



Análisis del factor de carga de un sistema eléctrico aislado con fuentes renovables de energía

Power factor analysis in an isolated system with renewable energy

Moises - Ferrer Vallin¹
Ariel – Santos Fuentefria¹
Hector Silvio – Llamo Laborí¹

¹Universidad Tecnológica de La Habana, Cuba.
Email: moisesfv@electrica.cujae.edu.cu

[Licencia de uso y distribución Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 Internacional.](#)



Recibido: junio del 2017

Aprobado: octubre del 2017

RESUMEN/ABSTRACT

Debido a que la generación fotovoltaica no puede seguir los cambios en la demanda y la posibilidad de que la máxima generación del parque fotovoltaico no coincida con la demanda máxima del sistema, los factores característicos de las curvas de carga cronológica diaria (CCCD) pueden verse afectados negativamente. En el presente trabajo se analiza el comportamiento del factor de carga de la CCCD de un sistema eléctrico aislado, teniendo en cuenta la conexión de una central fotovoltaica y la posibilidad de aumentar su capacidad nominal. Se incorpora posteriormente al análisis un sistema de almacenamiento de energía (SAE), analizando diferentes formas de operación del mismo. Para obtener los resultados pertinentes se desarrolló un algoritmo en MATLAB que permite analizar la curva de carga bajo estas condiciones, además de obtener el mejor modo de operar el SAE para mejorar el factor de carga.

Palabras clave: sistema eléctrico, energía solar fotovoltaica, curva de carga, almacenamiento de energía, fuentes renovables de energía.

Due to the inability of PV generation to follow demand changes and the possibility of a mismatch of the solar plant's maximum output and the end-user's maximum demand, daily load curves characteristic factors can be affected negatively. In this study an isolated system's load factor behavior is analyzed. The influence of a photovoltaic (PV) system with the possibility to increase its rated capacity is also studied. With the goal of improving the previously mentioned factors, an electrical energy storage (ESS) working in conjunction with the PV system is proposed and evaluated. The results of the analysis were obtained using an algorithm developed in MATLAB which also made possible to achieve the best approach to operate the ESS.

Keywords: power system, solar photovoltaic energy, load curve, energy storage, renewable energy.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la humanidad ha estado indisolublemente ligado al uso irracional de combustibles fósiles, a tal punto, que sus reservas se han visto muy reducidas. Por otro lado, el consumo acelerado de los mismos ha provocado un deterioro considerable en el ecosistema debido a la emisión de gases nocivos que provocan el calentamiento global y la contaminación ambiental, entre otros daños. Este ha sido el motivo principal en la búsqueda de soluciones alternativas para la producción de energía eléctrica. La solución más viable ha sido el uso de energías alternativas como las que provienen de fuentes renovables, cuyo aprovechamiento no constituye una

Factor de carga de un sistema aislado con una central fotovoltaica y almacenamiento de energía.

Moises - Ferrer Vallin, et al

amenaza para el ambiente. La energía solar es una de las fuentes más importantes porque de una forma directa o indirecta es la originaria de casi todas las fuentes renovables de energía que se disponen.

Los sistemas fotovoltaicos comenzaron a instalarse a inicios de la década de los 80, del pasado siglo. Un ejemplo es el de Saijo en Japón, con una potencia de 1,2 MW [1]. En 1995 la capacidad instalada mundial, en grandes plantas o centrales fotovoltaicas, era de 600 MW; 20 años después había una potencia instalada de 227 GW en este tipo de instalaciones [2].

La energía solar fotovoltaica es variable en el tiempo, y depende de las variaciones en la irradiación total en el plano horizontal, así como la temperatura, humedad, velocidad del viento, entre otras. Estas variaciones pueden provocar variaciones en la tensión del punto de conexión con la red y variaciones en la frecuencia del sistema, estos aspectos dependen de factores como: la capacidad de la central fotovoltaica (CFV), las características del punto de conexión y/o del sistema bajo estudio y las características de la zona donde se instalan. Con respecto a estos temas se han llevado a cabo varios estudios a nivel mundial, algunos de ellos se pueden encontrar en [3-4] respecto al comportamiento de la tensión y en [5-7] respecto a la frecuencia. Sin embargo, otro problema que puede traer este tipo de generación es que, al no poder ser despachada, considerándose por algunos autores como una carga negativa [8- 9], puede afectar la curva de carga del sistema al cual se conecta, trayendo problemas en la operación del mismo.

Una de las soluciones utilizadas a nivel mundial es el llamado desplazamiento de energía en el tiempo (*time-shifting* por su término en inglés) [10], también llamado arbitraje. Por el lado técnico (desplazamiento de la energía) consiste en ir almacenando la energía sobrante generada por fuentes renovables como la eólica o la fotovoltaica para mantener el balance de energía del sistema. De esta manera se incrementa la operación de las plantas que sirven la carga base y se reduce la utilización de plantas pico, con lo que se puede reducir costos de combustible en caso de que las plantas pico tengan una baja eficiencia. Por el lado económico (arbitraje) consiste en aprovechar la diferencia de precio entre dos o más mercados para generar utilidades. En el caso del almacenamiento de energía esto se logra comprando (almacenando) electricidad barata en los horarios en que los costos marginales del sistema son bajos para luego venderla (inyectarla a la red) cuando estos costos son altos.

DESARROLLO

Algoritmo utilizado

Para analizar el factor de carga (FC) de una curva cronológica de carga diaria (CCCD) se desarrolló un algoritmo en Matlab que calcula el FC bajo diferentes condiciones de trabajo del sistema. El objetivo principal del algoritmo es calcular, evaluar y en el caso que sea posible, mejorar el FC bajo cualquier condición de trabajo de sistema, incluyendo la posible integración de diferentes fuentes renovables de energía, como la eólica o la fotovoltaica. El programa, además, es capaz de acomodar al comportamiento de la carga la generación de una central fotovoltaica o de un parque eólico con la presencia de un sistema de almacenamiento de energía (SAE), con vistas a mejorar el factor de carga anual.

En la figura 1, se muestra diagrama de flujo del algoritmo general utilizado para establecer el régimen de trabajo dentro del sistema para la integración de una CFV con SAE.

El algoritmo trabaja de la siguiente manera:

- Si la demanda está por debajo de un valor umbral establecido anteriormente, el sistema de almacenamiento se cargará a partir del sistema según sea necesario, si no, entonces se sigue al paso siguiente.
- Si la central está generando y el almacenamiento no está completamente cargado entonces se almacenará la energía generada por la central. En caso contrario la generación de la central se inyecta a la red.
- Si la demanda alcanza un pico por encima de un umbral establecido anteriormente entonces se utiliza la carga del almacenamiento para aplanar el pico.

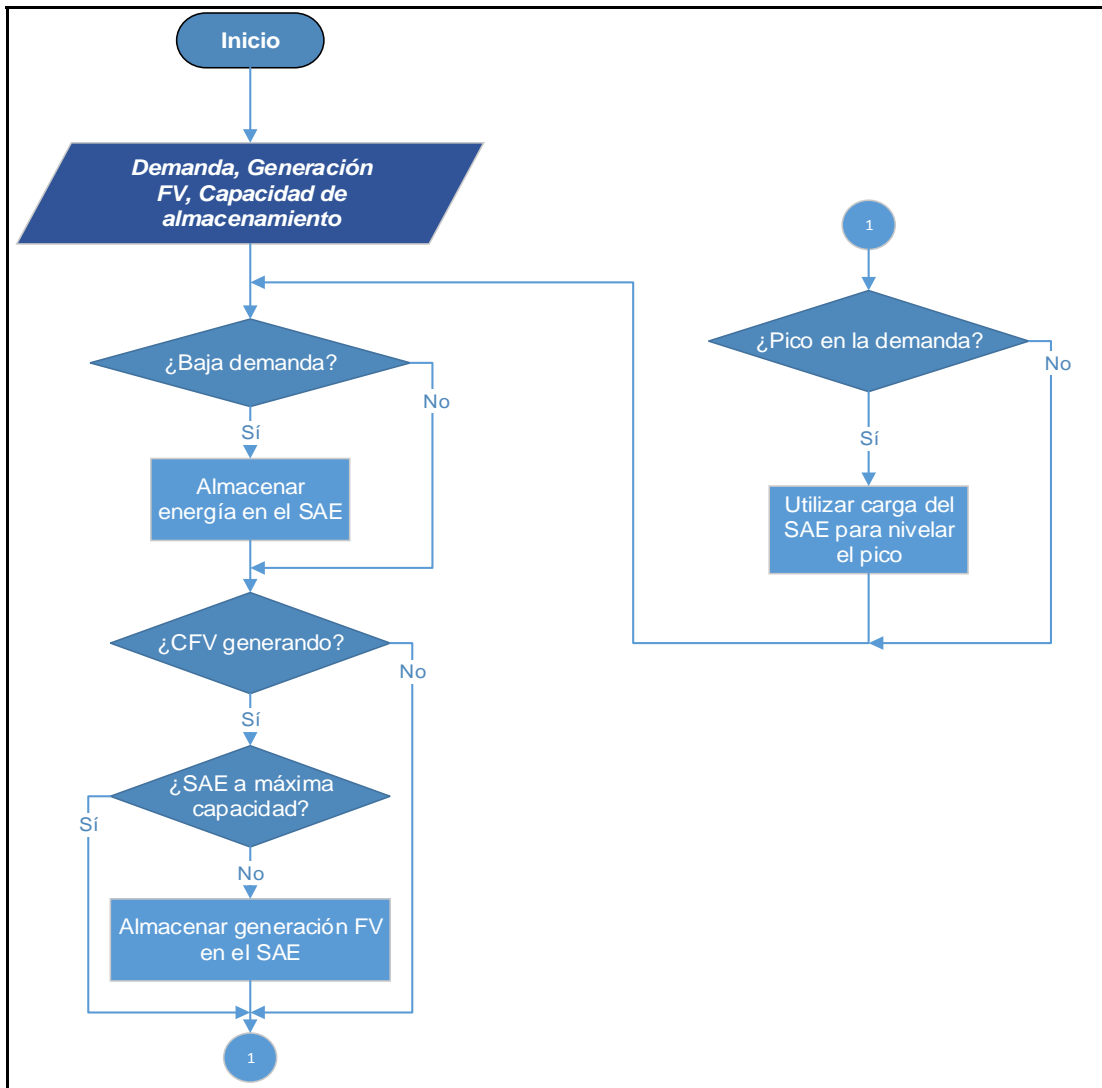


Fig. 1. Diagrama de flujo del algoritmo general utilizado en el estudio.

Sistema eléctrico bajo estudio

Para el análisis a realizar, se seleccionó un sistema aislado con una configuración radial y 100% de generación distribuida. Este está formado por cinco circuitos principales de 34,5 kV mediante los cuales se suministra energía a siete subestaciones de distribución.

El sistema cuenta con cuatro grupos electrógenos MAN de 4,5 MVA y cuatro MAN de 4,9 MVA cada uno, que se encargan de la generación base del sistema. Hay instaladas además unidades del tipo MTU de 1,88 MW en lugares separados de la generación principal, lo que permite mejorar la calidad del servicio en la zona correspondiente, así como asegurar el servicio ante situaciones de emergencia y cuya función principal es apoyar a la generación base para cubrir la carga en demanda máxima. El sistema tiene conectado un parque eólico con aerogeneradores de velocidad fija con una capacidad total de 1,65 MW.

Factor de carga de un sistema aislado con una central fotovoltaica y almacenamiento de energía.

Moises - Ferrer Vallin, et al

La representación gráfica de la demanda eléctrica de una carga en un período de 24 horas recibe el nombre de curva cronológica de carga diaria (CCCD). El perfil de la CCCD de un sistema dependerá de varios factores, por ejemplo: el número de horas de luz solar, que varía según la latitud de la región donde se encuentra el sistema; los horarios normal y de verano, que influyen en el horario y valor de la demanda máxima; las costumbres de la población y el nivel de industrialización de la zona que sirve el sistema.

Cada tipo de carga tiene una CCCD típica y cada red de transmisión, subtransmisión y distribución tiene una curva según la composición de las cargas servidas. La información obtenida a partir de estas curvas permite a los despachadores realizar un cubrimiento eficiente y efectivo de la demanda desde el punto de vista económico.

El comportamiento de una carga puede ser caracterizado mediante un grupo de factores definidos a partir de la curva de carga diaria típica. En este trabajo se centrará el análisis en el factor de carga.

El factor de carga (FC) da la medida de la utilización o aprovechamiento de la capacidad instalada y puede ser calculado por medio de la (ecuación 1).

$$FC = \frac{\text{Área bajo la curva de carga anual}}{\frac{8760 \text{ horas / año}}{\text{Demanda máxima del año}}} \leq 1 \quad (1)$$

Mientras mayor sea el factor de carga mejor se aprovechará la capacidad instalada en los elementos del sistema como transformadores, conductores y generadores. Si este factor es menor que 0,7 quiere decir que en el sistema analizado no se está realizando un buen aprovechamiento de la capacidad instalada. Un sistema con un FC bueno necesita menos reserva rodante para operar, y lo hace de manera más eficiente y más económica que un sistema con un FC malo.

En la figura 2, se muestran las curvas de carga típicas para invierno y verano del sistema bajo estudio.

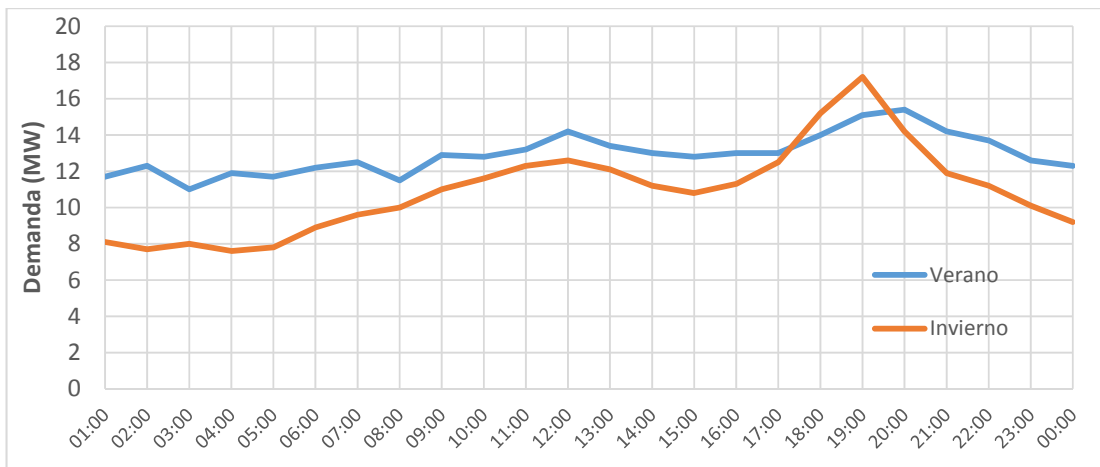


Fig.2. CCCD típica en invierno y verano.

En la figura 2, se observa que el comportamiento de la demanda varía con el período del año que se analice, teniendo la curva típica de invierno una mayor diferencia entre la demanda mínima y la máxima, siendo la misma de 9,6 MW, correspondiendo a un Factor de Carga de 0,63. Por otra parte, la curva de un día típico en verano es mucho más plana, siendo la diferencia entre el mayor y el menor valor de demanda de 4,4 MW y su Factor de Carga de 0,84.

Para los días analizados, la demanda máxima en invierno es de 17,2 MW, 1,8 MW más que para el día de verano, y ocurre a las 19:00 horas, mientras que el pico para el día de verano ocurre a las 20:00 horas. Por el

Factor de carga de un sistema aislado con una central fotovoltaica y almacenamiento de energía.

Moises - Ferrer Vallin, et al

comportamiento de la CCCD se puede concluir que la carga del sistema bajo estudio es predominantemente residencial.

Calculando el FC anual de las CCCD reales del sistema bajo estudio se observa que el sistema no aprovecha bien su capacidad instalada ya que su factor de carga es 0,64, menor que 0,7, lo que significa un aprovechamiento de la capacidad instalada del 64%.

Parque fotovoltaico utilizado en el estudio

En dicho sistema se encuentra operando una CFV, conectada a la red, de 1 MWp, con posibilidades de que este valor aumente por la introducción de nuevas CFV. Dicha central se considera en el balance de potencias del sistema como una carga negativa, de manera que cuando esta se encuentra generando el sistema “ve” una disminución de la carga neta. A medida que se vaya aumentando la potencia de la CFV o se instalen otras en otros puntos del sistema la penetración fotovoltaica también crecerá. Por lo que el efecto de la disminución de la carga neta vista por el sistema se irá acentuando a medida que se aumente la capacidad instalada.

El efecto que tiene en la carga neta la generación de la CFV será más pronunciado en las horas de mayor radiación solar según la estación, lo cual coincide con las horas de máxima generación de los paneles. Esto ocurre en el horario cercano al mediodía como se puede observar en la figura 3.

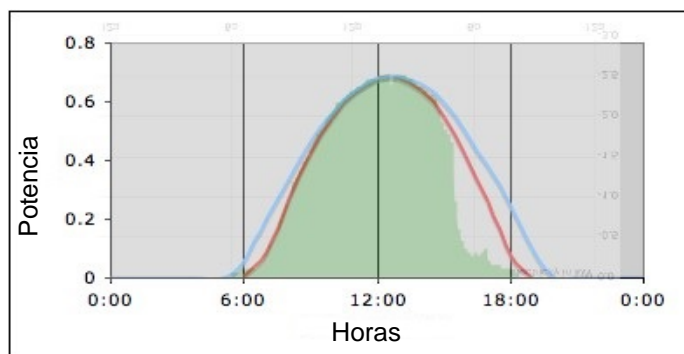


Fig. 3. Curva de salida de potencia típica de una central fotovoltaica. [11]

Para analizar la influencia de una central fotovoltaica en el factor de carga de la curva de carga del sistema bajo estudio se estudiarán varias condiciones:

1. Conexión de una CFV de 1 MWp.
2. Conexión de dos CFV de 1 MWp, para un total de 2 MWp.
3. Utilización de un sistema de almacenamiento de energía para mejorar el FC del sistema.

Todas las variantes se analizarán con la CCCD reales del sistema, poniendo como ejemplo la curva típica de invierno, pues su FC se acerca más al FC anual del sistema, siendo la diferencia de tan solo un 1,6%.

Conexión de una CFV de 1 MWp en el sistema

Para la conexión de la CFV se tuvieron en cuenta los datos de generación horaria de la misma y se consideró que la central fotovoltaica estaría conectada del lado de la demanda debido a que, si se instala del lado de la generación, funcionaría como otro generador y sólo influiría en el cubrimiento de la demanda, sin afectar al FC.

Al instalarse una central fotovoltaica del lado de la demanda en el sistema analizado, este “ve” una disminución de la carga, debido a que la generación convencional del sistema tendrá que generar la diferencia entre la demanda y la generación de la central fotovoltaica, lo cual se refleja en el perfil de la curva de carga, tal y como se muestra en la figura 4. Esta disminución afecta directamente al factor de carga, ya que se disminuye la demanda

promedio. Por tanto, la conexión de la central fotovoltaica de 1 MWp, aunque trae beneficios como la reducción de emisiones y el ahorro de combustible, influye negativamente en el aprovechamiento de la capacidad instalada, disminuyendo el FC anual a 0,62.

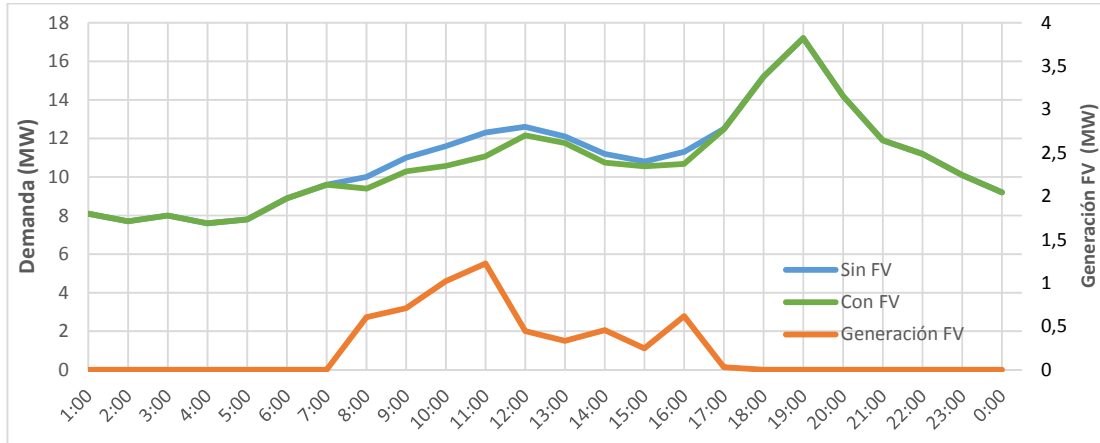


Fig. 4. CCCD típica en invierno con un PSFV de 1 MWp conectado a la red.

Aumento de la capacidad de la CFV a 2 MWp

Para analizar el comportamiento de este sistema al aumentar la penetración fotovoltaica, se tomó un aumento del doble de la penetración que corresponde a un parque con el doble de capacidad instalada, potencia y energía entregada al sistema para una capacidad instalada total de 2 MWp.

Al aumentar la potencia total de la CFV la demanda que “ve” el sistema es más baja en el período de trabajo de las mismas, lo cual tiene una influencia negativa en la FC, disminuyendo a 0,61. La diferencia porcentual del factor de carga con el parque de 1 MWp conectado y sin conectar es de un 3,1%. Al duplicarse la penetración la diferencia aumenta a un 4,7%. Si bajo estas condiciones de trabajo, sigue aumentando la capacidad instalada de la CFV el FC del sistema seguiría disminuyendo su valor, o sea, iría empeorando, teniendo una influencia negativa en la operación del sistema.

Utilización de un sistema de almacenamiento de energía para mejorar el FC del sistema

Para lograr una mejora en el factor de carga del sistema bajo estudio se utilizará un sistema de almacenamiento (SAE) con tecnología de baterías con una capacidad de 2 MW / 12 MWh para aplanar la CCCD. En este sentido se propone un régimen de trabajo para el SAE basado en un servicio de arbitraje. En este estudio no se tuvieron en cuenta las pérdidas que existen en los ciclos de carga de y descarga de los sistemas de almacenamiento con baterías, solo se analizó su efecto en la CCCD.

Debido a las diferencias entre las curvas de invierno y verano, y teniendo esta última un FC por encima de 0,7 se explicará solamente el régimen de trabajo para el mes de enero, el cual cuenta con los factores más bajos debido a las características de su CCCD. Para el resto de los meses se considerará un algoritmo similar.

El funcionamiento de las baterías dentro del sistema se divide en cuatro horarios según los resultados del algoritmo, los mismos se describen a continuación:

1. En el horario de las 01:00 a las 06:00 las baterías serán cargadas a razón de 2 MWh mientras la demanda sea menor que 7 MW. Si la demanda resultante no es mayor que 9 MW entonces se cargarán a 1 MWh más.
2. En las horas en que la CFV esté generando (de las 08:00 a las 18:00) el SAE aportará 1 MWh si la demanda excede los 12 MW entre las 08:00 y las 13:00; de las 14:00 a las 17:00 el SAE aportará 1 MWh si la

Factor de carga de un sistema aislado con una central fotovoltaica y almacenamiento de energía.

Moises - Ferrer Vallin, et al

- demanda es mayor que 14 MW y a las 18:00 si la demanda excede 14 MW se tomará 1 MWh de las baterías. Si para estos horarios no se lograra disminuir la demanda por debajo de los valores fijados entonces se tomaría 1 MWh más de las baterías. Además, si a las 18:00, donde en ocasiones ocurre la demanda máxima, la demanda aún se encuentra por encima de 14 MW, entonces se entregarán al sistema 2 MWh adicionales a partir de las baterías. En todos los casos se está almacenando en el SAE la energía generada por el CFV.
3. En el horario de pico nocturno la carga del almacenamiento se utilizará de la siguiente manera: a las 19:00 se utilizará el 40 % de la energía almacenada, a las 20:00 el 40 % de lo que quede y a las 21:00 la energía restante en las baterías.
 4. A las 22:00 se cargarán las baterías 1 MWh si la demanda no excede los 9,5 MW. Entre las 23:00 y las 00:00 si la demanda es menor que 9 MW el SAE será cargado 1 MWh y si la demanda resultante sigue siendo menor que 9 MW se le adicionará 1 MWh más.

En la figura 5, se muestra el comportamiento de la CCCD para un día típico de invierno, sin CFV, con la misma conectada, y con la propuesta de almacenamiento además de la CFV.

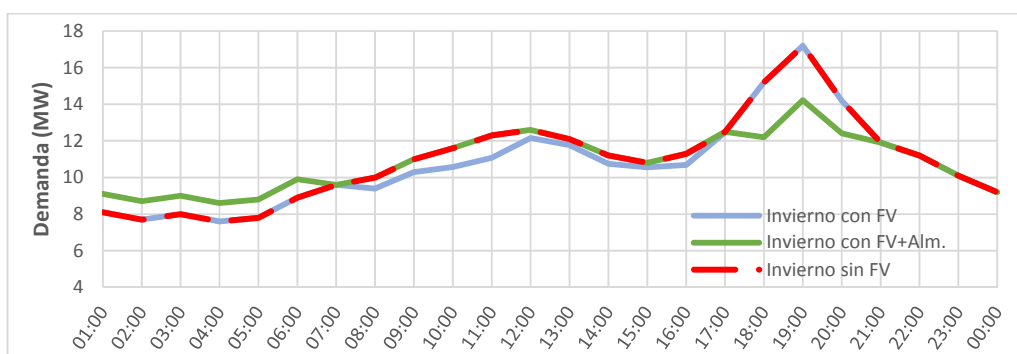


Fig. 5. Curva resultante de la utilización del SAE en un día típico de invierno.

Se observa que la curva de carga resultante de la implementación de un nuevo régimen de trabajo en el SAE aplanar la CCCD con respecto a los otros dos casos. Se puede ver el aumento de la demanda en el horario de demanda mínima cuando el SAE almacena energía comportándose como una carga y la disminución de la demanda en el horario de máxima demanda cuando el SAE descarga la energía almacenada hacia la red.

RESULTADOS

Los resultados obtenidos para el factor de carga anual se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Factor de carga anual del sistema luego de implementado el régimen de trabajo del SAE.			
Casos	Sin CFV	Con CFV	CFV con Almacenamiento
FC	0,64	0,62	0,74

En la tabla 1, se observa que el factor de carga mejora a un valor por encima de 0,7 cuando trabaja el SAE. Esto se debe a la disminución de la demanda máxima y al aumento de la demanda mínima debido al trabajo del sistema de almacenamiento de energía. Se observa también la importancia del régimen de trabajo del mismo, ya que la operación del SAE debe ser coordinada y controlada para que los factores que caracterizan la CCCD tengan una mejora significativa.

CONCLUSIONES

Al instalarse paneles fotovoltaicos en los sistemas analizados el factor de carga anual empeora debido a que la generación de la CFV causa una disminución de la demanda promedio (porque la carga neta disminuye) en las horas de sol, mientras que la demanda máxima no cambia, o al menos no de manera considerable, pues esta ocurre

mayormente en el horario nocturno. Con la implementación de un algoritmo creado en Matlab que acomode el funcionamiento del SAE al comportamiento de la demanda, se logra contrarrestar los efectos negativos que tiene la instalación de una o más CFV en el factor de carga anual del sistema estudiado. De esta manera se logra un mejor aprovechamiento de la capacidad instalada en el sistema.

AGRADECIMIENTOS

El autor desea agradecer a los profesores Ing. Ariel Santos Fuentefria e Ing. Dr.C Héctor Silvio Llamo Laborí, por su colaboración en la búsqueda de bibliografía y en la revisión de este artículo, que hizo posible la presentación de este trabajo.

REFERENCIAS

- [1] Agredano Díaz, Jaime. *Tecnología fotovoltaica*. Revista: “Tendencias tecnológicas”. Boletín IIE. 2008. [Consultado el: 10 de marzo de 2017]. Disponible en: <https://www.ineel.mx/boletin022008/tenden02.pdf>. ISSN: 0185-0059
- [2] REN21. *Renewables 2016 Global Status Report* (Paris: REN21 Secretariat). 2016. [Consultado el: 10 de marzo de 2017]. Disponible en: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf. ISBN: 978-3-9818107-0-7.
- [3] Kawabe, K. “Impact of Dynamic Behavior of Photovoltaic Power Generation Systems on Short-Term Voltage Stability”. *IEEE Transactions On Power Systems*. 2015. [Consultado el: 15 de marzo de 2017]. Disponible en: http://tarjomegostar.com/media/shopping_files/store-EN-1460191201-9622.pdf. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2390649.
- [4] Yaosuo, Xue. “Voltage stability and sensitivity analysis of grid-connected photovoltaic systems”. IEEE. 2011. [Consultado el: 4 de abril de 2017]. Disponible en: <http://moscow.sci-hub.ac/c8283a2382f7770c5f07b6cf9b510906/xue2011.pdf>. DOI: 10.1109/PES.2011.6039649. ISSN: 1944-9925.
- [5] Rahmann, Claudia. “Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions”. *Energies*. 2014. [Consultado el: 5 de abril de 2017]. Disponible en: <http://www.mdpi.com/1996-1073/7/10/6306/pdf>. ISSN 1996-1073.
- [6] Hun-Chul, Seo. “Analysis of Stability of PV System using the Eigenvalue according to the Frequency Variation and Requirements of Frequency Protection”. *Journal of Electrical Engineering & Technology*. 2012, Vol. 7, No. 4, pp. 480~485. [Consultado el: 8 de abril de 2017]. Disponible en: http://www.idc-online.com/technical_references/pdfs/electrical_engineering/Analysis%20of%20Stability.pdf. DOI: 10.5370/JEET.2012.7.4.480.
- [7] Rahouma, Ahmed. “Frequency response of a large-scale grid-connected solar photovoltaic plant”. IEEE. 2015. Consultado el: 8 de abril de 2017. Disponible en: <http://dabamirror.sci-hub.ac/13866b0f2ea24c6c0176ca489b87069e/rahouma2015.pdf>. DOI: 10.1109/SECON.2015.7133004. ISSN: 1558-058X.
- [8] International Energy Agency (IEA). “Renewables Grid Integration and Variability”. En: IEA Training and Capacity Building – Latin America, Santiago de Chile, 10-14 de noviembre de 2014. p. 16. [Consultado el: 2 de marzo de 2017]. Disponible en: https://www.iea.org/media/training/presentations/latinamerica2014/7B_8B_9B_Grid_Integration.pdf.
- [9] Andersen, Glen. “Integrating Renewable Energy”. National Conference of State Legislatures. 2016. [Consultado el: 16 de marzo de 2017]. Disponible en: http://www.ncsl.org/Portals/1/Documents/energy/Integrating_Renewable_%20Energy_6-16.pdf. ISBN: 978-1-58024-855-6.
- [10] A. A. Akhil, G. Huff, A. B. Currier, B. C. Kaun, D. M. Rastler, S. B. Chen, A. L. Cotter, D. T. Bradshaw, and W. D. Gauntlett. “DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in collaboration with NRECA”. SANDIA National Laboratories: 2013. [Consultado el: 7 de abril de 2017]. Disponible en: <http://www.sandia.gov/ess/>.
- [11] Scientific American. Disponible en: <https://blogs.scientificamerican.com/solar-at-home/a-solar-detective-story-explaining-how-power-output-varies-hour-by-hour/>.