

# Investment Valuation of Energy Storage Systems in Distribution Networks considering Distributed Solar Generation

M. E. Samper, *Member, IEEE*, D. Flores, and A. Vargas and Senior *Member, IEEE*

**Abstract**— Due to growing global awareness of climate change, increasing penetration of distributed solar generation is to be expected worldwide. When the grid integration of these intermittent renewable technologies reaches a high penetration level, technical adaptation, such as generation back-up capacity or distribution network capacity, is required. In this sense, electrical energy storage systems (ESS) offsets variations in renewable electricity production and plays a vital role in integrating these variable generation resources into the grid. In turn, ESS can be used to store excess electricity generated during off-peak demand periods for discharge at peak hours that is known as load peak-shaving, thus saving the system's power for when it is most needed. This paper presents a comprehensive methodology for valuing investments of ESS in distribution networks with high penetration of photovoltaic distributed generation. Specifically, it is focused on the integral assessment of ESS as a flexible option for investment deferral into the expansion planning of the power grid, considering both economic and technical constraints and mainly using the ESS for load peak-shaving. The proposed methodology is tested on a typical Latin American distribution network, particularly from the San Juan Province in Argentina. For this, two expansion planning valuation are performed: one, taking into account traditional expansion alternatives and, the other, considering ESS as flexible expansion options. Results show that the greatest contribution of ESS lies in the flexibility it gives to distribution expansion planning, mainly by deferring network reinforcements.

**Keywords**— Energy Storage, Photovoltaic Generation, Smart Grids, Distribution Planning, Investment Deferral.

## I. INTRODUCCIÓN

Las redes inteligentes de distribución de energía eléctrica representan una importante evolución de los sistemas de distribución actuales, mediante la introducción de un conjunto de nuevas tecnologías y aplicaciones ad-hoc; con el fin de proveer un suministro más eficiente, confiable, sustentable, económicamente competitivo y más cuidadoso con el medio ambiente [1], [2]. Se espera que tecnologías como la generación distribuida que utiliza recursos renovables ayuden a reducir las emisiones de dióxido de carbono y ofrecer opciones energéticas más sustentables para los consumidores [3]-[6]. En este sentido, la conexión a la red de sistemas fotovoltaicos es un área creciente, con un amplio potencial para industrias y hogares. La aplicación de estos sistemas está orientada a trabajar en paralelo con la ya

establecida red de suministro eléctrico [7], [8].

Sin embargo, la naturaleza variable e intermitente del recurso energético solar conlleva a variaciones en el flujo de potencia que pueden causar inconvenientes en la operación del sistema. En este caso, el almacenamiento de energía distribuido (AED) se convierte en una opción clave para brindar un suministro de electricidad confiable [9]-[12]. Además, la participación controlable de los sistemas de AED es relevante cuando se desea atenuar los picos de demanda, permitiendo en algunos casos diferir inversiones de capital intensivo en redes de sub-transmisión y distribución primaria [9], [13], [14].

De esta manera, como un “buffer de energía”, los almacenadores de energía desempeñan un rol cada vez más importante en el diseño y desempeño de las redes inteligentes y, sobre todo, como complemento de la generación distribuida en base a fuentes de energía renovable intermitente [11]. El desarrollo de tecnologías avanzadas en almacenamiento de energía eléctrica, sumado al buen desempeño probado por las tecnologías existentes, hacen posible su utilización como AED. Entre las alternativas tecnológicas disponibles para sistemas de AED se pueden mencionar: baterías convencionales avanzadas, baterías de flujo, celdas de combustible, super-capacitores y superconductores magnéticos [12], [15]-[17].

En este contexto, en este trabajo se plantea analizar los impactos económicos de la utilización de almacenamiento de energía eléctrica en una red de distribución que cuenta con una alta inyección de energía desde fuentes de generación del tipo solar fotovoltaica. Particularmente, se aborda la problemática de cómo cuantificar apropiadamente los indicadores técnicos y económicos de proyectos de inversión en sistemas de AED, en el ámbito de una empresa distribuidora. Para ello se presenta una metodología de evaluación integral de proyectos de inversión en sistemas de AED.

La metodología propuesta es probada en una red típica de distribución en el contexto regional y particular de la Provincia de San Juan en Argentina. Se analiza esta región en particular por el auge que se está dando al uso de la generación solar fotovoltaica y, además, por los importantes picos de demanda que ocurren en muy pocas horas al día obligando a tener que realizar grandes inversiones para reforzar la capacidad de las redes. Por ello, se propone analizar el hecho de invertir en AED principalmente para almacenar energía (en algunos nodos de alimentadores de distribución primaria) durante los períodos de mayor generación solar para luego suministrarla en horarios de demanda máxima. De esta

M. E. Samper, Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ—CONICET, San Juan, Argentina, msamper@ieec.org

D. Flores, Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ—CONICET, San Juan, Argentina, dani.flores.223@hotmail.com

A. Vargas, Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ—CONICET, San Juan, Argentina, avargas@iee.unsj.edu.ar

manera se podrían evitar sobrecargas en algunas líneas y/o transformadores de potencia y, de ser posible, diferir inversiones intensivas de capital; localizando eficientemente los almacenadores de energía cerca de las fuentes de generación solar y, a la vez, próximos a los nodos de consumo (demanda) con el fin de evitar sobre-cargar las redes de distribución, disminuir pérdidas y/o mejorar la calidad del producto eléctrico.

II. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN PROPUESTA

En la Fig. 1 se presenta el esquema general de la metodología desarrollada para la toma de decisiones de inversiones en redes eléctricas de distribución, teniendo en cuenta la inserción de generación distribuida (GD) del tipo solar. En esencia, es un modelo integral para evaluar inversiones en redes de distribución, analizando planes de expansión técnica y económicamente y, además, considerando tanto alternativas tradicionales de expansión como la incorporación de sistemas de AED. Finalmente, se plantea un posible plan flexible de expansión combinando tanto alternativas tradicionales de expansión como AED.

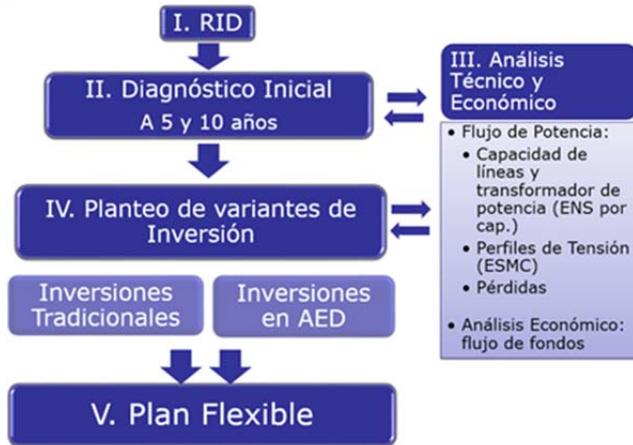


Figura 1. Diagrama general de la metodología de planificación.

La metodología se divide en cinco etapas:

- i. RID: el primer paso es modelar la red inteligente de distribución (RID) a analizar y todos los parámetros de entrada que intervienen en el proceso de expansión. Estos parámetros se pueden diferenciar según el conocimiento de ellos. Por un lado, se tienen los parámetros conocidos, entre los cuales se encuentran las características propias de la red (configuración, conductores, transformadores, etc.), datos impuestos por regulación (como ser los CENS y CESMC, costo de energía no suministrada y costo de energía suministrada en malas condiciones, respectivamente), la tasa de descuento para evaluar las inversiones y el periodo de análisis. Por otro lado, se tienen los parámetros inciertos (con incertidumbre), entre los cuales se encuentra el crecimiento de la demanda, el pronóstico de GD solar y los costos de inversión en AED. En este trabajo se han modelado los parámetros inciertos de manera estadística trabajando con valores esperados y, luego, sensibilizando tales valores.
- ii. Diagnóstico inicial de la red actual: en la red actual sin

inversiones y considerando el crecimiento futuro de la demanda y la GD solar, al igual que los parámetros antes mencionados, se realiza un diagnóstico técnico y económico inicial para identificar los posibles problemas de operación-suministro en la red a 5 y a 10 años.

- iii. Análisis técnico y económico: para evaluar la red actual (sin inversiones) y cada una de las alternativas de inversión, se realiza un análisis técnico y económico. En base a otros trabajos [18]-[21], para el análisis técnico se calcula un flujo de potencia que permite evaluar si hay violaciones de capacidad en las instalaciones de la red, el perfil de tensiones nodales y las pérdidas de energía eléctrica. De este análisis se desprenden los sobrecostos operativos por energía no suministrada (ENS) por violación de capacidad nominal, por energía suministrada en malas condiciones (ESMC) y por niveles de pérdidas excesivos. Luego, mediante la técnica de flujo de fondos descontados se realiza un análisis y evaluación económica, para un período de tiempo “T” a analizar (a 5 y 10 años) en cada año corte “t”. Como resultado se obtiene el valor actual neto (VAN) de la red bajo análisis. Para comparar las alternativas de inversión, se busca la alternativa de menor VAN, resolviendo el problema y restricciones (1) a (4).

$$VAN = \sum_{t=1}^T \frac{Ingr - (C_{INV} + C_{ENSxCap.} + C_{ESMC} + C_{PERD})_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Sujeto a:

Capacidad de líneas: (2)

$$IL_{j,t} = IL_{Max. j,t} + \Delta IL_{Exce. j,t}$$

Capacidad del centro de distribución (C/D): (3)

$$IT_{Iny.C/D t} = IT_{Max. t} + \Delta IT_{Exce. t}$$

Balance de potencia en C/D (nodo slack): (4)

$$P_{Dem t} + P_{Perd. t} = P_{Iny.C/D t} + P_{Iny.GDsolar t}$$

Donde,

*Ingr*: Ingreso esperado de la empresa distribuidora (por tarifa).

*C<sub>INV</sub>*: Costo de inversión de una alternativa de expansión dada.

*C<sub>ENSxCap.</sub>*: Costo de ENS por violaciones de capacidad en líneas y/o transformadores de potencia en C/D.

*C<sub>ESMC</sub>*: Costo de penalización por mala calidad, ESMC por niveles inadecuados de tensión (sub-tensión o sobre-tensión).

*C<sub>PERD</sub>*: Costo de la energía de pérdidas.

*r*: Tasa de descuento (valor tiempo del dinero).

*IL<sub>j</sub>*: Corriente por cada línea “j”.

*IL<sub>Max. j</sub>*: Capacidad máxima de la línea “j”.

*ΔIL<sub>Exce. j</sub>*: Corriente que excede la capacidad de la línea “j”, utilizada para calcular la ENS por capacidad.

*IT<sub>Iny.C/D</sub>*: Corriente de inyección a la red MT desde el C/D.

*IT<sub>Max.</sub>*: Capacidad máxima del C/D, dada por la capacidad de los transformadores de potencia AT/MT.

*ΔIT<sub>Exce.</sub>*: Corriente que excede la capacidad del C/D (centro de distribución), con la cual se computa la ENS por capacidad.

*P<sub>Dem</sub>*: Potencia de demanda total.

*P<sub>Perd</sub>*: Potencia de pérdidas, a partir de la cual luego se calcula la energía de pérdidas.

*P<sub>Iny.C/D</sub>*: Potencia de inyección desde el C/D.

$P_{Iny.GDsolar}$ : Potencia de inyección desde la GD solar.

- iv. Planteo de variantes de inversión: a partir del diagnóstico inicial se proponen posibles variantes de expansión para solucionar los problemas de la red. Hay que destacar, que las variantes de inversión que se proponen son de corto plazo, pero teniendo en cuenta a su vez los planes de expansión de largo plazo. Un aspecto metodológico de este trabajo, es que al momento de plantear las variantes de expansión el problema se divide en dos: por un lado, las variantes en inversiones tradicionales y por otro, las inversiones en almacenadores de energía eléctrica (AED). Esto se realiza con el propósito de comparar técnica y económicamente a las inversiones tradicionales con las inversiones en AED y, a su vez, poder evaluar la posibilidad de diferir inversiones de capital intensivo gracias a la flexibilidad brindada por el uso de almacenadores de energía eléctrica.
- v. Plan flexible: con la mejor alternativa obtenida de las variantes de inversiones tradicionales y de inversiones en almacenadores, se elabora un plan estratégico de expansión combinando ambas alternativas. Esto es posible de realizar gracias a la flexibilidad que puede otorgar el uso de sistemas de AED, al brindar la posibilidad de diferir alguna inversión tradicional de capital intensivo para obtener un beneficio económico-financiero para la distribuidora (valor tiempo del dinero) basado en la disminución del riesgo de la inversión; y posteriormente realizar la o las inversiones tradicionales diferidas, cuando la demanda y/o demás parámetros inciertos justifiquen económicamente realizar las mismas.

### III. CASO DE APLICACIÓN

#### A. Red de Prueba (RID)

La red de distribución a analizar se presenta en la Fig. 2, modelada a partir de una red de prueba típica sudamericana, y adaptada a las características particulares de una zona de la Provincia de San Juan, Argentina. Es una red de distribución primaria de 13.2 kV, con tres alimentadores troncales, los cuales a su vez se dividen en sus correspondientes derivaciones. En cada uno de los nodos se modelan los transformadores MT/BT y las cargas de dichos nodos representan a los usuarios conectados aguas abajo, los cuales se agrupan según sean industriales, comerciales o residenciales.

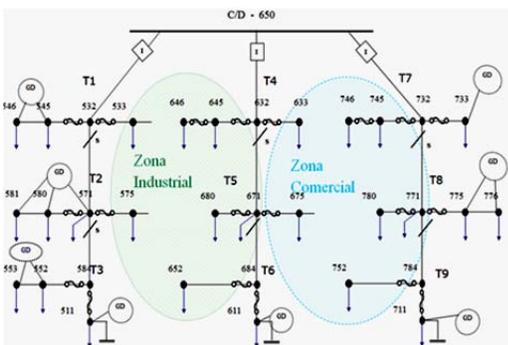


Figura 2. Diagrama unifilar de la red de prueba.

El centro distribuidor (C/D) cuenta con un transformador (trafo) de potencia de 15 MVA. Además se cuenta con bancos de capacitores fijos de 250 kVAr en los nodos 511, 611 y 711, que ayudan a mejorar los perfiles de tensión. Respecto las líneas, son del tipo áreas con conductor de aleación aluminio-acero (AlAc), de 95 mm<sup>2</sup> en tramos troncales salidas de cada alimentador, de 70 mm<sup>2</sup> el resto de las troncales y de 35 mm<sup>2</sup> las derivaciones.

Por su parte, en la Tabla I se presentan los datos típicos de los usuarios agrupados por nodo, siendo la demanda máxima total en el año base (cero) de 11.680 MW. En cuanto a la GD solar, se considera que solo el 70% de los usuarios residenciales poseen sistemas fotovoltaicos en sus hogares, del tipo de silicio monocristalino, para generación de energía eléctrica; lo que representa una generación máxima de 1.824 MW. En la Fig. 3 se presentan las curvas de potencia unitaria (pu) de demanda residencial y GD solar, típicas de la zona bajo análisis.

TABLA I  
DATOS DE USUARIOS POR NODO DEMANDA

Nodo Carga	Tipo Usuario	Cantidad Clientes	P max. [MW]	Q max. [MVar]	GD Solar max. [MW]	
671	Ind.	15	0.800	0.387	-	
633	Com.	20	0.600	0.372	-	
645	Ind.	12	0.700	0.339	-	
646	Ind.	10	0.600	0.291	-	
675	Com.	20	0.500	0.310	-	
680	Ind.	7	0.500	0.242	-	
611	Res.	25	0.135	0.101	0.097	
652	Ind.	8	0.500	0.242	-	
571	Res.	45	0.243	0.182	0.173	
533	Ind.	15	1.000	0.484	-	
545	Res.	40	0.216	0.162	0.151	
546	Res.	40	0.216	0.162	0.151	
575	Ind.	10	0.800	0.387	-	
580	Res.	40	0.216	0.162	0.151	
581	Res.	60	0.324	0.243	0.227	
511	Res.	28	0.151	0.113	0.108	
552	Res.	25	0.135	0.101	0.097	
553	Res.	45	0.243	0.182	0.173	
771	Com.	25	0.700	0.434	-	
733	Res.	40	0.216	0.162	0.151	
745	Com.	20	0.600	0.372	-	
746	Com.	15	0.500	0.310	-	
775	Res.	30	0.162	0.121	0.113	
776	Res.	35	0.189	0.142	0.135	
780	Com.	30	0.800	0.496	-	
711	Res.	25	0.135	0.101	0.097	
752	Com.	15	0.500	0.310	-	
<b>Σ C/D</b>			<b>700</b>	<b>11.680</b>	<b>6.911</b>	<b>1.824</b>

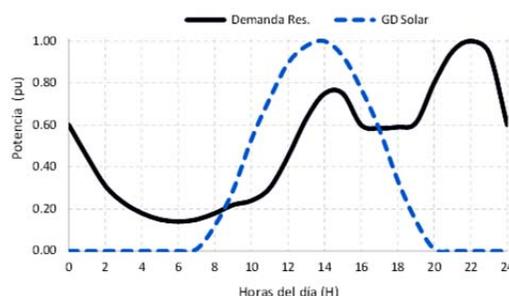


Figura 3. Curvas diarias típicas de demanda residencial y GD solar.

Respecto los parámetros económicos, se adoptaron:

- Costo de penalización por ENS: 1500 USD/MWh
- Costo de penalización por ESMC: 300 USD/MWh, si la tensión nodal se encuentra  $1.05 < V \text{ (pu)} < 0.95$
- Precio de la energía eléctrica (para valorar las pérdidas): 100 USD/MWh y a diez años se estima en 200 USD/MWh
- Tasa de descuento “r”: 15% anual

#### B. Caso Base - Red Actual Sin Inversiones

Acorde a la metodología propuesta, primeramente se realizó un análisis de la red actual teniendo en cuenta un crecimiento de la demanda del 4% anual.

A partir del análisis inicial, se puede prever que a partir del año 2 el transformador de potencia del C/D se satura, esto es que presenta violaciones de capacidad en horarios de demanda pico. Además, las líneas troncales T4 y T7 se saturan a partir del año 3 y 4, respectivamente. El estado actual de las pérdidas en la red al igual que de los perfiles de tensión puede observarse a través de los costos esperados por energía de pérdidas y por ESMC, respectivamente, que se presentan resumidamente en la Tabla II; juntos con los costos por ENS por violaciones de capacidad en líneas y transformador de potencia.

TABLA II  
COSTOS OPERATIVOS DE LA RED SI NO SE HICIERAN INVERSIONES [MUSD]

T(período)	ENSxCap. Trafo	ENSxCap. Líneas	ESMC	Ene.Perd.
a 5 años	6.51	1.6	16.02	0.49
a 10 años	40.2	19.49	45.74	1.13

Posteriormente, con los resultados obtenidos se calcula el valor actual neto; obteniendo un VAN de 1.1 M USD (millones de dólares) a 5 años y un VAN negativo de -21.9 MUSD a 10 años. Con esto se evidencia la necesidad de realizar inversiones.

#### C. Planteo de Variantes de Inversión Tradicionales

Se debe destacar primeramente que como plan de expansión de largo plazo, se cuenta con repotenciar el C/D instalando un nuevo transformador de 15 MVA, en el segundo año de análisis; previéndose para ello una inversión de 1.5 MUSD. Luego se analiza si con el uso de AED esta inversión podría evitarse.

Se analizaron diferentes variantes de expansión tradicionales y de estas se presenta a continuación el mejor plan de inversión obtenido para el corto plazo. Dicho plan consiste en repotenciar el C/D en el año 2, con lo cual se duplicaría la potencia del mismo a 30 MVA, implicando la inversión intensiva en capital arriba mencionada. Además, se propone la incorporación de una línea troncal de conductor de AlAc de 95 mm<sup>2</sup> en paralelo con la troncal T4 y otra en paralelo con la troncal T7, en los años 3 y 4 respectivamente; implicando una modesta inversión de 0.06 MUSD cada una. Se plantean tales líneas en paralelo a las existentes previéndose que en un plan de largo plazo se cuenta con realizar un nuevo alimentador; por lo cual luego estas nuevas líneas serán parte del futuro alimentador.

En la Tabla III se resumen los valores económicos esperados al realizar este plan de inversión. Se puede apreciar,

por un lado, que se eliminaría la ENS por capacidad del transformador de potencia y de las líneas troncales T4 y T7; y, por otro lado, se observaría también una mejora en los perfiles de tensión y una disminución de la energía de pérdidas, lo cual conlleva a una reducción de los costos de ESMC y pérdidas, respectivamente. Respecto el costo de ENS x Cap. a 10 años de 1.06 M USD se debe a la saturación de la troncal T1 justamente al décimo año.

TABLA III  
VALORES ECONÓMICOS CON INVERSIONES TRADICIONALES [MUSD]

T(período)	Inversion	ENSxCap.	ESMC	Ene.Perd.	VAN
a 5 años	1.62	0	10.59	0.49	5.2
a 10 años	1.62	1.06	21.87	1.13	9.7

Para este plan de inversión se obtiene un VAN a 5 años de 5.2 MUSD y para 10 años de 9.7 MUSD. Al comparar estos resultados con los de la red sin inversiones, se observa la clara ventaja económica que presentaría realizar tales inversiones.

#### D. Planteo de Variantes de Inversión en AED

Primero se analizaron varias tecnologías disponibles para el almacenamiento de energía distribuido (AED), resultando ser las baterías avanzadas la opción más viable hoy en día para la aplicación aquí propuesta, de almacenar energía durante los períodos de mayor generación solar para luego suministrarla en horarios de demanda máxima. En este sentido, las baterías que mayormente se encuentran disponibles en el mercado son:

- Batería de Ion-Litio.
- Batería de Níquel-Cadmio.
- Zebra (zero emissions batteries research activity).
- Baterías de Flujo: Redox de Vanadio.
- Baterías de Plomo Ácido.

Entre ellas, las baterías de plomo son las más desarrolladas y utilizadas en sistemas de potencia; el resto de baterías están siendo utilizadas en aplicaciones donde las restricciones de tamaño y peso son críticas. Estas baterías poseen entre 3000 y 4000 ciclos de carga y descarga, por lo cual, si son utilizadas los 365 días del año tienen una vida útil de alrededor de 10 años. Poseen un costo de inversión medio de 2000 USD/kW, el cual corresponde al costo promedio de este tipo de baterías en el mercado europeo y norteamericano. En base a ello, se eligieron como dispositivos de AED las baterías de plomo ácido.

Luego, se analizaron distintas variantes de inversión en AED y de estas el mejor plan de inversión obtenido consiste en, por un lado, instalar baterías en los nodos 532, 571, 584 y 771, con una potencia máxima de almacenamiento de 200 kW cada una. Estas, almacenarían la potencia inyectada proveniente de otros nodos aledaños y del propio nodo, en el caso que este cuente con inyección de GD solar. Por otro lado, los nodos 611, 711 y 733, solo almacenarían la energía inyectada por el propio nodo, por lo tanto en ellos se propone instalar baterías con una potencia de 100 kW. De esta manera, con este plan se tendría una potencia total de almacenamiento de 1100 kW y un costo de inversión de 2.2 MUSD.

En la Tabla IV se resumen los valores económicos obtenidos al realizar este plan de inversión en AED, obteniendo un VAN a 5 años de 7.2 MUSD y para 10 años de

## 9.2 MUSD.

TABLA IV  
VALORES ECONÓMICOS CON INVERSIONES EN AED [MUSD]

T(período)	Inversion	ENSxCap.	ESMC	Enc.Perd.	VAN
a 5 años	2.20	0	9.30	0.48	7.2
a 10 años	2.20	0	24.65	1.02	9.2

En base a los resultados obtenidos, al comparar el plan de inversiones tradicionales con este otro de invertir en AED, se observa la ventaja económica de invertir en almacenadores en el corto-mediano plazo. Además, en cuanto a invertir en AED, se debe destacar la flexibilidad que le otorga a la planificación de la expansión, ya que frente a posibles variaciones en algunos parámetros, como el crecimiento de la demanda o el número de clientes que poseen GD solar, el tamaño (capacidad) de algunos almacenadores y el lugar donde instalarlos pueden cambiarse. Lo contrario sucede con las inversiones tradicionales, las cuales son inversiones “de costo hundido”, una vez realizadas no se pueden cambiar ni abandonar.

#### E. Plan Flexible de Expansión

Como ya se mencionara, el uso de almacenadores podría otorgar mayor flexibilidad al plan de expansión de la empresa distribuidora al diferir inversiones intensivas en capital. En base a ello, se propone a continuación un plan flexible de expansión, el cual es un plan estratégico donde se combinan las inversiones en almacenadores con las inversiones tradicionales.

El plan que se propone consiste en llevar a cabo en el año base la inversión en AED antes descripta (*Punto D*). Luego, en el año 6 se retirarían dichos almacenadores y se repotenciaría el C/D y se construirían líneas en paralelo a las troncales T4 y T7, realizando de esta manera el plan de inversión tradicional antes descripto (*Punto C*). Notar que, en 5 años las baterías (AED) no agotarían su vida útil y por lo tanto podrían reutilizarse en otro lugar de las redes de la distribuidora donde se tenga problemas. Económicamente esto se puede considerar mediante el valor de recupero (o valor residual contable por depreciación) de los almacenadores, que al quinto año sería la mitad de su costo de inversión (es decir 1.1 M USD); reflejando así su potencial “valor económico” de re-utilización en otro lugar de la red.

A partir del análisis económico, con éste plan flexible se obtendría un VAN a 10 años de 10.7 MUSD; lo que muestra la ventaja económica de este plan por sobre realizar solo una inversión en AED o solo un plan de inversión tradicional. En la Tabla V se resumen los valores económicos obtenidos.

TABLA V  
VALORES ECONÓMICOS DEL PLAN FLEXIBLE DE EXPANSIÓN [MUSD]

T(período)	Inversion	ENSxCap.	ESMC	Enc.Perd.	VAN
a 5 años	2.20	0	9.30	0.48	8.3
a 10 años	1.62	1.06	21.87	1.13	10.7

#### F. Análisis de Sensibilidad

Como se indicara anteriormente (en la Sección II), se tienen parámetros con incertidumbre como son el crecimiento de la demanda y el costo de almacenadores, entre otros. Para analizar el impacto que se tendrían en las inversiones frente a

posibles variaciones de tales parámetros, se sensibilizaron los mismos.

Primeramente se proponen dos posibles variaciones en el crecimiento de la demanda. Por un lado, se plantea un menor crecimiento que el esperado, el cual sería del 3% en lugar del 4%. En este caso, el VAN de ambos planes de expansión (de inversiones tradicionales y en AED, *Puntos C y D*) tendrían un incremento, siendo prácticamente indistinto realizar una u otra inversión. Sin embargo, por la flexibilidad otorgada al usar AED, se puede modificar la potencia de almacenamiento instalada frente a un crecimiento de la demanda menor que el esperado. De esta manera, para un crecimiento del 3%, se podría tener una potencia de almacenamiento de 550 kW en lugar de 1100 kW lo que produciría un aumento del VAN. Por otro lado, se plantea que la demanda crezca a un ritmo mayor que el esperado, del 6%. En este caso, ambas inversiones verían un impacto negativo en sus VAN, siendo menor la reducción en la alternativa de inversión en AED. Por el mismo motivo que el caso anterior, en la inversión en AED podrían reubicarse las baterías y modificar su potencia instalada de almacenamiento, manteniendo en este caso la potencia total instalada en 1100 kW. Esto conduciría a una leve mejora económica, como puede observarse en la Tabla VI.

TABLA VI  
SENSIBILIDAD RESPECTO EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

Planes de Expansión	VAN a 10 años [M USD]		
	Caso Base Crec. 4%	Crec. Dem. del 3%	Crec. Dem. del 6%
Inver. Tradicionales (trafo y líneas)	9.7	10.3	5.0
Inversiones en AED (1100 kW)	9.2	9.8	6.3
Inver. modificando-adaptando AED	-	10.7	6.4

Finalmente, se analizó el impacto de la variación en los costos de capital de las baterías para la inversión en AED; por un lado, ante un aumento del 25% y, por otro lado, del 50% del costo en almacenamiento. Esto implicaría un costo de inversión en AED de 2500 USD/kW y 3000 USD/kW, respectivamente. Se analizaron tales escenarios de costos alcistas por la actual situación macro-económica y cambiaría (USD / \$) en Argentina, esperándose a corto-medio plazo una devaluación de la moneda local (\$). Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla VII, donde puede verse que frente a posibles variaciones del costo de almacenadores, el VAN de la inversión disminuirá. Sin embargo, hay que destacar que grandes variaciones en los costos, 25% y 50%, provocan pequeñas variaciones en el VAN, del 5% y 10%. Esto demuestra que la inversión en AED es poco sensible frente a variaciones de sus costos de capital.

TABLA VII  
SENSIBILIDAD RESPECTO EL COSTO DE INVERSIÓN EN AED

Plan de Expansión	VAN a 10 años [M USD]		
	Caso Base Costo 2 USD/W	Crec. +25% Costo 2.5 USD/W	Crec. +50% Costo 3 USD/W
Inver. en AED	9.20	8.74 (-5%)	8.28 (-10%)

## IV. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado una metodología que sirve como herramienta (soporte) para el desarrollo de inversiones en almacenadores de energía eléctrica en redes de distribución,

considerando una alta inyección de potencia de generación distribuida del tipo solar. Se ha aplicado la metodología a una red típica de distribución de la región de Cuyo en Argentina; almacenando energía en períodos de valle y resto de demanda para, luego, suministrar potencia en horarios de demanda pico.

Se ha verificado que la inversión en almacenadores puede, en algunos casos, competir con las inversiones tradicionales de capital intensivo no solo desde el punto de vista técnico, sino principalmente desde el punto de vista económico-financiero. Para ello se ha utilizado como dispositivo de almacenamiento las baterías de plomo-ácido; las cuales han sido seleccionadas debido a que, por un lado, hoy en día tienen gran aplicación en los sistemas de potencia que cuentan con inyección de energía desde fuentes de energía renovable y, por otro lado, porque presentan un costo de capital que les permitiría competir con las inversiones tradicionales.

Por último, la conclusión más destacable es la flexibilidad en las inversiones que otorga el uso de AED a la planificación de la expansión. Por un lado, al brindar la posibilidad de diferir inversiones intensivas en capital y, de esta manera, poder elaborar planes de expansión estratégicos, lo que permitiría tener una mejora desde el punto de vista económico y financiero a la empresa distribuidora. Por otro lado, permite que frente a posibles variaciones en algunos parámetros críticos, como lo es el crecimiento de la demanda, la inversión en AED se adapte fácilmente tratando de evitar potencia de almacenamiento ociosa o falta de almacenamiento, lo que conduciría a evitar o disminuir eventuales pérdidas económicas.

## REFERENCIAS

- [1] Department of Energy and Climate Change – Ofgem, “Smart grid vision and routemap,” Smart Grid Forum, London, Feb 2014.
- [2] F. Careri, C. Genesi, P. Marannino, M. Montagna, S. Rossi, I. Siviero, “Generation expansion planning in the age of green economy,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 2214-2223, Feb 2011.
- [3] M. Samper, R. Reta: “Regulatory Analysis of Distributed Generation installed by Distribution Utilities,” *IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina)*, vol. 13, no. 3, pp. 665-672, Mar 2015.
- [4] P. Siano, L. Ochoa, G. Harrison, A. Piccolo, “Assessing the Strategic Benefits of Distributed Generation Ownership for DNOs,” *IET Gener. Trans. & Distrib.*, Vol. 3, No. 3, pp. 225-236, Mar 2009.
- [5] C. Bustos, D. Watts, H. Ren, “MicroGrid Operation and Design Optimization With Synthetic Wins and Solar Resources,” *IEEE Latin America Trans.*, vol. 10, no. 2, pp. 1550-1562, Mar 2012.
- [6] A. Cossi, J. Mantovani, “Integrated planning of electric power distribution networks,” *IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina)*, vol. 7, no. 2, pp. 203-210, Jun 2009.
- [7] Tom Markvart, Luis Castañer, “Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications,” Elsevier Science Ltd, Oxford - UK, pp. 640-643, 2003.
- [8] G. Salazar Dias, D. Carrion, “Characterization and modeling of the efficiency of photovoltaic systems,” *IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina)*, vol. 13, no. 8, pp. 2580-2586, Aug 2015.
- [9] S. Barsali, M. Ceraolo, R. Giglioli, D. Poli, “Storage applications for smart grids,” *Electric Power Systems Research*, ELSEVIER, vol. 120, pp. 109-117, Mar 2015.
- [10] A. Wiesner, R. Diez, G. Perilla, “Energy Storage System from DC Bus with Port for Solar Module,” *IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina)*, vol. 13, no. 5, pp. 1376-1382, May 2015.

- [11] P. Denholm, M. Hand, “Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity,” *Energy Policy*, ELSEVIER, vol. 39, no. 3, pp. 1817-1830, Mar 2011.
- [12] M. Molina, “Emerging advanced energy storage systems: dynamic modeling, control and simulation”, Nova Science Publishers Inc., New York, EE.UU., 1st Ed., 2013.
- [13] A. Barin, L. Canha, A. Abaide, R. Machado, “Methodology for placement of Dispersed Generation Systems by analyzing its Impacts in Distribution Networks,” *IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina)*, vol. 10, no. 2, pp. 1544-1549, Mar 2012.
- [14] A. Piccolo, P. Siano, “Evaluating the Impact of Network Investment Deferral on Distributed Generation Expansion,” *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 24, No. 3, pp. 1559-1567, Aug 2009.
- [15] H. Ferreira, R. Garde, G. Fulli, W. Kling, J. Lopes, “Characterisation of electrical energy storage technologies,” *Energy*, ELSEVIER, vol. 53, no. 1, pp. 288-298, May 2013.
- [16] H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron, “Energy Storage Systems: Characteristics and Comparisons,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, ELSEVIER, vol. 12, no. 5, pp. 1223-1249, Jun 2008.
- [17] K.C. Divya, J. Østergaard, “Battery energy storage technology for power systems,” *Electric Power Systems Research*, ELSEVIER, vol. 79, no. 4, pp. 511-520, Apr 2009.
- [18] M. Samper, A. Vargas: “Investment Decisions in Distribution Networks under Uncertainty with Distributed Generation - Part II: Implementation and Results,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2341-2351, Aug 2013.
- [19] P. De Oliveira-De Jesus, M. de Leao, “Comparative Analysis of Different Cost Loss Allocation Methodologies in Distribution Networks with Distributed Generation,” *IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina)*, vol. 3, no. 3, pp. 290-295, Jul 2005.
- [20] J. Gomez, J. Vaschetti, C. Coyos, C. Ibarlucea, “Distributed Generation: Impact on Protections and Power Quality,” *IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina)*, vol. 11, no. 1, pp. 460-465, 2013.
- [21] E. Galvan, G. Gutierrez Alcaraz, N. Gonzalez Cabrera, “Two-phase Short-term Scheduling Approach with Intermittent Renewable Energy Resources and Demand Response,” *IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina)*, vol. 13, no. 1, pp. 181-187, Jan 2015.
- [22] D. Trebolle, T. Gómez, “Reliability Options in Distribution Planning using Distributed Generation,” *IEEE Latin America Trans. (Revista IEEE America Latina)*, vol. 8, no. 5, pp. 557-564, Sep 2010.



calidad del servicio, y decisiones de inversión bajo condiciones de incertidumbre.



**Daniela Flores** ha obtenido el título de Ingeniero Eléctrico en 2015 de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ). Su especialidad se centra en la planificación de la expansión de redes de distribución, generación solar, uso eficiente y almacenamiento de energía eléctrica, y evaluación de inversiones.



**Alberto Vargas** (M'97-SM'02) actualmente es profesor-investigador en el Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ-CONICET; quien ha obtenido el título de Ingeniero Electromecánico en 1975 de la Universidad Nacional de Cuyo y el título de Doctor en Ingeniería en 2001 de la UNSJ, Argentina. Desde 1985 ha sido investigador principal del grupo de planificación y regulación de mercados eléctricos en el IEE. Además, es gerente de una Consultora, Asinelsa SA, una compañía de software especializado en AM/FM GIS y DMS para distribución de energía eléctrica.