

Análisis técnico-económico de generación híbrida residencial

Technical-economic analysis of residential hybrid generation

Presentación: 26 y 27 de octubre de 2022

Vanina A. Zandoná

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Lavaisse 610, Ciudad de Santa Fe, Pcia. Santa Fe, Argentina
vaninazandona@gmail.com

Ulises Manassero

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Lavaisse 610, Ciudad de Santa Fe, Pcia. Santa Fe, Argentina
ulisesmanassero@hotmail.com

Carlos Ignacio Sanseverinatti

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Lavaisse 610, Ciudad de Santa Fe, Pcia. Santa Fe, Argentina
CONICET, Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC)
cisanseverinatti@frsf.utn.edu.ar

Resumen

En el presente trabajo se evalúa la factibilidad técnica y económica, en el marco del programa ERA, de la implementación de un sistema de generación híbrida con almacenamiento de energía en baterías de Ion-Litio y Plomo-ácido. El objetivo es estimar los potenciales ahorros económicos para un usuario residencial y la estrategia de funcionamiento óptimo del sistema. Para el estudio se selecciona como referencia la ciudad de Santa Fe, se modela el perfil de carga de un distribuidor estándar a partir de consumos de energía típicos de usuarios residenciales y se establece el cuadro de indisponibilidad anual, con discriminación horaria y estacional de los eventos que causan corte de suministro. Luego, a partir de simulaciones basadas en la optimización del costo nivelado de la energía, se dimensiona el sistema híbrido para diferentes niveles del precio de la energía. En última instancia, se realiza un análisis de sensibilidad en base a cambios en el costo de inversión de las baterías y en el tiempo promedio de indisponibilidad de la red. Los resultados demuestran que los ahorros económicos no justifican la implementación del sistema de generación híbrida con almacenamiento de energía.

Palabras clave: Costo nivelado de la energía; Fotovoltaico; Generación híbrida; Indisponibilidad.

Abstract

In the present work, the technical and economic feasibility of the implementation of a hybrid generation system with energy storage in Lithium-Ion and Lead-acid batteries is evaluated, within the framework of the ERA program. The objective is to estimate the potential economic savings for a residential user and the optimal operation strategy of the system. For the study, the city of Santa Fe is selected as reference, the load profile of a standard distributor is modeled based on typical energy consumption of residential users and the annual unavailability table is established, with hourly and seasonal discrimination of the events causing power outage. Then, with simulations based on the optimization of the levelized cost of energy, the hybrid system is dimensioned for different levels of the price of energy. Ultimately, a sensitivity analysis is performed based on changes in the investment cost of the batteries and in the average time of network unavailability. The results show that the economic savings do not justify the implementation of the hybrid generation system with energy storage.

Keywords: Hybrid generation; Levelized cost of energy; Photovoltaic; Unavailability.

Introducción

En las últimas décadas, se ha desarrollado significativamente una nueva forma de generación eléctrica, la generación distribuida, que mediante la instalación de pequeñas fuentes cerca de los puntos de consumo da lugar a un mejor aprovechamiento de la producción de energía eléctrica (Colmenar Santos, et al, 2015). Esto impulsa el estudio de las diversas alternativas disponibles en el mercado y las diferentes metodologías de aplicación de estos sistemas en redes de distribución, particularmente en este trabajo, la generación de energía a partir de paneles fotovoltaicos (FV). Existe la posibilidad de implementar estos sistemas para trabajar de manera aislada (off-grid) o en paralelo con la red (on-grid), siendo optativo en el último caso la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía (SA).

En este contexto, y en vista de que la matriz energética argentina ha ido ampliando su capacidad de generación eléctrica a partir de fuentes renovables (Secretaría de Energía, 2019-2021), distintas políticas se han desarrollado para impulsar y promover la generación a partir de estas fuentes en diferentes niveles de potencia. En un trabajo anterior, los autores evaluaron la factibilidad económica de la implementación del programa ERA, de la provincia de Santa Fe, para un usuario residencial con un sistema de generación híbrida sin SA. Los resultados obtenidos fueron favorables, para la inserción como usuario prosumidor, solo ante ciertos escenarios con reducción del subsidio a la energía o del nivel de precios de los equipos FV (Manassero, et al, 2022).

En base a esta situación preliminar, en este trabajo se pretende estudiar técnica y económicamente, en el marco del programa ERA (Ministerio de Ambiente y Cambio Climático de Santa Fe, 2020), el diseño, instalación y operación de un sistema fotovoltaico (SFV) de baja escala de potencia a nivel residencial, con banco de baterías y que trabaje en conexión on-grid. Mediante el software especializado, HOMER Pro, se ejecuta el análisis del sistema basado en la evaluación de ciertos indicadores técnicos y económicos preestablecidos, computados para diferentes alternativas evaluadas.

Desarrollo

Caso de estudio

Con el fin de evaluar técnica y económicamente la implementación de la generación híbrida residencial, en el marco del programa ERA, se define como caso de estudio un circuito de distribución en 13,2 [kV] de tipo urbano, que abastece mayormente usuarios residenciales de la ciudad de Santa Fe.

Metodología

Para el estudio del diseño y operación del SFV, se efectúa su modelado y simulación en el software HOMER Pro, considerando todos los costos de inversión del sistema, los precios de compra y venta de la energía, los volúmenes de energía anual de producción admitidos por el programa ERA y el cuadro de indisponibilidad de energía, establecido en base a los índices de confiabilidad global de la red. La Figura 1 esquematiza el flujo de actividades llevadas adelante en el análisis.

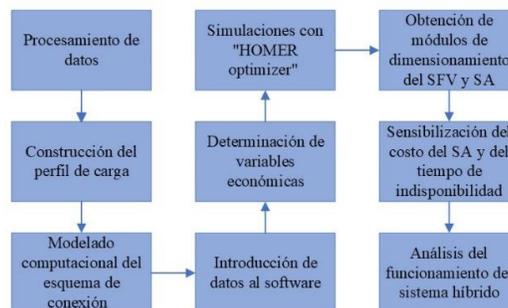


Figura 1: Flujo de actividades del estudio.

Consideraciones para el estudio

Las hipótesis adoptadas para estudiar la operación del SFV con SA fueron las siguientes:

- Una tasa de inflación anual en USD de 6% y tasa de descuento anual en USD de 12%;
- Tiempo de vida útil del proyecto de 20 años;
- Máxima escasez anual de capacidad admitida de 10%;

- Potencia de generación renovable máxima a instalar por todo usuario generador delimitada por el consumo energético anual, debiendo ser menor o igual al mismo;
- Nivel de carga mínima del SA de 10%;
- No se permite la carga de la batería a través de la red.

Los costos de los elementos del sistema de generación renovable se definen como sigue: los costos del equipo FV y del inversor (de capacidad: 1 [kW]) se determinan a partir del precio de 2200 USD/kWp; el costo de las distintas tecnologías de baterías se obtiene mediante la "Herramienta de costo de servicio de almacenamiento de electricidad" (IRENA, 2017).

Por otra parte, la vida útil del equipo FV y del inversor son 25 y 15 años respectivamente, mientras que, para las baterías queda definida en base a los ciclos de carga y descarga. Las características de las baterías utilizadas en las simulaciones se muestran en la Tabla 1.

| Tecnología | Voltaje nom. [V] | Capacidad nom. [Ah] | Vida útil [kWh] | Costo [USD/kWh] |
|-------------|------------------|---------------------|-----------------|-----------------|
| Plomo-ácido | 6 | 225 | 1086 | 406 |
| Ion-Litio | 6 | 167 | 3000 | 555 |

Tabla 1: Características de las baterías.

Modelado

Los componentes utilizados para el diseño de la configuración integral de conexión son: la red de distribución de 13,2 [kV], un SFV, un inversor y un SA (ver Figura 2). El objetivo del diseño consiste en lograr optimizar el dimensionamiento de sus componentes de modo de obtener los menores costos de operación y la mayor rentabilidad del proyecto. Se adopta como caso "base" el sistema híbrido sin SA y con reducción del subsidio a la energía al 30%. En esta instancia, quedan definidas tres situaciones de estudio para optimizar el tamaño de los componentes que integran el SFV, las cuales son: S1: 70% de subsidios de energía (situación actual) (CAMMESA², 2022); S2: 30% y S3: 0% (eliminación de subsidios).

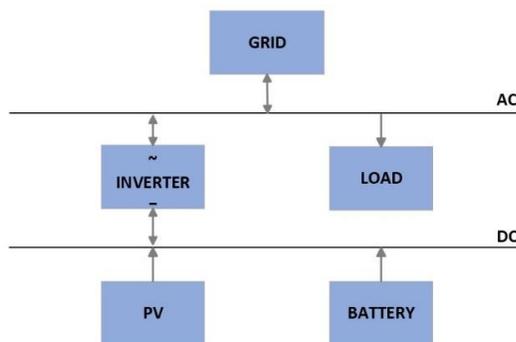


Figura 2: Esquema de configuración integral del SFV.

Utilizando para las simulaciones la opción "HOMER optimizer" y asignando para el inversor un módulo de 1,5 [kW], a raíz de las conclusiones del anterior trabajo de los autores, se hallan las configuraciones óptimas globales, con el fin de obtener una estimación preliminar de los módulos de dimensionamiento del SFV y comparar las tecnología de baterías Ion-Litio (Li) y Plomo-ácido (Pb).

En una siguiente instancia, se ejecutaron simulaciones para S3 con variación del costo de capital del SA con la tecnología ganadora del caso anterior. Para este caso, se analiza la variación de los indicadores técnicos y económicos del sistema híbrido con respecto al anterior.

Por último, para S1 y S2 con el nivel de precios actual del SA, se estudia los resultados de los indicadores y los módulos de dimensionamiento ante el aumento del tiempo promedio de indisponibilidad de la red, a fin de determinar el caso en que se justifica la implementación del SA y su funcionamiento es óptimo.

Con el objetivo analizar la viabilidad económica de un sistema híbrido con SA, bajo los lineamientos del programa ERA, se procedió a estudiar los casos detallados anteriormente. En la Tabla 2 son listados en el orden de ejecución de las simulaciones con las opciones seleccionadas para el algoritmo de cálculo (Capacity Optimization) y las variables intervinientes.

En otro orden de ideas, se estima el potencial ahorro energético de la red de distribución en función de un 20% de inserción de usuarios prosumidores.

| Caso | Capacity optimization | Precio de la energía | Costo SA | Indisponibilidad de red |
|------|-------------------------|----------------------|-----------------|-------------------------|
| 1 | HOMER optimizer FV y SA | S1 – S2 – S3 | NV ¹ | NV |
| 2 | HOMER optimizer FV y SA | S3 | V ² | NV |
| 3 | HOMER optimizer FV y SA | S1 – S2 | NV | V |

Tabla 2: Casos de simulación evaluados en HOMER Pro.

Resultados

Los indicadores económicos y técnicos seleccionados para comparar los diferentes casos de estudio frente al caso base son:

- COE (“Cost of Energy”): costo nivelado de la energía;
- Payback descontado: años para el recupero de la inversión;
- Carga insatisfecha (CI): porcentaje no satisfecho del consumo anual de la carga;
- Entrada de energía (EE): cantidad total de energía cargada al almacenamiento;
- Salida de energía (SE): cantidad total de energía descargada del almacenamiento;

A continuación, se exponen los resultados obtenidos para cada caso y se analizan las principales características.

Análisis del caso 1

Los resultados de las simulaciones se presentan en la Tabla 3 y 4. Para la situación actual (S1), la configuración que arroja el óptimo económico es aquella que solo integra la red de distribución y el COE es un 15,5% mayor que en el caso base.

Para S2 y S3 la configuración óptima con SA es aquella que utiliza la tecnología Pb, a raíz de los menores valores del COE, lo cual se debe a la diferencia en los costos de inversión de las distintas tecnologías. Los valores de COE de las configuraciones óptimas para S2 y S3 son 14,4 y 12,9% mayor respecto al caso base.

Por su parte, la diferencia en el nivel de precios de la energía para S3 repercute positivamente sobre el payback (ver Tabla 3).

Los indicadores EE y SE, y la Figura 3 evidencian que para el óptimo funcionamiento del sistema en S2 y S3 la batería abastece la carga solo ante indisponibilidades de la red de distribución, si bien la carga insatisfecha disminuye, no alcanza el 0%. Del flujo de caja de S2 (Pb) (ver Figura 4) se observa que, debido a la estrategia de utilización del SA, durante el tiempo de análisis del proyecto no es necesario el reemplazo de la batería.

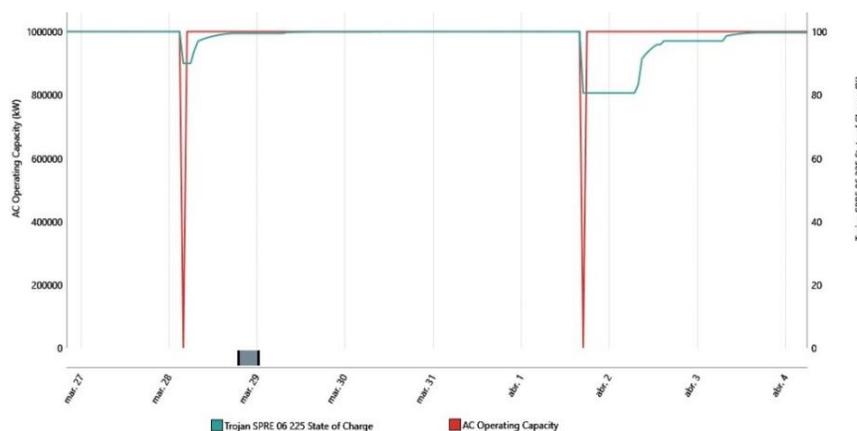


Figura 3: Extracto de la gráfica de funcionamiento anual de la red y el estado de carga de la batería.

¹ NV: no variable.

² V: variable.

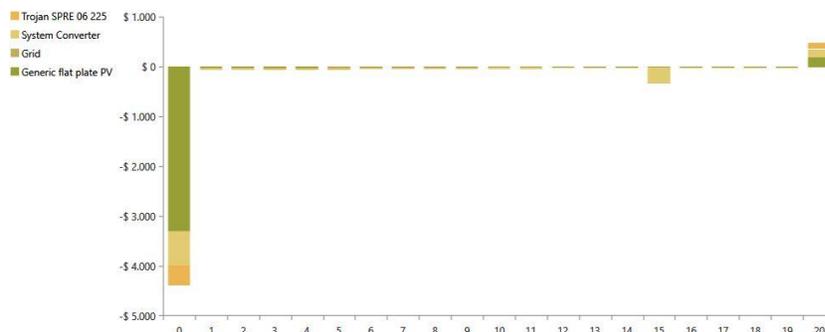


Figura 4: Flujo de caja descontado por componentes de S2 (Pb).

| Situación | COE [USD/kWh] | Payback desc. [año] | EE [kWh/año] | SE [kWh/año] | CI [%] |
|------------------|---------------|---------------------|--------------|--------------|--------|
| Caso base | 0,06871 | 16,8 | - | - | 0,204 |
| S1 | 0,07938 | - | - | - | 0,308 |
| S2 (Pb) | 0,07860 | 19,7 | 4,06 | 3,27 | 0,113 |
| S2 (Li) | 0,08384 | NR ³ | 3,67 | 3,30 | 0,112 |
| S3 (Pb) | 0,07756 | 12,6 | 4,04 | 3,26 | 0,113 |
| S3 (Li) | 0,08273 | 13,7 | 3,65 | 3,29 | 0,112 |

Tabla 3: Resultados de los indicadores técnicos y económicos del caso 1.

| Situación | Caso base | S2 (Pb) | S2 (Li) | S3 (Pb) | S3 (Li) |
|------------------------|-----------|---------|---------|---------|---------|
| Paneles FV [kW] | 2,45 | 2,45 | 2,45 | 2,56 | 2,56 |
| Batería [un] | - | 1 | 1 | 1 | 1 |

Tabla 4: Módulos de dimensionamiento del SFV.

Análisis del caso 2

Para el caso en cuestión, ante la caída del costo de inversión del SA en 25 y 50%, las simulaciones arrojan la misma estrategia de funcionamiento. Por lo tanto, los módulos de dimensionamiento, la entrada y salida de energía al almacenamiento y la carga insatisfecha no varían. La variación del costo repercute sobre el valor del COE y el payback, disminuyendo este último hasta un 13,8%.

Análisis del caso 3

Frente a la variación del tiempo promedio de indisponibilidad de la red, para S1 el resultado de la configuración óptima vuelve a ser con conexión únicamente a la red de distribución. En tanto que, para S2 la tecnología con mejores valores de COE es la misma de los resultados anteriores. Los indicadores sufren variaciones, pero se mantiene la estrategia de funcionamiento del SA del caso 1 y los módulos de dimensionamiento.

De los resultados de la Tabla 5 se observa que, respecto a la misma situación del caso 1, los COE aumentan y esto se debe a los mayores tiempos de indisponibilidad en los que el SA alimenta la carga, así mismo los valores de entrada y salida de energía. El porcentaje de carga insatisfecha también se ve en aumento, esto evidencia que el algoritmo de simulación prioriza el abastecimiento de la carga mediante la red de distribución para obtener el óptimo económico.

Respecto al caso base, para las dos situaciones analizadas el COE es aproximadamente un 14,5% mayor.

| Situación | T. prom. reparación [hr] | COE [USD/kWh] | Payback desc. [año] | EE [kWh/año] | SE [kWh/año] | CI [%] |
|----------------|--------------------------|---------------|---------------------|--------------|--------------|--------|
| S2 (Pb) | 3,70 | 0,07866 | 19,7 | 9,05 | 7,24 | 0,297 |
| S2 (Pb) | 5,22 | 0,07868 | 19,7 | 9,75 | 7,80 | 0,466 |

Tabla 5: Resultados de los indicadores técnicos y económicos del caso 3.

³ NR: el plazo de recupero de la inversión excede el tiempo de vida útil del proyecto.

Análisis del impacto de la generación fotovoltaica residencial en el balance energético

Para el análisis en cuestión se tiene que, el total de usuarios residenciales en la zona de Gran Santa Fe (GSF) es de aproximadamente 160.000, y cuya demanda anual es de 904 [GWh]. Asumiendo una inserción máxima de 20% de usuarios prosumidores, y teniendo presente que, para el caso base la energía generada por el SFV representa un 97,9% de la demanda; el ahorro energético en la red de GSF sería de un 19,6%. Además, contemplando que el 63,2% de la energía generada proviene de centrales termoeléctricas (CAMESA¹, 2022), lo que equivale a 571,36 [GWh/año], se desplazaría el 31% de dicha generación. Esto significa que, se reduce a un 43,6% la generación térmica en la matriz energética de GSF.

Conclusiones

El análisis de los resultados expuestos anteriormente deja en evidencia que, en una primer instancia, con el actual nivel de precios de la energía y los costos de inversión del SFV con almacenamiento de energía, no resulta factible la inserción como usuario prosumidor en el marco del programa ERA.

Por su parte, para los casos hipotéticos considerados, con diferentes precios de la energía, variación del costo de inversión del SA y del tiempo promedio de indisponibilidad de la red, los resultados obtenidos no justifican la implementación del sistema de generación híbrida con almacenamiento de energía. Esto se debe a que, ante las disposiciones actuales del programa ERA, el costo por abastecer la carga con la energía almacenada resulta mayor que mediante la red de distribución, razón por la cual el SA funciona estratégicamente en casos de indisponibilidades de la red. Es menester destacar que, en este estudio no son contemplados los costos que las indisponibilidades pueden implicar para un usuario y la valorización de estos podría revertir los resultados.

En síntesis, a raíz de este estudio técnico-económico, no resulta factible para un usuario residencial de la provincia de Santa Fe la implementación de un sistema de generación híbrida con banco de baterías. Sin embargo, desde el punto de vista ambiental en el contexto actual, el desplazamiento de las fuentes de generación de energía térmica representa una necesidad crucial. El ahorro energético que implicaría la generación híbrida en las redes de distribución de GSF con un 20% de prosumidores, desplazando el 31% de la generación térmica, demuestra la relevancia de la implementación de SFVs.

En un futuro trabajo se pretende ampliar el análisis considerando las implicancias positivas o negativas que podría originar el acceso a esta generación en las redes de distribución.

Referencias

Colmenar Santos, A.; Borge Diez, D.; Collado Fernández E.; Castro Gil M. A. (2015). Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes. Recuperado de <https://books.google.com.ar/books?hl=es&lr=&id=9fOiCgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=generacion+distribuida+con+baterias&ots=wrw5KyQmAi&sig=nVOh6T2r3Tua6x18ueZ1FT9B25A#v=onepage&q=generacion%20distribuida%20con%20baterias&f=false>.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.¹ (2022). Informe anual 2021. Mercado Eléctrico Mayorista. Recuperado de <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/>.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.² (2022). Síntesis mensual. Informe período jul/22. Recuperado de <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-sintesis-mensual/>.

IRENA. (2017). Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Recuperado de <http://www.irena.org/publications>.

Manassero, U.; Sanseverinatti, I.; Zandoná, V. A.; Furlani, R.; Steinmann, I.; Banegas, J. M. (2022). Estudio de factibilidad económica del programa de fomento a la generación renovable de baja escala de potencia a nivel residencial. IV Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica (CITTIE 2022).

Ministerio de Ambiente y Cambio Climático de Santa Fe. (2020). Programa ERA, Decreto 1098.

Secretaría de Energía. Subsecretaría de Planeamiento Energético. Balances Energéticos Nacionales. (2019-2021). Recuperado de <https://datos.minem.gob.ar/dataset/balances-energeticos>.