



Las opiniones y los contenidos de los trabajos publicados son responsabilidad de los autores, por tanto, no necesariamente coinciden con los de la Red Internacional de Investigadores en Competitividad.



Esta obra por la Red Internacional de Investigadores en Competitividad se encuentra bajo una Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivadas 3.0 Unported. Basada en una obra en riico.net.

Análisis tecno-económico de la operación en esquema de red inteligente y reserva energética en usuarios conectados a paneles fotovoltaicos

Abraham Joshua Sierra Delgado¹

*Oswaldo Rodríguez Villalón**

*María Mercedes León Sánchez**

Resumen

En este trabajo se aborda el tema desde un punto de vista muy básico en el aspecto técnico y con énfasis en los aspectos económicos de la operación de un sistema eléctrico operando bajo el esquema de red inteligente, siendo esta principalmente sostenida mediante celdas fotovoltaicas como fuente alterna de energía, así como los principales detalles de lo que corresponde a las características de reserva de energía en una red eléctrica mejor conocida como “hosting capacity”. Las ventajas de la operación en dicho esquema representan el ser un sistema autosustentable que además puede incorporar el hecho de que la red opere su propia energía o bien que reciba energía eléctrica de la compañía suministradora, teniendo reservas de energía y asumiendo las condiciones técnicas del sistema eléctrico. Se plantea un estudio económico a través de la determinación de los principales factores económicos que determinan la factibilidad del sistema energético.

Palabras clave: Redes inteligentes, paneles fotovoltaicos, capacidad de reserva

Abstract

In this research the electric energy system operating under the scheme of smart grids basically conformed by photovoltaic panels and considering the basis of technical and economic aspects is boarded; the main details corresponding on energy reserves explained with the topic of hosting capacity is also described. The advantages of smart grids arise on a self-sustained operating system whether with its own energy production or connected to supply energy grid, having energy reserves and operating with the technical standards of an electric grid. The economic study is conducted through some of the main financial factors that define the energy system feasibility.

Keywords: Smart grids, PV panels, hosting capacity

¹ Universidad de Guanajuato, Campus Irapuato-Salamanca, División de Ingenierías.

Introducción

La electricidad es la forma más versátil y más ampliamente utilizada de energía, y su demanda no deja de crecer en todo el mundo. Sin embargo, la generación de electricidad es la primera fuente de emisiones de dióxido de carbono, y por ello supone una importante contribución al cambio climático.

Para mitigar estas consecuencias en el cambio climático, el sistema eléctrico actual necesita someterse a importantes cambios como dar paso a las fuentes de energía limpia.

La energía eléctrica es parte esencial del desarrollo y del crecimiento económico de cualquier nación del mundo. Algunos datos estadísticos muestran que la energía eléctrica producida en el mundo en el año 2014 fue de alrededor de 22,433 TWh, de las cuales casi el 70% fue producida por combustibles fósiles según datos de Kappagantu, Daniel & Suresh (2016). La Federación Global de Redes Inteligentes (GSFG por sus siglas en inglés) ha establecido que, con ese ritmo de crecimiento, las demandas energéticas en el siglo 21 no podrán ser cumplidas. Hoy en día y como muestra el caso del sistema eléctrico mexicano, la generación de energía eléctrica opera de manera centralizada, teniendo después de la reforma energética, algunas contribuciones de diversas compañías, sin operar en escenario de mercado energético, consultado en PRODESEN (2018).

Las redes inteligentes muestran una nueva faceta de la integración del sistema eléctrico, tanto en su estructura técnica como económica, ya que facilita la descentralización de la generación de energía. La red inteligente se puede ver de manera general como una red evolucionada que gestiona la demanda de electricidad de forma sostenible, fiable y económica, basada en una infraestructura avanzada, y adaptada para facilitar la integración de todos sus componentes.

Las redes inteligentes suministrarán más electricidad para atender la demanda creciente, mejorarán la fiabilidad y calidad de la generación, aumentarán la eficiencia energética y serán capaces de integrar en la red a las fuentes de bajas emisiones incorporándose las energías renovables (energía solar) y así responder a los desafíos ambientales.

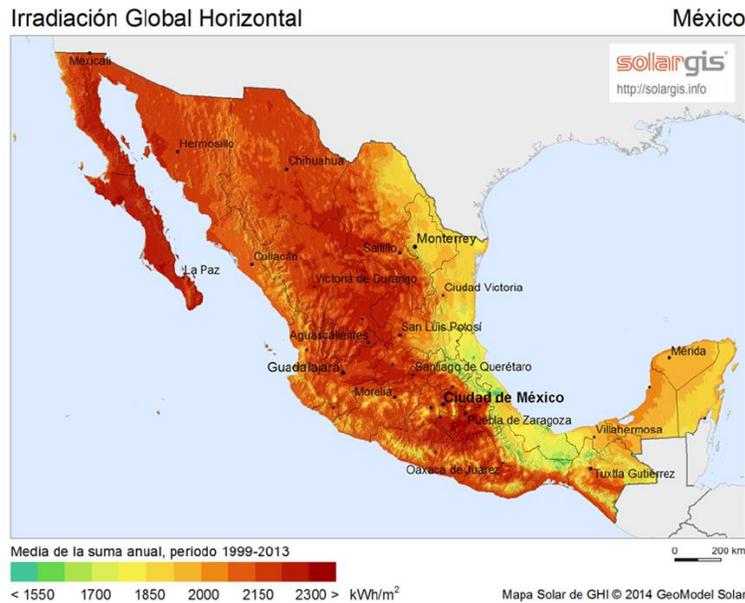
Otra de sus características es la bidireccionalidad. Es decir, la energía dejaría viajar en el canal único desde las grandes empresas productoras hasta los hogares, para convertir a los consumidores en productores que pueden donar sus excedentes privados a la red.

Datos relevantes en materia de energía solar

Los países del mundo con mayor recepción de luz solar al año son, en orden: China, Singapur, México, Australia e India. La radiación solar promedio en el país es de 5 kilowatts hora por metro cuadrado, lo cual permitiría que las viviendas del territorio nacional recibieran suficiente energía solar para producir hasta 200 veces lo que consumen. Con un área de 10 kilómetros por 10

kilómetros en el desierto, se podría generar suficiente energía para todo México. El noroeste del país es la zona que posee un mayor potencial de radiación solar, ya que este excede los $8\text{ kW}/\text{m}^2$ en las estaciones de primavera y verano, a pesar de que los puntos de demanda energética más altos en nuestro país son en el centro de la República Mexicana de acuerdo con Limón Portillo (2017).

Figura 1. Radiación solar en México



Fuente: Imagen capturada de (Solargis 2017)

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN), cuenta con 41.2 millones de consumidores de los cuales el 88.6% pertenece al sector residencial.

En lo que respecta a la operación de una red inteligente basada en generación fotovoltaica, deben de tomarse en consideración tres conceptos asociados a su implementación: producción descentralizada, eficiencia energética, producción intermitente (Bucher 2014).

La penetración de energía solar fotovoltaica PV de una red A se define como la energía solar alimentada a la red A dividida por el consumo anual de todos los consumidores conectados a la red. Esto significa que una penetración del 100% en una red rural resulta normalmente en un pico de energía PV la cual puede ser superior al pico de demanda de la carga (Bucher 2014).

Cálculos de unidades y consideraciones técnicas y económicas

El número total de unidades que pueden ser instaladas para cumplir con los requerimientos de energía fotovoltaica pueden ser calculados en una base anual (Kalke, Kokkonda y Kulkarni, 2018),

$$U = P_R \times s \times \eta \times A \quad (1)$$

donde: U son las unidades de generación en $\text{kWh}/\text{día}$

P_R relación de desempeño del sistema

s irradiación solar en kWh/m^2 día

η eficiencia del módulo

A área del sistema fotovoltaico

Es posible determinar la reducción de emisión de CO_2 a través de la siguiente fórmula (Kalke, Kokkonda & Kulkarni, 2018)

$$\text{Emisión de } CO_2 \text{ reducido por año} = 0.9 \times \text{Unidades generadoras por año} \quad (2)$$

Las unidades de generación de electricidad basadas en celdas fotovoltaicas decrecen a razón del factor de degradación de las propias celdas anualmente. Según información de la Comisión Federal de Electricidad, en México se han reducido hasta un 48% las emisiones de CO_2 entre el 2012 y el 2018 (Heraldo de México, 2018); sin embargo, esta reducción no es debida únicamente al uso de paneles fotovoltaicos, siendo entonces motivo aún de amplio estudio el impacto que pueda tener la ampliación en el uso de dichas fuentes renovables y con el cambio a redes inteligentes en los sectores domésticos, comerciales e industriales. Económicamente esto puede y debe impactar significativamente en los costos tarifarios de la energía eléctrica.

Factores a considerar para el análisis financiero de la instalación de paneles fotovoltaicos

La generación distribuida representa una parte esencial de los nuevos esquemas de redes eléctricas operando como una red inteligente, lo cual involucra cambios sustanciales en el modelado de oferta y demanda ya que la potencia generada es altamente variable y la demanda toma características de un sistema inelástico (Huang y Sarkar 2013). Esto significa una operación en esquema de mercado energético.

La aplicación de paneles fotovoltaicos tal como se ha mencionado en este documento puede ser enfocada al sector residencial o comercial. Normalmente los paneles de entre 1-10 kW caen dentro del rango de residenciales, mientras que los paneles de entre 10-100 kW se aplican al sector comercial. Sistemas que superan los 100 kW se consideran dentro del sector industrial y de servicios.

- Periodo de retorno de la inversión (*Payback Period*)

Es el periodo de tiempo referido al momento de la inversión inicial en el proyecto fotovoltaico y el punto donde el ahorro energético ha sido el suficiente para la recuperación de la inversión inicial (Tyagi, Kumar Agarwal, Chakraborty & Powar, 2019)

$$\text{Periodo de retorno} = \frac{\text{Costo total del sistema fotovoltaico}}{\text{Ahorro total por año}} \quad (3)$$

- Retorno de la inversión (*ROI*)

El factor *ROI* se asocia como la cantidad de dinero que puede ser ahorrada por todo el periodo de vida del sistema fotovoltaico (Tyagi, Kumar Agarwal, Chakraborty & Powar, 2019),

$$\text{ROI} = \frac{\text{Utilidades netas del periodo de vida total del sistema}}{\text{Inversión total}} \times 100 \quad (4)$$

- Valor presente neto (*NPV*)

El *NVP* (por sus siglas en inglés) es el valor presente de futuros ingresos y egresos calculados a lo largo del periodo de vida del proyecto. Para el sistema fotovoltaico bajo estudio, el *NPV* se puede determinar cómo (Masters G.M., 2013),

$$\text{NPV} = \sum_{n=1}^N \frac{C_t}{(1+i)^n} - C_0 \quad (5)$$

donde: C_t flujo de dinero en cierto año

C_0 inversión inicial en el proyecto

N periodo de vida del proyecto

i tasa de interés

Es importante considerar para el cálculo del *NPV* como el valor de depreciación del producto dentro de un cierto periodo de tiempo. *NPV* debe ser positivo para que el proyecto sea económicamente factible.

- Tasa interna de retorno (*IRR*)

El valor de *IRR* se refiere al valor que sugiere al inversionista al cual ingresará capital del proyecto invertido. *IRR* también se puede asociar como la tasa de interés a la cual *NVP* es igual a cero (Gilbert M. Masters, 2013).

- Costo del Ciclo de Vida (*LCC*)

Para un sistema fotovoltaico, *LCC* consiste en la inversión inicial, operación, costos de mantenimiento y los costos de reemplazo de celdas que puedan ser dañadas. El sistema fotovoltaico con más bajo *LCC* siempre será mucho más favorable para el inversionista del proyecto (Messenger & Abtahi, 2017). Se pueden definir algunos factores que intervienen en el cálculo del *LCC* del sistema fotovoltaico.

- *Valor presente de una inversión futura*

Este factor se utiliza para calcular el valor presente del costo de reemplazo de cualquier componente del sistema, reemplazado después de cierto tiempo posterior a la instalación (Messenger & Abtahi, 2017). Tal como se describirá en la sección referente a las características del sistema fotovoltaico, este factor es muy importante dado que el sistema además de los paneles fotovoltaicos, involucra una serie de elementos necesarios en la operación del sistema (inversores, baterías, net-meters, equipos de medición y control, entre otros).

$$FW_{one} = \frac{(1+i_r)^n}{(1+d)^n} \quad (6)$$

$$PW_{one} = C \times FW_{one} \quad (7)$$

donde:

- n año al cual el componente es reemplazado
- i_r tasa de inflación
- d tasa de descuento
- FW_{one} factor del valor futuro
- PW_{one} valor presente de la inversión actual después de n años
- C costo actual del componente

- **Valor presente de una inversión futura recurrente**

Este factor es utilizado para evaluar el valor presente de las futuras inversiones recurrentes tales como los costos de operación y mantenimiento que involucran la operación del sistema fotovoltaico (Messenger & Abtahi, 2017). Este se puede calcular de acuerdo con la siguiente formulación,

$$PW_{rec-beg} = C_{om} \times \left[1 + \frac{(1+i_r)}{(1+d)} + \frac{(1+i_r)^2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{(1+i_r)^{N-1}}{(1+d)^{N-1}} \right] \quad (8)$$

$$PW_{rec-end} = C_{om} \times \left[\frac{(1+i_r)}{(1+d)} + \frac{(1+i_r)^2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{(1+i_r)^N}{(1+d)^N} \right] \quad (9)$$

donde:

- C_{om} costo presente de la operación y mantenimiento
- $PW_{rec-beg}$ valor presente de la inversión recurrente futura hecha al inicio de cada año

$PW_{rec-end}$ valor presente de la inversión recurrente futura hecha al final de cada año

El valor del factor LCC para todo el sistema fotovoltaico se calcula de acuerdo con,

$$LCC = C_0 + PW_{one} + PW_{rec-end}$$

(10)

- LCC Anualizado: este factor se utiliza para comparar los sistemas bajo estudio y para calcular los costos por unidad de la energía eléctrica generada a través de sistemas fotovoltaicos (Messenger & Abtahi, 2017).

$$ALCC = \frac{LCC}{k \times \frac{(1-k^N)}{(1-k)}} \quad (11)$$

siendo $k = \frac{(1+i_r)}{(1+d)}$

Finalmente, el Costo por Unidad de Energía Eléctrica (UEC) generada para el sistema fotovoltaico y como parte de la red inteligente bajo estudio, se puede determinar como,

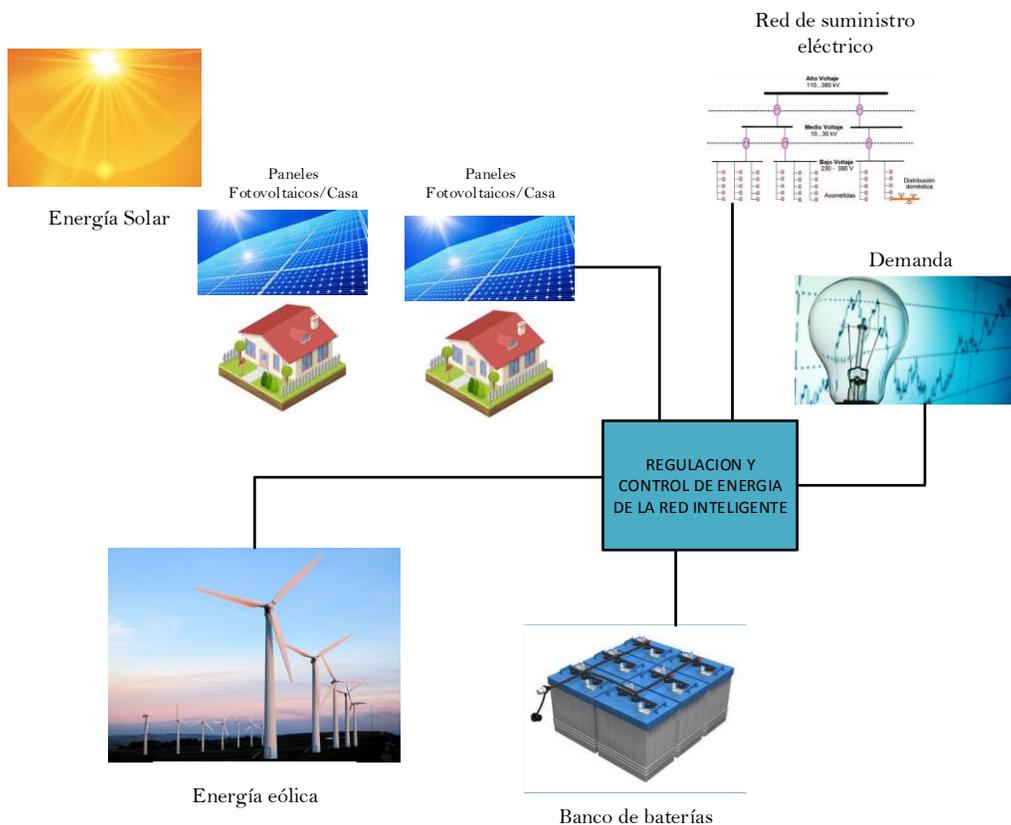
$$UEC = \frac{ALCC}{\text{Unidades de Energía Eléctrica generadas / año}} \quad (12)$$

Estudio de una red inteligente que incorpora energía fotovoltaica

Se realiza el estudio de una red inteligente híbrida consistente en 5 casas, que se pueda abastecer tanto de la compañía suministradora cuando la energía creada con paneles solares no sea suficiente para solventar la carga y cuando la energía limpia sea suficiente solo se abastezca de los paneles. Normalmente una red híbrida consiste, tal como se indica en la Figura 2 de una red fotovoltaica conectada a diversas fuentes normalmente relacionadas con energías alternas (energía eólica, biomasa, celdas combustibles) además de generación mediante generadores diesel, por ejemplo. La gran ventaja de esta configuración es que satisface la demanda propia de los usuarios, aun cuando haya poca radiación solar o inclusive poco viento.

En el caso del sistema bajo estudio, tal como se menciona se tratará de introducir la conexión a la red suministradora en lugar de los generadores diesel. Técnicamente esto requiere de estudio más avanzado.

Figura 2. Sistema híbrido siendo el principal componente el panel solar



Fuente: (Tyagi, Kumar Agarwal, Chakraborty y Powar (2019))

A continuación, se presentan los cálculos necesarios para el dimensionamiento económico, dimensionamiento de la batería y de la instalación solar la cual posteriormente se conectará a la red. Por cuestiones de cálculo y simplicidad se considera que las 5 casas consumirán la misma energía eléctrica. Se obtuvo que una casa promedio consume un total de 27 kWh, considerando factor de rendimiento de conversión, pérdidas de cableado, pérdidas por rendimiento de la batería la energía necesaria del sistema fotovoltaico será de 34 kWh.

Figura 3. Consumo diario en una casa promedio



Tabla 1. Consumo promedio estimado de los elementos conectados a una casa

Carga	Total (Día) (Wh)	Días de utilización (mes)	Consumo mensual estimado (Wh)	Consumo equivalente diario (Wh)
Refrigerador	9600	31	297600	9600
Cable	1920	31	59520	1920
Internet	240	31	7440	240
Auxiliares	240	31	7440	240
Despertador	288	31	8928	288
Licuada	1050	21	22050	711.3
Luces de exterior	1200	31	37200	1200
Luces de interior	1440	31	44640	1440
Ventilador	480	31	14880	480
Lavadora	2000	8	16000	516.1
Micro-ondas	1000	21	21000	677.4
Secadora	1800	31	55800	1800
2 PC's	1200	21	25200	812.9
2 TV's	3840	31	119040	3840
3 Laptop's	2835	31	87885	2835

5 Cargadores	240	31	7440	240
Estereo	600	31	18600	600
Bomba	187	31	5797	187
Plancha	600	5	3000	96.8
Total	30760		859460	27724.5

Consumo mensual estimado: 859.460 kWh

Consumo equivalente diario: 27.724 kWh

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Consumo-día (kWh)	27.72	27.72	27.72	27.72	27.72	27.72	27.72	27.72	27.72	27.72	27.72	27.72

Fuente: Elaboración propia

Dimensionamiento de la batería

La fórmula básica para calcular la capacidad de la batería se obtiene multiplicando el número de días de autonomía por el consumo diario y dividido por la máxima profundidad de descarga.

$$\text{capacidad de batería} = \frac{N^{\circ} \text{ días de autonomía} \times \text{consumo diario}}{\text{máxima profundidad de descarga}} \quad (13)$$

Un factor importante es que la capacidad de la batería varía con respecto al régimen de descarga (la capacidad de la batería es mayor a corrientes de descarga muy bajas).

Los aspectos técnicos que soportan el criterio de selección de una batería, como parte fundamental del sistema fotovoltaico se pueden resumir en los siguientes aspectos generales,

- Voltaje nominal del sistema
- Necesidades de regulación de carga
- Necesidades de capacidad y autonomía
- Capacidad de corriente-tiempo ($A-h$) al régimen de descarga
- Profundidad de descarga diaria y máxima
- Autodescarga
- Características de gaseo
- Rendimiento
- Efectos de la temperatura
- Dimensiones, peso y características estructurales
- Necesidades de mantenimiento
- Tiempo de vida
- Coste y garantías

Se puede establecer una comparación en la eficiencia de almacenamiento de energía de las baterías con respecto a otras formas de almacenamiento de energía eléctrica. Por ejemplo, la técnica de bombeo de energía en pequeñas centrales hidroeléctricas es del 80%, el de energía basada en aire comprimido es solo del 40 al 50% en tanto que de los bancos de baterías supera el 85% (Vollenweider 2014).

Tabla 2. Información de la batería utilizada en el caso de estudio

INFORMACION DE LA BATERIA A SER INSTALADA	
MARCA	FULMEN
MODELO	OPZ-1500
TIPO	PB-ACIDO VASOS DE 2V
VOLTAJE NOMINAL (V)	2
CAPACIDAD NOMINAL (AMP-hora)	1500

Fuente: Elaboración propia

En este caso de estudio se calcularon los parámetros y se seleccionó el siguiente sistema de reserva de energía de manera individual para cada residencia.

Consumo total A-h corregido (Ah/Día)	Días de autonomía (Días)	Máxima profundidad de descarga	Corrección por temperatura
727.6	6	60%	0.9

Capacidad necesaria de batería (Ah)	Capacidad de la batería	Baterías en paralelo
8084.78	1500	5.38

$$N^{\circ} \text{ baterías serie} = \frac{\text{Voltaje nominal del sistema}}{\text{Voltaje nominal batería}}$$

$$N^{\circ} \text{ baterías paralelo} = \frac{\text{Capacidad necesaria batería}}{\text{Capacidad de una batería}}$$

Dimensionamiento del generador fotovoltaico

El dimensionado de la batería se ha realizado en base al número de días de autonomía. El dimensionado del generador FV se basa en suministrar el consumo diario.

- En primer lugar, se determinó el ángulo óptimo de inclinación del generador FV como aquel en el que se obtiene la mayor radiación en el peor mes del año. En este caso se utilizó el software “Sunny Design”, como herramienta para consulta de datos y cálculos.

Figura 4. Pantalla de diseño en “Sunny Design”



Fuente: (<https://www.sunnydesignweb.com>)

Utilizando: Latitud fija, Agregando la mitad de la latitud, Restando la mitad de la latitud. En base a los resultados obtenidos se llegó la conclusión que el ángulo de inclinación óptimo es de “Latitud Fija” con un ángulo de 20.7°.

- Selección de panel, se determina a partir de la pérdida de desempeño por temperatura. (se hace la comparación entre varios tipos de paneles para seleccionar el mejor)

Panel	Factor de pérdidas por temperatura
Película delgada	-4.73%
Monocristalino	-0.47%
Policristalino	-4.73%

Haciendo la comparativa de los porcentajes de pérdidas de cada panel, tenemos una menor proporción de pérdidas en el panel de construcción monocristalina, así que se utilizará éste para realizar el análisis de dimensionamiento. El modelo del panel propuesto es *Q. PEAK DUO L-G5.2 380-395*. Monocristalino, eficiencia 17.96%, área 0.99198 m².

La tabla 3 muestra la energía generada por el conjunto de paneles a lo largo de un año, considerando la eficiencia constante y estableciendo la corrección de energía entregada por el efecto de la temperatura.

Tabla 3. Energía de diseño

Mes	HSP	Eficiencia	Área (m ²)	Entrega de Energía (Día), (kWh)	Corrección por factor de temp.	Entrega de energía (día) corregida
January	4.91	17.96%	0.99	0.87	-0.47%	0.8707
February	5.91	17.96%	0.99	1.05	-0.47%	1.0480
March	6.93	17.96%	0.99	1.23	-0.47%	1.2288
April	7.19	17.96%	0.99	1.28	-0.47%	1.2749
May	6.92	17.96%	0.99	1.23	-0.47%	1.2271
June	6.27	17.96%	0.99	1.12	-0.47%	1.1118
July	6.01	17.96%	0.99	1.07	-0.47%	1.0657
August	5.96	17.96%	0.99	1.06	-0.47%	1.0568
September	5.49	17.96%	0.99	0.98	-0.47%	0.9735
October	5.37	17.96%	0.99	0.96	-0.47%	0.9522
November	5.22	17.96%	0.99	0.93	-0.47%	0.9256
December	4.7	17.96%	0.99	0.84	-0.47%	0.8334

Siendo por cuestiones de diseño un total de 40 paneles solares, se estable el balance anual de la energía entregada por el conjunto de paneles, que conforman la red eléctrica inteligente la mostrada en la tabla 4.

Análisis económico

Para demostrar la viabilidad de la instalación del sistema fotovoltaico conformado la red inteligente en un sistema residencial tal como el que se está analizando, se deben de considerar diversos factores tales como los ya descritos en relación al costo del sistema fotovoltaico, tarifas de energía, consumos mensual y anual anual promedio de los usuarios residenciales, la generación diaria, mensual y anual del sistema fotovoltaico, incentivos tarifarios, retorno de impuestos, radiación solar, entre otros. La metodología basada en los diversos factores tales como NPV, LCC, entre otros se encuentra bajo estudio. A continuación se describen las bases del análisis económico principalmente basados en la viabilidad del ROI.

Tabla 4. Energía total esperada por el conjunto de paneles fotovoltaicos

Mes	Entrega de energía (día corregida)	# Paneles	Energía esperada (día)	Energía esperada (mes)	Pérdidas metodología	Energía esperada (mes)
January	0.8707	40	34.83	1079.61	-20.00%	863.69
February	1.0480	40	41.92	1299.49	-20.00%	1039.59
March	1.2288	40	49.15	1523.77	-20.00%	1219.01
April	1.2749	40	51.00	1580.93	-20.00%	1264.75
May	1.2271	40	49.08	1521.57	-20.00%	1217.25
June	1.1118	40	44.47	1378.65	-20.00%	1102.92
July	1.0657	40	42.63	1321.48	-20.00%	1057.18
August	1.0568	40	42.27	1310.48	-20.00%	1048.39
September	0.9735	40	38.94	1207.14	-20.00%	965.71
October	0.9522	40	38.09	1180.75	-20.00%	944.60
November	0.9256	40	37.02	1147.77	-20.00%	918.22
December	0.8334	40	33.34	1033.43	-20.00%	826.75

Para tal propósito se propone a partir de las tarifas ofertadas por la CFE (CFE Tarifas 2016) y estableciendo, por una parte, tarifas fijas y por otras tarifas cambiantes en el tiempo (tarifas horarias), mediante una interpolación.

Tarifa fija: 40.27%

Tarifa variable: 72.87%

Haciendo la comparativa se puede notar que el indicador ROI es confiable para hacer la inversión. A su vez al dimensionar correctamente un panel solar y hacer una comparativa de los gastos al tener una tarifa excedente mayor, es posible compensar la demanda de energía con el abastecimiento por medio de paneles, siendo así, una inversión satisfactoria a largo plazo.

Por otro lado, gracias a la capacidad de bidireccionalidad de la Smart Grid se puede tener un retorno de inversión aún más rápido, en México esto ya es posible mediante un contrato llamado Net Metering con CFE.

La tabla 5 muestra una evolución del costo energético en los próximos años, proyección económicamente calculada en relación al costo total del excedente de energía fotovoltaica de la red. Esta tabla 5 está basada en una tarifa fija.

Del mismo modo, la tabla 6 muestra el excedente al considerar una tarifa dinámica, también asumiendo la proyección en los próximos diez años.

Tabla 5. Costo energético utilizando tarifa fija

Tarifa	Básico	Intermedio	Excedente
2017	\$0.81	\$0.97	\$2.85
2018	\$0.81	\$0.97	\$2.85
2019	\$0.81	\$0.97	\$2.85
2020	\$0.81	\$0.97	\$2.85
2021	\$0.81	\$0.97	\$2.85
2022	\$0.81	\$0.97	\$2.85
2023	\$0.81	\$0.97	\$2.85
2024	\$0.81	\$0.97	\$2.85
2025	\$0.81	\$0.97	\$2.85
2026	\$0.81	\$0.97	\$2.85
2027	\$0.81	\$0.97	\$2.85
2028	\$0.81	\$0.97	\$2.85
2029	\$0.81	\$0.97	\$2.85

Costo	Básico	Intermedio	Excedente	Costo total del excedente
2020	\$60.38	\$63.18	\$2,176.62	\$26,119.45

2021	\$60.38	\$63.18	\$2,176.62	\$26,119.45
2022	\$60.38	\$63.18	\$2,176.62	\$26,119.45
2023	\$60.38	\$63.18	\$2,176.62	\$26,119.45
2024	\$60.38	\$63.18	\$2,176.62	\$26,119.45
2025	\$60.38	\$63.18	\$2,176.62	\$26,119.45
2026	\$60.38	\$63.18	\$2,176.62	\$26,119.45
2027	\$60.38	\$63.18	\$2,176.62	\$26,119.45
2028	\$60.38	\$63.18	\$2,176.62	\$26,119.45
2029	\$60.38	\$63.18	\$2,176.62	\$26,119.45
				\$261,194.50

Inversión	Tasa anual de descuento	VAN	ROI
\$156,000.00	8.00%	\$19,263.63	40.27%

Fuente. Elaboración propia

Tabla 6. Costo energético utilizando tarifa dinámica

Tarifa	Básico	Intermedio	Excedente
2017	0.79	0.96	2.80
2018	0.79	0.96	2.80
2019	0.81	0.97	2.85
2020	0.81	0.98	2.86
2021	0.82	0.99	2.88
2022	0.82	0.99	2.90
2023	0.83	1.00	2.93
2024	0.83	1.01	2.95
2025	0.84	1.02	2.97
2026	0.85	1.03	2.99
2027	0.85	1.03	3.01
2028	0.86	1.04	3.04
2029	0.86	1.05	3.06

Costo	Básico	Intermedio	Excedente	Costo total del excedente
2020	\$60.38	\$63.18	\$2,176.62	\$26,119.45
2021	\$60.68	\$63.53	\$2,187.84	\$26,254.05

2022	\$61.13	\$64.05	\$2,204.66	\$26,455.96
2023	\$61.58	\$64.57	\$2,221.49	\$26,657.87
2024	\$62.03	\$65.09	\$2,238.31	\$26,859.78
2025	\$62.48	\$65.61	\$2,255.14	\$27,061.68
2026	\$62.93	\$66.13	\$2,271.97	\$27,263.59
2027	\$63.38	\$66.65	\$2,288.79	\$27,465.50
2028	\$63.83	\$67.17	\$2,305.62	\$27,667.40
2029	\$64.28	\$67.69	\$2,322.44	\$27,869.31
				\$269,674.60

Inversión	Tasa anual de descuento	VAN	ROI
\$156,000.00	8.00%	\$24,119.25	72.87%

Fuente: Elaboración propia

Incremento de la capacidad de integración en redes de bajo voltaje (“Hosting Capacity”)

La capacidad de integración de energía, mejor conocida en términos técnicos como “hosting capacity” para una red de bajo voltaje o bien en una red inteligente con una generación dispersa (tal como el caso de la incorporación de un gran número de paneles fotovoltaicos) está restringida por cuestiones técnicas de la red pero que tienen un alto impacto en términos económicos en la misma (incremento de líneas y cables, equipos de transformación, medición, entre otros) debido a la alta contribución energética de los sistemas fotovoltaicos conectados (Stetz, Marten y Braun, 2013).

El término “hosting capacity” es la máxima penetración de energía fotovoltaica para la cual no se incurre en faltas técnicas o legales de la red a la cual se está conectando. El límite máximo de incremento en el parámetro técnico voltaje en la red no debe ser mayor al 3% (Bucher 2014). Desde luego esto tiene consecuencia no solo técnicas sino directamente económicas en la operación de la red.

Para introducir los beneficios económicos de las estrategias de control de la red inteligente basadas en hosting capacity se deben de tomar en cuenta los siguientes factores técnico-económicos (Stetz, Marten y Braun, 2013):

- Los costos anuales totales C_{total} de las respectivas estrategias de control pueden ser divididas entre los costos del operador de la red eléctrica (DSO) y los costos de los operadores de las plantas o paneles fotovoltaicos.

- Los costos para el operador DSO contemplan la inversión anual C_I para reforzar la red eléctrica, los costos anuales para la compensación de pérdidas energéticas en la red C_{losses} así como los costos anuales para la compensación de reactivos $C_{Q\ flow}$.
- Los operadores de los paneles fotovoltaicos tendrán que absorber los costos para una reducida alimentación de potencia $C_{PV\ red}$.
- Así los costos totales asociados a la estrategia de hosting capacity está dada como,

$$C_{total} = C_I + C_{losses} + C_{PV\ red} + C_{Q\ flow} \quad (14)$$

- Los costos de inversión anuales pueden también comprender algunos otros costos técnicos tales como costos de transformadores de mayor capacidad, costos de inversión en cables (estos pueden ser aéreos o subterráneos).
- El factor de anualidad A utilizado para referir los costos de inversión anuales en hosting capacity quedan definidos como,

$$C_I = (C_{TRAFO} + C_{CABLE} + C_{OTHER}) \times A \quad (15)$$

$$A = \frac{(1+i)^n i}{(1+i)^n - 1}$$

Se puede asumir un factor de anualidad A a una tasa de interés i del 5% en un periodo de vida n de 40 años.

Los autores de este documento consideran de vital importancia explorar estas formulaciones basadas en la alta inclusión de paneles fotovoltaicos, dada la importancia y el impacto que se tiene en su incorporación en los sistemas eléctricos, más aún en las redes inteligentes.

Los conceptos de ahorro energético que a su vez conllevan a una compleja determinación de comportamientos económicos y financieros de la industria eléctrica, toman aún una mayor relevancia en el monitoreo y control de las redes eléctricas industriales contempladas en la industria 4.0. La confiabilidad y factibilidad de cualquier sistema, en este caso, los sistemas energéticos operando en su formato de red inteligente constituyen parte de la visión de los ecosistemas de la industria 4.0. Desarrollos futuros basados en estos fundamentos están siendo explorados y desarrollados para próximas contribuciones.

Conclusiones

En este trabajo las principales características de una red inteligente principalmente alimentada por paneles fotovoltaicos han sido descritas. Aspectos técnicos de ingeniería así como los principales factores económicos y financieros que soportan a factibilidad económica de un proyecto energético

han sido descritos en detalle. Como caso de estudio se consideró una pequeña red inteligente formada por un grupo de casas para las cuales se diseñó un sistema fotovoltaico, describiendo los principales pasos del diseño técnico y obteniendo los costos tarifarios que representa la producción de la energía fotovoltaica en la red, comparado con tarifas fijas y dinámicas.

Los conceptos asociados a la reserva de energía fotovoltaica en una red eléctrica de energía descrita como hosting capacity también fue descrita, enfatizando los factores que intervienen en la decisión técnico económica de su aplicación.

Dado que la idea de proyectos energéticos en usuarios domésticos y comerciales tienden a incluir paneles fotovoltaicos, resulta por demás interesante no sólo contemplar los aspectos del proyecto energético, sino también los cálculos técnicos y económicos de los cambios y costos que le representa a la red eléctrica, costos que pueden y deben ser absorbidos por el operador de la red y por los responsables de las instalaciones fotovoltaicas.

En el caso mexicano, después de la reforma energética, y mediante medidores bidireccional, es posible calcular la diferencia de energía producida y consumida dentro de un periodo establecido. Posteriormente, se tiene la versatilidad de que el excedente energético pueda ser vendido a la compañía suministradora a un Precio Marginal Local, que es el precio mayorista al que se vende la energía en la red y que varía dependiendo la región.

Referencias

- Abrao R. R., Paschoareli D., Silva A. A. y Lourenço M. (2017). *Economic viability of installations of photovoltaic microgeneration in residencies of a smart city*. IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), San Diego, CA, USA, 785-787. doi: 10.1109/ICRERA.2017.8191166
- Bonetto R., Rossi M., Tomasin S. y Fischione C. (2017). *Joint Optimal Pricing and Electrical Efficiency Enforcement for Rational Agents in Microgrids*. IEEE Access, 5, 19782-19798. doi:10.1109/ACCESS.2017.2750242
- Bucher C. (2014). *Analysis and Simulation of Distribution Grids with Photovoltaics*. Doctoral Thesis, Zürich, Switzerland. ETH Zürich
- CFE Tarifas (2016) Tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica. Comisión Federal de Electricidad. Consulta: 22 de septiembre de 2016.
- De Oliveira-De Jesus P.M., Henggeler Antunes C. (2018). *Economic valuation of smart grid investments on electricity markets*. Sustainable Energy, Grids and Networks, 16, 70-90. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2018.05.003>
- Heraldo de México. (2018). *Desde 2012, la CFE ha reducido en 48 por ciento sus emisiones de CO₂*, Artículo periodístico del junio 19 de 2018.

<https://heraldodemexico.com.mx/pais/desde-2012-la-cfe-ha-reducido-en-48-por-ciento-sus-emisiones-de-co2/>

http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp

Huang C. y Sarkar S. (2013). *Dynamic Pricing for Distributed Generation in Smart Grid*. IEEE Green Technologies Conference (GreenTech). Denver, CO, USA, 422-429. doi:10.1109/GreenTech.2013.71

Ismael S. M., Abdel Aleem S. H.E., Abdelaziz A. Y. y Zobaa A. F. (2019). *State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation*. Renewable Energy, 130, 1002-1020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.008>

Kalke D., Kokkonda K. y Kulkarni P. (2018). *Financial Analysis of Grid-Tied Rooftop Solar Photovoltaic System employing Net-Metering*. International Conference on Smart Electric Drives and Power System (ICSEDPS), Nagpur, India, 87-92. doi:10.1109/ICSEDPS.2018.8536037

Kappagantu R., Daniel S. A., Suresh N.S. (2016). *Techno-economic analysis of Smart Grid pilot project- Puducherry*. Resource-Efficient Technologies, 2, 185-198. doi.org/10.1016/j.refit.2016.10.001

La Q. D., Chan Y. W. E. y Soong B. (2016). *Power Management of Intelligent Buildings Facilitated by Smart Grid: A Market Approach*. IEEE Transactions on Smart Grid, 7, 1389-1400. doi: 10.1109/TSG.2015.2477852

Limón Portillo A. (2017). *Energía solar en México: Potencial y aprovechamiento*. Centro de Investigación Económica y Presupuestaria, A.C.

Masters G. M. (2013). *Renewable and efficient electric power systems*. John Wiley & Sons

Memar M., Moazzami M., Shahinzadeh H. y Fadaei D. (2017). *Techno-economic and environmental analysis of a grid-connected photovoltaic energy system*. Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC), Semnan, Iran, 124-130. doi:10.1109/EPDC.2017.8012752

PRODESEN. (2018). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032, Secretaría de Energía. <https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2018/PRODESEN18.pdf>

SOLARGIS Solargis (2017). Disponible en <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/overview/>

Stetz T., Marten F. y Braun M. (2013). *Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 4, 534-542. doi: 10.1109/TSTE.2012.2198925

Tyagi H., Agarwal A. K., Chakraborty P. R. y Powar P. R. (2019). *Advances in Solar Energy Research*. Singapore. Springer

Vollenweider H. (2014). *Grid Integration of PV Systems and Local Storage in Distribution Networks*. Master Thesis, PSL 1413, EEH Power Systems Laboratory. Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, Switzerland