

Red adaptada de baja tensión para un escenario aleatorio de generación distribuida fotovoltaica en Argentina

Adapted low voltage network for a random scenario of photovoltaic distributed generation in Argentina

Alejandro Jurado^{1*}  <https://orcid.org/0000-0002-1176-5741>

Edgardo Vinson¹  <https://orcid.org/0000-0002-6699-4541>

Fernando Nicchi¹  <https://orcid.org/0000-0002-6860-0243>

Recibido 17 de agosto de 2022, aceptado 30 de diciembre de 2022

Received: August 17, 2022 Accepted: December 30, 2022

RESUMEN

En este trabajo se muestra una metodología para determinar la red eléctrica de distribución de baja tensión (BT) técnica y económicamente adaptada, en un escenario aleatorio de incorporación de generación distribuida fotovoltaica (GDFV). Una red es adaptada cuando está diseñada minimizando los costos totales fijos y variables, y optimizando el equipamiento para satisfacer adecuadamente la demanda (tanto la demanda actual como su crecimiento esperado). El estudio considera que la incorporación de GDFV es exógena. El método se basa en el concepto de *Hosting Capacity (HC)* o Factor de Capacidad (FC). En el artículo se analizan cuatro redes de BT típicas del área metropolitana de Buenos Aires, Argentina (AMBA). Las redes son resueltas mediante un flujo de potencia estadístico, tomando como variables aleatorias la demanda residencial, la penetración de GDFV y la potencia y localización de los generadores fotovoltaicos dentro de la red. Mediante esta metodología se obtiene el factor de capacidad estadístico (FCE), el cual es usado para realizar el estudio técnico-económico de la red. Finalmente se obtiene la red adaptada para cada nivel de penetración de GDFV. Los resultados muestran que, sin penetración de GDFV, existen diferentes opciones de redes de distinto costo por km². Cuando aumenta la penetración de GDFV, se van descartando (debido a su FCE) las redes de menor costo por km² y sólo sobreviven las redes de mayor costo por km² (las de menor módulo de transformación). Una vez superado el 70% de penetración de GDFV, ninguna de las redes estudiadas se contempla como opción.

Palabras clave: Generación distribuida, generación solar, análisis computacional de sistemas de potencia, redes eléctricas de baja tensión, red adaptada.

ABSTRACT

This work shows a technical-economic procedure to determine the adapted network in a low voltage (LV) residential electrical system with photovoltaic distributed generation (PVDG). A network is adapted when it is designed to minimize the total fixed and variable costs and optimize the equipment to adequately satisfy the demand (both the current demand and its expected growth). The study will consider that the decision to install PVDG is exogenous. The method is based on the concept of Hosting Capacity (HC). This paper analyzes four typical LV networks in the city of Buenos Aires, Argentina. A statistical power flow solves the networks.

¹ Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. Grupo de Energía y Ambiente. Buenos Aires, Argentina.
Email: ajurado@fi.uba.ar; evinson@fi.uba.ar; fnicchi@fi.uba.ar

* Autor de correspondencia: ajurado@fi.uba.ar

We take the following statistical variables: residential load, PV penetration, PV power, and location. We obtain the statistical HC for each network, and the HC is used to carry out the technical-economic study of the network. Finally, we establish the adapted network for each level of penetration. The results show that, without PVDG penetration, there are different network options with different costs per km². When PVDG penetration increases, the networks with the lowest cost per km² are discarded (due to their FCE), and only the networks with the highest cost per km² survive. Once 70% penetration of PVDG has been exceeded, none of the studied networks is considered an option..

Keywords: Distributed power generation, solar power generation, power system analysis computing, low voltage utility networks, adapted network.

INTRODUCCIÓN

La instalación de pequeños generadores fotovoltaicos (GFV) a nivel del usuario de BT, ha comenzado a crecer en los países de América Latina [1]. La República Argentina, no ha sido ajena al fenómeno [2] y cuenta desde el año 2017 con una ley de fomento a la generación distribuida renovable [3] (GDR). En general, los trabajos técnicos consultados sobre planificación de redes BT residenciales con inserción de generación distribuida fotovoltaica (GDFV) evalúan la conveniencia de instalar generación fotovoltaica desde la perspectiva de costos [4] o bien regulan la inserción a la red mediante incentivos de tarifas [5]. Esto resulta adecuado cuando se espera un control sobre la decisión de instalación, pero no resulta útil cuando los usuarios son los que deciden el uso de energía renovable con argumentos distintos a los costos. Este comportamiento, si bien es de lento crecimiento, muestra una tendencia actual. Edificios gubernamentales, escuelas, universidades y distinto tipo de consumidores han comenzado a instalar GDFV. Los motivos son variados pero entre ellos destacan la investigación, educación, sustentabilidad y categorización de las propiedades. Bajo este concepto el usuario es libre de instalar en cualquier punto de la red una potencia menor o igual a su potencia contratada. Esto establece una diferencia con los estudios tradicionales ya que queda excluido en el cómputo de la red el costo de los generadores, por considerársele un factor exógeno a la planificación de red. El trabajo propone una mirada desde la perspectiva de la empresa distribuidora de energía, la cual debe establecer de antemano la red técnica y económicamente adaptada para cada posible estado de penetración de GDFV. El trabajo calcula el Factor de Capacidad Estadístico (FCE) o *Hosting Capacity* [6] (HC), para cuatro redes de BT convencionalmente adaptadas, de característica aérea

radial y considerando una densidad de demanda de 2 MW/km², correspondientes al área metropolitana de la provincia de Buenos Aires, Argentina. El FCE es utilizado para evaluar los costos introducidos por la GDFV y así determinar la red adaptada para cada nivel de penetración. El trabajo considera, incertidumbre en la carga residencial, en la potencia y ubicación de los generadores, y en la cantidad de usuarios con conexión de GDFV. El problema plantea una GDFV no planificada, donde cada usuario es libre de instalar generación en relación a su potencia contratada. El trabajo se distingue por las siguientes características:

- a. Metodología sencilla de aplicar, en el escenario propuesto, para determinar la red técnica y económicamente adaptada a la GDFV.
- b. La GDFV se incorpora independientemente de su costo. El trabajo no hace un estudio de valuación de proyecto para la determinación de la GDFV.
- c. El estudio introduce el concepto de Factor de Capacidad Estadístico para determinar la red adaptada.
- d. El modelo de demanda utilizado, es de sencilla ejecución.

El trabajo comienza detallando el estudio propuesto. Seguidamente, se desarrolla el modelo aleatorio de carga individual para un conjunto de usuarios residenciales. Luego, se describen las redes de BT utilizadas y las características y funcionamiento de los GFV. En “Resultados” se hace un análisis de los resultados obtenidos. Finalmente se presenta la sección “Conclusiones” con una revisión del estudio.

ESTUDIO PROPUESTO

La red eléctrica de baja tensión (BT) es determinada tradicionalmente minimizando los costos de

equipamiento, operación y pérdidas, respetando los criterios técnicos adecuados para abastecer una determinada demanda (red adaptada). La incorporación de GDFV modifica el cálculo convencional de la red adaptada, adicionando criterios que anteriormente no existían. Uno de ellos es el Hosting Capacity (HC). Si bien para pequeñas penetraciones no es necesario un estudio detallado [6], estos se vuelven imprescindibles cuando la instalación de GDFV comienza a crecer [7].

La literatura especializada en estudios de impacto y penetración de GDR es muy variada [8, 9, 10], pero en general se la puede agrupar en dos áreas. La primera, se relaciona con la optimización de la red respecto al tamaño y ubicación de la GDR [11, 12]. El segundo tipo de estudios se basa en determinar el Hosting Capacity de la red frente a la GDR [13, 14] y se relaciona sobre todo con la imprevisibilidad de la ubicación y potencia de los generadores [15]. El trabajo se encuadra en ésta última área. La incorporación de GDFV modifica los parámetros de funcionamiento de la red eléctrica. El máximo valor de penetración posible, sin sobrepasar los límites técnicos, se denomina Hosting Capacity, en este trabajo redefinido como Factor de Capacidad Estadístico (FCE). La penetración de GDFV o en el límite, el Factor de Capacidad puede ser definido de diferentes maneras de acuerdo al límite técnico propuesto. Alguno de los métodos mencionados en la literatura es: mediante el pico de carga del alimentador [16, 17], por capacidad del transformador [18, 19], por cantidad de nodos ocupados [20], etc. En este trabajo definimos el factor de capacidad de la red mediante la ecuación (1).

$$f_c = \frac{P_p \max(GD)}{S_n \cdot F_{L0}} \tag{1}$$

Dónde, $P_{Cmax(GD)}$ es la potencia pico máxima de GDFV, S_n es la potencia nominal del transformador y F_{L0} es el factor de carga del transformador a la hora de mayor demanda sin GD.

Muchos autores coinciden en que el factor más influyente sobre el HC o FCE es la sobretensión en los nodos de la red [21, 22]. Los estudios para determinar el Factor de Capacidad se clasifican en determinísticos y estocásticos. En los primeros se utilizan valores de entrada conocidos y fijos [23, 24], en general la red se resuelve mediante un

flujo de potencia convencional [25, 26, 27]. En los estocásticos, se tiene en cuenta la incertidumbre, y en la mayoría de los casos estos métodos se basan en un flujo de potencia probabilístico [28, 29]. Para el análisis propuesto se desarrolla un algoritmo basado en un programa de resolución de flujo de potencia [30]. Los resultados son obtenidos mediante el proceso de Montecarlo [31, 32, 33]. El procedimiento considera la distribución geográfica y potencia de la GDFV como variables estadísticas en relación con el nivel de penetración propuesto (variable de 0 a 100%). Se asigna una carga residencial aleatoria para cada nodo del sistema. Finalmente cada nodo representa una demanda neta que se recalcula en cada paso del proceso de Montecarlo. El estudio se repite para cada hora, en un período de 24 hs. Pueden verse detalles del proceso en [34]. Seguidamente se obtienen las pérdidas, flujos de potencia y tensiones en los nodos del sistema [35]. A partir de ellas se determinan las restricciones técnicas para la penetración de la GDFV [36, 37, 38]. El trabajo continúa desarrollando un estudio económico con el fin de encontrar la red adaptada. Como se mencionó anteriormente muchos trabajos basan la planificación en el costo de la GDFV [4, 5], pero en este trabajo esto no se tiene en cuenta, ya que se considera el costo de la GDFV como un factor exógeno al planeamiento de la red. Con el fin de encontrar la red adaptada a la GDFV se evalúan los costos asociados y el FCE. La Figura 1 muestra el proceso de análisis propuesto. El cálculo se repite para todas las posibles penetraciones de GDFV.

A continuación hacemos una pequeña descripción de los costos utilizados en el trabajo. El costo inicial

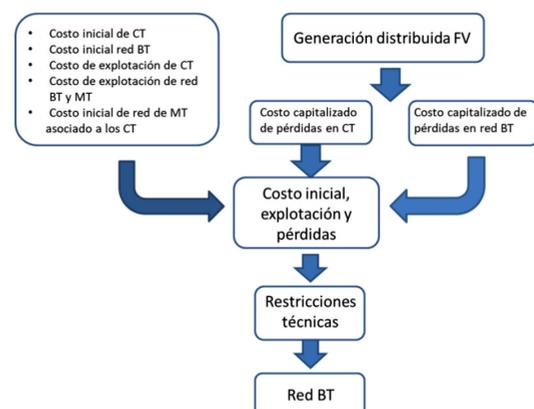


Figura 1. Análisis técnico-económico.

de centros de transformación (CT) por km² puede calcularse mediante la ecuación (2).

$$CCTI = \left[\frac{\sigma_g \cdot F_{s(N)}}{S_{ni} \cdot F_L \cdot F_\infty} \right] \cdot (C_{tri} + C_{ct}) \quad (2)$$

Dónde: F_∞ , factor de simultaneidad para infinitos clientes, (de 0,2 a 0,3); $F_s(N)$, factor de simultaneidad para los clientes abastecidos por el transformador, s_g , densidad de carga (kW/km²), F_L , factor de carga promedio de centro de transformación (0,9), S_{ni} , potencia nominal del transformador, C_{tri} , costo unitario de transformador inicial, C_{ct} , costo unitario de obra civil y montaje electromecánico de centro de transformación.

El factor entre corchetes indica el número de centros de transformación por km² (NCT). El factor de simultaneidad para N clientes resulta de la ecuación (3).

$$F_{s(N)} = F_\infty + (1 - F_\infty) \cdot \frac{1}{\sqrt{N}} \quad (3)$$

El costo inicial de la red de BT por km² puede calcularse mediante la ecuación (4).

$$CBTI = \sum_k L_{ck} \cdot NCT \cdot C_{ck} \quad (4)$$

L_{ck} : Longitud de conductor de sección "k" por salida, C_{ck} : Costo unitario de línea con conductor de sección "k" por km².

Determinando la energía de pérdidas en el transformador mediante los flujos de potencia, y considerando que el factor de carga inicial se mantiene constante. El costo medio capitalizado de pérdidas en el transformador puede calcularse mediante ecuación (5).

$$CPCT = F_{apct} \cdot NCT \cdot E_{pct} \cdot C_{ep} \quad (5)$$

Dónde: $CPCT$: Costo de pérdidas en transformador por km², E_{pct} : energía media de pérdidas en el transformador, C_{ep} : costo unitario de pérdidas, F_{apct} : factor de actualización de capital para pérdidas en transformadores.

Si no se consideran clientes singulares, y conocida la energía de pérdidas correspondiente a la red de BT aguas debajo de cada CT, el costo medio

capitalizado de pérdidas de energía por km² de red BT resulta de la ecuación (6).

$$CPBT = F_{apbt} \cdot (NCT \cdot E_{pBTg}) \cdot C_{ep} \quad (6)$$

Dónde: $CPBT$: Costo medio de pérdidas de la red por km², F_{apbt} : factor de actualización de pérdidas en red BT. E_{pBTg} : energía media de pérdidas de energía total de salida BT general.

La energía media de pérdidas en la ecuación (6) está afectada por un factor que tiene en cuenta la asimetría y el desequilibrio de fases, condición que provoca un aumento de pérdidas respecto a un sistema simétrico ($Fd = 1,17$). El costo de explotación en centros de transformación aumenta con la cantidad de centros y puede estimarse por km² mediante la ecuación (7).

$$CECT = F_{aeCT} \cdot NCT \cdot C_{eCT} \quad (7)$$

$CECT$: costo de explotación de centros por km², C_{eCT} : costo de explotación unitario, F_{aeCT} : factor de actualización de explotación de CT.

El costo de explotación de redes BT por km² en áreas plenamente electrificadas se mantiene aproximadamente constante independientemente del módulo de transformación empleado y se calcula mediante la ecuación (8).

$$CEBT = L_{BT} \cdot C_{eBT} \quad (8)$$

$CEBT$: Costo de explotación de red por km², L_{BT} : longitud de la red, C_{eBT} : costo de explotación de red por km².

En la red MT el costo evoluciona con la longitud de red por km² necesaria para incorporar los nuevos CT y alimentadores. Para el costo inicial de red de MT asociada a cada CT, se evalúa, para cada variante de módulo de transformación, la extensión de ramal de MT necesarios para su conexión, considerando que la ubicación adecuada de los CT en relación a la carga a abastecer no podrá darse directamente sobre el troncal. La determinación de la extensión para conectar cada CT a la red de MT se determinó a partir de la ecuación (9).

$$d = \sqrt{\frac{S_{ni} \cdot F_L \cdot F_\infty}{\sigma_g \cdot F_{s(N)}}} \quad (9)$$

El costo de extensión por km² resulta mediante la ecuación (10):

$$C_{iMT} = NCT \cdot d \cdot C_{l/km} \quad (10)$$

$C_{l/km}$: Costo de extensión por km, d : longitud adicional de ramal de MT.

Para realizar el análisis económico, utilizamos un costo de 75 USD/MWh para la energía, 20% de tasa de interés y un período de análisis de 20 años [39], no se considera expansión de la red. La longitud de la red BT por km² se considera de 15 km. Para la energía de pérdidas se ha contemplado una valoración anual, lo que requirió el análisis del sistema para distintas estaciones del año.

Comportamiento estadístico de la demanda

Una variedad de modelos estadísticos de demanda pueden verse en [40, 41]. El trabajo caracteriza el comportamiento aleatorio de la demanda residencial para un grupo de usuarios de similares características, utilizando como base el método de la curva de simultaneidad [42, 43]. Como primera aproximación usamos una función de densidad de probabilidad normal. La potencia media puede estimarse mediante la ecuación (11).

$$P_0 = F_\infty \cdot \frac{P_{\max SIM(N)}}{N \cdot F_{S(N)}} \quad (11)$$

Dónde: N es el número de usuarios, F_∞ es el factor de simultaneidad para un gran número de usuarios (0,2 a 0,3 obtenido empíricamente), $P_{\max SIM}$ es la potencia máxima simultánea para N usuarios (obtenida de la curva de carga del transformador MT/BT) y $F_{S(N)}$ es el factor de simultaneidad para N consumidores, obtenido de la ecuación (3). La desviación estándar puede calcularse mediante la ecuación (12). Para determinar el factor k se asume que la potencia máxima no podrá ser superada más de una vez al año.

$$\sigma_c = \frac{(1 - F_L)}{k} \cdot \frac{P_{\max SIM}}{N \cdot F_{S(N)}} \quad (12)$$

Entonces, el consumo residencial de un grupo de usuarios puede ser caracterizado estadísticamente a través de una potencia media y un desvío. Como

la distribución de densidad de probabilidad normal es una función simétrica respecto a la media, para grupos de baja o mediana electrificación, los valores de potencias asignados a algunos nodos pueden ser negativos. A fin de evitar este error ajustamos los valores a una función de densidad de probabilidad LogNormal [44]. Las variaciones horarias de carga son establecidas adoptando patrones de centros de transformador (CT) con un gran número de usuarios (por encima de 300) ubicados en el AMBA. Hemos utilizado una curva de demanda con su máximo a las 8 pm [45]. En este caso la demanda máxima no coincide con el pico de GFV lo que se manifiesta como un escenario muy exigente para la red. La incertidumbre en la ubicación y potencia de los generadores, se obtiene mediante distribuciones de probabilidad uniforme. La potencia pico de los generadores se toma entre valores de 1 a 5 kWp trifásicos. La Tabla 1 muestra los valores de consumo residencial para las distintas estaciones del año para un grupo de usuarios correspondientes al AMBA.

Redes y generadores

Las redes utilizadas son de característica aérea radial. Consideramos una urbanización uniforme como distribución geográfica de la demanda. La densidad de demanda es de 2 MW/km², típico de población de casas bajas con superficie disponible de techo por unidad funcional. Se han representado redes con módulo de transformación de 160, 315, 500 y 800 kVA, con distintas topologías y número de usuarios. La Tabla 2 muestra detalles técnicos. La Figura 2 representa la red BT con transformador de 800 kVA.

La arquitectura de las redes y datos técnicos pueden encontrarse en [36, 43]. Se considera, para el estudio, que las redes no tienen elementos de regulación automático ni soporte de red mediante los inversores fotovoltaicos. Se utilizó un esquema de regulación de tensión en redes del tipo convencional. Los datos de irradiancia utilizados fueron suministrados por el Instituto de investigaciones científicas y técnicas para la defensa (CITEDEF) y medidos en la Latitud: -34.580 Longitud: -58.480 Altura: 25≈msnm Villa Martelli, Argentina. La Tabla 3 muestra los valores de irradiancia en plano horizontal utilizados. Se utilizan generadores de 1, 2, 3, 4, y 5 kW de potencia pico, distribuidos aleatoriamente en la red mediante una función de distribución uniforme. Se considera un

Tabla 1. Valores de consumo residencial.

h	Distribución normal							
	Verano		Invierno		Otoño		Primavera	
	Media	Desvío	Media	Desvío	Media	Desvío	Media	Desvío
	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
0	0,858	1,082	0,722	0,696	0,622	0,798	0,661	0,848
1	0,706	0,891	0,617	0,593	0,512	0,656	0,574	0,735
2	0,657	0,829	0,563	0,541	0,458	0,586	0,523	0,669
3	0,640	0,807	0,529	0,509	0,442	0,567	0,509	0,652
4	0,646	0,816	0,505	0,485	0,442	0,567	0,521	0,668
5	0,624	0,788	0,494	0,475	0,426	0,546	0,497	0,638
6	0,638	0,804	0,43	0,413	0,408	0,523	0,560	0,718
7	0,717	0,904	0,468	0,451	0,422	0,541	0,614	0,787
8	0,732	0,924	0,504	0,484	0,407	0,522	0,592	0,759
9	0,706	0,891	0,546	0,524	0,408	0,523	0,567	0,727
10	0,776	0,979	0,596	0,574	0,454	0,583	0,517	0,664
11	0,759	0,957	0,626	0,608	0,447	0,573	0,494	0,634
12	0,794	1,002	0,68	0,654	0,421	0,540	0,493	0,633
13	0,752	0,949	0,739	0,711	0,422	0,541	0,513	0,658
14	0,706	0,891	0,719	0,693	0,422	0,541	0,498	0,640
15	0,690	0,871	0,742	0,713	0,423	0,541	0,499	0,640
16	0,693	0,874	0,762	0,733	0,422	0,541	0,508	0,652
17	0,66	0,832	0,797	0,767	0,458	0,587	0,535	0,686
18	0,873	1,102	0,781	0,751	0,476	0,611	0,546	0,701
19	1,157	1,460	0,708	0,682	0,476	0,611	0,682	0,875
20	1,254	1,582	0,814	0,782	0,573	0,733	0,776	0,994
21	1,236	1,56	0,966	0,929	0,835	1,071	0,863	1,106
22	1,192	1,504	0,975	0,936	0,836	1,070	0,828	1,061
23	1,115	1,407	0,921	0,884	0,697	0,893	0,764	0,979

Tabla 2. Datos básicos de red.

Tipología	CT	salidas	Usuarios/ salida	CT-NMA	Zcc
	kVA			m	Ω
T1-160	160	2	42	150	0,14
T3-315	315	4	49	250	0,27
T4'-500	500	4	78	250	0,29
T6-800	800	4	120	350	0,35

CT-NMA: Distancia entre el CT y el nodo más alejado (NMA).

Z_{CC}: Impedancia de cortocircuito al NMA.

ángulo de elevación fijo promedio igual a la latitud de Bs. As. y una orientación norte. La irradiancia en el plano del generador se obtiene afectando los valores de irradiancia medidos mediante un factor geométrico que tiene en cuenta el ángulo

de incidencia de la radiación respecto a la normal del módulo fotovoltaico. Bajo estas condiciones de irradiancia la potencia eléctrica se determina mediante modelos de sistemas fotovoltaicos implementados en Matlab [46, 47].

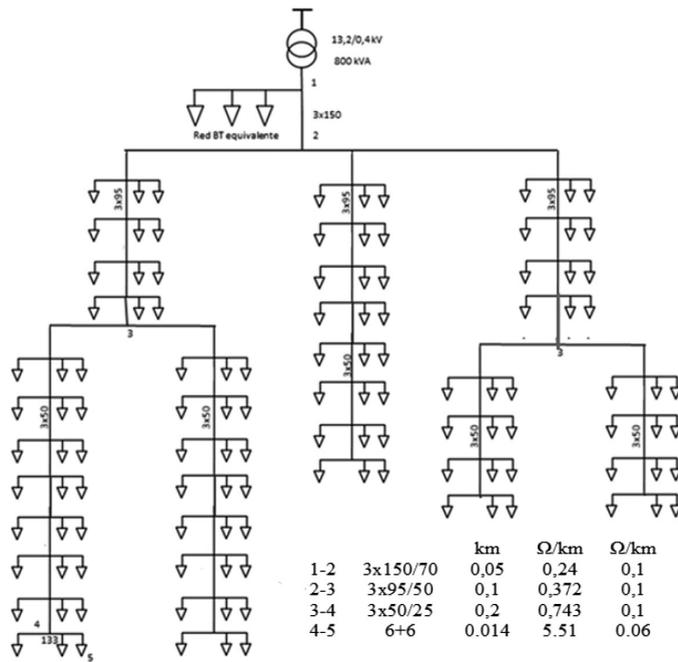


Figura 2. Red con CT de 800 kVA.

Tabla 3. Valores de irradiancia para día claro.

Hora	Irradiancia			
	Verano	Invierno	Otoño	Primavera
	W/m ²	W/m ²	W/m ²	W/m ²
0-5	0	0	0	0
6	98	0	0	0
7	256	0	70	85,11
8	512	0	260	278,53
9	742	49,36	472	485,89
10	892	183,43	656	662,62
11	1033	316	790	787,40
12	1090	417,3	860	848,33
13	1075	467,7	860	840,09
14	940	460,85	790	763,38
15	739	397,6	656	624,99
16	432	286,21	472	438,62
17	257	146,88	260,8	229,01
18	153	24,17	70,55	50,38
19	26	0	3,16	0
20-23	0	0	0	0

RESULTADOS

Nuestro trabajo, toma como parámetro para determinar el FCE, la tensión en los nodos de la

red, considerado por diversos autores como el más severo y determinante respecto al límite de inserción [21, 22]. Considerando que las redes de baja tensión poseen una relación (X/R) baja, la variación de tensión puede representarse aproximadamente, para un tramo de red radial, mediante la ecuación (13).

$$\Delta U \approx \frac{R_L (P_L - P_{GD})}{U_2} \quad (13)$$

Dónde: P_L , potencia activa de la carga en el nodo considerado, P_{GD} potencia activa de la generación en el nodo, R resistencia en el nodo.

Se observa que, si la potencia generada excede la demanda en el nodo, el flujo de potencia se invierte provocando una sobretensión en el punto de acoplamiento de la GD con el sistema. Para el estudio nos centramos en el nodo que presenta la mayor impedancia de cortocircuito [49]. Algunos valores utilizados como límites para la variación de tensión pueden verse en [48] Nosotros tomamos un valor de 5% como variación límite de tensión. Consideramos además que este valor debe tener una probabilidad menor al 5% de ser superado en el número de estudios realizados. La Tabla 4 muestra la probabilidad de exceder el límite

Tabla 4. Probabilidad de alcanzar el límite de sobretensión del 5%.

Red	Penetración de PV						
	30%	40%	45%	50%	60%	70%	80%
T1-160	–	–	–	–	–	–	7,5
T3-315	–	–	2	7,5	27	53	75
T4'-500	–	–	–	1,5	4	17	44
T6-800	–	2,5	5	11	35	61	86

impuesto para cada red y para distintos valores de penetración. Cuando la probabilidad es de un 5% estamos frente al FCE.

Las redes T1-160 y T3-315 poseen módulos de transformador de pequeña potencia y presentan distintas longitudes (Tabla 2), por lo tanto, distinto valor de impedancia de cortocircuito en el nodo de referencia. Esta diferencia de impedancias (casi el doble), hace que el factor de capacidad de la red T3-315 sea menor, llegando a valores próximos al 48%. T6-800 presenta una mayor longitud respecto a las anteriores, esto hace que el factor de capacidad estadístico sea de 45%. Podemos decir que a medida que aumenta la longitud de la red (aumento de Z_{cc}) la probabilidad de que se supere el límite técnico de tensión aumenta. La red T4-500, posee mayor cantidad de usuarios respecto a T3-315 con los cual estadísticamente se logra un mejor reparto de generación. Por este motivo el factor de capacidad resulta mayor en la primera aunque ambas presenten igual longitud y valores cercanos de impedancia de corto circuito. Puede decirse, que para una penetración de GDFV

por debajo del 45% las redes estudiadas tienen nulas o muy bajas probabilidades de sobrepasar el límite impuesto. En cambio, por encima del 50% de penetración de GDFV, esta probabilidad comienza a crecer. El factor de capacidad está fuertemente influenciado por la geometría de la red, la sección de los conductores, la curva de carga y distribución geográfica de la GDFV [50]. Si se mantuvieran las secciones de los conductores, el factor de capacidad estaría ligado a la potencia del CT. Sin embargo, al variar el módulo de transformación, es necesario un cambio en la sección de los conductores. Esto hace necesario un estudio detallado de la geometría y de las impedancias de la red particular para cada caso.

De acuerdo con las ecuaciones (2) a (10), la Figura 3 representa los costos fijos por km^2 de cada una de las redes estudiadas. Costo inicial de centros de transformación (CCTI), Costo inicial de red de BT (CBTI), costo de explotación de centros de transformación (CECT), costo de explotación de red de BT-MT (CEBT-MT) y costo inicial de la red MT asociado a cada CT (CMTI).

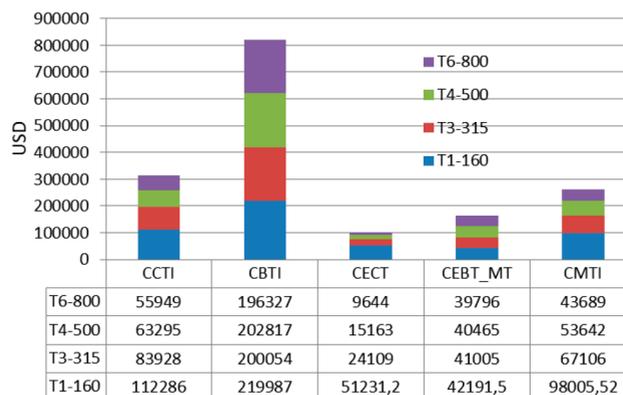


Figura 3. Costos de fijos con la penetración de GDFV por km^2 .

Se observa que la red integrada con los CT de menor potencia presenta mayores costos, debido principalmente al mayor número de transformadores. En la Figura 4, se han contabilizado juntos los costos variables por km² correspondiente a las pérdidas en el transformador y en la red de BT. Se observa que los costos variables parten de un valor máximo, descendiendo luego hasta alcanzar un mínimo que corresponde al mínimo de pérdidas alcanzado en la red. A partir de ese punto, si aumenta la penetración FV (y puntualmente la generación FV excede la demanda por el usuario) es de esperar que las pérdidas sean asumidas por la generación FV (que es quien estaría generando esa energía). En esta circunstancia el aporte de fuentes convencionales de generación para sostener las pérdidas (proveniente, como es tradicional, desde fuera de la red de distribución) sería cada vez menor con un decremento de costos para la distribuidora (y, desde ya, también menores

emisiones). Las redes conformadas con módulo de transformador más pequeño arrojan los menores costos variables.

En la Figura 5 se han sumado los costos fijos y variables dando como resultado los costos de inversión, operación y pérdidas por km² de las redes estudiadas. Se observa que los costos siguen una tendencia como la especificada anteriormente. En este caso, los menores costos los comparten las redes con módulos de transformación más grandes. Sin embargo, como se verá más adelante, el costo de la red quedará definido o limitado por el factor de capacidad.

Una vez obtenidos los costos por km² de red, resta aplicar el Factor de Capacidad para encontrar, dependiendo de la penetración requerida, la red adaptada que puede abastecer la demanda. La

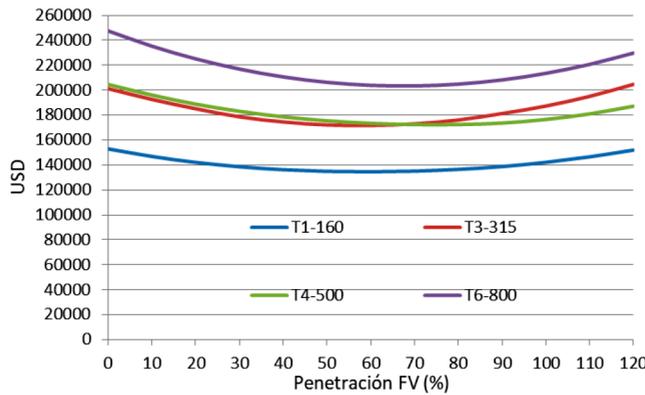


Figura 4. Costos variables con la penetración de GDFV por km².

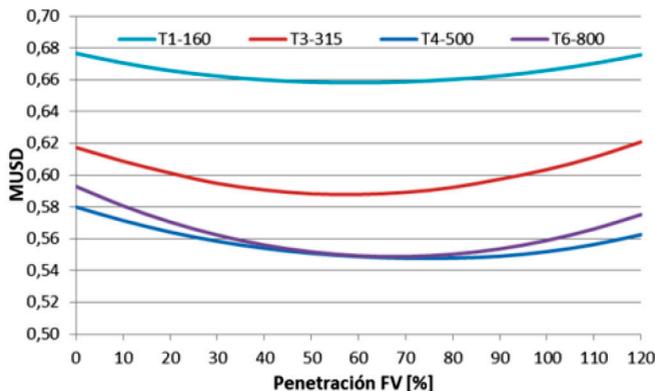


Figura 5. Costos totales por km².

Tabla 5 muestra los costos mínimos por km² y los costos por km² aplicando el Factor de Capacidad.

Se observa que las redes presentan un costo mínimo asociado a un factor de penetración (FP) de GDFV. Sin embargo, al aplicar el FCE, la penetración de GDFV se reduce haciendo que no pueda alcanzarse el punto de mínimo costo. La red T1-160 al ser una red “corta” posee un FCE mayor, lo que permite alcanzar el punto de mínimo costo aunque a un costo mayor que el obtenido con las otras redes. Teniendo en cuenta los análisis precedentes es posible establecer una red adaptada para cada nivel de penetración de GDFV. Siendo la penetración máxima posible el FCE propio de cada sistema.

La situación planteada puede entenderse pensando que, para penetraciones de GDFV bajas, la empresa distribuidora contará con un determinado número de redes que competirán a través del costo para su aplicación. A medida que aumenta la penetración de GDFV algunas de las redes serán eliminadas de la competencia por medio del factor de capacidad que limitará su uso. Puede darse el caso que, conociendo

el factor de capacidad de un conjunto de redes y requerida una determinada penetración, algunas de ellas sean eliminadas de la competencia sin requerir evaluar sus costos.

El análisis anterior se resume en la Figura 6. Esta figura muestra, para cada una de las penetraciones aplicables (en%) a este conjunto de redes, el costo total asociado. Este esquema permite seleccionar la red adaptada a la necesidad de inserción de GDFV.

La Figura 6 muestra que, a medida que aumenta la penetración de GDFV, las redes de mayor costo por km² son las que prevalecen como opción. Las redes que arrojan el menor costo han quedado eliminadas para estas penetraciones debido a su FCE. Por arriba del 70% de penetración de GDFV ninguna de las redes estudiadas se contempla como opción.

CONCLUSIONES

El trabajo ha tenido como objetivo desarrollar una metodología de análisis técnico-económico para redes de baja tensión con inserción de GDFV. La particularidad de este estudio radica en que no buscamos la posición óptima, ni el tamaño óptimo del generador, tampoco evaluamos la factibilidad económica del proyecto. Sino que, partiendo de un escenario de GDFV no planificada buscamos las redes que mejor se adapten a las exigencias requeridas. Es de destacar que se han analizado redes particulares, cuyas características topológicas y técnicas, pueden variar adaptándose a las exigencias de la urbanización (“manzanado”) y a las disposiciones técnicas y económicas de la empresa distribuidora.

Tabla 5. Costos de red por Km².

Tipo de red	Mínimo		Limitado por FCE	
	Costo	FP	costo	FCE
	USD	%	USD	%
T1-160	658225	55	660000	75
T3-315	587925	55	590000	47
T4-500	545500	77	550000	62
T6-800	548810	67	554000	45

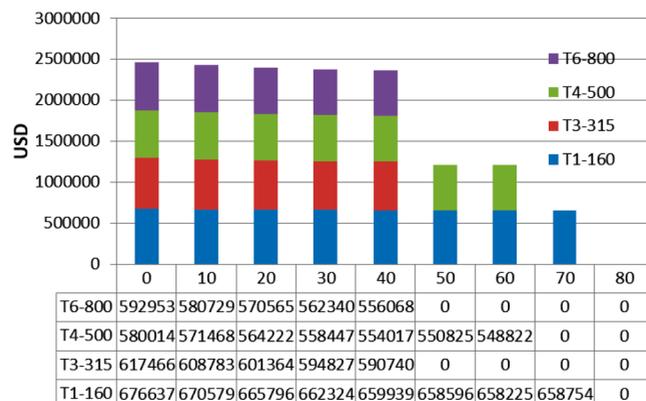


Figura 6. Red aplicable a cada penetración (%) y su costo.

Comenzamos el trabajo buscando el FCE de las redes bajo estudio. Para esto se utilizó el concepto de sobretensiones en los nodos que fue evaluado para el escenario de mayor irradiancia. Podemos destacar que las redes convencionalmente adaptadas con módulos de transformación más pequeño poseen en general, una menor longitud (menor impedancia de cortocircuito), lo cual reviste en un mayor factor de capacidad, es decir que estadísticamente pueden admitir una mayor penetración de GDFV. Seguidamente se han analizado los costos fijos y variables de la red respecto a la penetración de la GDFV. Se observa que los costos variables dependen directamente de las pérdidas de energía del sistema las cuales son altamente dependientes de la penetración de la GDFV. Este es un punto importante ya que queda relacionado el costo de la red con la GDFV sin tener en cuenta el costo propio de los generadores.

Del análisis precedente se observa que, si bien las redes con menor módulo de transformación admiten estadísticamente una mayor penetración, su costo por km² aumenta. Todas las redes tienen una penetración que minimiza los costos, el problema radica en que muchas veces no es posible alcanzar este mínimo debido al factor de capacidad. Desde el punto de vista de la distribuidora es conveniente desarrollar las redes que presentan un menor costo por km² limitando la penetración de energía proveniente de GDFV. Es decir, una restricción en el costo de la red presupone en general una limitación en la penetración de GD. En caso de necesitarse, por múltiples cuestiones una penetración mayor a la soportada por la red técnicamente adaptada, la empresa debería proponer redes de módulo de transformación más pequeños que, en general resultan en costos mayores por km². Podría contemplarse como solución para la red existente la modificación de su arquitectura aumentando el número de transformadores o bien modificando la impedancia mediante los conductores, cuestión que insumiría costos adicionales y que muchas veces resulta técnicamente impracticables. El trabajo representa un primer paso para llegar a un consenso sobre los parámetros a tener en cuenta, los objetivos a perseguir y la metodología a utilizar para regular, en un futuro cercano, la inserción de GD renovable intermitente en las redes de distribución eléctricas argentinas.

REFERENCIAS

- [1] L. Paredes Tapia, B. Serrano y M. Molina. “Nuevo paradigma de los sistemas eléctricos: generación distribuida y micro redes eléctricas. Un vínculo de accesibilidad a la electricidad en América latina y el Caribe”. *EnerLAC. Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe*. Vol. 3 N° 2, pp. 88-110. 2019. ISSN: 2602-8042.
- [2] M.A. Kazimierski. “La energía distribuida como modelo post-fósil en Argentina”. *Economía Sociedad y Territorio*. Vol. 20 N° 63, pp. 397-428. 2020. ISSN: 1405-8421. DOI: 10.22136/est20201562.
- [3] Ministerio de Justicia y Derechos Humanos - Argentina. “Ley 27424 Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública”. *Boletín Oficial*. N° 33779, pp. 3. Argentina. 2017. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ley_27424_actualizada.pdf
- [4] P. Benalcázar, J. Lara and M. Samper. “Distributed Photovoltaic Generation in Ecuador: Economic Analysis and Incentives Mechanisms”. *IEEE Latin America Transactions*. Vol. 18 Issue 3, pp. 564-572. 2020. DOI: 10.1109/TLA.2020.9082728.
- [5] M. Samper, G. Coria and M. Facchini. “Grid parity analysis of distributed PV generation considering tariff policies in Argentina”. *Energy Policy*. Vol. 157. 2021. ISSN: 0301-4215. DOI:10.1016/j.enpol.2021.112519.
- [6] B. Palmintier, R. Broderick, B. Mather, M. Coddington, K. Baker, F. Ding, M. Reno, M. Lave and A. Bharatkumar. “On the Path to SunShot: Emerging Issues and Challenges in Integrating Solar with the Distribution System”. *National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5D00-65331*, pp. 1-99. 2016. DOI: 10.13140/RG.2.1.3282.7762.
- [7] M. Samper y A. Vargas. “Valor agregado de la generación distribuida en el planeamiento de expansión en redes de distribución”. *Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ (XIII ERIAC)*. Puerto Iguazú, Argentina. 2009.
- [8] R. Viral and D.K. Khatod. “Optimal planning of distributed generation systems in distribution system a review”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 16

- Issue 7, pp. 5146-5165. 2012. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2012.05.020.
- [9] W. Tan, M. Hassan, M. Majid and H. Rahman. "Optimal distributed renewable generation planning: a review of different approaches". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 18, pp. 626-645. 2013. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2012.10.039.
- [10] R. Payasi, A. Singh and D. Singh. "Review of distributed generation planning: objectives, constraints, and algorithms". *International Journal of Engineering, Science and Technology*. Vol. 3 N° 3, pp. 133-153. 2011. DOI: 10.4314/ijest.v3i3.68430.
- [11] A. Mota, L. Mota and F. Galiana. "An Analytical Approach to the Economical Assessment of Wind Distributed Generators Penetration in Electric Power Systems with Centralized Thermal Generation". *IEEE Latin America Transactions*. Vol. 9 Issue 5, pp. 726-731. 2011. DOI: 10.1109/TLA.2011.6030982.
- [12] G. Durga and M. Nadarajah. "Optimal DG placement in deregulated electricity market". *Electric Power System Research*. Vol. 77 Issue 12, pp. 1627-1636. 2007. ISSN: 0378-7796. DOI: 10.1016/j.epsr.2006.11.014.
- [13] M. Kolenc, I. Papic and B. Blazic. "Assessment of maximum distributed generation penetration levels in low voltage networks using a probabilistic approach". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. Vol. 64, pp. 505-515. 2015. ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.07.063.
- [14] J. Sousa, C. Borges and J. Mitra. "PV hosting capacity of LV distribution networks using smart inverters and storage systems; a practical margin". *IET Renewable Power Generation*. Vol. 14 Issue 8, pp. 1332-1339. 2020. ISSN: 1752-1416. DOI: 10.1049/iet-rpg.2019.1054.
- [15] T. Aziz and N. Ketjoy. "PV Penetration Limits in Low Voltage Networks and Voltage Variations". *IEEE Access*. Vol. 5, pp. 16784-16792. 2017. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2747086.
- [16] M. Asano, F. Wong, R. Ueda, R. Moghe, K. Rahimi, H. Chun and D. Tolomier. "On the Interplay between SVCs and Smart Inverters for Managing Voltage on Distribution Networks". *IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1-5. Atlanta, USA. 2019.
- [17] F. Ding and B. Mather. "On Distributed PV Hosting Capacity Estimation, Sensitivity Study, and Improvement". *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. Vol. 8 Issue 3, pp. 1010-1020. 2017. DOI: 10.1109/TSTE.2016.2640239.
- [18] R. Torquato, D. Salles, C.O. Pereira and W. Freitas. "A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems". *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1. 2019. DOI: 10.1109/PESGM40551.2019.8973619.
- [19] M. Rahman, A. Arefi, G. Shafiullah and S. Hettiwatte. "New approach to voltage management in unbalanced low voltage networks using demand response and OLTC considering consumer preference". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. Vol. 99, pp. 11-27. 2018. ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2017.12.034.
- [20] D. Chathurangi, U. Jayatunga, S. Perera, A. Agalgaonkar, T. Siyambalapitiya and A. Wickramasinghe. "Connection of solar PV to LV networks: Considerations for maximum penetration level". *Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2018)*. Auckland, New Zealand. November 27-30, 2018. DOI: 10.1109/AUPEC.2018.8757962.
- [21] A.K. Jain, K. Horowitz, F. Ding, N. Gensollen, B. Mather and B. Palmintier. "Quasi-Static Time-Series PV Hosting Capacity Methodology and Metrics". *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, pp. 1-5. Washington, USA. February 17-20, 2019.
- [22] S. Jothibas, S. Santoso and A. Dubey. "Optimization Methods for Evaluating PV Hosting Capacity of Distribution Circuits". *IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 887-891. Chicago, USA. June 16-21, 2019.
- [23] A. Hoke, R. Butler, J. Hambrick and B. Kroposki. "Steady-State Analysis of Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders". *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. Vol. 4

- Issue 2, pp. 350-357. 2013, DOI: 10.1109/TSTE.2012.2225115.
- [24] F.A. Viawan. "Steady state operation and control of power distribution systems in the presence of distributed generation". Licentiate Thesis. Chalmers University of Technology. Göteborg, Sweden. 2006. URL: <https://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/19436.pdf>
- [25] M.S. Thomas, R. Ranjan and N. Malik. "Deterministic load flow algorithm for balanced radial AC distribution systems". IEEE 5th Power India Conference, pp. 1-6. India. 2012. DOI: 10.1109/PowerI.2012.6479581.
- [26] R.A. Shayani and M.A.G. de Oliveira. "Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems". IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 26 Issue 3, pp. 1625-1631. 2011. DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2077656.
- [27] J.W. Smith, R. Dugan, M. Rylander and T. Key". "Advanced distribution planning tools for high penetration PV deployment". IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-7. 2012. DOI: 10.1109/PESGM.2012.6345628.
- [28] S. Breker, A. Claudi and B. Sick. "Capacity of Low-Voltage Grids for Distributed Generation: Classification by Means of Stochastic Simulations". IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 30 Issue 2, pp. 689-700. 2015. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2332361.
- [29] D. Le, K. Pham, D. Ngo, K. Huynh, N. Nguyen and A. Berizzi. "An enhancement to cumulant-based probabilistic power flow methodologies". IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA), pp. 1-5. 2015. DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2015.7387150.
- [30] H. Saadat. "Power System Analysis". PSA Publishing. Third Edition. New Jersey, USA. ISBN: 978-0984543861. 2011.
- [31] F. Demailly, O. Ninet and A. Even."Numerical tools and models for Monte Carlo studies of the influence on embedded generation on voltage limits in LV grids". IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 20 N° 3, pp. 2343-2350. 2005. DOI: 10.1109/TPWRD.2005.848676.
- [32] G. Mokryani and P. Siano."Evaluating the integration of wind power into distribution networks by using Monte Carlo simulation". International Journal of Electrical Power & Energy Systems. Vol. 53, pp. 244-255. 2013. ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.04.019.
- [33] G. Carpinelli, P. Caramia and P. Varilone. "Multi-linear Monte Carlo simulation method for probabilistic load flow of distribution systems with wind and photovoltaic generation systems". Renewable Energy. Vol. 76, pp. 283-295. 2015. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2014.11.028.
- [34] A. Jurado, F. Nicchi and E. Vinson. "Regulation for Insertion of Small Scale Intermittent Renewable Energy Distributed Generation in Argentina". Electrical System in Transportation. Vol. 17 Issue 1, pp. 2861-2864. ISSN: 2515-0855. DOI: 10.1049/oap-cired.2017.0011.
- [35] 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. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.08.042.
- [36] EDENOR. "Línea aérea de baja tensión". EDENOR Norma Técnica de Red, pp. 1-34. 2012. Argentina.
- [37] IEEE. "IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems". IEEE Std 1547.2-2008, pp. 1-217. 2009. DOI: 10.1109/IEEESTD.2008.4816078.
- [38] UTE. "Instalaciones de microgeneración conectadas a la red de baja tensión de UTE". Reglamento de Baja Tensión UTE, pp. 1-32. Uruguay. 2020. URL: https://portal.ute.com.uy/sites/default/files/generico/Cap%C3%ADtulo%20XXVIII%202020_0.pdf
- [39] N. Lemozy, E. Vinson y L. Donzelli. "La generación distribuida, su impacto en las redes de distribución y evaluación de factibilidad". The 9th Latin American Congress on Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE). Mar del Plata, Argentina. 2011.
- [40] J. Widén, A. Nilsson and E. Wäckelgård. "A combined Markov-chain and bottom-up approach to modelling of domestic lighting demand". Energy and Buildings. Vol. 41 Issue 10, pp. 1001-1012. 2009. ISSN: 0378-7788. DOI: 10.1016/j.enbuild.2009.05.002.

- [41] J. Widén and E. Wäckelgård. "A high-resolution stochastic model of domestic activity patterns and electricity demand". *Applied Energy*. Vol. 87 Issue 6, pp. 1880-1892. 2010. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2009.11.006.
- [42] J. Dickert and P. Schegner. "Residential Load Model for Network Planning Purposes". *International Symposium on Modern Electric Power Systems (MEPS)*, pp. 1-6. Wroclaw, Poland. 2010.
- [43] A. Jurado, E. Vinson and F. Nicchi. "Demand Statistical Characterization of Low Voltage Users in Argentinian Distribution Networks for Distributed Generation Studies Purposes". *The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2021)*, pp. 2361-2365. 2021. DOI: 10.1049/icp.2021.1773.
- [44] M.C. Estrada Ocampo, D.E. Medrano Ahumada y V.P. Quintero González. "Análisis del Perfil de Carga Eléctrica por Estrato en la Ciudad de Barranquilla". *Proyecto Final. Universidad del Norte*, pp. 1-44. Barranquilla, Colombia. 2018. URL: <https://manglar.uninorte.edu.co/bitstream/handle/10584/8312/Estrada-Medrano-Quintero%20PF.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [45] I. Romero y M.P. Cristófalo. "Herramienta para Fomento de Instalaciones Solares Fotovoltaicas en la Ciudad de Buenos Aires", pp. 1-129. 2020. <https://www.buenosaires.gob.ar/agenciaambiental/politicas-y-estrategias-ambientales/energia/material-descargable>
- [46] A. Vera-Davila, J. Delgado-Ariza y S. Sepulveda-Mora. "Validación del modelo matemático de un panel solar empleando la herramienta Simulink de Matlab". *Revista Investigación, desarrollo e innovación*. Vol. 8 N° 2, pp.343-356. 2018. ISSN: 2027-8306. DOI: 10.19053/20278306.v8.n2.2018.7972.
- [47] A. Jurado. "Estimación del Punto de Máxima Potencia de una Celda Solar por Medio de Redes Neuronales". *Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE (ERIAC)*. Foz de Iguazú, Brasil. 20 al 24 de Mayo de 2013.
- [48] R. Tonkoski, D. Turcotte and T.H.M. EL-Fouly. "Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods". *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. Vol. 3 Issue 3, pp. 518-527. 2012. DOI: 10.1109/TSSTE.2012.2191425.
- [49] R. Yan and T.K. Saha. "Investigation of Voltage Stability for Residential Customers Due to High Photovoltaic Penetrations". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 27 Issue 2, pp. 651-662. 2012. DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2180741.
- [50] D. Jenicek, W. Inam and M. Ilic. "Locational dependence of maximum installable PV capacity in LV networks while maintaining voltage limits". *43rd North American Power Symposium (NAPS 2011)*, pp. 1-5. Boston, USA. August 4-6, 2011. DOI: 10.1109/NAPS.2011.6025197.