

Microrredes con conexión en paralelo a la red de distribución: diseño óptimo y análisis tecno-económico.

Pablo Rullo, Grupo de Investigación en Energías Renovables (GIDER). Departamento de Ingeniería Eléctrica. FRSN-UTN.

Grupo de Ingeniería de Sistemas de Procesos (GISP). CIFASIS (CONICET-UNR),
rullo@cifasis-conicet.gov.ar.

Vanesa Betiana Hetze, Grupo de Investigación en Energías Renovables (GIDER).
Departamento de Ingeniería Eléctrica. FRSN-UTN, vhetze@frsn.utn.edu.ar.

Matias Tielli, Grupo de Investigación en Energías Renovables (GIDER). Departamento de Ingeniería Eléctrica. FRSN-UTN, matiastielli@hotmail.com.

Natanael Luis Moreno, Grupo de Investigación en Energías Renovables (GIDER).
Departamento de Ingeniería Eléctrica. FRSN-UTN, nlmoreno@hotmail.com.ar.

Resumen— Las microrredes pueden ser descritas como un conjunto de cargas, unidades de generación y fuentes de almacenamiento de energía conectadas a la red a través de un punto de conexión común.

En este trabajo se plantea una metodología para el diseño óptimo de una microrred destinada a autogeneración con conexión en paralelo a la red de distribución. Se tendrá en cuenta la posibilidad de incorporación de generación fotovoltaica y almacenamiento en un banco de baterías. Se propone una estrategia de programación y despacho de la generación, y se tienen en cuenta perfiles de radiación solar y de demanda de un año completo. Se realiza el diseño óptimo para diferentes escenarios de precios, tanto en los componentes del sistema como en las tarifas. Debido a la magnitud del problema de optimización resultante, se aborda utilizando algoritmos genéticos. Finalmente, se realiza un análisis de sensibilidad con respecto diferentes parámetros del problema.

Los resultados obtenidos muestran la necesidad de incorporación de políticas de incentivo particulares para que este tipo de sistemas resulten económicamente viables. En el aspecto técnico, la incorporación de almacenamiento de energía permite una gestión más flexible de la demanda, por lo que puede traer beneficios en la operación de la red.

Palabras clave— *Microrredes, Generación Distribuida, Energías Renovables.*

1. Introducción

La problemática cada vez más apremiante derivada de la dependencia de los combustibles fósiles, principalmente en lo referido a la generación de energía eléctrica, hace necesario repensar y profundizar los esfuerzos por diversificar la matriz energética y encontrar formas eficiente de generación, transporte y distribución de la energía. En las últimas décadas, la generación de energía eléctrica a gran escala basada en fuentes de energía

renovable no convencional (ERNC), principalmente de origen eólico y solar, ha tomado gran impulso de la mano de políticas de fomento y reglamentaciones específicas. A su vez, el paradigma de la generación distribuida (GD) ha fomentado el crecimiento de sistemas de generación de energía de pequeña y mediana escala situados cercanos a los centros de demanda. En este marco, aparece el concepto de microrredes (MRs) para facilitar la integración de la GD de manera eficiente y segura a las redes de distribución de energía eléctrica. Una MR puede definirse como un conjunto de cargas, y recursos energéticos distribuidos (REDs), tales como generadores sincrónicos, turbinas eólicas, arreglos de paneles fotovoltaicos (FV), pilas de hidrógeno, micro turbinas y elementos almacenadores de energía, conectados a la red eléctrica principal a través de un punto de conexión común (PCC) [1]. El creciente interés a nivel mundial de integración de fuentes de generación basadas en energías renovables ha generado la creación de diversas políticas de incentivo destinadas a promover la generación a nivel del usuario, dando lugar al concepto de usuarios productores-consumidores o “prosumidores”. En este marco, se vienen adoptando a nivel mundial diversos criterios para la facturación de la energía inyectada a la red por parte de los usuarios, las más comúnmente utilizadas son las de “balance neto” (*net metering*) y “tarifa fija” (*feed-in tariff*) [2].

En la Argentina, recientemente se sancionó la ley 27191 que establece un Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, donde se imponen metas mínimas de inserción de fuente de generación renovable al corto y mediano plazo. A su vez, en diciembre de 2017, se promulgó la ley 27424 de “fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública”, aunque al momento de realización del presente trabajo no se conoce su reglamentación. A pesar de no existir aún en el país un marco regulatorio homogéneo con respecto a la GD, existen algunas provincias que han establecido sus propias regulaciones al respecto, donde se destaca la experiencia llevada adelante por la provincia de Santa Fe con la posibilidad de GD para usuarios de mediana demanda, y un programa particular para el incentivo de generación propia de hasta 1,5 kW en usuarios domiciliares (programa “Prosumidores”).

En este trabajo se plantea una metodología para el diseño óptimo de una microrred para autogeneración con conexión en paralelo a la red de distribución. Se tendrá en cuenta la posibilidad de incorporación de generación FV y almacenamiento en un banco de baterías. Se propone una estrategia de gestión de energía (EMS, por sus siglas en inglés *Energy Management System*) donde se prioriza el autoconsumo, y se tienen en cuenta perfiles de radiación solar y de demanda de un año completo. Se realiza el diseño óptimo para diferentes escenarios de precios, tanto en los componentes del sistema como en las tarifas. Debido a la magnitud del problema de optimización resultante, se aborda utilizando algoritmos genéticos (GA, por sus siglas en inglés *Genetic Algorithm*), que es una metodología de búsqueda global estocástica (optimización) ampliamente utilizada en la literatura para el diseño de sistemas de potencia y microrredes [3]. Finalmente, se realiza un análisis de sensibilidad con respecto a diferentes parámetros del problema.

2. Modelado de la microrred

Se considera una microrred con una única barra, donde se conecta la generación fotovoltaica, el banco de baterías y la carga. A su vez, la microrred presenta una conexión trifásica a la red de distribución de baja tensión. Cabe aclarar que la misma metodología podría ser utilizada para otros tipos de topologías con las adaptaciones que correspondan.

En relación a los objetivos del trabajo, las siguientes consideraciones fueron realizadas con el fin de simplificar el modelo: (i) No se utilizan valores de tensión, corrientes ni potencia reactiva, sólo se considera el flujo de potencia activa, (ii) los inversores son considerados ideales (eficiencia unitaria) y perfectamente controlados, (iii) la red es considerada como un bus infinito sin restricciones de potencia demandada o inyectada, (iv) no se considera la dependencia térmica de los elementos, ni la degradación de los mismos, (v) se consideran resueltas e ideales todas las protecciones requeridas por el sistema.

2.1 Modelado de la demanda

La demanda será modelada con un perfil de potencia activa muestreado en un intervalo $\Delta t = 1$ hora. El perfil utilizado de la Figura 1 fue obtenido desde la base de datos abierta OpenEI [4] y corresponde a un establecimiento educativo mediano. El mismo fue adaptado a los valores y distribución horaria observados en la Facultad Regional San Nicolás. Estos valores fueron registrados en el marco de un trabajo que se viene realizando en el grupo de investigación con el objetivo de implementar políticas de eficiencia energética. En futuros trabajos se contará con un perfil detallado de los consumos, lo que posibilitará ajustar los diseños. La potencia máxima promedio resulta de 12,03 kW y el consumo medio mensual de 4,098 kWh.

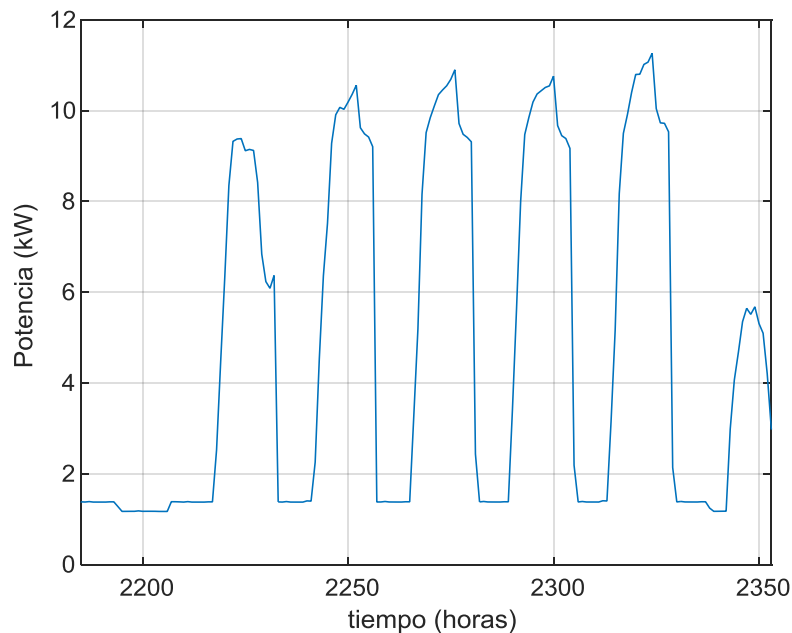


Figura 1. Perfil de potencia activa demandada en una semana del período anual.

2.2 Modelado del subsistema de generación fotovoltaica

En los paneles FV la potencia generada depende tanto de la radiación solar y la temperatura, como de la tensión en bornes que se impone. De esta manera existe un punto para cada valor de radiación y temperatura donde la potencia resulta máxima y se denomina punto de máxima potencia (MPP, por sus siglas en inglés: *Maximum Power*

Point). En la Figura 2 puede verse la curva característica de la corriente y potencia disponible en un panel en función del voltaje en bornes para una temperatura y una radiación dadas, y el MPP correspondiente. Existen algoritmos capaces de hacer un seguimiento de estos puntos de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés: *Maximum Power Point Tracking*). El propósito de estos algoritmos es ajustar la tensión del panel para mantenerse o acercarse al MPP mientras varían los valores de radiación y temperatura.

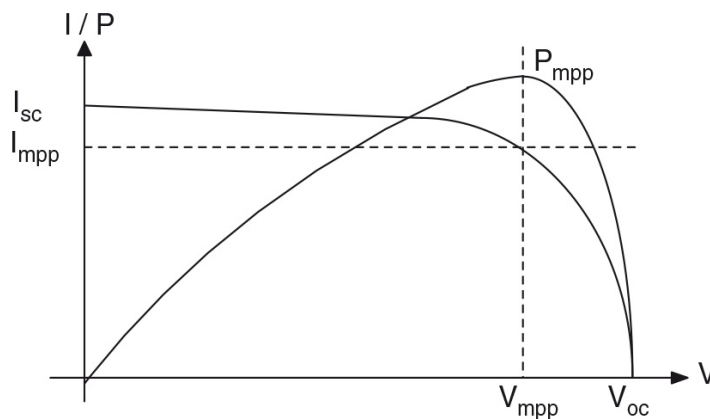


Figura 2. Curvas I-V y P-V típicas, donde P_{mpp} es el punto de máxima potencia.

En este trabajo, se utiliza la curva típica de potencia del panel comercial *Sunmodule SW 240 poly* de la compañía SolarWorld [5]. A partir de series temporales históricas de mediciones de radiación y temperatura de la zona en estudio se obtiene el perfil correspondiente de potencia generada. Luego este perfil es escalado por el algoritmo de dimensionamiento para calcular la potencia nominal óptima de generación FV.

2.3 Modelado del banco de baterías

Asumiendo una tensión constante en los terminales del banco de baterías, no dependiente del estado de carga (SoC_b) ni de la corriente (I_b), se puede plantear un modelo simplificado de la dinámica del SoC_b dependiente de la energía nominal de la misma ($E_{b,n}$) y la potencia circulante (P_b) [6]:

$$SoC_b(t+1) = SoC_b(t) - \frac{P_b(t)}{E_{b,n}} \Delta t \quad (1)$$

Recuérdese que $P_b(t)$ asume valores positivos en el proceso de descarga y negativos en el de carga. La energía nominal $E_{b,n}$ se expresa en [kWh].

2.4 Operación de la microrred

Para la operación del sistema se propone una EMS básica, priorizando el funcionamiento autónomo de la MR. En la Figura 3 se presenta un esquema simplificado de la estrategia implementada. Como se puede ver, la carga será alimentada priorizando la generación FV y la energía almacenada en el banco de baterías. La demanda que no pueda ser satisfecha por la generación y la descarga del banco de baterías será cubierta por la red. En caso contrario, cuando la generación supere la demanda, se priorizará el almacenamiento del excedente de energía hasta que

el banco de baterías alcance su límite máximo. A su vez, las potencias de carga y descarga por encima de los máximos impuestos por el fabricante serán cubiertos por la red. Cabe aclarar que la estrategia propuesta no contempla el cumplimiento de objetivos secundarios, (ej. la minimización de los costos operativos) cuestión que será abordada en trabajos futuros.

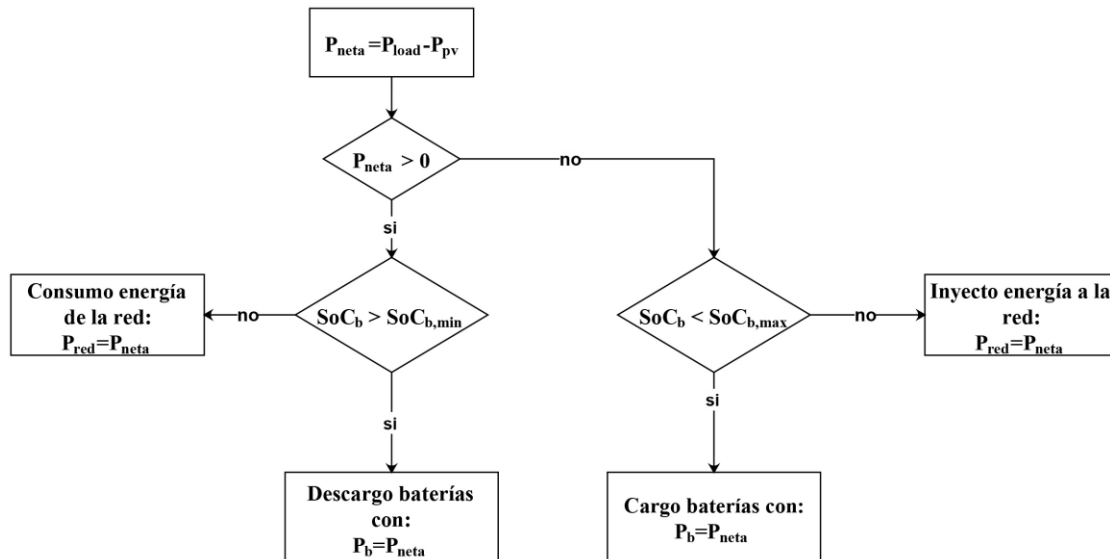


Figura 3 Esquema simplificado de la estrategia de gestión de energía.

3. Optimización del diseño

En las MRs un dimensionamiento óptimo de cada uno de sus componentes resulta crucial para obtener una buena relación entre costos y confiabilidad. Ambos elementos, dependen de la manera en la que es operado el sistema. Por lo tanto, se hace necesario integrar la EMS dentro de la metodología de dimensionamiento a fin de garantizar una mayor optimalidad en el diseño del sistema [3]. La optimización del diseño del sistema se realizará intentando minimizar una función de costo, en nuestro caso el Costo Anualizado del Sistema (ACS). El ACS se compone de los costos de inversión, operación y mantenimiento referidos a un periodo anual. Dentro de los costos de inversión se cuantifican los referidos a la compra e instalación de paneles FV y baterías. Por otro lado, los costos de operación y mantenimiento incluirán los costos de reposición de los equipos (principalmente de las baterías, ya que se supone una vida útil total del sistema igual a la vida útil de los paneles FV), y los cargos correspondientes a la tarifa eléctrica contratada al distribuidor.

3.1 Costo anualizado del sistema

El ACS se construye sumando los costos de inversión anualizados (C_{inv}) y los costos correspondientes a un año de operación del sistema (C_{op}):

$$ACS = C_{inv} + C_{op} \quad (2)$$

Costo de inversión inicial

El costo de inversión inicial anualizado está dado por:

$$C_{inv} = \frac{P_{pv} CC_{pv} + E_b C_b}{LT} \quad (3)$$

donde CC_{pv} es el costo correspondiente a la compra e instalación de generación FV dado en [U\$/kW_p], CC_b es el costo de las baterías dado en [U\$/kWh], P_{pv} es la potencia de pico instalada de generación FV [kW_p] y E_b es la energía instalada en baterías [kWh]. La suma de estos costos es anualizada dividiéndola por el tiempo de vida del sistema (LT). Se considera que el tiempo de vida del sistema es equivalente al de los paneles [7]. Nótese que los costos CC_{pv} y CC_b representarán parámetros en el problema de diseño óptimo, mientras que P_{pv} y E_b resultan variables de optimización del problema.

Costo de operación de baterías

El costo de operación de la batería se define como el costo de inversión (o reposición) sobre la vida útil de la misma. Para el cálculo de la vida útil, se utiliza el método basado en la cantidad equivalente de ciclos de carga y descarga presentado en Dufo-López et al. (2014). Un ciclo completo es alcanzado cuando una cantidad de energía igual a dos veces la energía nominal de la batería (E_b) circula por la misma. Es común que este parámetro sea proporcionado por el fabricante. Por lo tanto, el costo de cargar o descargar la batería con una potencia P_b durante un tiempo Δt puede definirse como [9]:

$$C_{op,b} = \frac{CC_b}{2 N_{c,b}} |P_b(t)| \Delta t \quad (4)$$

donde $N_{c,b}$ representa el número de ciclos promedio de vida útil de la batería.

Costos de tarifa eléctrica contratada

Los cargos correspondientes a la tarifa eléctrica contratada al distribuidor se contabilizarán en el periodo de un año de acuerdo al perfil de demanda que determine la EMS utilizada. En nuestro caso, se utilizarán los cuadros tarifarios correspondientes a la empresa que presta servicios en la localidad de San Nicolás (Bs. As), donde se emplaza el sistema. En particular se tomarán los valores correspondientes a un usuario de mediana demanda (<50kW) conectado en baja tensión. Para este tipo de usuarios existen cargos por potencia contratada y por energía consumida, y se identifican 2 rangos horarios, Pico (de 18 a 23hs) y Fuera de pico (de 23hs a 18hs). Por lo tanto, la potencia contratada en Pico (P_p) y Fuera de pico (P_{fp}) serán variables de optimización del problema de diseño.

3.2 Estrategia basada en algoritmos genéticos

El problema de diseño óptimo del sistema tiene por objetivo encontrar la combinación de variables de optimización [$E_b P_{pv} P_p P_{fp}$] que resulte en un mínimo ACS. El ACS se calcula simulando un periodo de un año de operación del sistema y computando los costos correspondientes. Una solución posible podría ser ejecutar la EMS en ese periodo para cada combinación posible de [$E_b P_{pv} P_p P_{fp}$]. La simulación en Matlab de un período de un año con un periodo de muestreo $\Delta t = 1$ hora (8760 horas) tarda aproximadamente 0.62 segundos. Teniendo en cuenta las restricciones impuestas a estas variables ($E_b < 150$ kWh, $P_{pv} < 200$ kW_p, $P_p < 50$ kW, $P_{fp} < 50$ kW), para llevar adelante la búsqueda exhaustiva del mínimo ACS tendríamos que realizar $150 \times 200 \times 50 \times 50 =$

75.000.000 de simulaciones, lo que corresponde a un tiempo de simulación de 538 días. Por esta razón es necesario utilizar metodologías de optimización global que permitan resolver el problema con tiempos de cómputo acotados. En nuestro caso utilizaremos algoritmos genéticos, que es una metodología de búsqueda global estocástica (optimización) ampliamente utilizada en la literatura para el diseño de sistemas de potencia y microrredes [3].

En la Fig. 6 se muestra la secuencia de pasos de la metodología propuesta. El proceso de optimización consta de un lazo externo, implementado con GA, que es el encargado de generar las poblaciones de soluciones potenciales. Cada población C_i está compuesta por n conjuntos de valores de $[E_b P_{pv} P_p P_{fp}]$. Para cada uno de los $[E_b P_{pv} P_p P_{fp}]_i$ se ejecuta la EMS en el periodo de simulación de un año. Nótese que la EMS es vista por el lazo externo de dimensionamiento como una caja negra que devuelve el despacho de generación para cada hora. Por lo tanto, si se desea implementar la metodología de diseño óptimo con otras EMS, sólo sería necesario modificar este bloque. Luego se realiza el cálculo del ACS. Si el criterio de finalización adoptado (en general se toma un número máximo de generaciones) es alcanzado, se elige el mejor individuo de la generación como solución. En caso contrario, continua el proceso iterativo generando una nueva población de individuos a través de los operadores de *selección*, *entrecruzamiento* y *mutación*. Una explicación exhaustiva de cada uno de los pasos que componen el algoritmo puede ver en Chipperfield et al. (1994).

4. Resultados y discusión

Debido a que al día de la fecha, la provincia de Buenos Aires no tiene regulada la posibilidad de inyección de energía a la red, en este trabajo se considerarán dos escenarios posibles. En primer lugar, se habilita la inyección del excedente de energía a la red, aunque sin una retribución económica. Bajo este escenario se estudia la sensibilidad del diseño óptimo frente variaciones en el costo de la energía y al subsidio a la compra de paneles FV y baterías. En segundo lugar, se considera un escenario con un esquema de "balance neto" donde la retribución por energía inyectada a la red resulta igual al valor de compra de la misma en el horario correspondiente. A fin de dar generalidad a los resultados, todos los valores se expresan en dólares (U\$) a cotización promedio de Abril de 2018 (1 U\$ = 20 \$).

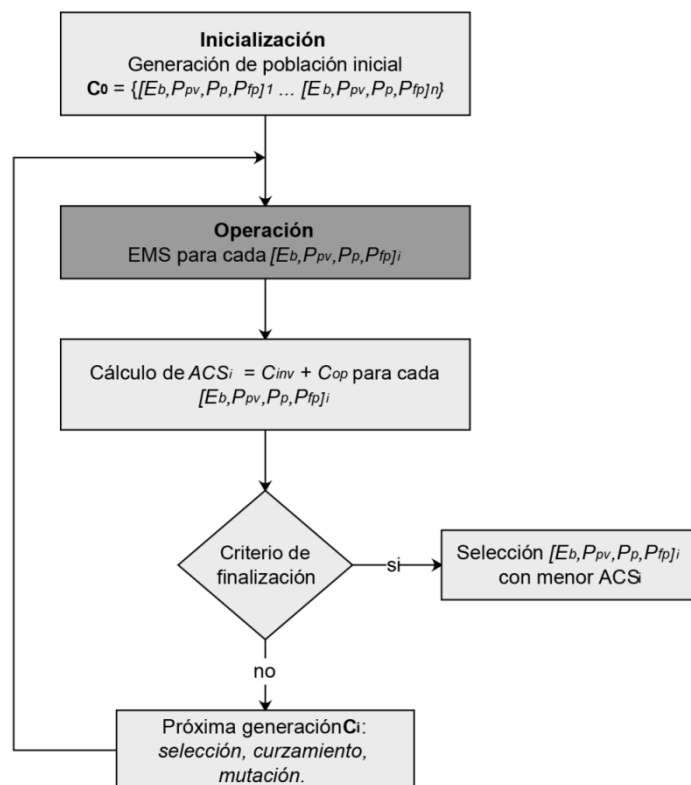


Figura 4. Esquema de metodología de diseño óptimo basada en algoritmo genético.

4.1 Escenario base

El esquema tarifario considerado es el de la empresa distribuidora de energía EDEN de la ciudad de San Nicolás, provincia de Buenos Aires (Argentina). El mismo corresponde a un usuario de mediana demanda (< 50 kW) conectado en baja tensión (T2BT). El detalle se presenta en la Tabla 1, donde los cargos fijos y por contratación de potencia tienen una base mensual.

Tabla 1. Esquema tarifario EDEN T2BT

Cargo fijo(U\$)	41,57
Cargo por Potencia en pico - 18 a 23hs - (U\$/kW)	9,95
Cargo por Potencia fuera de pico - 23 a 18hs - (U\$/kW)	7,59
Cargo Variable por energía demandada en pico (U\$/kWh)	0,062
Cargo Variable por energía demandada fuera de pico (U\$/kWh)	0,0576

Los costos de inversión especificados tanto para paneles FV y baterías incluyen los costos de adquisición de los equipos, costos del inversor correspondiente y costos de instalación. A su vez se consideran tres conjuntos de equipos y costos de inversión diferentes:

- II 0. Costos promedios actuales en el mercado nacional con baterías plomo-ácido de ciclo profundo AGM.
- II 1. Costos en el mercado de US con baterías plomo-ácido de ciclo profundo AGM.
- II 2. Costos en el mercado de US con baterías Ion-Litio (Powerwall Tesla).

El detalle se presenta en la Tabla 2. Para las baterías tipo AGM se considera una vida útil de 2000 ciclos, mientras que para la batería de Ion-litio 5475 ciclos [11].

Tabla 2. Costos inversión equipos ERNC (paneles FV y baterías)

	Π_0 [12]	Π_1 [13]	Π_2 [11]
Paneles FV (U\$/kW _p)	4400	1410	1410
Baterías (U\$/kWh)	330	255	300

Tiempo de recuero de inversión

Se evaluará el tiempo de recuero de inversión (TRI) para cada uno de los diseños obtenidos considerando un costo de operación base ($C_{op,base}$) dado por un sistema con $P_{pv}=0$ kW, $E_b=0$ kWh, $P_p = 11$ kW y $P_{fp} = 11$ kW. De esta manera el TRI resulta:

$$TRI \text{ (años)} = \frac{C_{inv}}{C_{op,base} - C_{op}} \quad (5)$$

Diseños óptimos para escenario base

Teniendo en cuenta el escenario base descrito, se presentan en la Tabla 3 los diseños óptimos para cada uno de los conjuntos de costos considerados. Los resultados obtenidos teniendo en cuenta los costos actuales en el mercado nacional (Π_0) marcan la no viabilidad de la auto-generación. Teniendo en cuenta los costos internacionales (Π_1 y Π_2), aparece como factible la instalación de 7 kW_p de generación FV. Lo que trae aparejado la posibilidad de disminuir la contratación de potencia fuera pico de 11 kW a 10 kW, que se corresponde a la franja horaria de generación FV. Sin embargo, la utilización de almacenamiento en baterías no presenta ventajas económicas. En este escenario, el costo de la instalación y operación del banco de baterías debe ser amortizado por la posibilidad de cubrir parte de la demanda con energía previamente almacenada. En ese sentido, el ahorro posible no llega a cubrir los costos de inversión y operación dentro de la vida útil del sistema.

Tabla 3. Diseños óptimos para escenario base

	Π_0	Π_1	Π_2
Óptimo (E_b, P_{pv}, P_p, P_{fp})	(0,0,11,11)	(0,7,11,10)	(0,7,11,10)
Costos inversión FV	0,00	394,80	394,80
Costos inversión Bat	0,00	0,00	0,00
Total de inversión	0,00	394,80	394,80
Cargos fijos tarifa T2BT	498,92	498,92	498,92
Cargos por potencia ¹	2316,10	2225,00	2225,00
Cargos exceso de potencia ¹	381,37	451,54	451,54
Cargos energía demandada ¹	2899,80	2378,30	2378,30
Ingresos energía inyectada	0,00	0,00	0,00
Costo total Tarifa T2BT	6096,30	5553,80	5553,80
Costos operación Bat	0,00	0,00	0,00
Costo total operación	6096,30	5553,80	5553,80
Costo Anualizado Sistema (ACS)	6096,30	5948,60	5948,60
Costo operación Base	6096,30	6096,30	6096,30
Recupero de inversión (TRI)	0,00	18,19	18,19

¹Incluye los cargos correspondientes a potencia y energía demandada en Pico y Fuera de Pico.

4.2 Estudio de sensibilidad

Aumento del valor de la tarifa

Teniendo en cuenta el escenario nacional de aumento sostenido de las tarifas de servicios públicos, y en particular de la energía eléctrica, se estudia la sensibilidad del diseño frente a aumento del 100 y 300% del valor de la energía. Cabe aclarar que el porcentaje de aumento se aplicó sobre los cargos a la energía demandada a la red, no así a los cargos por contratación de potencia y cargos fijos de la tarifa. En la Tabla 4 se presentan los resultados obtenidos. Como se puede observar, con un aumento del 100% en el costo de la energía, la generación FV teniendo en cuenta los costos del conjunto Π_0 comienza a traer beneficios económicos. Esta situación se profundiza si se tienen en cuenta los costos internacionales. Sin embargo, el almacenamiento aún para un aumento del 300% resulta inviable para Π_0 .

Tabla 4. Diseños óptimos para escenario de aumento de 100% y 300% en el costo de la energía.

	Aumento 100%			Aumento 300%		
	Π_0	Π_1	Π_2	Π_0	Π_1	Π_2
$(E_b, P_{pv}, P_p, P_{fp})$	(0,2,11,11)	(0,15,11,10)	(3,16,11,11)	(0,10,11,11)	(97,36,9,9)	(119,42,8,6)
C inv total (U\$S)	352,00	846,00	938,40	1760,00	3019,80	3796,80
C fijo T2 EDEN (U\$S)	498,92	498,92	498,92	498,92	498,92	498,92
C pot (U\$S)	2316,10	2225,00	2316,10	2316,10	1895,00	1502,20
C pot ex (U\$S)	372,50	435,04	342,26	354,23	561,80	857,75
C ener comp (U\$S)	5429,50	4100,00	3970,20	8915,70	3198,40	2476,80
C total T2BT (U\$S)	8617,00	7258,90	7127,50	12085,00	6154,20	5335,70
C op Bat (U\$S)	0,00	0,00	35,44	0,00	2056,40	1018,40
C op total (U\$S)	8617,00	7258,90	7162,90	12085,00	8210,60	6354,00
ACS (U\$S)	8969,00	8104,90	8101,30	13845,00	11230,00	10151,00
TRI¹ (años)	23,21	12,17	12,80	16,23	11,46	11,24

¹ El TRI se calcula con $C_{op,b} = 8996,10$ U\$ para $\Delta = 2$, y $C_{op,b} = 14796$ U\$ para $\Delta = 4$.

4.3 Retribución por energía inyectada a la red

Teniendo en cuenta que en la provincia de Buenos Aires no existe aún una reglamentación que determine las condiciones y características de la inyección de energía a la red por parte de usuarios particulares, se propone un escenario posible y se obtienen los diseños óptimos correspondientes. Se considera una retribución por energía inyectada a la red igual al valor correspondiente a la energía demanda en la franja horaria correspondiente. Esta modalidad correspondería a una facturación de balance neto o “net-metering”. A su vez, y tomando como referencia las reglamentaciones de otras provincias, se establece la condición de que *sólo será retribuida la potencia inyectada que se encuentre por debajo de la potencia contratada en la franja horaria correspondiente*.

Tabla 5. Diseños óptimos para escenario “balance neto”

	Π_0	Π_1	Π_2
Óptimo $(E_b, P_{pv}, P_p, P_{fp})$	(0,0,11,11)	(0,26,13,10)	(0,26,13,10)
Costos inversión FV	0,00	1466,40	1466,40
Costos inversión Bat	0,00	0,00	0,00
Total de inversión	0,00	1466,40	1466,40
Cargos fijos tarifa T2B1	498,92	498,92	498,92
Cargos por potencia	2316,10	2463,90	2463,90
Cargos exceso de potencia	381,37	227,23	227,23
Cargos energía demandada	2899,80	1854,60	1854,60
Ingresos energía inyectada	0,00	1214,40	1214,40
Costo total Tarifa T2B1	6096,30	5044,60	5044,60
Costos operación Bat	0,00	0,00	0,00
Costo total operación	6096,30	3830,20	3830,20
Costo Anualizado Sistema (ACS)	6096,30	5296,60	5296,60
Costo operación Base	6096,30	6096,30	6096,30
Recupero de inversión (TRI)	0,00	16,18	16,18

En la Tabla 5 se presentan los resultados obtenidos para este escenario. Como se observa, aún con una retribución por la energía inyectada a la red, el conjunto Π_0 no resulta atractivo para la inclusión de autogeneración. Por el contrario, teniendo en cuenta los costos Π_1 y Π_2 , la inclusión de generación FV resulta beneficiosa. En este escenario el almacenamiento no permite generar beneficios económicos para ningún conjunto de costos considerado. En este caso, a diferencia del escenario sin retribución por inyección de energía a la red, el almacenamiento juega el rol de permitir el desplazamiento de la demanda entre los rangos horarios de mayor y menor costo de la energía. En ese sentido, es la diferencia entre ambos costos lo que juega un papel determinante en la inclusión o no de almacenamiento.

Hay que destacar, que la inclusión de almacenamiento puede presentar beneficios que van más allá del ahorro económico exclusivamente limitado a la tarifa eléctrica. Si bien no se realiza un estudio al respecto en este trabajo, la inclusión de almacenamiento puede permitir una mayor gestión de la demanda, por ejemplo reduciendo los picos de potencia demandada a la red en determinadas franjas horarias de mayor congestión. Este tipo de beneficios pueden ser vistos como servicios auxiliares que los usuarios con almacenamiento podrían prestar al distribuidor, y por lo tanto podrían existir incentivos económicos particulares para su inclusión. En un escenario de estas características podría comenzar a ser competitivo y beneficiosa la inclusión de almacenamiento a nivel de usuarios particulares.

5. Conclusiones y trabajo futuro

En este trabajo se aborda el diseño óptimo de una microrred con conexión en paralelo con la red de distribución, donde se tiene en cuenta la posibilidad de incorporación de generación FV y almacenamiento en un banco de baterías. Para la operación del sistema se utilizó una EMS básica, donde se prioriza el autoconsumo, y el problema de optimización resultante (diseño) se resuelve utilizando GA. El diseño se realizó para diferentes escenarios de precios, tanto en los componentes del sistema como en las tarifas, y se tuvieron en cuenta dos escenarios posibles, sin retribución por energía inyectada a la red, y un esquema de "balance-neto".

Si bien sería necesario un estudio más exhaustivo para analizar en detalle las variables económicas, este trabajo permite, de manera sencilla, realizar un primer análisis de factibilidad técnico-económica en este tipo de sistemas. Los resultados obtenidos sugieren que teniendo en cuenta los precios actuales en el mercado argentino para los equipos de

generación FV y almacenamiento, la generación propia comienza a ser económicamente atractiva a partir de un costo de la energía mayor al doble del actual. Por otro lado, la posibilidad de almacenamiento no genera ahorros en la tarifa para ninguno de los escenarios estudiados con el conjunto de precios nacionales. Sólo presenta beneficios si se consideran precios internacionales de paneles FV y baterías. Sin embargo, el almacenamiento de energía incorpora flexibilidad al sistema al incluir un grado de libertad más en el mismo. Esta característica posibilita realizar una gestión de la demanda y ajustarla a posibles requerimientos del operador de la red, por ej. reducción de picos de potencia en determinadas franjas horarias. Por lo tanto, es de esperar que en un futuro existan incentivos particulares para este tipo de servicios auxiliares, lo que impulsaría la inclusión de almacenamiento en los sistemas de autogeneración

6. Referencias

- [1] ROBERT H. LASSETER, Microgrids, in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*, vol. 1, 2002, pp. 305-308.
- [2] T. E. DEL CARPIO-HUAYLLAS, D. S. RAMOS, AND R. L. VASQUEZ-ARNEZ, Feed-in and net metering tariffs: An assessment for their application on microgrid systems, in *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES*, 2012, pp. 1-6.
- [3] DIEGO FEROLDI AND DAVID ZUMOFFEN, Sizing methodology for hybrid systems based on multiple renewable power sources integrated to the energy management strategy, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, pp. 8609-8620, 2014.
- [4] OpenEI. (2016, Oct.) Open Energy Information Datasets. [Online].
- [5] SolarWorld. (2016) Sunmodule SW 240 poly. [Online].
- [6] F. GARCIA-TORRES AND C. BORDONS, Optimal Economical Schedule of Hydrogen-Based Microgrids With Hybrid Storage Using Model Predictive Control, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, pp. 5195-5207, Aug. 2015.
- [7] HOCINE BELMILI, MOURAD HADDADI, SEDDIK BACHA, MOHAMED FAYÇAL ALMI, AND BOUALEM BENDIB, Sizing stand-alone photovoltaic--wind hybrid system: Techno-economic analysis and optimization, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 821-832, 2014.
- [8] RODOLFO DUFO-LÓPEZ, JUAN M. LUJANO-ROJAS, AND JOSÉ L. BERNAL-AGUSTÍN, Comparison of different lead--acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems, *Applied Energy*, vol. 115, pp. 242-253, 2014.
- [9] MARIO PEREIRA, DANIEL LIMON, DAVID MUÑOZ PEÑA, LUIS VALVERDE, AND TEODORO ALAMO, Periodic economic control of a nonisolated microgrid, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, pp. 5247-5255, 2015.
- [10] ANDREW CHIPPERFIELD, PETER FLEMING, HARTMUT POHLHEIM, AND CARLOS FONSECA, Genetic algorithm toolbox for use with MATLAB, 1994.
- [11] NICHOLAS DIORIO, ARON DOBOS, AND STEVEN JANZOU, Economic analysis case studies of battery energy storage with SAM, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), Tech. rep. 2015.
- [12] EMMANUEL SANGOI, JORGE R. VEGA, AND MAURICIO E. SAMPER, Grid parity analysis for low power photovoltaic systems in santa fe (Argentina), in *Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America), 2017 IEEE PES*, 2017, pp. 1-6.
- [13] KRISTEN ARDANI, "Installed cost benchmarks and deployment barriers for residential solar photovoltaics with energy storage: Q1 2016," NREL (National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States)), Tech. rep. 2016.