C. J. Franco, "Financial analysis of photovoltaic configurations for Colombian households," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 12, pp. 3832–3837, 2015.
- [2] B. F. Katirai and J. R. Agüero, "Solar PV integration challenges," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 9, no. 3, pp. 62–71, 2011.
- [3] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), "Renewables 2014: Global status report," 2014.
- [4] L. Cadavid and C. J. Franco, "Impact of currency devaluation on the grid parity for residential solar generation in Latin America," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 11, pp. 2097–2102, 2017.
- [5] M. Samper, G. Coria, and M. Facchini, "Análisis económico de la generación solar distribuida y de los mecanismos regulatorios de incentivos en Argentina," in *Congreso Internacional de Distribución Eléctrica (CIDEL)*, 2018.
- [6] A. Orioli and A. Di Gangi, "Six-years-long effects of the Italian policies for photovoltaics on the grid parity of grid-connected photovoltaic systems installed in urban contexts," *Energy*, vol. 130, pp. 55–75, 2017.
- [7] I. A. Sajjad, M. Manganelli, L. Martirano, R. Napoli, G. Chicco, and G. Parise, "Net-metering benefits for residential customers: the economic advantages of a proposed user-centric model in Italy," *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 24, no. 4, pp. 39–49, 2018.
- [8] E. Sangoi and M. E. Samper, "Grid parity analysis for low power photovoltaic systems in Santa Fe (Argentina)," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 2017, no. 1.
- [9] T. Varas, M. Cortes Carmona, P. Ferrada, E. Fuentealba, G. Lefranc, and M. Crutchik, "Evaluation of incentive mechanism for distributed generation in Northern Chile," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 6, pp. 2719–2725, 2016.
- [10] A. Vazquez and G. Iglesias, "Grid parity in tidal stream energy projects: An assessment of financial, technological and economic LCOE input parameters," *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 104, pp. 89–101, 2016.
- [11] A. Orioli and A. Di Gangi, "The recent change in the Italian policies for photovoltaics: Effects on the payback period and levelized cost of electricity of grid-connected photovoltaic systems installed in urban contexts," *Energy*, vol. 93, pp. 1989–2005, 2015.
- [12] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), "Consumidores con sistemas fotovoltaicos (SFV) de baja capacidad," 2018.
- [13] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), "Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución: Enero-Diciembre 2018," 2018.
- [14] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), "Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano," 2017.
- [15] "Balance Nacional de Energía Eléctrica – ARCONEL."
- [16] J. P. Muñoz-Vizhñay, M. V. Rojas-Moncayo, and C. R. Barreto-Calle, "Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador," *Ingenius*, no. 19, p. 60, 2018.
- [17] S. Liu, H. Shen, H. Wang, and P. X. Liu, "Investigations of distribution system scheduling with photovoltaic power and load variations," *2017 IEEE Int. Conf. Syst. Man, Cybern. SMC 2017*, vol. 2017–Janua, pp. 793–797, 2017.
- [18] M. E. Samper, A. Vargas, F. Eldali, and S. Suryanarayanan, "Assessments of battery storage options for distribution expansion planning using an OpenDSS-based framework," *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*, 2017.
- [19] Z. Abderrezzaq, N. Ammar, D. Rachid, M. D. Draou, M. Mohamed, and S. Nordine, "Performance analysis of a grid connected photovoltaic station in the region of Adrar," *2017 5th Int. Conf. Electr. Eng. - Boumerdes, ICEE-B 2017*, vol. 2017–Janua, pp. 1–6, 2017.
- [20] B. Pillot, S. de Siqueira, and J. B. Dias, "Grid parity analysis of distributed PV generation using Monte Carlo approach: The Brazilian case," *Renew. Energy*, vol. 127, pp. 974–988, 2018.
- [21] G. Salazar and D. Carrión, "Characterization and modeling of the efficiency of photovoltaic systems," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2580–2586, 2015.
- [22] S. Hosseini, S. Taheri, M. Farzaneh, H. Taheri, and M. Narimani, "Determination of photovoltaic characteristics in real field conditions," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, no. 2, pp. 572–580, 2018.
- [23] M. P. Cervellini, N. I. Echeverria, P. D. Antoszczuk, R. A. Garcia Retegui, M. A. Funes, and S. A. Gonzalez, "Optimized parameter extraction method for photovoltaic devices model," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 4, pp. 1959–1965, 2016.
- [24] M. Santamaria, N. M. Correa, J. E. Moreno, and Y. E. Moreno, "Proposal design of an open source automated system for photovoltaic panels characterization by electronic charge method," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 6, pp. 1644–1649, 2018.
- [25] J. M. Correa Herrera, "Dimensionamiento óptimo de sistemas fotovoltaicos bajo el marco regulatorio de la ley 20.571," Universidad de Chile, 2017.
- [26] R. Romeral, "Análisis de viabilidad de una planta solar fotovoltaica en Chile," Universidad Carlos III de Madrid, 2015.
- [27] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), "Plan maestro de electrificación 2013-2022: Estudio y gestión de la demanda eléctrica," 2013.
- [28] L. Wang, J. Zhan, W. Shi, and Y. Liang, "In cloud, can scientific communities benefit from the economies of scale?," *IEEE Trans. Parallel Distrib. Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 296–303, 2012.
- [29] J. Zhang, Q. Wei, G. Liu, and W. Tang, "A supplier switching model with the competitive reactions and economies of scale effects," *IEEE Trans. Syst. Man, Cybern. Syst.*, vol. 47, no. 11, pp. 2831–2843, 2017.



**Patricio A. Benalcázar** (miembro IEEE desde 2012) obtuvo el grado en Ingeniería Eléctrica desde la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, en 2007. Actualmente, es parte del Programa de Doctorado en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Sus intereses en investigación incluyen operación y planificación de sistemas de distribución de energía eléctrica, redes inteligentes, generadores dispersos, sistemas de almacenamiento de energía, microrredes y gestión de la demanda. Desde 2007, ha sido parte de diversas entidades relacionadas con el sector eléctrico ecuatoriano. Ello incluye a SIEMENS, CSED SA, CELEC TRANSELECTRIC y CELEC Coca Codo Sinclair.



**Jorge A. Lara S.** es Ingeniero en Electromecánica de la Universidad de las Fuerzas Armadas (ESPE), 2014. Becario CONICET en programa de Doctorado en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), 2018. Forma parte del grupo de investigación y desarrollo en Redes Eléctricas Inteligentes de Distribución (REID) del Instituto de Energía

Eléctrica (IEE) perteneciente a la UNSJ.





**Mauricio E. Samper**, Senior Member IEEE, Doctor en Ingeniería Eléctrica, egresado de la Universidad Nacional de San J uan (UNSJ), Argentina, 2011. Realizó un Posdoctorado en redes inteligentes en Colorado State University, USA, 2017. Investigador Adjunto, Profesor y Consultor en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE), UNSJ - CONICET.

Especialidad: recursos energéticos distribuidos, uso eficiente de la energía eléctrica, planificación y operación de redes de subtransmisión y distribución, calidad y confiabilidad, redes eléctricas inteligentes de distribución, análisis de funcionamiento.