



TRABAJO TEORICO EXPERIMENTAL

Impacto de la implementación de paneles fotovoltaicos en el sistema eléctrico Cayo Santa María

Impact of the Implementation of Photovoltaic Panels at Cayo Santa Maria Electric System

Yandi Aníbal – Gallego Landera¹
Leonardo – Casas Fernandez¹

Zaid – Garcia Sanchez¹
Yanet – Rivas Arocha²

¹ Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Cuba

² Oficina Nacional de Uso racional de la Energía (ONURE) de Villa Clara, Cuba.

RESUMEN/ABSTRACT

El interés mundial por incentivar el uso de fuentes renovables de energía ha gatillado una apertura a los medios de generación no convencionales. En vista de los incentivos actuales a nivel de país para instalar parques fotovoltaicos (PFV), se prevé que, en un futuro, existan altos niveles de penetración de generación distribuida conectada al sistema eléctrico. En nuestra provincia, el sistema aislado Cayo Santa María cuenta con tres áreas para la instalación de PFV. En vista de lo anterior y considerando que un alto nivel de penetración de generación fotovoltaica produce efectos tanto estáticos como dinámicos en los sistemas aislados en los que se conecten, resulta indispensable realizar estudios a nivel sistémico que determinen el impacto que produciría su conexión, tomando en consideración su ubicación, tecnología, modelación y nivel de penetración. El análisis realizado permite conocer cuan beneficioso o perjudicial puede ser la instalación de generadores fotovoltaicos en dicho sistema.

Palabras clave: generación fotovoltaica, nivel de penetración, sistema aislado.

The global interest in encouraging the use of renewable energy has triggered a massive opening unconventional generation units. In view of the current incentives at country level for the installation of photovoltaic panels (PFV), it is possible to foresee that in the future there will be high penetration of distributed generation of this type connected to the electrical system. In our province, Cayo Santa Maria isolated system has three areas for the installation of PFV. As stated above and considering that high penetration levels of photovoltaic generation produces static and dynamic effects in connected isolated systems, it is essential to conduct studies systemically to determine the impact that would produce this connection, taking into consideration its location, technology, modeling and penetration level. The analysis allows to know how beneficial or harmful the installation of photovoltaic generators can be in that system.

Keywords: photovoltaic generation, penetration level, isolated system.

INTRODUCCIÓN

Desde hace unos años, los gobiernos y las instituciones públicas de muchos países han comenzado a aumentar su conciencia, no solo frente a las limitaciones que presentan los recursos naturales, sino también frente a las consecuencias económicas de mantenerse dependientes de la importación de energías primarias de unos países, cuya inestabilidad, puede aumentar los precios de forma imprevisible. La producción de energía, a base de los sistemas tradicionales, se debate en un constante reto de sostenibilidad económica y medioambiental. El incremento del precio de los combustibles fósiles y los gastos asociados a la reducción de impactos, hacen que la producción de energía se convierta en un elemento determinante [1].

En Cuba, la generación eficiente de energía constituye uno de los motores que impulsan las transformaciones estructurales de la economía que se desarrollan mediante la implementación de los Lineamientos aprobados en el VI Congreso del Partido. Cuba, actualmente, produce con el empleo del combustible fósil, el 95 % de su energía eléctrica [2]. Este dato encuentra una economía muy dependiente de la importación y con elevados costos de generación eléctrica. Por tal razón, el consejo de ministros, el 21 de junio de 2014, aprobó la *Política para el Desarrollo Perspectivo de Fuentes de Energía Renovables* y el uso eficiente de la Energía, elaborada por la Comisión Gubernamental creada con este fin y dirigida a aprovechar al máximo los recursos renovables disponibles en el país.

En vista al progresivo aumento de la carga en el polo turístico Cayo Santa María y al alto costo de transportación de los combustibles hasta las máquinas generadoras del cayo, con el riesgo de la contaminación del ecosistema, provocado por un derrame estimulado por algún accidente de los camiones cisternas, la generación de energía eléctrica, por medio de sistemas fotovoltaicos, parece una opción que representa una contribución significativa al sistema aislado Cayo Santa María, tomando en cuenta además, la magnitud del aporte energético y la reducción de pérdidas de energía en el sistema.

MATERIALES Y METODOS

A. Descripción del sistema aislado Cayo Santa María

El polo turístico Cayo Santa María se encuentra ubicado en la zona noreste de la provincia de Villa Clara, cuenta con tres principales Cayos, el propio Cayo Santa María, Las Brujas y Ensenachos. Según estudios de desarrollo prospectivos del sistema aislado Cayo Santa María, realizados por la Empresa Eléctrica provincial de Villa Clara, el turístico previsto para la zona pretende llegar a cubrir alrededor de 13 102 habitaciones para el 2017, con una demanda máxima aproximada de 29,5 MW. Esta es la demanda máxima pronosticada según el número de habitaciones y fue calculada tomando el criterio de la demanda por habitación que se utiliza para este tipo de servicio de 2,5 kW por habitación.

El servicio eléctrico que abastece el cayerío norte de Las Villas se genera In Situ, a partir de plantas de diésel y fuel oíl, localizadas en la Base de Apoyo (Cayo Santa María). Desde la planta de generación se alimentan los polos de Cayo Santa María, Las Brujas y Ensenachos a través de redes soterradas con una tensión de distribución de 13,8 kV.

A continuación se describen brevemente los elementos principales del microsistema.

Carga eléctrica

La carga eléctrica en este microsistema tiene la característica de que varía de acuerdo a la temporada turística (alta o baja). En el año 2015, la demanda máxima para la temporada de alta fue de 16,23 MW ocurrida el día 27 de marzo sobre las 6:00 pm aproximadamente.

Como se observa en la figura 1, la forma de la curva es bastante llena debido a la propia actividad que se realiza. En la siguiente figura se observa este comportamiento de la curva para todo el mes de marzo de 2015.

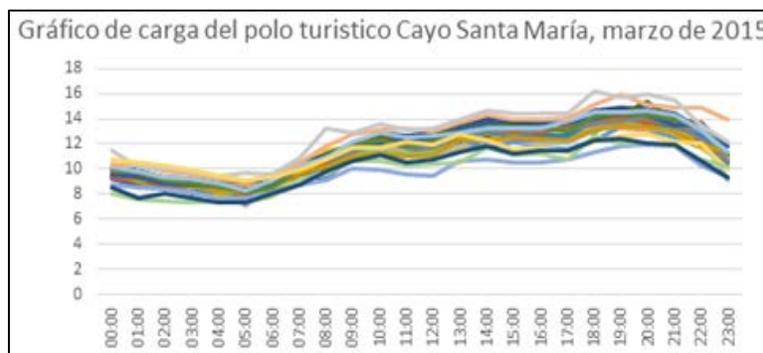


Fig. 1. Gráfico de carga del polo turístico Cayo Santa María, marzo 2015.

Generación

En la actualidad existen instaladas varias tecnologías de generación, entre las que se encuentran: máquinas MAN de fuel oíl de 3,85 MW encargadas de regular la frecuencia del sistema, máquinas MTU de diésel de 1,89 MW encargadas de llevar la carga base del sistema y máquinas HYUNDAI de fuel oíl de 1,7 MW que se encargan también junto a las MAN de asumir las variaciones de frecuencia en dicha red. El sistema cuenta, en este momento, con una capacidad total de generación de 37,18 MW como se muestra detalladamente en la tabla 1.

Tabla 1 Generación instalada en Cayo Santa María

Generación	Tecnología	Unidades	MW	Función que realiza
Fuel	MAN 3,85 MW	2	7,7	Control de frecuencia
Diésel	MTU 1,89 MW	12	22,68	Carga Base
Fuel	HYUNDAI 1,7 MW	4	6,8	Control de frecuencia
Total	-	18	37,18	-

Pese a que, aparentemente, la capacidad instalada es muy superior a la demanda, los problemas de disponibilidad de esta tecnología, así como su condición de isla, no permiten que la relación entre demanda máxima y potencia instalada sea menor.

Redes

Para enlazar la generación y la carga en el microsistema Cayo Santa María se utilizan redes soterradas con un nivel de tensión de 13,8 kV.

Estas redes alimentan las zonas norte, este, oeste y base apoyo, de tal manera que toda la carga queda alimentada por un esquema doble radial donde, en cada nodo, hay un sistema de centros de conmutación (o transformación) donde se hace el intercambio manual o automático en caso de falta de servicio por el alimentador principal. Este esquema es, sin duda, mucho más fiable para servir cargas de primera categoría como son los hoteles.

B. Integración de la energía fotovoltaica al sistema aislado Cayo Santa María

Generación de los parques fotovoltaicos

Durante el día el parque fotovoltaico genera energía eléctrica, que se entrega directamente a la red, y a su vez, alimenta las cargas que puedan estar conectadas en este horario. Esta generación dependerá de la época del año y se considera como promedio de 7 a.m. a 7 p.m. aproximadamente, mientras que en las horas restantes, es decir, durante la noche, no se genera energía [3].

La nubosidad es uno de los grandes factores que más afecta una planta fotovoltaica, ya que varía su producción de energía considerablemente, aunque en muy contadas ocasiones llega a ser cero. Esto provoca que la energía solar no sea controlable y no se pueda despachar para la planificación de generación del sistema, (lo que hace que en el cómputo general se le califique como “variable”) [4]. El hecho de ser no controlable implica que la posibilidad de que una unidad determinada no esté disponible, cuando es necesaria, sea significativamente mayor que en el caso de plantas controlables, por ejemplo una térmica convencional [5].

Ubicación de la generación fotovoltaica

En el sistema aislado Cayo Santa María se presentan por parte de Unión Eléctrica (UNE) tres áreas para la instalación de parques fotovoltaicos.

Área 1: Área continua (oeste-suroeste) a la Planta de Tratamiento Residuales (PTR) de La estrella.

Área 2: Área continua (este) de Cayo Español de adentro.

Área 3: Área continua (oeste) a Materias Prima al sur de la Unidad Turística Las Dunas.

Las áreas seleccionadas por planificación física en coordinación con las demás entidades que atienden el polo turístico para los emplazamientos de la Planta Fotovoltaica, se caracterizan por ser áreas relativamente llanas, de escasas posibilidades de inundaciones, pero que en ningún momento se valoraron las conveniencias energéticas asociadas a los circuitos ya existentes.

La información general de los parques fotovoltaicos se muestra en la tabla 2.

Tabla 2 Información general de la ubicación de los parques fotovoltaicos

Nombre	Área territorial (ha)	Localización	Potencia (kW)
Área 1 (Las Estrellas)	1.0	22.65, -79.03	800
Área 2 (Delfinario)	1.5	22.62, -79.11	1100
Área 3 (Las Dunas)	1.0	22.66, -79.06	800

La figura 2, muestra una imagen satelital del polo turístico con las localizaciones geográficas de los parques, el número de la figura corresponde al área de la tabla 2.



Fig. 2. Imagen satelital del polo turístico con las localizaciones geográficas de las áreas para las posibles instalaciones de los parques fotovoltaico.

Penetración fotovoltaica en el Cayo Santa María

La naturaleza variable del recurso solar produce variaciones en la potencia generada por los sistemas fotovoltaicos en intervalos bastante cortos de tiempo [6]. Un porcentaje elevado de niveles de penetración de generación fotovoltaica en un alimentador puede producir variaciones instantáneas de carga que, a su vez, pueden provocar fluctuaciones de tensión y las características globales del sistema eléctrico pueden verse alteradas de manera significativa. Estos cambios tienen que ser considerados y acomodados en los procesos de operación y planificación, que no fueron diseñados para incorporar grandes cantidades de generación intermitente [7, 8].

De acuerdo con [9], el nivel de penetración de la generación distribuida en un sistema de distribución puede ser definido, entre otros conceptos, como: la relación entre la generación total fotovoltaica y la generación total del sistema, siendo definida por: vea la ecuación (1).

$$\text{penetración_FV(\%)_de_generación_base} = \frac{\text{Generación_total_FV(MW)}}{\text{generación_total(MW)}} \cdot 100 \quad (1)$$

El estudio realizado considera una generación de 12,4 MW a las 12 m de un día de verano, considerando la máxima generación de los parques fotovoltaicos, es decir 2,7 MW, se obtiene un porcentaje de penetración fotovoltaica de un 21,7 %. Pueden presentarse otros valores de penetración fotovoltaica en función del horario del día, la demanda que se está sirviendo y la generación de los parques fotovoltaicos. Existen escasos estudios que entregan información sobre cómo altos niveles de penetración impactan a la estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), y más aún, los resultados de dichos estudios difícilmente pueden ser generalizados a todos los SEP [10, 11]. Por otra parte, se puede destacar que en [9] se menciona que según estudios realizados como parte del proyecto residencial en Gardner Massachusetts *Photovoltaic generation effects on distribution feeders*, en 1991 se concluyó que los sistemas convencionales de regulación pueden controlar la tensión dentro de los límites admisibles con niveles de penetración hasta del 30 %.

Si bien, los estudios anteriores [12-14] permiten formarse una idea sobre un porcentaje máximo de penetración de GD en los SEP, estos responden a las características propias del SEP donde se efectuaron las simulaciones y no presentan resultados que se puedan generalizar a otros sistemas de potencia.

Por lo anterior, el enfoque de este trabajo es realizar un estudio de la red del polo turístico con la implementación de la GD que permita determinar los efectos que implica la penetración de GD para la estabilidad de frecuencia.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

A. Ubicación de los parques fotovoltaicos en la red del polo turístico Cayo María

Para el analizar los circuitos del cayo se divide el sistema eléctrico en cuatro zonas fundamentales las cuales se muestran en la figura 3.

Zona Las Dunas (circuito azul).

Zona Delfinario (circuito rojo).

Zona Las Estrellas (circuito verde).

Zona Base Apoyo (Generación).

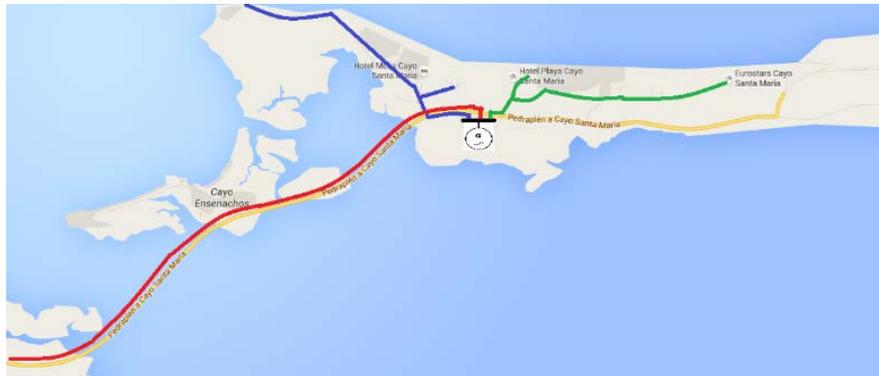


Fig. 3. Sistema eléctrico del polo turístico Cayo Santa María por zonas.

Todos los circuitos del sistema aislado Cayo Santa María presentan la característica de ser doble circuito soterrados a 13,8 kV ubicados en el mismo recorrido, lo que permite que las cargas puedan ser conectadas indistintamente a uno u otro, ya que ambos llegan a la casi totalidad de las cámaras, primario selectivo.

De estas zonas solo en tres de ellas se ubicarán los paneles fotovoltaicos, cuyas descripciones se presentan a continuación:

Zona Las Dunas

El circuito que alimenta la zona Las Dunas parte de la subestación principal, alimentado por los interruptores V1080 y V1090, recorre la zona noroeste del sistema eléctrico y presenta una longitud aproximada de 3,5 km energizando en su recorrido los hoteles, Las Dunas, El Sol, Madruguilla, Meliá y el pueblo Las dunas entre otros. La carga total de este circuito es del orden de los 3 MW y ocurre aproximadamente sobre las 9:00 am. En este circuito se ubicará un parque fotovoltaico de 800 kW (Área 1).

Para evaluar, tanto el efecto del panel, como los resultados de su ubicación se realizaron múltiples evaluaciones para determinar las mejores condiciones de operación, siempre respetando las restricciones impuestas. Los resultados de las corridas con el RADIAL se resumen en la tabla 3.

Tabla 3 Resultados de los análisis de los circuitos que alimentan la zona de Las Dunas

Circuito	Hora pico: Circuito/ Panel	Sin Panel a la hora indicada			Con Panel a la hora indicada		
		Potencia (kW)	” P líneas (kW)	” E líneas (kW.h/día)	Potencia (kW)	” P líneas (kW)	” E líneas (kW.h/día)

V 1080	7:00 pm	1 161	3	38	1 162	3	36
	12:00 m	984	2		189	2	
V 1090	9:00 am	1 801	6	72	1 641	6	66
	12:00 m	1 622	5		822	4	

Como puede apreciarse, los picos de los circuitos V 1080 y V 1090 por separados, ocurren en los horarios del atardecer y de la mañana respectivamente, en tanto que la generación máxima del panel es a las 12 m.

Para ambos escenarios se tienen los resultados con y sin el panel en operación. Como se deduce de la tabla anterior la reducción de las pérdidas de energía es apenas perceptible, por lo que el panel puede ser colocado en cualquiera de los circuitos.

Zona Delfinario

El circuito que alimenta la zona del Delfinario y el aeropuerto parte de la subestación principal alimentado por los interruptores V1060 y V1070, recorre la zona suroeste del sistema eléctrico y es el circuito más largo con una longitud aproximada de 11 km y energiza en su recorrido los hoteles Ensenachos y Las Brujas; entre otras cargas importantes se destacan el delfinario y el aeropuerto. La demanda total es del orden de los 2 MW y ocurre aproximadamente sobre las 9:00 am. Para este circuito se utilizan dos tipos de conductores, tipo XLPE y EPR, ambos de varios calibres. En el mismo se ubicará un parque fotovoltaico de 1 100 kW (Área 2).

Para evaluar, tanto el efecto del panel, como los resultados de su ubicación se realizaron múltiples evaluaciones para determinar las mejores condiciones de operación, como en el caso anterior se respetaron las restricciones impuestas. Los resultados de las corridas con el RADIAL se resumen en la tabla 4.

Tabla 4. Resultados de los análisis de los circuitos que alimentan la zona del Delfinario

Circuito	Hora pico: Circuito / Panel	Sin Panel a la hora indicada			Con Panel a la hora indicada		
		Potencia (kW)	” P líneas (kW)	” E líneas (kW.h/día)	Potencia (kW)	” P líneas (kW)	” E líneas (kW.h/día)
V 1060	7:00 pm	1 033	4	57	1 033	4	70
	12:00 m	972	3		-128	8	
V 1070	9:00 am	1 123	3	31	903	2	34
	12:00 m	956	2		-144	5	

Como puede apreciarse, los picos de los circuitos V 1060 y V 1070 por separados, ocurren en los horarios del atardecer y de la mañana respectivamente, en tanto que la generación máxima del panel es a las 12 m.

Para ambos escenarios se tienen los resultados con y sin el panel en operación. De la tabla 4 se obtiene que la ubicación del parque fotovoltaico en esta zona produce un incremento de las pérdidas de energía, tanto para el alimentador V1060, como para el V1070, siendo estas más acentuadas en el V1060, por lo que el panel debe ser colocado en el alimentador V1070. La razón de este incremento de pérdidas se debe a que el panel se ubica a una gran distancia del centro de carga del circuito.

Zona Las Estrellas

El circuito que alimenta la zona de Las Estrellas parte de la subestación principal, alimentado por los interruptores V1010, V1020 y V1030, es el único de los cuatro existentes que cuenta con tres alimentadores, aunque, el V1020 es exclusivo para los hoteles Lagunas del Este. Este circuito recorre la zona noreste del sistema eléctrico con una longitud aproximada de 10 km y energiza en su recorrido un gran número de cargas entre las que se destacan; los hoteles Estrella 1, Estrella 2, Piedra Movidá, El Sol, Madruguilla y los hoteles Meliá. La carga total de este circuito es del orden de los 10 MW siendo la mayor de los cuatro y ocurre aproximadamente sobre las 7:00 pm. Para este circuito

se utilizan dos tipos de conductores del tipo XLPE y EPR, ambos de varios calibres. En este circuito se ubicará un parque fotovoltaico de 800 kW (Área 3).

Para evaluar, tanto el efecto del panel, como los resultados de su ubicación, al igual que en los casos anteriores, se realizaron múltiples simulaciones para determinar las mejores condiciones de operación, y como en los casos anteriores, se respetaron las restricciones impuestas para estos circuitos. Los resultados de las corridas con el RADIAL se resumen en la tabla 5.

Tabla 5. Resultados de los análisis de los circuitos que alimentan la zona Las Estrellas

Circuito	Hora pico: Circuito/ Panel	Sin Panel a la hora indicada			Con Panel a la hora indicada		
		Potencia (kW)	” P líneas (kW)	” E líneas (kW.h/día)	Potencia (kW)	” P líneas (kW)	” E líneas (kW.h/día)
V 1010	6:00 pm	5 915	83	1 345	5 915	83	1 238
	12:00 m	5 435	71		4 635	51	
V 1030	7:00 pm	3 352	35	539	3 352	35	480
	12:00 m	2 956	27		2 156	17	

Como se aprecia en la tabla anterior, los picos de los circuitos V 1010 y V 1020 por separados, ocurren en los horarios del atardecer, en tanto que la generación máxima del panel, como en los casos anteriores, es a las 12 m.

Para ambos escenarios se tienen los resultados con y sin el panel en operación. De la tabla anterior se obtiene que la ubicación del parque fotovoltaico en esta zona produce un ahorro significativo de pérdidas de energía siendo esta reducción mayor en el alimentador V1010, por lo que el panel debe ser colocado en el mismo.

B. Análisis general del circuito

Para evaluar el efecto de los paneles fotovoltaicos en el circuito completo se colocaron en los alimentadores señalados anteriormente. Como se aprecia en la tabla No. 6, las pérdidas de potencia y de energía se reducen considerablemente, a la hora que genera el panel. La generación total de los parques es de 11 550 kW.h/día.

Tabla 6. Resultados del análisis general del circuito de Los Cayos Santa María

	Hora	P máx. (MW)	” P (kW)	” E (kW.h/día)
Sin Panel	7:00 pm	16,0	146	2 348
	12:00 m	14,8	123	
Con Panel	7:00pm	16,0	146	2 256
	12:00 m	12,1	105	

Reducción de potencia a las 12:00 m = 2,7 MW

Reducción de pérdidas de potencia a las 12:00 m = 18 kW

Reducción de pérdidas de energía = 92 kWh/día

Generación total 11,5 MWh/día

Análisis de la estabilidad de frecuencia

El presente estudio se centra principalmente en el estudio de estabilidad de frecuencia, específicamente se intenta visualizar la forma en que la desconexión de la GD repercute en la estabilidad de frecuencia del sistema por la pérdida de los grandes bloques de generación fotovoltaica que se producen para dos escenarios fundamentales:

- Salida súbita de los dos parques fotovoltaicos de los alimentadores más cargados.
- Salida brusca de los tres bloques de generación fotovoltaica.

Para este estudio se debe destacar que la generación de los paneles fotovoltaicos no cae bruscamente y, en raras ocasiones, llega a cero, por lo que en este trabajo se considera la peor contingencia posible.

El análisis se realiza en el horario de máxima generación de los paneles fotovoltaicos. Se encuentran conectados los tres parques posibles a instalar y la distribución de la generación se muestra a continuación en la tabla 7.

Tabla 7. Datos de generación del Cayo Santa María

GENERADOR	P _g (MW)	Q _g (MV.Ar)
HYUNDAI G2	1,0	0,5
HYUNDAI G3	1,0	0,5
HYUNDAI G4	1,1	0,5
MAN G1	3,3	0,7
MAN G1	3,3	0,7
PFV 1	0,8	0
PFV 2	0,8	0
PFV 3	1,1	0

La reserva rodante para este caso es de 3.0 MW, aproximadamente el 24.19 % de la generación. Para realizar la distribución de la generación para este estado de carga se utiliza el programa de optimización implementado en el software PSX, se consideró una reserva rodante similar a la máquina mayor conectada en ese instante.

Análisis para el escenario 1

Escenario 1: Salida súbita de los dos parques fotovoltaicos de los alimentadores más cargados

Como se observa en la figura 4, el comportamiento de la frecuencia ante la salida de los dos parques fotovoltaicos de los alimentadores más cargados se mantiene dentro de los valores de trabajo de la frecuencia, proporcionados por los especialistas técnicos de la OBE provincial Villa Clara los cuales se encuentran entre 59,7 Hz y 60,3 Hz. La recuperación de la frecuencia ocurre aproximadamente a los 14 s, no existe actuación de la descarga automática por frecuencia.

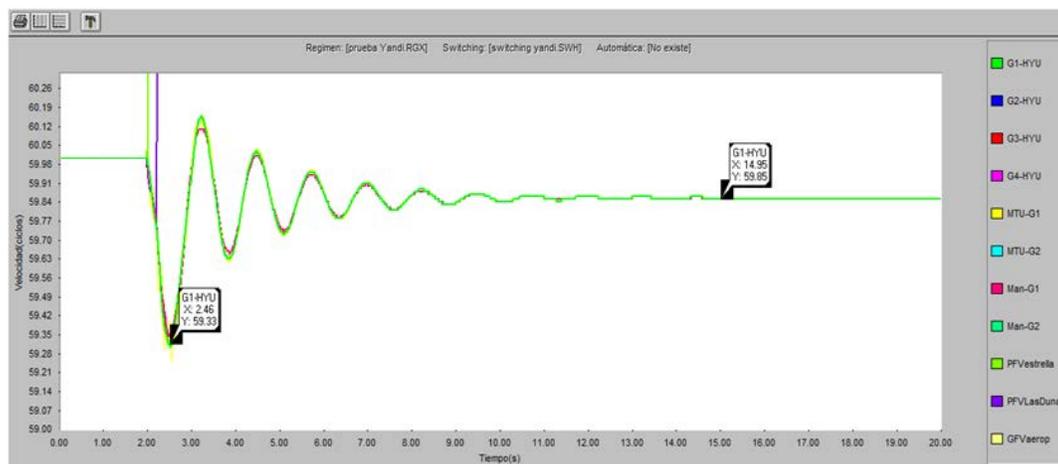


Fig. 4 Comportamiento de la frecuencia para las condiciones del escenario 1.

Comportamiento de la potencia entregada

La potencia de salida para las condiciones del escenario 1 de cada una de las unidades conectadas se muestra en la siguiente figura 5.

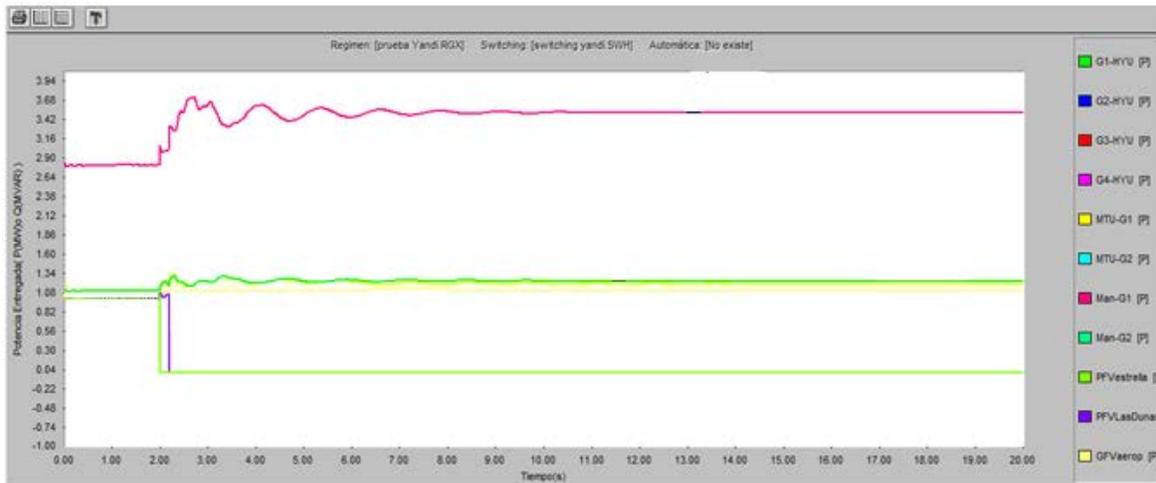


Fig. 5 Comportamiento de la potencia de salida de los generadores para las condiciones del escenario 1.

Se aprecia cómo algunas de las unidades comienzan a incrementar la potencia de salida, en correspondencia con una disminución de la generación fotovoltaica y, por ende, de la frecuencia del sistema eléctrico.

Otros de los aspectos a evaluar durante el análisis es el valor de reserva rodante posterior a la avería, la cual se muestra en la tabla 8.

Tabla 8 Comportamiento pos avería para las condiciones del escenario 1

GENERADOR	P _g (MW)
HYUNDAI G2	1,24
HYUNDAI G3	1,24
HYUNDAI G4	1,24
MAN G1	3,8
MAN G1	3,8
PFV 1	0
PFV 2	0
PFV 3	1,1

Posterior a la avería la reserva disponible es de 1,38 MW. Como se observa, este valor está por debajo de la potencia que entrega la mayor unidad, por lo que se aconseja la conexión de alguna unidad de generación adicional para garantizar un valor de reserva seguro.

Análisis para el escenario 2

Escenario 2: El comportamiento de la frecuencia ante la salida brusca de los tres bloques de generación fotovoltaica se muestra en la siguiente figura 6.

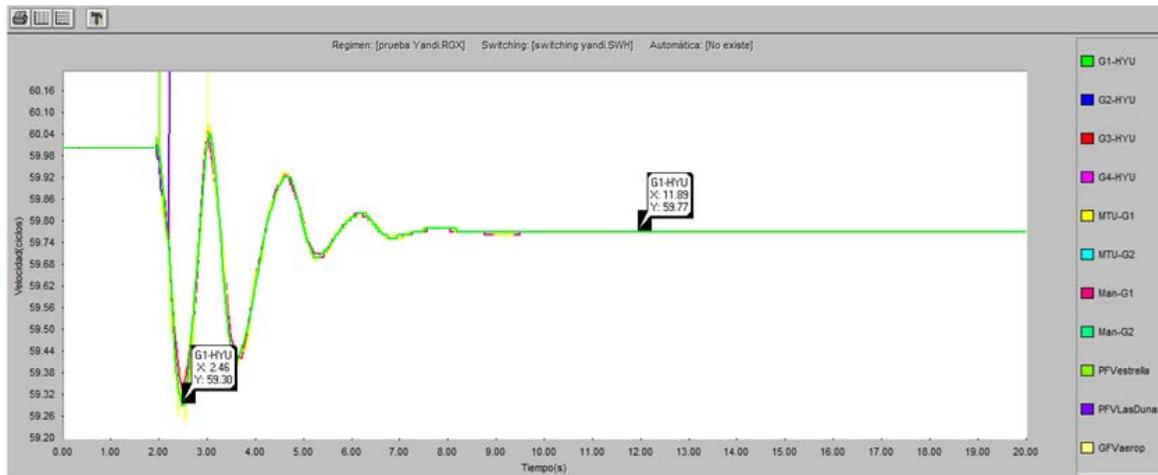


Fig. 6. Comportamiento de la frecuencia ante la salida brusca de los tres bloques de generación fotovoltaica

Como se observa, el comportamiento de la frecuencia ante la salida de los tres parques fotovoltaicos se mantiene igual que para el escenario 1, dentro de los valores de trabajo de la frecuencia proporcionados por los especialistas técnicos de la OBE provincial Villa Clara. La recuperación de la frecuencia ocurre aproximadamente a los 10 s, no existe actuación de la descarga automática por frecuencia.

Comportamiento de la potencia entregada

La potencia de salida para las condiciones del escenario 2 de cada una de las unidades conectadas se muestra en la figura 7.

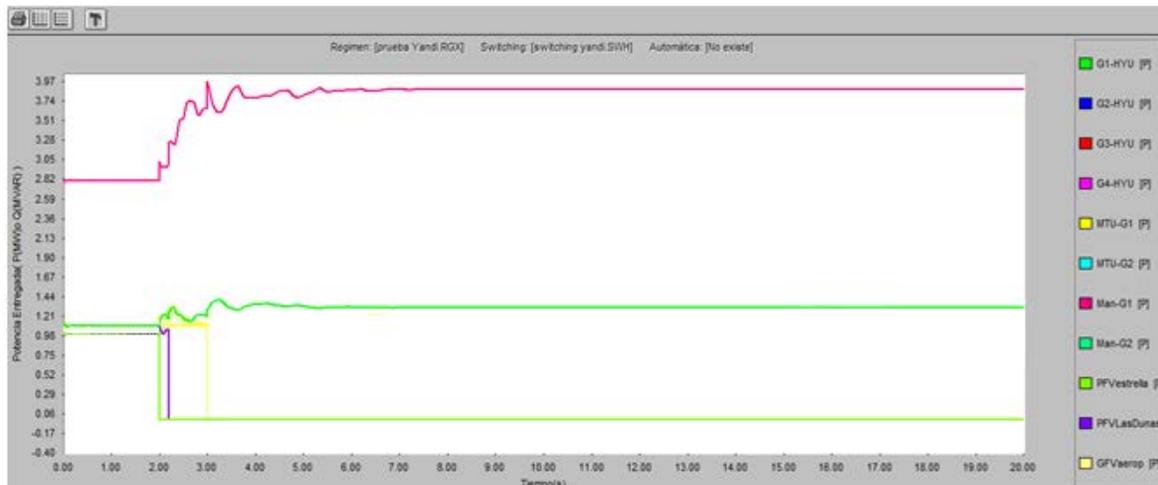


Fig. 7. Comportamiento de la potencia de salida de los generadores para las condiciones del escenario 2.

Al igual que en el caso anterior, las unidades comienzan a incrementar la potencia de salida en correspondencia con la salida de los tres parque fotovoltaicos. En la tabla 9 se muestra el comportamiento de la generación posterior a la avería, con el objetivo de determinar la nueva reserva rodante.

Posterior a la avería la reserva disponible es de 0,3 MW, siendo este es un valor crítico, pues el SEP estaría trabajando sin reserva rodante. Para este caso se aconseja la conexión de unidades que permitan restablecer el régimen seguro.

Tabla 9. Comportamiento pos avería para las condiciones del escenario 2

GENERADOR	Pg(MW)
HYUNDAI G2	1.6
HYUNDAI G3	1.6
HYUNDAI G4	1.6
MAN G1	3.8
MAN G1	3.8
PFV 1	0
PFV 2	0
PFV 3	0

CONCLUSIONES

Al desarrollar este trabajo se arribaron a las conclusiones siguientes:

- Los impactos de la integración de la energía solar fotovoltaica a una red necesitan de una atención especial de los investigadores, así, como de las empresas eléctricas, debido al rápido crecimiento de esta fuente renovable de energía, lo cual se ha podido determinar a través del estudio bibliográfico del estado del arte. Cada caso requiere de un estudio específico.
- El efecto de los parques fotovoltaicos sobre la red del cayo muestra un resultado positivo, tanto desde el punto de vista operativo y ambiental, como por la reducción del empleo de combustibles fósiles cuyo transporte constituye un problema actual no resuelto.
- En el estudio de estabilidad no se detectan anomalías que puedan atentar contra el buen funcionamiento del sistema eléctrico.

REFERENCIAS

- [1] GIRAUDY, Carlos M, *et al.* "Factibilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red". *Ingeniería Energética*. 2014, vol. 35, n. 2, p. 141-148, ISSN 1815-5901.
- [2] LOPEZ, M, *et al.* "Estrategias para la modelación y control de la contaminación ambiental producida por la generación del SEN". *Ingeniería Energética*. 2002, vol. 33, n. 3, p. 50-56, ISSN 1815-5901.
- [3] YAGAMI, M., *et al.* "Power system transient stability analysis in the case of high penetration photovoltaic". En: *Actas de IEEE Grenoble conference PowerTech (POWERTECH)*, Estados Unidos. Junio, 2013, ISBN 978-1-4673-5669-5.
- [4] MAHMUD, M. A., *et al.*, "Dynamic stability of three-phase grid-connected photovoltaic system using zero dynamic design approach," *IEEE Journal of Photovoltaics*, Octubre. 2012, vol. 2, n.4, p.564-571 ISSN: 2156-3381. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2012.2195551.
- [5] HUNG, D. Q., *et al.* "Integration of PV and BES Units in Commercial Distribution Systems Considering Energy Loss and Voltage Stability". *Journal on Applied Energy*. 2014, vol.113, n.2 , p.1162-1170, ISSN: 0306 2619. DOI 10.1016/j.apenergy.2013.08.069.
- [6] HONG, F. "A Study of Evaluation System Based on Large Scale Photovoltaic Power Generation". In: *Icica 2016, The Actas of the 11th Conference on Industrial Electronics and Applications*. Hefei, China. 5-7, Junio de 2016. p. 2507-2510, ISSN: 2158-2297.
- [7] CHENG, D. *et al.*, "Photovoltaic (PV) Impact Assessment for Very High Penetration Levels" *IEEE Journal of photovoltaics*, 2016, vol. 6, n. 1, pp. 295-300, ISSN: 2156-3381.
- [8] Yan, R., *et al.* "Investigation of Voltage Stability for Residential Customers Due to High Photovoltaic Penetrations". *IEEE Transactions on Power Systems*, Mayo, 2012, vol. 27, n .2. pp. 651-662. ISSN: 0885-8950.
- [9] KAMARUZZAMAN, Z, *et al.*, "Effect of Grid-connected Photovoltaic Systems on Static and Dynamic Voltage Stability with Analysis Techniques—A Review". *PRZEGL• D ELEKTROTECHNICZNY*. 2015. vol. 91, n.6, pp. 134-138, ISSN: 0033-2097 .
- [10] ARTEAGA, O, *et al.* Los generadores fotovoltaicos y la red eléctrica. [en línea]. Marzo, 1997 [Consultado: de 18 de mayo de 2016]. Disponible en Web: <http://www.iie.org.mx/publica/bolma97/aplima97.html>

- [11] KUSUMA, R., *et al.*, "Assessing impacts of very high penetration of distributed Photovoltaic on real MV network feeders. En: Actas de Power & Energy Society General Meeting, *IEEE*. 26-30 de Julio, 2015. ISBN 978-1-4673-8040-9.
- [12] ELTAWIL, A. *et al.* "Grid-connected Photovoltaic power Systems: Technical and Potential Problems. A review". *Renewable and Sustainable Energy*. 2010, vol. 14, n. 1 pp. 112-129, ISSN: 1364-0321.
- [13] CAÑIZARES, C. "System Stability Impact of Large-scale and Distributed Solar Photovoltaic Generation: The Case of Ontario. Canada". *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2013, vol. 4, n. 3, pp. 680-688. ISSN 1949-3029.
- [14] WANG, Y. *et al.* "Impact of High Penetration of Variable Renewable Generation on Frequency Dynamics in the Continental Europe Interconnected System". *IET Renewable Power Generation*. 2016, vol. 10, n. 1, pp. 10-16. ISSN: 1752-1424.

AUTORES

Yandi Gallego Landera

Ingeniero Electricista. Máster en Ciencias. Profesor Asistente. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad Central Marta Abreu, de Las Villas, Villa Clara. Cuba.

E-mail: gallego@uclv.cu

Leonardo Casas Fernández

Ingeniero Electricista. Máster en Ciencias. Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor Titular. Centro de Estudios Electroenergéticos (CEE), Universidad Central Marta Abreu, de Las Villas. Cuba.

E-mail: lcasas@uclv.edu.cu

Zaid Garcia Sanchez

Ingeniero Electricista. Máster en Ciencias. Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor Titular. Centro de Estudios Electroenergéticos (CEE). Universidad Central Marta Abreu, de Las Villas. Cuba.

E-mail: zaid@uclv.edu.cu

Yanet Rivas Arocha

Ingeniera Electricista. Oficina Nacional de Uso racional de la Energía (ONURE). Villa Clara, Cuba.

E-mail: yanet@onurevc.co.cu