



REVISTA CIENTÍFICA TRIMESTAL DE CUBASOLAR

**REVISTA CIENTÍFICA de las
FUENTES RENOVABLES de ENERGÍA**

43



Representatividad climática de los datos de viento y predicción a largo plazo del rendimiento del proyecto de parque eólico de 51 MW de La Herradura 1, Las Tunas.....	1
La integración de la energía eólica a los sistemas eléctricos de potencia: Estudio de caso en la Isla de la Juventud.....	17
Riesgo de huracanes y oportunidades para desarrollar aerogeneradores de alto rendimiento en Cuba y el Caribe.....	38
Cuba: hacia una agricultura energéticamente sostenible.....	44
Rol de la energía eólica en la reducción de gases de efecto invernadero en el sistema eléctrico cubano.....	53

Representatividad climática de los datos de viento y predicción a largo plazo del rendimiento del proyecto de parque eólico de 51 MW de La Herradura 1, Las Tunas

Climate representativeness of wind data and long-term prediction of the performance of the 51 MW wind farm project La Herradura 1, Las Tunas

Por Lic. Raúl Novo Mesegué,*

Lic. Rolando Soltura Morales,*

*Lic. Omar Vera Guerrero**

*y Téc. Licksán Barnet Ramírez**

** Empresa de Ingeniería y Proyectos de la Electricidad (INEL),*

Unión Nacional Eléctrica (UNE), Ministerio de Energía

y Minas (MINEM), La Habana, Cuba.

e-mail: soltura@inel.une.cu

Resumen

Utilizando como referencia datos de reanálisis (velocidad media y anomalía a 1 000 hPa $\approx$ 130 m) del período 2005-2012 obtenidos a partir de mapas de NCEP/NCAR, concurrente con el programa de evaluación del recurso eólico en 32 zonas de Cuba, se analizó la representatividad climática de la serie corta de datos de viento, utilizada para simular la producción anual de energía del parque eólico de 51 MW de La Herradura, que se instalará próximo a la costa norte de la provincia de Las Tunas. De este análisis pudo determinarse que el período de mediciones en La Herradura, mayo 2007-agosto 2008, coincidió con los años de mayor anomalía en la velocidad del viento (2007, 2008), con anomalías positivas promedio anuales entre 1,4 y 1,6 m/s, superiores a la media histórica ($-0,225$ m/s); también pudo determinarse que al final de 2007 y principios de 2008 se manifestó el evento La Niña moderado, el cual se considera sea responsable del incremento positivo de las anomalías. Para la predicción a largo plazo de la producción anual de energía (P50 esperada) del parque eólico, se utilizó la técnica de medición-correlación-predicción (MCP), la cual permitió reconstruir y ampliar a 1,33 años (16 meses) la serie de datos de La Herradura, y predecir el rendimiento del parque para períodos de 1 y 3,58 años, mediante la correlación de los datos de La Herradura con datos de Los Cocos, una estación cercana ubicada en Gibara, Holguín, con 3,5 años (42 meses), y datos de reanálisis correspondientes a los períodos 2005-2012 (96 meses) y 1971-2011 (12 meses). Para evaluar las pérdidas e incertidumbres se estimaron las probabilidades de excedencia P90 y P84, y los resultados se recomendaron para el estudio de factibilidad. Se

obtuvieron los *layouts* del parque para dos modelos de aerogeneradores, de mapas derivados del estudio ingeniero-geológico, y todas las simulaciones se hicieron con WindPRO V 2.6.

Palabras clave: Reanálisis, predicción, anomalía, correlación, incertidumbres, parque eólico, simulaciones

Abstract

In order to simulate the annual energy production of the 51 MW wind farm in La Herradura, which will be installed near the north coast of Las Tunas province, we analyzed the climate representativeness of short series of wind data, utilizing re-analysis data (average speed and anomaly at 1000 hPa $\approx$ 130 m) of the period 2005-2012 obtained from NCEP/NCAR maps, in parallel with the wind resource assessment program in 32 zones of Cuba. From this analysis it was determined that the period of measurements in La Herradura, May 2007-August 2008, matched with the years of largest wind speed anomaly (2007, 2008), with annual average positive anomalies between 1.4 and 1.6 m/s, higher than the historical average (-0.225 m/s). It was also possible to determine the occurrence of a moderate event La Niña at the end of 2007 and beginning of 2008, which is considered to be responsible for the positive increase of the anomalies. For the long-term prediction of the annual energy production (P50 expected) of the wind farm, it was used the measurement-correlation-prediction technique (CCM), which allowed to recreate and extend to 1.33 years (16 months) the data series of La Herradura, and predict the performance of the wind farm for periods of 1 and 3.58 years, by correlating data measured at La Herradura with data from Los Cocos, a nearby meteorological station located in Gibara, Holguín, with 3.5 years (42 months), and re-analysis data corresponding to the periods 2005-2012 (96 months) and 1971-2011 (12 months). In order to evaluate losses and uncertainties, probabilities of P90 and P84 divergence were estimated, and the results were recommended for the feasibility study. The *layouts* of the wind farm were obtained for two types of wind turbines from maps derived from the engineer-geological study, and all the simulations were done with WindPRO V 2.6.

Keywords: Re-analysis, prediction, anomaly, correlation, uncertainty, wind farm, simulations

Introducción

En diciembre de 2011, la Unidad Básica Empresarial de Energías Renovables (UEBER), de la Empresa de Ingeniería y Proyectos de la Electricidad (INEL), presentó a la Dirección de Energías Renovables (DER), de la Unión Nacional Eléctrica de Cuba (UNE), un proyecto de Estudio de Pre-factibilidad de un parque eólico de 51 MW en la zona de Playa La

Herradura, situada al Norte de la provincia de Las Tunas [UEBER, 2011]. De acuerdo con este proyecto, la zona escogida, a la que se le denominó La Herradura 1, se extiende unos 6,5 km a lo largo de la línea de costa desde Playa La Herradura hasta Punta del Lirio, alcanzando una profundidad de 1,5 km. Al Oeste de esta zona se emplazó una estación anemométrica que fue utilizada como referencia para hacer la evaluación energética del proyecto; esta estación fue derribada en septiembre de 2008 por el huracán Ike que afectó la región con rachas de viento superiores a los 185 km/h, truncando la serie de datos de la estación, que en su etapa operativa logró acumular un total de 15 meses (1,25 años) con mediciones efectivas, comprendidas desde mayo 2007 hasta agosto 2008.

Para el análisis de la representatividad de la variación climática típica o atípica de la serie corta de datos de viento (1 año) utilizada para evaluar la producción neta anual de energía y el rendimiento del parque de La Herradura, se empleó el Principio de semejanza climática, el cual es una técnica basada en la búsqueda de similitudes en las tendencias de los patrones de viento. Para este análisis se utilizaron datos mensuales de velocidad media y anomalías a 1 000 hPa ($\approx$ 130 m de altura snm), geográficamente muy próximos a las zonas de La Herradura (Las Tunas) y Gibara (Holguín), extraídos de mapas de reanálisis de NCEP/NCAR, correspondientes a los períodos 2005-2012 (8 años) y 1971-2011 (41 años).

Con el propósito de disminuir las pérdidas e incertidumbres en el cálculo de la producción neta anual de energía del parque, se utilizaron técnicas de correlación y regresión estadísticas para reconstruir y predecir el régimen de vientos a «largo plazo» en La Herradura, para plazos de 3,58, 5, 8 y 41 años. Para hacer esta predicción se combinaron datos mensuales de NCEP/NCAR, durante un período concurrente de las estaciones La Herradura y Los Cocos (situada en Gibara), y un segundo período de Los Cocos no concurrente con La Herradura.

En este trabajo se presentan resultados de la evaluación energética del parque de La Herradura 1, con una potencia instalada de 51 MW, obtenidos a partir de la simulación de las turbinas eólicas S77/1500 y UP82/1500, fabricadas respectivamente por las Compañías chinas Sinovel [Jin Xin, 2012] y Goudian United Power. Para la ubicación de las 34 máquinas en el área se tuvo en cuenta el mapeo ingeniero-geológico e hidrológico elaborado por la Empresa INEL [Rodríguez y Reyes, 2012].

En resumen, los objetivos de este trabajo son los siguientes:

1. Analizar la representatividad climática de los datos de viento utilizados para evaluar la producción de energía y el rendimiento del parque.
2. Utilizar métodos de predicción estadística para determinar el régimen de vientos a «largo plazo» en la zona de emplazamiento del parque eólico.
3. Evaluar y comparar la producción neta anual de energía del parque, utilizando dos modelos diferentes de máquinas. Analizar pérdidas e incertidumbres.

Materiales y métodos

Las series de datos utilizadas para el análisis de la representatividad climática de los patrones de viento, la predicción estadística a «largo plazo» y la evaluación energética del proyecto del parque eólico La Herradura 1, se muestran en las tablas 1 y 2. Las estaciones anemométricas de La Herradura y Los Cocos, así como el área de emplazamiento del parque eólico La Herradura 1, pueden verse en la figura 1. Ambas estaciones fueron derribadas por el huracán Ike en septiembre de 2008; por esta razón Los Cocos muestra dos períodos de datos, uno antes de su derribo (Los Cocos 1), y otro después de su reposición (Los Cocos 2) en julio de 2009. El total de datos recuperados en ambas estaciones fue de 96,2%.

De la tabla 1 se aprecia que el período de Los Cocos 1 coincide en 14 de los 15 meses con el período de La Herradura, un aspecto que, como se verá más adelante, se utilizará en la aplicación de los métodos MCP (medición-correlación-predicción) para la corrección y reconstrucción mutua de los datos de ambas estaciones, y la predicción a «largo plazo» del régimen de vientos en La Herradura.



Fig. 1. Área de emplazamiento del parque eólico La Herradura 1 y estaciones anemométricas de La Herradura y Los Cocos.

Para la medición de la velocidad y dirección del viento a 50 m de altura en las estaciones La Herradura y Los Cocos, se utilizaron mástiles tubulares de 50 m con 8 niveles de arriostre. En cada mástil se montaron a 10, 30 y 50 m, anemómetros THIES de Primera Clase, calibrados según las normas MEASNET, y a 48,5 m se montó una veleta THIES. Para la captación de datos, promediados en 10 minutos, se utilizaron data loggers Ammonit.

Para obtener las estadísticas del viento en los sitios de emplazamiento de los mástiles y en el área del parque eólico, así como evaluar la producción neta anual de energía del parque, se utilizó el sistema WindPRO V2.6. Para la modelación, este sistema utilizó un mapa de curvas de nivel a escala 1:50 000 y un mapa de rugosidad a escala 1:25 000.

Tabla 1. Datos de las estaciones anemométricas de La Herradura y Los Cocos obtenidos a 50 m de altura

Estación anemométrica	Provincia/Municipio	Período de datos (mediciones a 50 m)	Total de meses	Total de años
La Herradura	Las Tunas/Jesús Menéndez	05/2007-08/2008*	15	1,25
Los Cocos 1	Holguín/Gibara	06/2007-08/2008	15	1,25
Los Cocos 2	Holguín/Gibara	07/2009-09/2011	27	2,25

** No hay datos en julio de 2008.*

Tabla 2. Datos mensuales de velocidad media y anomalías a 1 000 hPa ($\approx$ 130 msnm), geográficamente próximos a la zona de La Herradura, extraídos de los mapas de reanálisis de NCEP/NCAR. Datos facilitados por el Instituto de Meteorología*

Parámetros de viento	Período de datos (referidos a 1 000 hPa $\approx$ 130 msnm)	Total de meses	Total de años
Velocidad media	01/2005-12/2012	96	8,0
Anomalía en la velocidad	01/2005-12/2012	96	8,0

Período histórico			
Velocidad media	1971-2011	12	41,0
Anomalía en la velocidad	1971-2011	12	41,0

** NCEP/NCAR: National Center for Environment Protection/National Center for Atmospheric Research.*

En la tabla 3 se muestran las especificaciones técnicas de las turbinas eólicas utilizadas para simular el parque eólico de La Herradura 1. Las máquinas seleccionadas pertenecen a las compañías chinas Sinovel y United Power.

Tabla 3. Especificaciones técnicas de las turbinas eólicas utilizadas para simular los parques eólicos

Elemento	Unidades	Modelo	
		Sinovel SL 77/1500	United Power UP 82/1500
Potencia nominal	kW	1 500	1 500
Diámetro del rotor	m	77	82
Altura del buje	m	70	80
Velocidad mínima	m/s	3,0	3,0
Velocidad nominal	m/s	12,5	11,0
Velocidad de salida	m/s	25,0	25,0
Velocidad de supervivencia (3 s Máx.)	m/s	70,0	52,5
Clase (IEC 61400-1:2005)		IIA	IIIA

Para predecir el régimen de vientos en La Herradura en plazos de 3,58; 5; 8, y 41 años, se emplearon básicamente los métodos MCP siguientes [Garrad Hassan, 2009]:

1. *Regresión lineal simple:*
$$y_i = a \times x_i + b + e_i \quad (1)$$

2. *Lineal ajustado*
$$\bar{V}_{ipc} = \left(\bar{V}_{cpc} / \bar{V}_{cpr} \right) \times \bar{V}_{ipr} \quad (2)$$

Donde $\bar{V}_{ipc}$ y $\bar{V}_{cpc}$ simbolizan respectivamente las velocidades medias a largo y corto plazos en el sitio candidato, mientras que $\bar{V}_{ipr}$ y $\bar{V}_{cpr}$ son las velocidades medias a largo y corto plazos en el sitio de referencia. La ecuación (1) también se utilizó para reconstruir las series temporales incompletas de La Herradura y rellenar meses faltantes.

Análisis de los resultados

Representatividad climática de los datos de viento

En la figura 2 se muestra la variación interanual de las anomalías y velocidades medias del viento a 1 000 hPa (≈ 130 msnm) en el período 2005-2012 (8 años). Estos valores se extrajeron de los mapas de reanálisis de NCEP/NCAR para las zonas al Norte de Las Tunas y Holguín. En la figura también se incluyen los valores medios mensuales medidos a 50 m de altura en los mástiles de La Herradura y Los Cocos.

De la figura se aprecia que en los últimos 8 años las anomalías se han mantenido positivas durante casi todo el período, con un máximo absoluto promedio (ver máximo de la curva polinómica ajustada) en el 2008 (1,57 m/s), y máximos relativos en 2007 (1,43 m/s) y 2009 (1,25 m/s). De acuerdo con las estadísticas, 84,4% de las anomalías resultaron positivas (≥ 0). El análisis del comportamiento anual de todo el período revela que el máximo absoluto promedio de las anomalías se presenta en marzo (1,91 m/s), con máximos relativos en enero (1,51 m/s), febrero (1,14 m/s) y diciembre (1,00 m/s). El máximo absoluto de los valores individuales se presenta en marzo de 2007 (4,0 m/s), con máximos relativos en febrero de 2009 (3,9 m/s) y marzo de 2009 (3,5 m/s).

La tendencia general de la curva de anomalías muestra que hacia el 2014 deberán alcanzarse los menores valores (mínimo de la oscilación o ciclo), aproximándose al promedio histórico, para luego, como es de esperar, iniciar un nuevo ciclo. En el período 2005-2012 el promedio de las

anomalías es 0,92 m/s, mientras que en el período 1971-2011 (41 años) el promedio es -0,225 m/s.

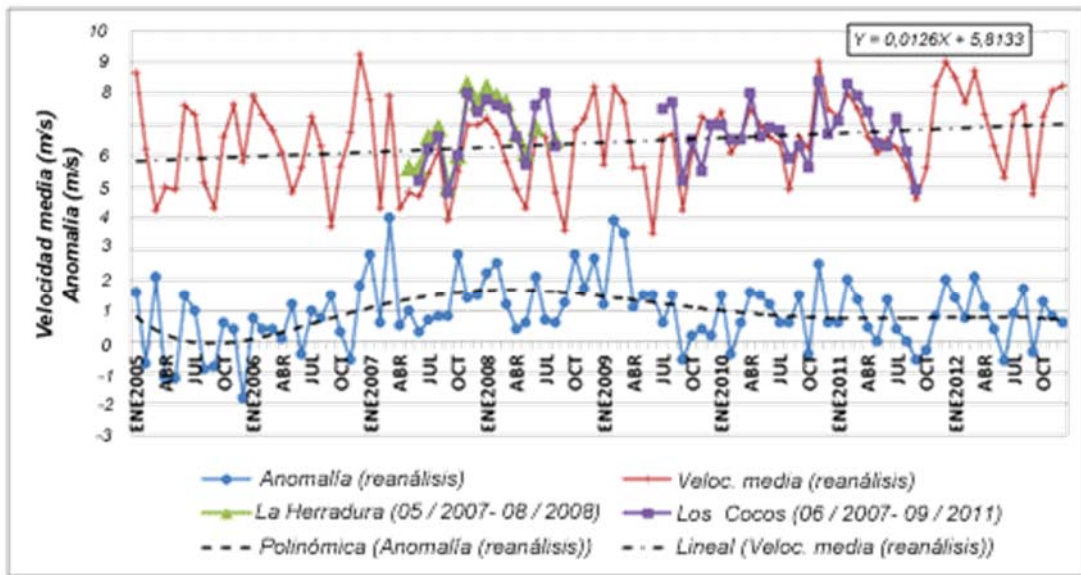


Fig. 2. Variación interanual de las anomalías y velocidades medias del viento a 1 000 hPa (≈ 130 msnm) en el período 2005-2012. Valores mensuales extraídos de los mapas de NCEP/NCAR para las zonas al Norte de Las Tunas y Holguín. Se incluyen los valores medios mensuales medidos a 50 m de altura en La Herradura y Los Cocos

La respuesta a la interrogante de ¿por qué las anomalías se mantienen positivas durante casi todo el período 2005-2012, con máximos en los años 2007, 2008 y 2009?, no tiene una explicación clara. Se considera que se deba a la presencia de eventos ENOS (La Niña) en los meses de septiembre de 2007 a junio de 2008, y en los meses de enero a abril de 2009 [NOAA, 2012], los cuales influyen en nuestra área geográfica, determinando que en los meses de la temporada ciclónica en Cuba [Ballester y Rubiera, 2012], el 2007 haya tenido un comportamiento activo en cuanto a la cantidad de tormentas desarrolladas; sin embargo, atendiendo al número de huracanes y su intensidad, la temporada fue normal, a pesar de haberse desarrollado al final del período un evento La Niña moderado; el 2008 también fue un año activo, principalmente en el Mar Caribe, en correspondencia con la ausencia de un evento ENOS (El Niño); este fue un año en que el archipiélago cubano, por primera vez desde 1799, era afectado por tres huracanes intensos en solo 20 días. Por último, el 2009, coincidente con la tendencia decreciente de la curva de anomalía, mostró el comportamiento menos activo de una temporada

ciclónica desde 1997, debiéndose a la posible presencia de un evento El Niño a mediados de julio.

En resumen, la presencia de eventos ENOS (La Niña) en nuestra área geográfica, combinados con el posible reforzamiento de los alisios del Nordeste y la circulación local de brisas, debe ser la causa del incremento positivo de las anomalías en el período 2005-2012, así como del incremento de las velocidades medias mostrado por los datos de reanálisis en la figura 2 (ver línea recta con un valor positivo de la pendiente igual a 0,0126).

Como se aprecia en la figura 2 y en la tabla 4 del siguiente epígrafe, las mediciones de viento a 50 m en los mástiles de La Herradura y Los Cocos exhiben una buena correlación ($r \geq 0,8$) con los datos de reanálisis. Esta correlación positiva indica que las mediciones se hicieron en un período positivo o favorable del régimen de vientos en Cuba; además, confirma la similitud climática de los patrones anuales e interanuales de la velocidad media del viento en el período considerado. Por otro lado, demuestra la certidumbre de las series de datos utilizadas para la predicción a «largo plazo» del viento, y la producción de energía del parque eólico de La Herradura.

Predicción a «largo plazo» del régimen de vientos

La tabla 4 muestra las ecuaciones de regresión lineal simple utilizadas para predecir el régimen de vientos en La Herradura y en Los Cocos.

Aprovechando la excelente correlación ($r = 0,993$) que existe entre estas dos estaciones, la ecuación (4) se utilizó para predecir los valores medios mensuales a 50 m en La Herradura, correspondientes al período 07/2009-09/2011. Con esta estimación se amplió a 43 meses (3,58 años) el período de mediciones disponibles en La Herradura (ver Tabla 1). En su segundo período de datos, Los Cocos presentó problemas con el completamiento de sus series de datos (menos de 84%) en 3 de los 27 meses, por lo que fue necesario utilizar la ecuación (7) para completar las series y ajustar la tendencia. En la tabla 5 se muestra la predicción final de las velocidades medias mensuales a 50 m en La Herradura, correspondientes al período 05/2007-09/2011 (3,58 años); además muestra, para los períodos 2005-2012 y 1971-2011, las velocidades medias mensuales y las anomalías a 1000 hPa obtenidas de los mapas de reanálisis.

La tabla 6 muestra los valores a largo plazo $\bar{V}_{ipc}$ de la velocidad media del viento a 50 m en La Herradura obtenidos a partir de series cortas de datos, aplicando las ecuaciones (2), (3) y (4).

Como se aprecia en la tabla, las desviaciones más notables respecto a $\bar{V}_{cpc}$ se observan en el período corto (2005-2012) y en la serie corta de

1,25 años. Esta desviación probablemente se deba al incremento de las anomalías presentadas en el período 2005-2012, cuyos valores promedios se muestran en la tabla 5. Para la modelación del parque eólico La Herradura 1, se utilizó como serie larga de datos la serie reconstruida de 3,58 años, mostrada en la tabla 5.

Tabla 4. Ecuaciones de regresión lineal y coeficientes de correlación obtenidos para la estimación de la velocidad media mensual del viento a 50 m de altura en las estaciones de La Herradura y Los Cocos

Período	y	x	Ecuación de regresión coeficiente de correlación	No. ecuación
05/2007- 05/2008	$\bar{V}_{Herradura}$	$\bar{V}_{Reanálisis}$	$y = 0,9058 \times x + 1,6778$ $r = 0,915$	(3)
05/2007- 08/2008	$\bar{V}_{Herradura}$	$\bar{V}_{Los\ Cocos}$	$y = 1,0312 \times x + 0,053$ $r = 0,993$	(4)
07/2007- 08/2008 07/2009- 08/2011	$\bar{V}_{Los\ Cocos}$	$\bar{V}_{Reanálisis}$	$y = 0,647 \times x + 2,7378$ $r = 0,800$	(5)
06/2007- 08/2008	$\bar{V}_{Los\ Cocos}$	$\bar{V}_{Reanálisis}$	$y = 0,8171 \times x + 2,0724$ $r = 0,905$	(6)
07/2009- 08/2011	$\bar{V}_{Los\ Cocos}$	$\bar{V}_{Reanálisis}$	$y = 0,6992 \times x + 2,1958$ $r = 0,829$	(7)
05/2007- 08/2008	$\bar{V}_{Los\ Cocos}$	$\bar{V}_{Herradura}$	$y = 0,956 \times x + 0,0448$ $r = 0,993$	(8)

$\bar{V}$: Velocidad media del viento.

Tabla 5. Velocidades medias mensuales medidas y predichas(sombreadas en color gris) a 50 m de altura en La Herradura. Se incluyen las velocidades medias y anomalías extraídas de los mapas de NCEP/NCAR

Mes	2007, m/s	2008, m/s	2009, m/s	2010, m/s	2011, m/s	Media, m/s	Reanálisis a 1 000 hPa (≈ 130 msnm)			
							2005-2012 VMED m/s	2005-2012 Anomalía m/s	1971-2011 VMED m/s	1971-2011 Anomalía m/s
Ene.		8,2		7,27	7,37	7,62	7,55	1,51	6,80	-0,50
Feb.		7,9		6,76	8,61	7,76	6,81	1,14	7,60	0,75
Mar.		7,7		6,76	8,20	7,55	6,91	1,91	6,60	0,00
Abr.		6,7		8,30	7,68	7,56	5,91	0,51	6,30	0,15
May.	5,60	6,1		6,86	6,65	6,30	5,48	0,63	5,25	-0,75
Jun.	5,60	7,89		7,17	6,55	6,80	5,83	0,87	5,35	-0,50
Jul.	6,60	8,30	7,79	7,07	6,82	7,32	6,64	0,74	6,15	-0,15
Ago.	6,90	6,55	7,99	6,14	6,35	6,79	5,91	0,63	5,15	-0,70
Sep.	5,00		5,42	6,55	5,63	5,65	4,46	0,34	4,35	-0,80
Oct.	6,00		6,76	5,83		6,19	6,22	0,91	4,70	-0,90
Nov.	8,30		7,54	8,72		8,19	7,65	0,93	7,00	-0,30
Dic.	7,70		7,27	6,96		7,31	7,75	0,95	8,25	1,00
Media	6,46	7,42	7,13	7,03	7,10	7,09	6,43	0,92	6,13	-0,23

VMED: Velocidad media del viento.

Tabla 6. Valores a largo plazo $\bar{V}_{ipc}$ de la velocidad media del viento a 50 m en La Herradura obtenidos a partir de series cortas de datos, aplicando las ecuaciones (2), (3) y (4). M simboliza mediciones y los números entre paréntesis se refieren a las ecuaciones

Período corto de datos	No. años	Método	$\bar{V}_{cpc}$, m/s	$\bar{V}_{ipc}$, m/s	$\bar{V}_{cpc}/\bar{V}_{cpr}$	2005-2012 $\bar{V}_{ipc}$, m/s	1971-2011 $\bar{V}_{ipc}$, m/s
05/2007-08/2008	1,25	M+(4)	6,85	5,67	1,2087	7,77	7,40
05/2007-09/2011	3,58	M+(4)	7,02	6,27	1,1198	7,20	6,86
01/2007-12/2011	5	M+(3)+(4)	7,16	6,32	1,1334	7,28	6,94
01/2005-12/2012	8	M+(3)+(4)	7,34	6,43	1,1424	7,34	7,00

Evaluación energética del proyecto de parque eólico

En la tabla 7 se muestran los principales parámetros obtenidos de la simulación del parque eólico de 51 MW de La Herradura 1. Las especificaciones técnicas de los dos modelos de aerogeneradores utilizados para la simulación, se muestran en la tabla 3. Para el despliegue de las 34 máquinas en el área de La Herradura 1, se tuvo en cuenta el mapa ingeniero-geológico e hidrológico [Rodríguez y Reyes, 2012] elaborado por especialistas de la Empresa INEL, en el cual se destacan, desde el punto de vista geológico e hidrológico, las zonas favorables y condicionalmente favorables para el emplazamiento de las máquinas. Los resultados de la última columna corresponden a la serie de 3,58 años de datos de La Herradura, resumidos en la tabla 5.

De acuerdo con los resultados de la tabla 7, los valores más altos de producción neta anual de energía, rendimiento y eficiencia del parque, corresponden a la máquina UP1500/82. Y esto se debe a que esta, comparada con la SL1500/77, tiene mayor diámetro de rotor (82 m), menor velocidad nominal (11 m/s), mayor altura de buje (80 m) y mayor coeficiente de empuje para las velocidades más bajas. Estas características propician que el rendimiento de esta máquina (38,4%), para un mismo período (1 año), sea 23% mayor que el de la SL1500/77 (31,2%), y que la

producción neta anual de energía supere en 32,2 GWh/año a la producción de la SL1500/77.

Tabla 7. Principales parámetros obtenidos de la simulación del parque eólico de 51 MW de La Herradura 1. V2.7 y V2.6 simbolizan las versiones del sistema WindPRO

No.	Parámetros	Unidades	Sinovel* V2.7	United Power V2.6	Sinovel V2.6
1.1	Tipo de aerogenerador		SL1500/77	UP1500/82	SL1500/77
1.2	Período de mediciones	Años	1,0	1,0	3,6
1.3	Cantidad de aerogeneradores	Unidades	34	34	34
1.4	Altura del buje ($H_{buj e}$)	m	70	80	70
1.5	Diámetro del rotor	m	77	82	77
1.6	Potencia nominal	kW	1 500	1 500	1 500
1.7	Densidad del aire a ($H_{buj e}$)	kg/m3	1,181	1,181	1,181
2.0	Estadística del viento				
2.1	Velocidad media ($H_{buj e}$)	m/s	7,21	7,37	7,37
2.2	Densidad de energía media ($H_{buj e}$)	kWh/m2	2 990,0		3041,0
2.3	Parámetro de Weibull A ($H_{buj e}$)	m/s	8,12	8,29	8,30
2.4	Parámetro de Weibull k ($H_{buj e}$)	adim.	2,58	2,70	2,70
3.0	Modelación del parque eólico				
3.1	Producción anual bruta (sin pérdidas)	MWh/año	167 647,6	204 296,1	178 485,1
3.2	Producción anual (efecto de colina + estela)	MWh/año	152 606,2	190 528,2	164 720,5
3.3	Producción media unitaria	MWh/año	4 488,4	5 603,8	4 844,7

3.4	Efecto de estela	%	8,97	6,80	7,8
3.5	Incremento por efecto de colina	MWh/año	868,8	51,4	253,9
3.6	Eficiencia	%	91,0	93,2	92,2
3.7	Factor de capacidad (referido a 3.2)	%	34,1	42,6	36,8
3.8	Horas a plena carga	horas	2 992,0	3 735,8	3 229,8
3.9	Corrección por pérdidas	%	-16,9	-16,1	-16,9
3.10	Pérdidas por estela	%	-9,0	-6,8	-7,8
3.11	Otras pérdidas	%	-8,7	No evaluado	No evaluado
3.12	Incertidumbre	%	9,7	No evaluado	No evaluado
4.0	Probabilidades de excedencia Pxx (20 años)				
4.1	Producción anual neta (P50)	GWh/año	139,3	171,5	148,4
4.2	Factor de capacidad (P50)	%	31,2	38,4	33,2
4.3	Horas a plena carga (P50)	horas	2 732	3 363	2 909
4.4	Producción anual neta (P84)	GWh/año	125,9	No evaluado	No evaluado
4.5	Factor de capacidad (P84)	%	28,2	No evaluado	No evaluado
4.6	Horas a plena carga (P84)	horas	2 468	No evaluado	No evaluado
4.7	Producción anual neta (P90)	GWh/año	122,0	No evaluado	No evaluado
4.8	Factor de capacidad (P90)	%	27,3	No evaluado	No evaluado
4.9	Horas a plena carga (P90)	horas	2 392	No evaluado	No evaluado

** Resultados obtenidos por la compañía china Sinovel [Jin Xin, 2012].*

Si se comparan los resultados de la SL1500/77 para 1 y 3,6 años, puede decirse que, con el incremento promedio de las velocidades medias del

viento observado en el período 2005-2012 (8 años), coincidente con el máximo de las anomalías mostrado en la figura 2, no es de extrañar que los valores de producción neta anual de energía y de rendimiento del parque, sean mayores en el período de 3,6 años que en un año. Esto significa que, si el proyecto de La Herradura 1 se hubiera ejecutado en los últimos 8 años, los índices energéticos del parque habrían resultado muy favorables.

Conclusiones

De los resultados obtenidos en este trabajo se pueden extraer las conclusiones siguientes:

1. A partir del análisis de la representatividad climática de los datos de viento en el período 2005-2012 (8 años), se pudo determinar que 84,4% de las anomalías en la velocidad media del viento a 1 000 hPa ($\approx$ 130 msnm) alcanzaron valores positivos, con un máximo absoluto promedio en el año 2008 (+1,57 m/s), y máximos relativos en los años 2007 (+1,43 m/s) y 2009 (+1,25 m/s), coincidentes con el período de medición en las estaciones de La Herradura y Los Cocos. El patrón anual de anomalías revela que el mes de marzo presenta el máximo promedio más alto, con un valor igual a +1,91 m/s, observándose máximos relativos en enero (+1,51 m/s) y febrero (+1,14 m/s). El promedio de las anomalías en todo el período resultó igual a +0,92 m/s.
2. Aplicando métodos MCP se amplió la serie de datos de La Herradura a 3,58 años (43 meses). Esta serie «larga» de datos se usó para simular la producción neta anual de energía del parque eólico de La Herradura 1, utilizando el modelo de máquina Sinovel SL1500/77. Los resultados obtenidos para períodos de 1 y 3,6 años demuestran que, para el período más largo, los niveles de generación y rendimiento del parque son más altos, 6,5% mayor que para un año, por lo que es de esperar que las probabilidades de excedencia P84 y P90 también sean mayores. Estos resultados están en correspondencia con el incremento promedio del viento observado en el período 2005-2012.

Bibliografía

BALLESTER, M. Y J. RUBIERA (2012). *Resumen de la temporada ciclónica 2005-2011*. La Habana, Instituto de Meteorología, CITMA, 2012.
Climate Prediction Center NOAA (2012). *Cold and Warm Episodes by Season*. 2012.
GARRAD HASSAN Y PARTNERS Ltd. (2009). *GH WindFarmer Theory Manual*. Mayo de 2009.

JIN XIN (2012). *Energy Assessment Report for Playa Herradura Wind Farm Project*. Document: 1500.080.0583.02 A. Sinovel Wind Group Co., Ltd., 2012-7-17. 2012.

RODRÍGUEZ, P. Y Z. REYES (2012). *Informe del mapeo ingeniero-geológico realizado en el área de emplazamiento del parque eólico de 51 MW Playa Herradura*. 2012.

UEBER (2011). *Estudio de prefactibilidad técnico-económica*. Proyecto de un parque eólico de 50 MW en la zona de La Herradura. Diciembre de 2011.

La integración de la energía eólica a los sistemas eléctricos de potencia: Estudio de caso en la Isla de la Juventud

The integration of wind power to power electric systems: Case Study on the Isle of Youth

Por Ing. Ariel Santos Fuentefría, Dr. Miguel Castro Fernández*
y Dr. Juan Gualberto Boza Valerino**

** Centro de Investigaciones y Pruebas
Electroenergéticas (CIPEL), Facultad
de Ingeniería Eléctrica, Instituto Superior
Politécnico José Antonio Echeverría
(CUJAE), La Habana, Cuba.*

*e-mail: asfuentefria@electronica.cujae.edu.cu y
mcastro@electronica.cujae.edu.cu*

Resumen

La integración de la energía eólica a los sistemas eléctricos de potencia puede provocar problemas en la estabilidad de tensión y de frecuencia, debido principalmente al carácter aleatorio del viento. El límite de potencia eólica (LPE) depende principalmente de la tecnología de los generadores eólicos y de las características del sistema en términos de debilidad. Este trabajo analiza cómo se afecta la estabilidad de tensión en un sistema eléctrico de potencia, cuando los niveles de penetración eólica en dicho sistema van aumentando. Se realiza un análisis de la tensión en estado estacionario y la estabilidad de tensión en régimen transitorio, teniendo en cuenta la conexión de generadores eólicos de velocidad fija y de velocidad variable. Dicho análisis se efectúa en el sistema híbrido diesel-eólico de la Isla de la Juventud, Cuba, usando para las simulaciones el software libre PSAT (Power System Analysis Toolbox). Según los resultados obtenidos, el sistema se hace más inestable a medida que aumentan los niveles de penetración; sin embargo, para un mismo nivel de penetración el sistema es más estable si los parques eólicos están distribuidos en varios puntos de la red, que si están concentrados en un mismo punto. Se observa una gran influencia del nodo de conexión del parque eólico en el nivel máximo de penetración eólica obtenido, y en la estabilidad de tensión del sistema. Otro resultado relevante está relacionado con la tecnología de aerogenerador utilizada, en la que el aerogenerador de velocidad fija tiene un mayor impacto en la estabilidad de tensión en régimen transitorio, mientras que el aerogenerador de velocidad variable lo presenta en la estabilidad de tensión en estado estacionario. Los resultados finales muestran que cuando se utilizan aerogeneradores de velocidad variable, se obtienen mayores

niveles de penetración eólica con respecto a los obtenidos con la inserción al sistema de aerogeneradores de velocidad fija.

Palabras clave: Estabilidad de tensión, límite de potencia eólica, penetración eólica, PSAT, sistema híbrido diesel-eólico

Abstract

The integration of wind power to power electrical systems can cause problems in voltage and frequency stability, mainly due to wind variability. The limit of wind power penetration (LPE) depends mainly on the technology of the wind generators and on the characteristics of the system in terms of its weakness. This paper analyzes how voltage stability in an electrical power system is affected, when wind penetration levels increases. It was carried out an analysis of the voltage in the steady-state and voltage stability in the transient regime, taking into account the introduction of fixed-speed and variable-speed wind power generators. The abovementioned analysis was carried out in the diesel-wind hybrid system of Isla de la Juventud, Cuba, using PSAT (Power System Analysis Toolbox) free software for the simulations. According to the results obtained, the system becomes more unstable as the penetration levels increases. Nevertheless, for the same level of penetration the system is more stable if the wind farms are distributed in several locations of the grid, instead of being concentrated. Another result observed is the great influence of the connection node of the wind farm in relation to the maximum level of wind penetration obtained, and the voltage stability of the system. Another relevant result is related to the technology of wind turbine used, in which the fixed-speed wind turbine has a greater impact on voltage stability in the transient regime, while voltage stability in steady-state is more affected by variable-speed wind turbines. The final results show that variable speed wind turbines allow higher levels of wind penetration compared to those obtained with the introduction of fixed speed wind turbines.

Keywords: Voltage stability, wind power limit, wind penetration, PSAT, hybrid diesel-wind system

Introducción

El incremento en el consumo de los combustibles fósiles y el daño provocado en el medio ambiente por la emisión de gases nocivos, que se desprenden principalmente de la quema de dichos combustibles, provocó hace ya algunos años que la humanidad tomara en serio estos problemas y que empezara a buscar soluciones alternativas para la producción de energía eléctrica. Una de estas soluciones fue aprovechar los recursos renovables del planeta, tales como la energía del sol, del viento, etc., y contribuir con ello al ahorro de combustible y al cuidado del medio ambiente.

Uno de los principales problemas de la energía eólica es la variación aleatoria del viento, que puede provocar variaciones en la potencia activa generada y en la potencia reactiva generada o consumida por los aerogeneradores; estas variaciones pueden originar cambios no deseados de la tensión en los nodos y de la frecuencia del sistema. Otra desventaja es que la energía eólica no puede despacharse, por lo que la planificación de la generación para los períodos de mínima o máxima demanda debe tener en cuenta las posibles variaciones de la potencia de salida de los parques eólicos. En la medida en que aumenta la generación eólica en un sistema eléctrico de potencia, estos problemas se van incrementando, por lo que se hace necesario conocer cuáles son los niveles de penetración eólica, su influencia en los parámetros del sistema y hasta qué punto se puede penetrar con este tipo de energía, sin que el sistema al cual se conecta pierda la estabilidad, ya sea por tensión o por frecuencia.

Existen tres conceptos fundamentales para calcular el porcentaje que representa la generación eólica en un sistema eléctrico determinado [Ackermann, 2005; Santos, et al., 2009]. En este trabajo solo se analizarán dos de ellos.

El primero relaciona la capacidad instalada de generación eólica con la capacidad total del sistema eléctrico al cual se conecta, y se puede escribir matemáticamente como [Ackermann, 2005; Santos, et al., 2009]:

$$PCI = \text{Capacidad total de generación eólica} / \text{Capacidad total del sistema eléctrico} \quad (1)$$

Donde:

PCI: Penetración de capacidad instalada.

Este concepto permite conocer la potencia máxima que puede entregar la generación eólica en un sistema determinado a partir del viento y en relación con la máxima potencia que puede suministrar el sistema; por ejemplo, en la provincia de Jiuquan, China, los 508,6 MW de potencia eólica instalada solo representan 3,34% [Shien, et al., 2009], mientras que los 772 MW de generación eólica en Irlanda representan 13% de penetración por este concepto [Hasche, et al., 2012].

Este nivel de penetración eólica rara vez sobrepasa 35% [Costa, 2007].

Este concepto de penetración eólica se analiza de manera global; sin embargo, puede darse la condición, y sobre todo en sistemas eléctricos de potencia relativamente pequeños, de que existen parques eólicos conectados en diversos lugares del sistema que pudieran trabajar en forma de micro redes o microsistemas, aislados de una red centralizada, por lo

que se hace necesario el análisis de manera local, o sea, hasta qué punto dicha micro red o microsistema permite la inyección de potencia sin perder estabilidad, y que los parámetros del mismo, tales como los límites de potencia reactiva en los generadores, las tensiones en los nodos o la capacidad térmica de las líneas, no sobrepasen los límites establecidos.

El segundo concepto es la relación entre la potencia total entregada al sistema en un instante, y la demanda total del sistema en ese mismo instante [Ackermann, 2005; Santos, et al., 2009; Baring-Gould y Corbus, 2007]:

$$PP = \frac{\text{Potencia entregada por generación eólica en el tiempo } t}{\text{Demanda total del sistema en el mismo tiempo } t} \quad (2)$$

Donde:

PP: Penetración de potencia.

Producto de la variabilidad del viento y su horario de influencia, conocer el efecto en que en cada instante tiene la generación eólica en la red es sumamente importante, ya que el sistema tiene que ser capaz de mantener la estabilidad en condiciones normales de trabajo en todo momento.

En la figura 1 se muestra la comparación entre la demanda y la generación en el mes de enero del 2006 en Dinamarca Occidental [Pokharel y Gao, s/a]. Como se aprecia, hay horas en las que la producción eólica es casi nula; sin embargo, los puntos que deben analizarse son aquellos en los que la generación eólica cubre la mayor cantidad de carga posible, para comprobar si en ese momento el sistema se mantiene estable, y cómo sería el trabajo bajo esas condiciones ante la variación del viento, o ante algún tipo de contingencia. En el caso mostrado, el mayor índice de penetración de potencia ocurre sobre la hora 250 y sobrepasa 90% de penetración.

Los porcentajes de penetración eólica pueden ser variables y dependen de las características propias del sistema eléctrico al cual se conectan los aerogeneradores, ya que el sistema debe ser capaz de admitir dicha potencia sin perder la estabilidad.

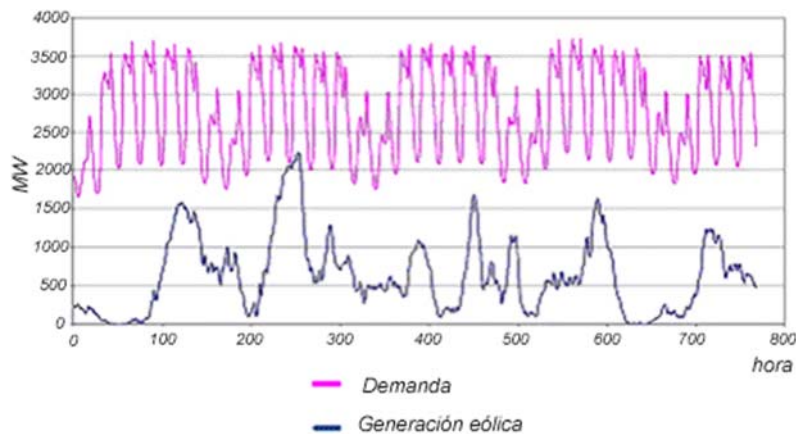


Fig. 1. Penetración eólica en Dinamarca Occidental.

Aspectos importantes sobre la integración de la generación eólica a los sistemas eléctricos de potencia

Para la conexión de los parques eólicos en los sistemas eléctricos de potencia es necesario tener en cuenta las normas y regulaciones establecidas, para lograr que los parámetros del sistema se mantengan dentro de los límites y no existan problemas desde el punto de vista de la calidad de la energía. Cada país o sistema eléctrico en particular tiene sus propias normas, adaptadas al tipo de sistema eléctrico y a sus características; por ejemplo, en cuanto a las regulaciones de tensión en el punto de conexión de los parques eólicos con la red, la Empresa Eléctrica Alemana VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft) plantea que los cambios bruscos de tensión (en % de la tensión nominal en el punto de conexión) no pueden presentar valores superiores a 2%, mientras que la Eltra (Dinamarca) plantea 3% como límite [Ackermann, 2005]. Conocer cuáles pueden ser las afectaciones sobre el sistema a medida que aumenta el nivel de penetración eólica es sumamente importante, y estas afectaciones dependen de la fortaleza del sistema y del tipo de tecnología de aerogenerador utilizada.

Debilidad del sistema eléctrico de potencia

Un sistema puede ser débil debido a los valores elevados de resistencia y reactancia de las líneas, al uso de generadores de pequeña capacidad, y si la red es radial, entre otros aspectos importantes. Aunque no existe una definición estricta sobre la debilidad de los sistemas eléctricos de potencia, en una red débil hay mayores variaciones en la tensión que en una red fuerte, la impedancia equivalente es mucho mayor y existen mayores afectaciones después de ocurrida una perturbación en la

misma. Técnicamente, se puede analizar la debilidad de un sistema eléctrico o la debilidad del punto de conexión de común (PCC) de los aerogeneradores con la red, usando dos criterios fundamentales [Pokharel y Gao, s/a]:

- La relación entre la reactancia y la resistencia equivalente (X/R).
- La relación de la potencia de corto circuito (SCR, Short Circuit Ratio, según sus siglas en inglés).

El SCR se calcula usando la ecuación siguiente [Farias, et al., 2010]:

$$SCR = SCC / S_{base} \quad (3)$$

Donde:

SCC : Potencia de corto circuito en el PCC.

S_{base} : Capacidad nominal del parque eólico.

Una red se considera débil si la relación X/R es menor que 5 [Pokharel y Gao, s/a] y si el SCR es menor de 20 [Pokharel y Gao, s/a; Farias, et al., 2010].

Tecnología de aerogenerador

Desde el punto de vista de un aerogenerador conectado a la red, estos pueden ser clasificados como de velocidad fija y de velocidad variable. Los de velocidad fija son generalmente generadores de inducción con generador jaula de ardilla (en la bibliografía se llama comúnmente Tipo A) [Ackermann, 2005; Milano, 2007], donde el deslizamiento se encuentra limitado a valores cercanos a 2%, lo que significa que la variación de velocidad es prácticamente la misma en todos los puntos de operación de la turbina: donde la potencia activa se relaciona principalmente con el torque mecánico del eje del rotor y con la tensión en los terminales del generador. Si se tiene en cuenta que la potencia reactiva varía con la tensión, y que el generador no tiene un sistema independiente de control de tensión, por lo que la excitación se suministra desde el sistema eléctrico, ello significa que el generador va a estar consumiendo potencia reactiva de la red todo el tiempo, por lo que normalmente se usan bancos de condensadores para compensar el consumo de reactivo. Para aumentar la producción de potencia activa se usa generalmente un doble devanado, uno de ellos para el trabajo a bajas velocidades del viento (normalmente 8 polos), y el otro para velocidades medias y altas (normalmente entre 4 y 6 polos).

Entre los aerogeneradores de velocidad variable existen tres tipos fundamentales, el B, C y D [Ackermann, 2005]. El Tipo C [Ackermann,

2005; Milano, 2007] son los generadores de inducción doblemente alimentados y los más utilizados, en el cual el devanado del estator está directamente conectado a la red, y al devanado del rotor está conectado un convertidor Back to Back. El término doblemente alimentado se refiere al hecho de que la tensión del estator es aplicada desde la red, y la del rotor es inducida por el convertidor, el cual compensa las diferencias entre la frecuencia mecánica y eléctrica, inyectando al rotor corriente con una frecuencia variable; esto hace que el generador opere a velocidad variable, aunque con un rango limitado de operación. El control se hace a través de dos convertidores separados, uno se encuentra en el lado del rotor y es el que controla la potencia activa y reactiva a través de las componentes de la corriente, con el objetivo de lograr que la máquina trabaje a factor de potencia unitario; no obstante, el rango promedio varía desde 1 a 0,9 en adelante o en atraso, según las condiciones del sistema, teniendo la posibilidad de entregar o de consumir potencia reactiva. El otro convertidor se encuentra en el lado de la línea, con el objetivo de controlar la tensión de salida, y mantenerla dentro de un rango relativamente constante a pesar de las variaciones de la potencia. Sin embargo, el costo de los convertidores es muy elevado si se fabrican para 100% de la capacidad del generador, por lo que normalmente se encuentran entre 25 y 30%, lo cual permite una considerable flexibilidad en el suministro a la red.

Estabilidad de tensión ante la integración de la energía eólica al sistema

La estabilidad de tensión es la habilidad del sistema eléctrico para mantener la tensión prácticamente constante en todos los nodos de la red, ya sea en condiciones normales de trabajo o después de que ocurra alguna perturbación en dicha red. El sistema se haría inestable si, ante la ocurrencia de una perturbación determinada, como pueden ser un incremento en la demanda o algún cambio en las condiciones del sistema, la tensión disminuye de manera progresiva e incontrolable. El factor principal que puede provocar un estado inestable de la tensión, es la incapacidad del sistema para compensar las variaciones de potencia reactiva [Kundur, 1993].

En un sistema eléctrico de potencia, las dos condiciones críticas de trabajo en condiciones normales de operación son cuando la demanda es máxima, donde las tensiones en los nodos alcanzan su valor mínimo; y cuando la demanda es mínima, siendo las tensiones máximas.

Si se agregara en cualquier punto del sistema una generación determinada, en estado estable, la tensión en los nodos cercanos aumentaría, tanto para demanda máxima como para mínima, por lo que la condición más crítica

sería cuando las tensiones son máximas, que ante el nuevo aumento pudieran alcanzar los límites de trabajo permitido.

La regulación de la tensión está estrechamente relacionada con la compensación de potencia reactiva [Kundur, 1993], siendo el consumo de potencia reactiva por parte de los aerogeneradores de velocidad fija, o la regulación de tensión por parte de los aerogeneradores de velocidad variable, un aspecto importante cuando aumentan los niveles de penetración.

Al aumentar los niveles de penetración eólica en un sistema eléctrico de potencia, disminuye la transferencia de potencia por las líneas de transmisión o distribución, disminuyendo las pérdidas de potencia activa [Le y Santoso, 2007] y las caídas de tensión, y mejorando el perfil de la tensión del sistema y su valor en los nodos [Chen y Liu, 2010]; sin embargo, si el nivel de penetración sigue aumentando, las pérdidas por las líneas aumentan, y ocurre un cambio en el perfil de la tensión, disminuyendo la tensión en los nodos hasta valores por debajo del límite establecido [Le y Santoso, 2007].

En los sistemas eléctricos de potencia pueden ocurrir fenómenos indeseados producidos por diversas causas y que provocan caídas bruscas en la tensión; ante esta situación se hace obligatorio que los aerogeneradores permanezcan conectados después de la perturbación, lo cual es conocido en la literatura como la capacidad de sobrepasar la caída de tensión (low voltage ride trough); cada país o sistema eléctrico tiene su propia curva, [Kabouris y Kanellos, 2010; Zhu y Cao, 2009].

El comportamiento de la turbina eólica ante esas perturbaciones difiere según el tipo de tecnología utilizada; por ejemplo, en los aerogeneradores de velocidad fija la caída en la tensión limita la capacidad del generador de inducción de suministrar potencia a la red, teniendo como resultado altos niveles de corriente debido al bajo valor de la tensión; normalmente, el generador puede aguantar estos niveles de corriente durante un periodo corto de tiempo sin que la máquina tenga daños a largo plazo. Sin embargo, el desequilibrio entre las potencias mecánica y eléctrica hace que el generador se acelere, y al ocurrir la eliminación de la falla es posible que el aerogenerador no pueda desacelerar y tomar la velocidad de trabajo que tenía antes de la falla, y la protección correspondiente se dispara, desconectando de la red la turbina eólica. Esto depende de la inercia del generador, su potencia nominal y la duración de la falla [Abbey y Joos, 2005].

Por otra parte, el generador eólico de velocidad variable tiende a ser más tolerante en su funcionamiento ante una falla, ya que puede variar la

velocidad y ajustar la excitación debido al control ejercido por el convertidor; la importancia de esta variabilidad es que el rotor de la turbina trabaja como un dispositivo almacenador de energía cinética, que es proporcional a la inercia y al cuadrado de la velocidad del rotor. Cuando ocurre la falla, la corriente aumenta en los terminales del rotor, y por ende, en los del convertidor, aunque esta puede ser eliminada utilizando un circuito crowbar activo; de no existir este, la tensión en el circuito de directa aumentará o disminuirá, en dependencia de la velocidad de operación de la turbina antes de la falla. Sin embargo, en cualquiera de los casos la máquina tiende a acelerarse, por lo que la potencia aerodinámica se opondrá al torque eléctrico que permanece durante la falla y al cambio en la energía cinética, desacelerando al generador y evitando el disparo de las protecciones. Si la máquina se encuentra trabajando a la velocidad nominal, o si como consecuencia de la falla el generador alcanzó esta velocidad durante el proceso, el control por ángulo de paso se activaría para limitar la velocidad del rotor [Abbey y Joos, 2005; Muljadi, et al., 2007].

A medida que aumenta el porcentaje de generación eólica en una zona determinada del sistema, mantener la estabilidad de tensión ante la ocurrencia de una falla es un asunto de vital importancia, ya que el disparo de los aerogeneradores puede provocar perturbaciones locales que contribuyen a la amplificación de la falla, pudiendo llevar al sistema a colapsar por tensión.

Sistema eléctrico de la Isla de la Juventud

La Isla de la Juventud es un municipio especial de Cuba, se encuentra al Sur, en la zona occidental del país, y es la segunda isla mayor del archipiélago cubano. La Isla de la Juventud posee un sistema eléctrico independiente, con una configuración radial y 100% de generación distribuida. Está formado por cinco circuitos principales de 34,5 kV, mediante los cuales se suministra energía a las siete subestaciones de distribución. El monolineal del sistema se muestra en la figura 2. El sistema cuenta con cinco grupos electrógenos MAN de 3,6 MW cada uno, donde cuatro se encargan de la generación base del sistema y el otro queda como reserva (en caso de rotura o mantenimiento de los que trabajan continuamente). Además, están instaladas unidades más nuevas del tipo MTU de 1,9 MW en lugares aislados que permiten mejorar la calidad del servicio en la zona correspondiente, así como asegurar el servicio ante situaciones de emergencia y apoyar a la generación base a cubrir la carga en demanda máxima. La demanda máxima es de aproximadamente 18 MW, mientras que la mínima es de 6 MW. Desde febrero del 2007, el sistema tiene interconectado un parque eólico (Los Canarreos) con aerogeneradores de velocidad fija, con una capacidad total de 1,65 MW,

que representa 6,4% de penetración por capacidad instalada [Santos, et al., 2009]. Por resultados obtenidos en estudios anteriores, se observa que el parque eólico Los Canarreos no sobrepasa en los meses estudiados 30% de penetración de potencia [Santos, et al., 2009].

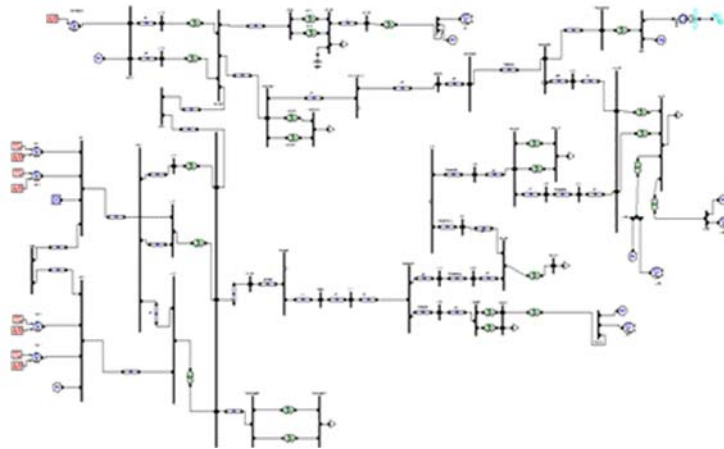


Fig. 2. Monolineal del Sistema Eléctrico de la Isla de la Juventud.

Simulaciones y resultados

El análisis de la tensión del sistema de la Isla de la Juventud se realizará para tres escenarios principales:

- Sin la conexión de los parques eólicos.
- Con la conexión del parque eólico de Los Canarreos.
- Con la conexión de Los Canarreos y de otro parque eólico.

La tensión se analizará en un primer momento en estado estacionario, con el objetivo de observar la influencia del parque eólico en la tensión en los nodos, la generación de potencia reactiva y la transferencia de potencia por las líneas. Después se analizará el comportamiento de la tensión en los nodos ante la ocurrencia de un corto circuito trifásico, con el objetivo de estudiar la influencia que tienen los aerogeneradores en el sistema de la Isla de la Juventud. Las simulaciones se realizarán aumentando los niveles de penetración eólica. El software usado para las simulaciones fue el PSAT [Milano, 2007], software libre que permite estudios en pequeños y medianos sistemas.

En la tabla 1 se muestran los valores de tensión, potencia activa y reactiva generada y clasificación para el estudio del flujo de carga de los generadores del sistema. Estos valores son los correspondientes al caso base, o sea, antes de la conexión de los aerogeneradores.

Tabla 1. Características de los generadores para el estudio del flujo de carga

Generador	V, pu	P gen, MW	Q gen, Mvar	Clasificación
GP1	1,000	6,69	2,69	Nodo de balance
GP2	1,000	6,70	2,69	Tensión controlada
LAFE1	0,998	1,50	0,46	Tensión controlada
LAFE2	0,995	1,50	0,34	Tensión controlada
LF1	1,040	1,50	0,32	Tensión controlada
MTUATA	1,050	0,00	0,20	Tensión controlada
SOV2	0,977	0,00	0,59	Tensión controlada

Como se observa en la tabla 1, los generadores que más aportan potencia activa y reactiva son los llamados GP1 y GP2, mientras que MTUATA y SOV2 solamente aportan potencia reactiva para mejorar la tensión en los nodos cercanos a ellos. Es importante destacar que los valores de tensión de los generadores se mantienen constantes durante todo el estudio.

En la tabla 2 se muestra el comportamiento de la tensión en varios nodos del sistema cuando aumenta la potencia eólica entregada por el parque Los Canarreos. Los nodos escogidos son los que presentan las tensiones más críticas, ya sean máximas o mínimas; además, se escogió el nodo de conexión con la red.

Tabla 2. Tensiones en los nodos cuando aumenta la generación eólica

Nodo	Tensión, p.u.			
	Sin PE	PE Canarreos		
		0,5 MW	1 MW	1,5 MW
MTUATA	1,0499	1,0499	1,0499	1,0499
Eólico 3030	0,9740	0,9745	0,9749	0,9753

Columbia3 3	0,9749	0,9754	0,9758	0,9761
3115	0,9706	0,9709	0,9713	0,9716
30-nov-13	1,0362	1,0366	1,0369	1,0372

Como se observa en la tabla 1, cuando la potencia entregada por el PE aumenta, la tensión en la mayoría de los nodos también aumenta, teniendo mayor efecto en los nodos más cercanos al PE; en la medida en que el nodo se aleja del PCC, el efecto sobre la tensión disminuye, hasta que no tiene efecto ninguno, como el caso de MTUATA. Con respecto al caso base, o sea, al sistema sin PE, el nodo que mayor aumento en la tensión experimentó fue el de conexión con la red, donde la tensión aumentó en 0,12% cuando el PE entrega 1,5 MW.

Esto se debe principalmente a que la generación eólica, al entregar potencia en un punto de la red cerca de la carga, hace que los generadores que se encuentran lejos de la carga disminuyan la potencia que entregan al sistema, disminuyendo la transferencia de potencia por las líneas. En la tabla 3 se muestran las transferencias de potencia activa por las líneas cuando aumenta la potencia eólica entregada por Los Canarreos, las líneas escogidas fueron las de salida de los generadores del sistema y la de conexión del PE con la red.

Tabla 3. Transferencia de potencia activa por las líneas

Línea		Transferencia de P, MW			
			PE Canarreos		
Envío	Recibo	Sin PE	0,5 MW	1 MW	1,5 MW
GP1	A119	6,70	6,36	6,02	5,69
GP2	A121	6,70	6,53	6,36	6,19
LAFE1	14-jun-13	1,50	1,50	1,50	1,50
LAFE2	14-jun-13	1,50	1,50	1,50	1,50
LF1	LFA13G	1,49	1,49	1,49	1,49

Columbia33	Eólico 3030	1,66	1,28	0,89	0,50
Eólico 3030	3115	1,67	1,78	1,89	2,00

Como se muestra en la tabla 3, la transferencia de los generadores GP1 y GP2 disminuye, ya que el PE entrega potencia activa, disminuyendo también la transferencia por la línea Columbia 33-Eólico 3030. La transferencia va disminuyendo en la medida en que aumenta la potencia eólica entregada por el PE, esto provoca una reducción en la pérdida de potencia activa del sistema, en el cual las pérdidas totales de potencia activa del sistema se reducen 5,5% con respecto al caso base cuando Los Canarreos entregan 1,5 MW, donde la PCI es de 5,82% y la PP es de 8,47%.

La introducción del PE mejora las condiciones en estado estacionario del sistema, aumentando las tensiones en los nodos y disminuyendo las pérdidas del sistema; sin embargo, el sistema puede verse debilitado ante la ocurrencia de una perturbación. En la figura 3 se muestra el comportamiento de la tensión en el PCC cuando el sistema trabaja sin el PE, y cuando el PE de Los Canarreos entrega 1,5 MW a la red.

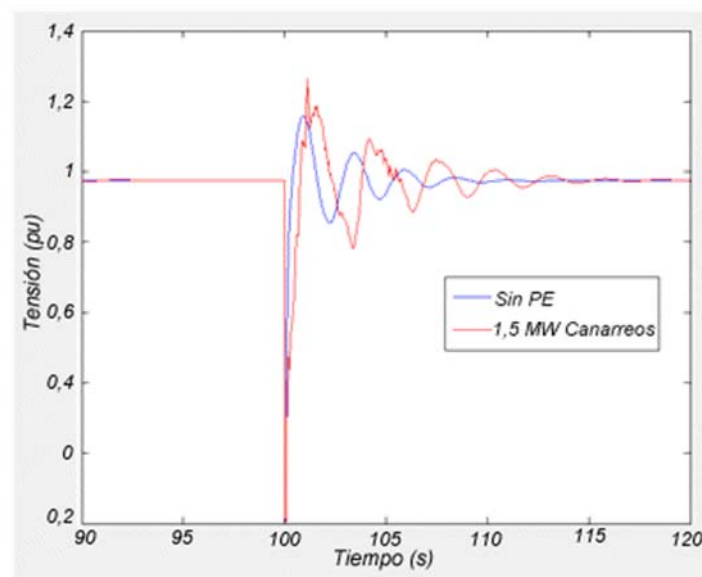


Fig. 3. Tensión en el PCC ante la ocurrencia de un corto circuito.

Para analizar este caso, el sistema es sometido a un corto circuito (CC) de 100 ms de duración en el PCC; cuando el sistema eléctrico trabaja sin la presencia del PE, la tensión presenta algunas oscilaciones y se estabiliza a los 110 segundos. Cuando ante un CC como el mencionado, el PE Los

Canarreos entrega 1,5 MW al sistema, las oscilaciones de la tensión después de la perturbación son más bruscas y tienen mayor duración, el tiempo de estabilización es 5 segundos mayor que sin la presencia del PE; en este caso, el PE se encuentra consumiendo 300 kVAR de potencia reactiva de la red, dado que los generadores eólicos se encuentran trabajando en valores cercanos a la potencia nominal (1,5 MW, condición que depende del viento). En este caso consumen potencia reactiva de la red eléctrica, la cual debe ser suministrada entonces por el resto de los generadores del sistema con el objetivo de que los aerogeneradores no se desconecten.

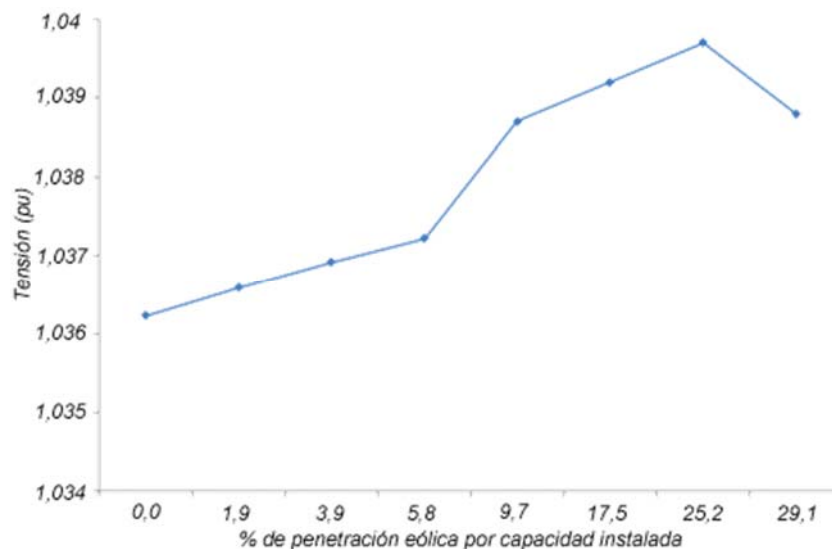


Fig. 4. Perfil de tensión del nodo 30 de Noviembre con aerogeneradores de velocidad fija.

Los efectos de la conexión de otro PE en este mismo sistema, para determinar los efectos del incremento del nivel de penetración eólica, pueden analizarse bajo las condiciones siguientes: se asume que Los Canarreos está entregando 1,5 MW, y se conecta un PE con aerogeneradores de velocidad fija en la subestación 30 de Noviembre, con un factor de potencia de los mismos (teniendo en cuenta la instalación de bancos de condensadores) de 0,98. En la figura 4 se muestran los valores de tensión alcanzados para diferentes niveles de penetración eólica por capacidad instalada.

Tal y como se muestra en la figura 4, a medida que aumenta el nivel de penetración, la tensión va aumentando hasta que llega a un punto máximo, y a partir de ahí comienza a disminuir nuevamente; la tensión en la subestación analizada aumenta hasta 0,34%, con un porcentaje de penetración eólica total de 25,2; cuando la potencia entregada por el PE ubicado en dicha subestación entrega un MW más, para un total de 6 MW y

un valor de casi 30% de penetración, la tensión en el nodo comienza a disminuir. Al analizar todo el sistema eléctrico, y el aporte de las diferentes fuentes de generación, se observa que cuando la potencia eólica aumenta, la potencia generada por los grupos electrógenos disminuye, y la transferencia de potencia por las líneas también disminuye; sin embargo, cuando la potencia eólica sigue aumentando, las transferencias comienzan a aumentar de nuevo, pero con la dirección del flujo en sentido contrario, reflejándose esto en las pérdidas del sistema, tal y como se muestra en la tabla 4.

Tabla 4. Pérdidas totales de potencia activa

PCI	0,0	1,9	3,9	5,8	9,7	17,5	25,2
PP	0	2,8	5,6	8,5	14,1	25,4	36,7
Pérdidas de potencia activa, MW	0,1937	0,1876	0,1841	0,1830	0,178	0,202	0,327

Las pérdidas de potencia activa se reducen 8% con respecto al caso base cuando la penetración es de 9,7% por capacidad instalada, mientras que cuando aumenta la penetración a 17,5%, las pérdidas aumentan en 13% con respecto al caso anterior, siendo incluso mayores que las observadas en el sistema sin la presencia de los PE, aumentando también las pérdidas por tensión y disminuyendo la tensión en el nodo. Para la última condición de penetración analizada en este caso (25,2% de PCI), se incumple el límite de transferencia de potencia por la línea que conecta la subestación con la red.

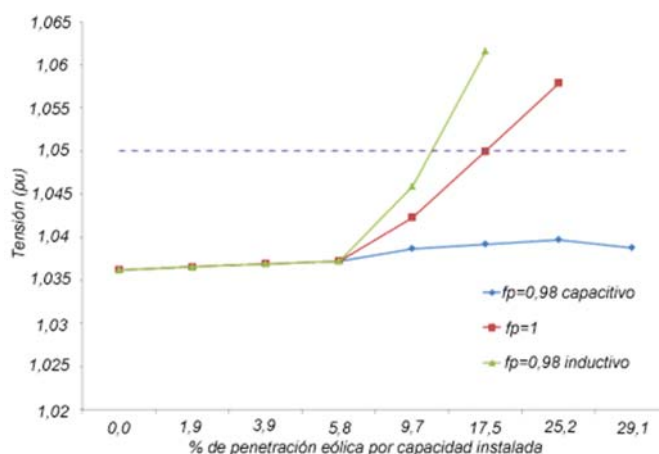


Fig. 5. Perfil de tensión del nodo 30 de Noviembre con aerogeneradores de velocidad variable.

En el caso de la conexión de los aerogeneradores de velocidad variable, es importante realizar varios análisis. Producto de la presencia del convertidor electrónico, el aerogenerador de inducción doblemente alimentado puede trabajar a diferente factor de potencia, según las características del sistema, o sea, que puede entregar o consumir potencia reactiva si la red lo requiere en ese momento, y también puede trabajar a factor de potencia unitario. Por lo tanto, desde el punto de la tensión en estado estacionario, la potencia reactiva que pueda consumir o entregar el aerogenerador tiene gran influencia en los niveles de penetración. En la figura 5 se muestra el comportamiento de la tensión en el nodo 30 de noviembre cuando se conectan aerogeneradores de velocidad variable, teniendo en cuenta varios factores de potencia.

La línea discontinua representa el límite de tensión permitido, de 1,05 pu en el caso del sistema eléctrico analizado. Para los 4 primeros valores de penetración, el perfil de la tensión es el mismo, pues representa solamente la conexión del PE Los Canarreos; el siguiente valor de penetración de 9,7% es con la integración del PE conectado a la subestación 30 de noviembre.

Para estas condiciones, se observan tres posibles niveles de tensión, en dependencia del factor de potencia de los aerogeneradores de velocidad variable, destacándose que:

1. A medida que los aerogeneradores van aportando potencia reactiva, la tensión en el nodo aumenta, lo que puede agravar la situación y provocar que se sobrepase el límite de tensión permitido, como ocurre cuando los aerogeneradores trabajan entregando potencia reactiva a un factor de potencia de 0,98 y la penetración aumenta a 17,5%; para este mismo valor, pero con factor de potencia unitario, la tensión se encuentra exactamente en el límite permitido, y lo sobrepasa en el próximo nivel de penetración analizado.
2. Para el caso de 0,98 capacitivo, el aerogenerador de velocidad variable se comporta, desde el punto de vista de la tensión en estado estacionario, igual que un aerogenerador de velocidad fija, o sea, se encuentra consumiendo potencia reactiva. La diferencia en este caso estará dada por la capacidad de los aerogeneradores ante la ocurrencia de una perturbación en el sistema.

En la tabla 5 se muestran los valores máximos de penetración eólica por capacidad instalada, y penetración de potencia en cada subestación, teniendo en cuenta que el PE Los Canarreos se encuentra entregando 1,5 MW al sistema.

Tabla 5. Niveles máximos de PCI obtenidos por subestación

Nodo	PCI (%)			PP (%)		
	fp=0,98 cap	fp=1	fp=0,98 ind	fp=0,98 cap	fp=1	fp=0,98 ind
14 Junio 13	26,0	26,7	27,5	37,8	38,9	40,0
30 Nov 13	26,7	18,1	12,5	38,9	26,4	18,3
Atanagildo 13	15,9	16,3	16,3	23,2	23,7	23,7
Combinado 13	47,3	50,6	42,7	68,8	73,7	62,3
LFA 13 D	64,4	67,0	66,7	93,8	97,7	97,2
Melvis 13	17,8	18,9	13,3	25,9	27,5	19,4
Vicong 13	30,1	31,6	32,0	43,8	46,0	46,5

Como se observa en la tabla 5, los niveles de penetración eólica van a depender fundamentalmente del punto de conexión con la red, y específicamente, con la debilidad de dicho punto, obteniéndose mayores o menores niveles de penetración en dependencia de donde se conecte el PE. Los niveles de penetración también van a depender de la tecnología de aerogenerador utilizada: cuando se conectan aerogeneradores de velocidad variable, se obtienen los mayores valores de penetración eólica para un factor de potencia unitario en cuatro de las siete subestaciones, mientras que otras dos subestaciones lo obtienen cuando el factor de potencia es inductivo, o sea, cuando el aerogenerador está entregando potencia reactiva a la red. Solamente en una subestación se alcanza mayor nivel de penetración, cuando el PE se encuentra consumiendo potencia reactiva. Estos niveles de penetración son obtenidos manteniendo la tensión en estado estacionario dentro de los parámetros establecidos en el sistema eléctrico de la Isla de la Juventud; es posible que en régimen transitorio los valores de penetración disminuyan, principalmente los relacionados con la penetración de potencia.

En la figura 6 se muestra el comportamiento de la tensión en la subestación 14 de Junio para 3 niveles de penetración de potencia, cuando en dicha subestación se conectan a la red aerogeneradores de velocidad fija y el

sistema es sometido a un corto circuito trifásico en el punto de conexión con la red (PCC).

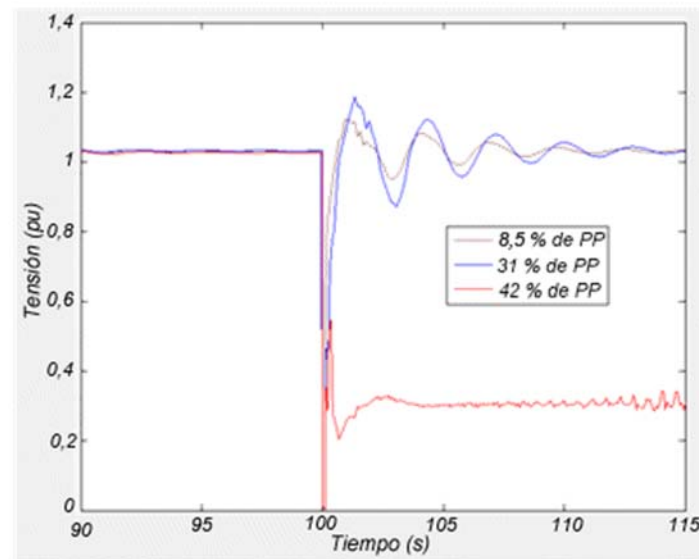


Fig. 6. Tensión en el PCC ante una perturbación para varios niveles de PP.

En el primer nivel de penetración solo se considera la conexión del PE Los Canarreos, y en el segundo y tercer niveles de penetración están incluidos ambos PE. Para los dos primeros niveles de penetración eólica el sistema logra mantener la estabilidad de tensión, aun cuando se observa que el sistema se encuentra trabajando cerca de su límite y la penetración es de 31%; en estas condiciones un aumento de la generación eólica provocaría un colapso de tensión, tal y como se observa para 42% de PP, debido a que el sistema no tiene la capacidad de entregar la potencia reactiva necesaria en el tiempo requerido, haciendo que el sistema colapse.

Si se comparan los niveles de penetración obtenidos después del transitorio con los obtenidos en estado estacionario, se verá que para este caso existe una diferencia de 6% en los niveles de penetración máximos que pueden obtenerse, lo que significa que el sistema todavía permite la integración de más aerogeneradores desde el punto de vista de la tensión en estado estacionario, pero la respuesta ante una perturbación limita este posible aumento.

En la figura 7 se muestra el comportamiento de la tensión en el punto de conexión con la red, en este caso, la subestación 14 de Junio. Cuando se conectan aerogeneradores de velocidad variable, el sistema es sometido un corto circuito trifásico y se analizan tres niveles diferentes de PP.

Igual que en el caso anterior, para 8,5% de PP se encuentra conectado solamente el PE Los Canarreos, para los otros dos niveles de penetración

la tensión del sistema se estabiliza mucho más rápido y sin oscilaciones. Esto es debido a las características de los aerogeneradores de velocidad variable, ya que el convertidor ayuda al sistema a sobrepasar la falla entregando la potencia reactiva necesaria.

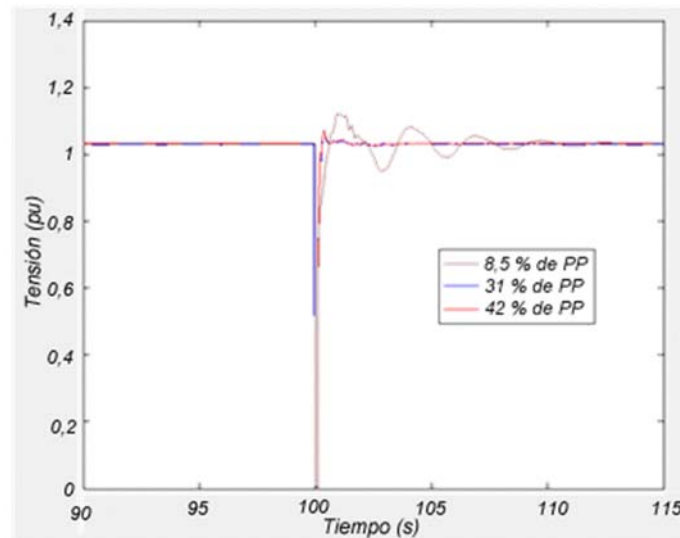


Fig. 7. Tensión en el PCC ante una perturbación para varios niveles de PP.

En este caso el sistema logra estabilizar la tensión para valores altos de penetración; sin embargo, es el propio sistema el que limita la introducción de energía eólica, ya que no se puede seguir aumentando la potencia eólica sin incumplir alguna de las restricciones del sistema en estado estacionario.

Conclusiones

Según los análisis realizados, en la medida en que aumentan los niveles de penetración eólica en el sistema estudiado, el mismo se hace más inestable, ya sea desde el punto de vista de la tensión en estado estacionario o en régimen transitorio; y donde se observa la importancia del nodo de conexión del parque eólico con el nivel máximo de penetración eólica obtenido, así como que la distribución de los PE posibilita un incremento del nivel de penetración con relación a concentrar toda esa potencia en un solo nodo de la red eléctrica. Se aprecia también la relación entre los niveles de penetración eólica y la tecnología de aerogenerador utilizada.

Bibliografía

ABBEY, C. Y G. JOOS (2005). *Effect of Low Voltage Ride through (LVRT) Characteristic on Voltage Stability*. IEEE, 2005.

ACKERMANN, THOMAS (2005). *Wind Power in Power System*. New York: John Wiley & Sons, Ltd., 2005.

BARING-GOULD, I. Y D. CORBUS (2007). «Status of Wind-Diesel Applications in Arctic Climates», presented at the *Presented at The Arctic Energy Summit Technology Conference*, Anchorage, Alaska, 2007.

CHEN, YANXU Y ZIFA LIU (2010). «The Static and Dynamic Analysis after the Integration of the Large Wind Farm», en *International Conference on Challenges in Environmental Science and Computer Engineering*, IEEE, 2010.

COSTA MONTIEL, ÁNGEL (2007). *Notas sobre penetración eólica*. Documento interno, CIPEL, CUJAE, octubre, 2007.

FARIAS, M. F.; P. E. BATTAIOTTO Y M. G. CENDOYA (2010). *Investigation of UPQC for Sag Compensation in Wind Farms to Weak Grid Connections*. IEEE, 2010.

HASCHE, BERNHARD; ANDREW KEANE Y MARK O'MALLEY (2012). «Capacity Value of Wind Power, Calculation, and Data Requirements: », en *IEEE Transactions on Power Systems*, 26 (1): 420-430. Publication date: 2012.

KABOURIS, JOHN Y F. D. KANELLOS (2010). «Impacts of Large-Scale Wind Penetration on Designing and Operation of Electric Power Systems», en *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 1, no. 2, julio, 2010.

KUNDUR, PRABHA (1993). *Power System Stability and Control*. New York: John McGraw-Hill, 1993.

LE, H. T. Y S. SANTOSO (2007). «Analysis of Voltage Stability and Optimal Wind Power Penetration Limits for a Non-radial Network with an Energy Storage System», en *Power Engineering Society General Meeting*, IEEE, 2007.

MILANO, F. (2007). *Power System Analysis Toolbox*. Documentación para el PSAT. Versión 2.0.0 β, marzo 8, 2007.

MULJADI, E.; C. P. BUTTERFIELD, et al. (2007). «Characteristics of Variable Speed Wind Turbines under Normal and Fault Conditions», en *Power Engineering Society General Meeting*, pp.1-7, 24-28, IEEE, junio, 2007.

POKHAREL, BIJAYA Y WENZHONG GAO. *Mitigation of Disturbances in DFIG-based Wind Farm Connected to Weak Distribution System Using STATCOM*, s/a.

SANTOS FUENTEFRIA, ARIEL; MIGUEL CASTRO FERNÁNDEZ Y ANTONIO MARTÍNEZ GARCÍA (2009). «Evaluación del sistema híbrido de generación diesel-eólica en la Isla de la Juventud», en *VI Conferencia Internacional de Energía Renovable, Ahorro de Energía y Educación Energética*, Palacio de las Convenciones, La Habana, Cuba, 9-12 de junio de 2009.

SHIEN, HE; WANG WEIZHOU, JIA HUAISEN, CUI GANG, WANG FUJUN Y LIU JUN (2009). Integration of Wind Farm into Gansu Power Grid and its Operation, en *Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, 2009.

SUPERGEN '09. International, pp.1-5, 6-7, abril, 2009.

ZHU, W. Y R.-F. CAO (2009). «Improved Low Voltage Ride-through of Wind Farm Using STATCOM and Pitch Control», en *Power Electronics and Motion Control Conference*, 2009. IPEMC 2009. IEEE 6th International.

Riesgo de huracanes y oportunidades para desarrollar aerogeneradores de alto rendimiento en Cuba y el Caribe

Hurricane risk and opportunities to develop high-performance wind turbines in Cuba and the Caribbean

Por Ing. Guillermo Leiva Viamonte,
Ing. María del Carmen Delgado González*
y Lic. Rolando Soltura Morales**

** Empresa de Ingeniería y Proyectos
de la Electricidad (INEL),
Unión Nacional Eléctrica (UNE), Ministerio
de Energía y Minas (MINEM), La Habana, Cuba.
e-mail: leiva@inel.une.cu*

Resumen

El cambio climático pudiera incrementar la frecuencia e intensidad de los huracanes que afectan el Caribe y muchas veces cruzan sobre Cuba. Dos parques eólicos cubanos ya resistieron el impacto directo de huracanes, y las experiencias adquiridas permitieron elevar la comprensión de sus riesgos y la necesidad de emplear aerogeneradores diseñados específicamente para esas condiciones. Factores opuestos determinan los tipos y clases de aerogeneradores a usar en Cuba, y posiblemente en otros países del Caribe insular. La velocidad promedio anual del viento en las zonas de mejor potencial eólico es baja a media, aun cuando puede alcanzarse un buen rendimiento por los favorables patrones diario y estacional, la alta frecuencia de velocidades del viento dentro del rango medio-superior de la zona de carga parcial de las curvas de potencia de los aerogeneradores, y las pocas horas de calma durante el año. Sin embargo, el impacto de los huracanes es una amenaza para la supervivencia de los aerogeneradores estándar de Clases II y III, diseñados para alcanzar alta producción de energía bajo esas condiciones. Este trabajo presenta consideraciones sobre las oportunidades de Cuba para promover el desarrollo de aerogeneradores de Clase S, aptos para alcanzar alta producción anual de energía (PAE), y soportar huracanes de gran intensidad.

Palabras clave: Aerogeneradores, huracanes

Abstract

Climate change could increase the frequency and intensity of hurricanes that affect the Caribbean and often cross over Cuba. Two Cuban wind farms already withstand the direct impact of hurricanes, and the experiences

learned allowed to raise the understanding of their risks and the need to use wind turbines specifically designed for these conditions. Opposite factors determine the types and classes of wind turbines to be used in Cuba, and possibly in other countries of the insular Caribbean. The average annual wind speed in the areas with the best wind potential is low to medium, although a good performance can be achieved due to the favorable daily and seasonal patterns, the high frequency of wind speeds within the upper-middle range of the area of partial load of the power curves of the wind turbines, and the few total quiet hours during the year. However, the impact of hurricanes is a threat to the survival of standard Class II and III wind turbines, designed to achieve high energy production under these conditions. This paper presents considerations on the opportunities of Cuba to promote the development of Class S wind turbines, capable of achieving high annual energy production (PAE), and withstand high intensity hurricanes.

Keywords: wind turbines, hurricanes

Huracanes en el Caribe y aerogeneradores

Cuba se ubica en el Mar Caribe, donde anualmente se pueden formar y desarrollar ciclones tropicales, o pueden circular ciclones formados en el Océano Atlántico Ecuatorial que eventualmente cruzan el arco de las Antillas Menores penetrando en el Caribe, donde con frecuencia alcanzan categorías de huracanes intensos, o de gran intensidad. La temporada ciclónica se extiende del 1ro de junio al 30 de noviembre (6 meses al año).

Las normas internacionales de diseño y certificación de aerogeneradores (IEC 61400-1, GL y otras) indican expresamente que no fueron concebidas para diseñar aerogeneradores que soporten vientos extremos de huracanes (ciclones, tifones, etc.) de gran intensidad, y la industria eólica no ha tenido como prioridad desarrollar modelos específicamente adaptados a esas condiciones.

Existen estudios de frecuencia, intensidad y trayectoria de ciclones tropicales en regiones del Hemisferio Oriental donde son frecuentes (Sur de China, Sureste Asiático, Japón y Australia), que se han utilizado para comparar y pronosticar la resistencia de aerogeneradores estándar, e inclusive para evaluar el riesgo de instalarlos, en correspondencia con el desarrollo ya relativamente importante de parques eólicos en esas regiones.

Dado el poco desarrollo de la energía eólica en el Caribe, que solo acumulaba unos 250 MW instalados a fines de 2011 [GWEC, 2012], no se han localizado referencias sobre estudios similares para pronosticar el comportamiento de los aerogeneradores ante huracanes.

En Cuba, desde el inicio del planeamiento del 1995-1996 del Parque Eólico Demostrativo de 0,45 MW en Turiguanó (Ciego de Ávila, puesto en marcha en 1999), se trató de obtener referencias para prevenir los daños por huracanes intensos en los aerogeneradores estándar de Clase II a instalar.

Posteriormente (2005-2007), para desarrollar los parques eólicos Los Canarreos (Isla de la Juventud, 2007), Gibara 1 (Holguín, 2008) y Gibara 2 (Holguín, 2011) la Ingeniería (INEL-UNE) estableció cooperación con el Instituto de Meteorología, que emitió un informe [Colectivo..., 2006] resumiendo la estadística relevante sobre frecuencia e intensidad registrada, y las probabilidades de ocurrencia de huracanes estimadas para cada provincia de Cuba, basada en registros de 202 años de historia de los huracanes en Cuba. También se consultó información sobre tormentas eléctricas [Álvarez, 2004].

Así, la Ingeniería obtuvo una herramienta más confiable para seleccionar los aerogeneradores para los parques eólicos «de prueba» que se instalaron desde 2007 hasta 2011; pero en la actualidad, cuando se han definido las zonas de más interés para desplegar parques eólicos de escala comercial en el futuro, y luego de las afectaciones causadas en 2008 por 3 huracanes intensos o de gran intensidad que impactaron a Cuba, la influencia de otros 2 huracanes intensos que pasaron próximos a las costas cubanas, y recientes afectaciones causadas por huracanes intensos en 2012, se requiere una actualización de las estadísticas disponibles para cada zona de interés, especialmente para la región oriental, que además tengan en cuenta los posibles aumentos de frecuencia e intensidad de los huracanes como consecuencia del cambio climático.

En 2007 expertos cubanos intercambiaron experiencias propias en el pronóstico de huracanes y el planeamiento de parques eólicos, con la compañía propietaria del Parque Eólico de Wigton, Jamaica, que había sufrido el embate directo de un huracán intenso. Recientemente se ha comprobado que algunos fabricantes que han instalado aerogeneradores en regiones afectadas por ciclones tropicales, y han adquirido experiencias directas sobre su resistencia a tales eventos, no han desarrollado máquinas específicas para enfrentarlos, y no se han propuesto diseñar aerogeneradores aptos para aprovechar vientos con moderada a baja velocidad promedio anual, y que, además, puedan soportar huracanes intensos y de gran intensidad, que son precisamente las dos condiciones que concurren en las mejores zonas para desplegar los futuros parques eólicos cubanos, y que pudieran ser condiciones comunes a otros países del Caribe.

Durante los intercambios sostenidos con el fabricante francés Vergnet para el desarrollo del parque eólico Los Canarreos, en la Isla de la Juventud

(2006-2007), expertos de INEL conocieron del desarrollo del tipo de aerogenerador GEV HP 1 MW [Vergnet, 2009], apto para auto-desmontarse parcialmente ante riesgos de impactos de huracanes, siendo este, posiblemente, el único modelo de la gama de 1 MW creado para zonas ciclónicas. Sin embargo, no se ha comprobado su viabilidad para instalar en grandes parques eólicos en zonas de vientos bajos.

Experiencias sobre huracanes y parques eólicos en Cuba

Las experiencias cubanas en este tema son recientes, como lo es el desarrollo mismo de los parques eólicos. En agosto de 2008 la Isla de la Juventud, 160 km al Sur de La Habana, fue impactada por el huracán de gran intensidad Gustav, de categoría 5. Solo un año antes (febrero de 2007) se había puesto en marcha el pequeño Parque Eólico Los Canarreos, de 1,65 MW, con 6 aerogeneradores de 275 kW de Clase II montados sobre torres tubulares abatibles de 55 m, y que fueron preservados según indicaciones de su fabricante Vergnet, sufriendo muy pocos daños que se corrigieron rápidamente, aunque el parque estuvo fuera de servicio más de 8 meses por los enormes daños a las infraestructuras eléctrica y otras en toda la isla.

En septiembre del mismo año el huracán Ike de categoría 4 penetró por la región de Banes, Holguín, e impactó directamente al parque eólico Gibara 1, de 5,1 MW, que se había puesto en marcha apenas 6 meses antes (febrero de 2008). Sus aerogeneradores Gamesa de Clase I-A, con potencia nominal de 850 kW y buje a 55 m de altura, soportaron vientos de al menos 70 m/s (252 km/h), último registro de la estación de prospección Los Cocos existente en su cercanía. Tampoco sufrieron daños significativos.

El pequeño Parque Eólico Demostrativo de la Isla Turiguanó (2 x 225 kW de Clase II-A con rotor de 28 m de diámetro a 32 m de altura) no ha sufrido impactos directos de huracanes en sus 14 años de funcionamiento, y el Parque Eólico Gibara 2 de 4,5 MW (6 x 750 kW Clase II-A con rotor de 50 m a 52,5 m de altura), que se puso en marcha en noviembre de 2011, sufrió recientemente la influencia indirecta del huracán Sandy sin sufrir daños.

Clases de aerogeneradores para Cuba y el Caribe

En 2010, INEL elaboró un estudio [Leiva, et al., 2010] que comparó la resistencia de diseño de los aerogeneradores comerciales de clases estándar, a vientos extremos, con los valores de velocidades máximas pronosticadas para distintas regiones de Cuba [Vega, 1990], y con las velocidades máximas y la frecuencia de huracanes pronosticadas para

cada provincia por expertos del INSMET [Colectivo..., 2006]. Los resultados de este estudio indican la necesidad de evaluar rigurosamente la posibilidad de emplear aerogeneradores de Clase III en las zonas seleccionadas para desplegar parques eólicos en la costa norte de la región oriental, en la que se registra la menor frecuencia de huracanes intensos, y las velocidades máximas promedio y absolutas más bajas.

Aunque como se indicó antes, la incidencia directa o la influencia indirecta en años recientes de varios huracanes intensos en esa región pudiera causar algún cambio en las estadísticas, la mayor incertidumbre parece relacionarse con los posibles efectos del cambio climático sobre la frecuencia o probabilidad de retorno, la intensidad y las trayectorias de los ciclones tropicales en el Océano Atlántico y el Caribe.

Del lado de los principales fabricantes de aerogeneradores, aunque pueden hallarse referencias a modelos de clase Especial con muy alta resistencia a vientos extremos (mucho mayores que los 70 m/s que soportan los de Clase I), estos parecen estar diseñados para zonas de vientos con velocidades promedio altas, y en general, con intensidades de turbulencia «normales», y no parece haber interés especial en crear un modelo capaz de satisfacer la capacidad de alcanzar alta resistencia a vientos extremos poco frecuentes y muy turbulentos causados por huracanes, y a la par, obtener alta PAE en condiciones normales de vientos con velocidades promedio bajas a moderadas.

Conclusiones

La Ingeniería de INEL gestiona con el INSMET la caracterización más precisa y actualizada de las probabilidades de ocurrencia de huracanes en las zonas propuestas para desarrollos eólicos [Leiva, et al., 2010], en tanto explora oportunidades para promover una alianza estratégica con algún fabricante que se interese en desarrollar el aerogenerador con las prestaciones descritas, orientado al mercado del Caribe y de otros países de regiones con alto riesgo de impacto de huracanes intensos y de gran intensidad.

Bibliografía

ÁLVAREZ E., L. (2004). *Estudio de la localización espacial de las tormentas eléctricas en Cuba y su tendencia*. La Habana: INSMET, 2004.
Annual Report 2011. IEA Wind.
Colectivo de autores (2006). *Cronología de los huracanes en Cuba*. Probabilidad de afectación por huracanes en cada provincia de Cuba. Informe abreviado. La Habana: INSMET, AMA, CITMA, mayo, 2006.

Germanischer Lloyd WindEnergie (2004). *Rules and Guidelines. IV Industrial Services. 1 Guideline for the Certification of Wind Turbines*. Edition 2003 with Supplement 2004.

Global Renewable Energy Market Outlook 2011. Bloomberg New Energy Finance, 2011.

GWEC (2012). *Global Wind Report. Annual Market Update 2011*.

IEC 61400-1. *Wind turbines. Part 1: Design requirements*. Third Edition, 2005-08.

International Wind Energy Development. World Market Update 2011. Forecast 2012-2016. Published by BTM Consult. A part of Navigant. Marzo, 2012.

LEIVA, GUILLERMO (2010). «Selection of Wind Turbines and Wind Farm Locations Based upon the Risks of Hurricane Strikes and Other Events Provoking Extreme Winds at Each Region of Cuba», en *Revista de Energía de América Latina y el Caribe*, ENERLAC, Quito, febrero, 2010.

LEIVA, GUILLERMO, et al. (2010). *Informe Técnico ER-ING 25/2010. Portafolio de proyectos de parques eólicos en Cuba, 2010*. La Habana: INEL, octubre, 2010.

MeteoService® Servicios Meteorológicos Especializados. Certificado Meteorológico No. 71/08. DIM 076. Servicio: Comentarios y registros de huracanes Gustav e Ike.

Vergnet Group (2009). *Catálogo Vergnet GEV HP 1 MW Far Wind*. 2009.

WISER, R. Y M. BOLINGER (2011). *Wind Technologies Market Report*. Lawrence Berkeley National Laboratory, DOE, 2011.

Cuba: hacia una agricultura energéticamente sostenible

Cuba: towards an energy-sustainable agriculture

Por Ing. Argelia Balboa Monzón
y M.Sc. Anaely Saunders Vázquez***

** Dirección de Energía Renovable, Ministerio
de Energía y Minas (MINEM), La Habana. Cuba.*

*** Centro de Gestión de la Información
y Desarrollo de la Energía (CUBAENERGÍA). Ministerio de Ciencia,
Tecnología y Medio Ambiente (CITMA), La Habana, Cuba.
e-mail: argelia.balboa@oc.minbas.cu y anaely@cubaenergia.cu*

Resumen

En la evolución de la agricultura tradicional a la moderna, el uso de la energía se ha incrementado considerablemente, lo que también ha traído impactos al medio ambiente, reduciéndose no solo la eficiencia agrícola, sino también la eficiencia energética. Es por tanto vital el uso eficiente de los recursos energéticos para el incremento de la producción, la productividad, la competitividad y la sostenibilidad de la agricultura. Cuba, históricamente con una importante producción agrícola y ganadera, aunque deprimida por la crisis económica en la década del 90 del siglo pasado, ha comenzado a dar pasos para revertir esta situación, con medidas que, inobjetablemente, conllevarán a un incremento del uso de la energía para la reactivación de este importante sector económico, por lo que la introducción acelerada de las fuentes renovables de energía propiciará la creación de ciclos cerrados dirigidos a la conservación y preservación del medio ambiente. En los Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución se evidencia la voluntad política del Estado cubano de afianzar los basamentos de una agricultura sostenible, y la disminución de los costos. El objetivo de este trabajo es analizar el contexto nacional y hacer propuestas de acciones que deben acometerse para que en la producción agrícola se adopten y asimilen, desde varios puntos de vista, los criterios de sustentabilidad y lograr una agricultura energéticamente sostenible.

Palabras clave: Agricultura, eficiencia energética, energía, medio ambiente, sostenibilidad

Abstract

In the evolution of traditional to modern agriculture, the use of energy has increased considerably, which has also caused impacts on the environment, reducing not only agricultural efficiency, but also energy efficiency. The

efficient use of energy resources is therefore vital for the increase of production, productivity, competitiveness and sustainability of agriculture. Historically Cuba has had an significant agricultural and livestock production, although depressed by the economic crisis of the 1990s, has begun to take steps to revert this situation, with measures that, unquestionably, will lead to an increase in the use of energy for the reactivation of this important economic sector. The accelerated introduction of renewable energy technologies will favor the creation of closed cycles aimed at the conservation and preservation of the environment. The Guidelines of the Economic and Social Policy of the Party and the Revolution demonstrate the political will of the Cuban State to underpin the foundations of sustainable agriculture, and the reduction of costs. The objective of this paper is to analyze the national context and make proposals for actions that must be undertaken for the agricultural production to adopt and assimilate sustainability criteria and achieve an energy-sustainable agriculture.

Keywords: Agriculture, energy efficiency, energy, environment, sustainability

Introducción

La energía es básica en el desarrollo de la humanidad. En la agricultura es importante en términos de producción y procesamiento agrícola y ganadero. En la evolución de la agricultura, el uso de la energía se ha incrementado considerablemente, lo que también ha traído aparejado impactos al medio ambiente, como la degradación y erosión de los suelos, la contaminación ambiental causada por las emisiones de dióxido de carbono, la pérdida de calidad de los alimentos y los altos costos energéticos asociados, por lo que ha existido una reducción, no solo de la eficiencia agrícola, sino también de la eficiencia energética. Es por tanto vital el uso eficiente de los recursos energéticos para el incremento de la producción, la productividad, la competitividad y la sostenibilidad de la agricultura.

Cuba ha comenzado a dar pasos para superar los impactos negativos de la crisis económica de la década del 90 del siglo pasado, en renglones como la agroindustria azucarera, con la revitalización del sector; la aprobación del Decreto Ley 259 para la entrega en usufructo de tierras ociosas, y el Decreto Ley 300 para la ampliación de la cantidad de tierras a entregar, y otras facilidades; el desarrollo de la agricultura urbana y suburbana; la reorganización de las formas productivas, como las cooperativas y empresas estatales; el desarrollo local, analizado y contextualizado como un proceso descentralizador, al identificar al municipio como espacio clave para el desempeño y la toma de decisiones dentro de la actividad agrícola territorial; la repoblación gradual del campo; el incremento del precio de la

leche, la carne bovina y otros productos agrícolas, como parte del programa de medidas para incrementar la producción agropecuaria, lo que, inobjetablemente, conllevará a un incremento del uso de la energía.

A esto, por lo tanto, hay que sumarle los esfuerzos realizados para la introducción acelerada en la producción agrícola de las fuentes renovables de energía, que propician la creación de ciclos cerrados dirigidos a la conservación del medio ambiente. El aprovechamiento de los residuos orgánicos provenientes de la cría de animales, y de los desechos agrícolas para la generación de biogás y la producción de fertilizantes orgánicos y biocombustibles; el uso de los molinos de viento para el suministro de agua en la ganadería y cultivos menores; el bombeo solar con sistemas fotovoltaicos; los arietes hidráulicos; la tracción animal, son ejemplos que soportan la producción de alimentos de forma viable, sostenible y con menor costo. Los Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución, sobre todo los contenidos en el capítulo VII, Política Agroindustrial, y en el capítulo VIII, Política Industrial y Energética, evidencian la voluntad política del Estado cubano de afianzar los basamentos de una agricultura sostenible.

Analizar el contexto nacional y hacer propuestas de acciones que deben acometerse en el corto, mediano y largo plazos para influir en que en la producción agrícola se adopten programas para el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía, para lograr una agricultura energéticamente sostenible, es el objetivo de este trabajo.

La energía como factor clave para el desarrollo agrícola

La agricultura moderna requiere energía intensiva. La energía es necesaria en todas las etapas de la producción de alimentos, tanto directamente como indirectamente. El incremento de los precios del petróleo ha aumentado los costos de la producción agrícola y estimulado la producción de biocarburantes [Lock, et al., 2012].

Según la Organización para la Agricultura y la Alimentación de Naciones Unidas (FAO), el sistema alimentario mundial necesita reducir su dependencia de los combustibles fósiles, si quiere satisfacer las necesidades crecientes de la población. El sector alimentario –incluidos la fabricación de insumos, producción, procesado, transporte, comercialización y consumo–, implica alrededor de 30% del consumo mundial de energía, y genera más de 20% del total mundial de emisiones de gases de efecto invernadero [FAO, 2011].

La modificación de las prácticas agrícolas, la utilización de las fuentes de energía locales y renovables durante toda la cadena productiva, y la

utilización de los desechos para la producción de energía, contribuirían a alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible.

La transición hacia una agricultura eficiente a nivel energético representará «una enorme tarea» que requiere planteamientos a largo plazo, y es necesario comenzar de inmediato [FAO, 2011].

Se habla, en el plano internacional, de desarrollar sistemas que integren la producción agropecuaria y la bioenergía, pues la energía renovable que se produzca en esos sistemas aumenta la productividad de la tierra, reduce la necesidad de dañar paisajes naturales y contribuye a mitigar el cambio climático.

Producción agropecuaria en Cuba. Participación de las fuentes renovables de energía

El sector agropecuario desempeña un importante papel para la economía cubana, por su participación directa e indirecta en la conformación del PIB, y en sentido general, por su incidencia y efecto multiplicador hacia otros sectores [Nova, 2012]. Al tener que asumir más gastos al incrementarse las importaciones de alimentos, ello obliga a erogar grandes cantidades de dinero para poder cubrir parte del déficit de la producción, lo que hace al país cada vez más vulnerable, desde el punto de vista alimentario.

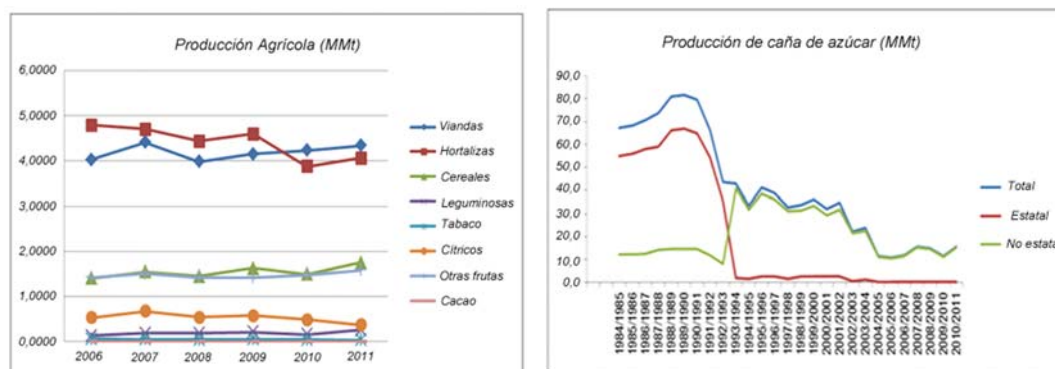


Figura 1. Producción agrícola y de caña de azúcar en Cuba.

Fuente: Elaboración propia a partir del Anuario Estadístico de Cuba 2011, ONEI, 2012.

Existen fortalezas que pueden revertir este panorama, toda vez que este sector dispone de más de un millón ochocientas mil hectáreas de tierras agrícolas cultivables ociosas [Nova, 2012], un importante número de instituciones científicas con resultados concretos que pueden generalizarse y capital humano con alta calificación.

El sector se ha estado revitalizando, desde 2009, lo que ha tomado más auge a partir de la implementación de varias medidas derivadas de los

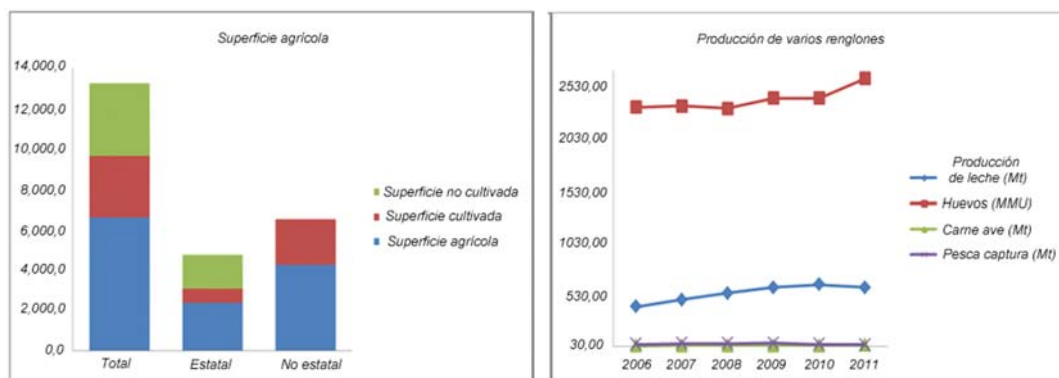


Figura 2. Superficie agrícola y producción de varios renglones en Cuba.
Fuente: Elaboración propia a partir del Anuario Estadístico de Cuba 2011, ONEI, 2012.

Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución [PCC, 2011]:

- La revitalización de la agroindustria azucarera a partir de la reorganización del sector, con la creación de la organización superior de dirección empresarial (OSDE) AZCUBA;
- La aprobación del Decreto Ley 259 para la entrega en usufructo de tierras ociosas, y la aprobación en el 2012 del Decreto Ley 300 para la ampliación de la cantidad de tierras a entregar, y otras facilidades. Por la aplicación de estos decretos, al cierre del 2012 se habían entregado un total de 1 529 927 hectáreas;
- El desarrollo de la agricultura urbana y suburbana;
- La reorganización de las formas productivas, sobre todo de las cooperativas al ampliar su independencia económica y financiera, espacio clave para el desempeño y la toma de decisiones dentro de la actividad agrícola territorial, y El estímulo al incremento de la producción agrícola, mediante el pago de precios superiores, por parte del sistema de la agricultura, a productos como leche, carne bovina, frutas y vegetales, entre otros (Figs. 1 y 2).

Según datos reportados por el Ministerio de la Agricultura (MINAG) se puede constatar que respecto al 2011, la producción global agropecuaria del país en el 2012 se incrementó en 99,65%, como resultado de la aplicación de las medidas mencionadas anteriormente (Fig. 3).

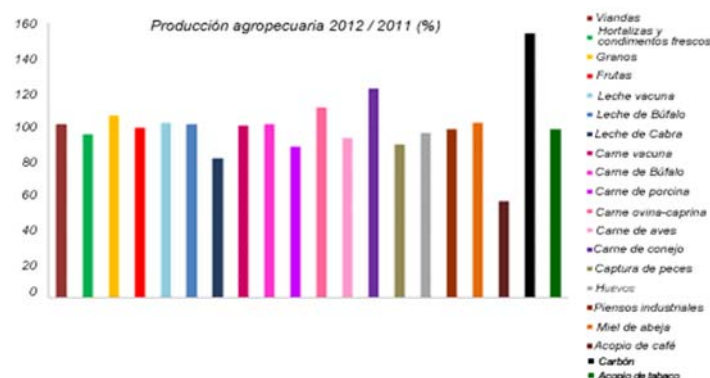


Figura 3. Producción agropecuaria cubana 2012/2011.

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe interno, MINAG, 2013

Es necesario por tanto, en este contexto, fortalecer el concepto de agricultura sustentable en la producción agropecuaria cubana, tanto en el sector estatal como en el sector privado, porque esta forma de agricultura preserva y promueve la biodiversidad, mantiene la fertilidad del suelo y la pureza del agua, mantiene y mejora las características físicas, químicas y biológicas del suelo, recicla los recursos naturales y conserva la energía. La agricultura sustentable produce formas diversas de alimentos de alta calidad, fibras y medicinas [Amigos de la Tierra Internacional, 2001].

Aun cuando el consumo de energía eléctrica en el sector agropecuario cubano no es significativo comparado con el resto de los sectores, al comportarse entre 1,3 y 1,8% en el período 1999-2011, sí es significativo el consumo de otros portadores energéticos que se utilizan, como el diésel, fuel *oil* y gasolina, entre otros, que se estima representa 40% de los costos totales de producción, lo que es alto, y afecta los índices de eficiencia y productividad del sector (Fig. 4).

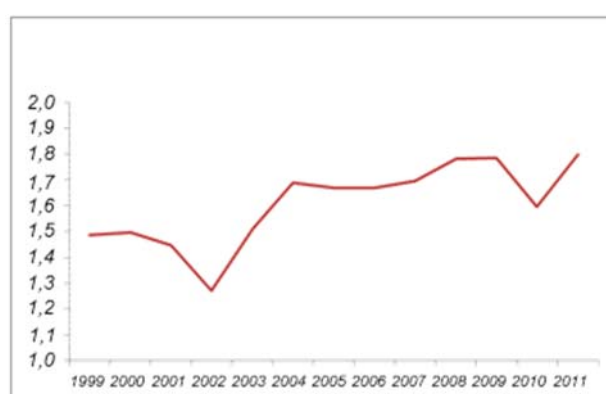


Figura 4. Consumo de energía eléctrica en el sector agropecuario.

Fuente: Elaboración propia a partir del Anuario Estadístico de Cuba 2011, ONEI, 2012.

La contribución de las fuentes renovables de energía a la producción agropecuaria en Cuba se ha ido incrementando, lo que es de suma importancia para que este sector cuente con un enfoque más ecológico, social, económico, cultural y sostenible. La aplicación de estas tecnologías contribuye a disminuir la importación de combustibles y los costos de producción, y le permite al productor incrementar su auto-sostenibilidad energética, en la medida en que utilice con mayor amplitud las fuentes renovables de energía. El sistema de la agricultura, MINAG, hoy cuenta con varias aplicaciones para el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía (Figs. 5 y 6).



Figura 5. Instalaciones que utilizan fuentes renovables de energía en Cuba.

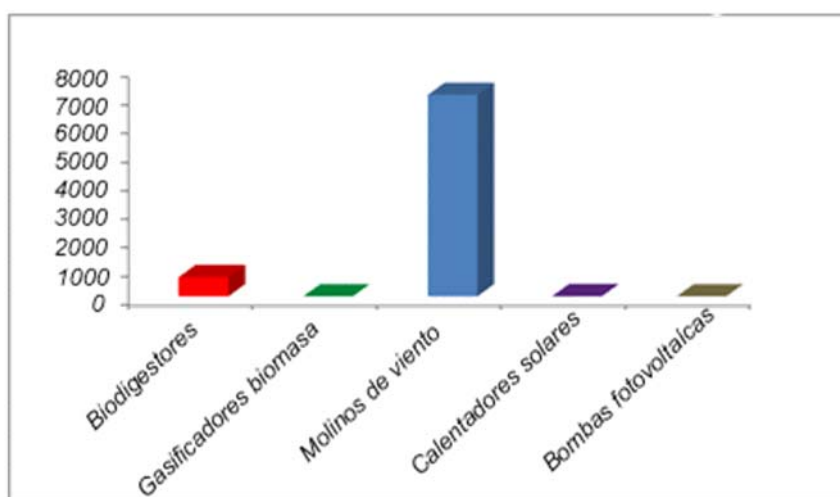


Figura 6. Dispositivos para el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía en el MINAG.

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe, MINAG-GNER, 2012.

Se ha establecido un grupo de directivas para impulsar, con mayor énfasis, la participación de las fuentes renovables de energía en la producción agrícola, entre las que se encuentran:

- Instalar molinos de viento producidos nacionalmente en la ganadería y la agricultura urbana y suburbana, para obtener mayores ahorros energéticos.
- Realizar estudios de factibilidad para la instalación de plantas de gasificación de desechos forestales, para la generación de electricidad que se utilice en el autoabastecimiento, y entregar el excedente al Sistema Electroenergético Nacional (SEN).
- Realizar los estudios de factibilidad para el secado solar de madera, frutas, semillas y plantas medicinales, utilizando las experiencias y prototipos desarrollados por los expertos nacionales.
- Construir biodigestores para excretas porcinas y vacunas utilizando materiales locales, destinando el biogás obtenido a la cocción, y ampliar su uso en la iluminación, la refrigeración y la generación local de electricidad.
- Instalar plantas de biogás en las grandes instalaciones porcinas para su autoconsumo, y entrega del excedente al SEN.
- Instalación de calentadores solares en vaquerías, que propician mejorar la calidad de la leche.

Conclusiones

Aunque se han realizado esfuerzos para que el país transite hacia una agricultura sostenible, es necesario establecer programas a corto, mediano y largo plazos para la utilización de las diferentes aplicaciones y tecnologías que aprovechan las fuentes renovables de energía y el uso eficiente de los combustibles fósiles, a partir de las elevadas potencialidades disponibles en el sector.

Importante también resulta el análisis integral de los consumos energéticos en los planes de desarrollo productivo, así como la capacitación permanente del capital humano de este decisivo sector.

Bibliografía

AMIGOS DE LA TIERRA INTERNACIONAL (2001). *En pos de economías sustentables: Desafiando la globalización neoliberal*. Revista Ambientico. Publicación de ATI, N° 91. 1- 21, citado por Moreno, D. y Cantú, P.C (2005). *La sustentabilidad alimentaria, una visión antropológica*. México. Universidad Autónoma de Nuevo León. Revista de la Facultad de Salud Pública y Nutrición, Vol.6 N° 4, octubre-diciembre, 2001.

FAO (2011). «FAO: El sistema alimentario debe bajar su dependencia de combustibles fósiles». Recuperado el 19 de marzo de 2012, de FAO: www.fao.org/fleadmin/user_upload/.../HLC08-inf-1-S.pdf

LOCK, K.; D. STUCKLER, K. CHARLESWORTH Y M. MCKEE (2012). *Consecuencias del aumento global del precio de los alimentos. El precio elevado de los alimentos no solo afecta el bolsillo, sino también a la salud*. Recuperado el 03 de 2012.

MINAG-GNER (2012). *Uso de la energía renovable en la agricultura cubana*. La Habana: Documento Interno, 2012.

MINAG (2013). *Principales producciones del país*. La Habana: Documento interno, 2013.

NOVA GONZÁLEZ, A. (2012). «Reforma en la agricultura: lineamientos y resultados recientes», en P. VIDAL ALEJANDRO Y O. E. PÉREZ VILLANUEVA. *Miradas a la economía cubana. El proceso de actualización*. La Habana: Editorial Caminos, 2012.

ONEI (2012). *Anuario Estadístico de Cuba, 2011*. La Habana: Oficina Nacional de Estadísticas e Información, 2012.

PCC (2011). *Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución*. La Habana: Editorial Política, 2011.

Rol de la energía eólica en la reducción de gases de efecto invernadero en el sistema eléctrico cubano

Role of wind energy in reducing greenhouse gases in the Cuban electrical system

Por Dr. David Pérez Martín,
Lic. Ileana López López* y M.Sc. Belkis Soler Iglesias*
* Centro de Gestión de la Información
y Desarrollo de la Energía (CUBAENERGÍA)
e-mail: davidp@cubaenergia.cu e ilopez@cubaenergia.cu*

Resumen

En Cuba, 96,8% de la electricidad en el 2011 fue generada utilizando tecnologías con combustibles fósiles. Sin embargo, las energías renovables, especialmente la eólica, tienen un potencial significativo que puede sustituir a las tecnologías con combustibles fósiles y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En este trabajo se muestra una visión general del sector energético cubano. Se evalúan un escenario de demanda y dos escenarios de suministro de electricidad. La demanda de electricidad se calcula a partir de hipótesis macroeconómicas y de desarrollo social, utilizando el modelo MAED (Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía). La optimización de los costos de suministro de energía eléctrica se realiza mediante el modelo WASP-IV (Wien Automatic System Planning Package). El primer escenario de suministro de electricidad incluye la continuación de la tendencia pasada y actual, utilizando de manera prioritaria las tecnologías con combustibles fósiles (escenario tendencial o de referencia), conjuntamente con algunas tecnologías de energía renovable ya planificadas. En el segundo escenario (escenario de mitigación), se introduce el potencial estimado de la energía eólica en Cuba y también se incluyen otros potenciales de energía renovables. Se realiza el análisis de costos a largo plazo. Al mismo tiempo, se calculan las emisiones evitadas de gases de efecto invernadero. Finalmente, se efectúa el análisis del efecto del comercio de carbono. El período de estudio cubre 2010-2040.

Palabras clave: Energía eólica, escenarios, emisiones de gases de efecto invernadero, costos

Abstract

In 2011 Cuba generated 96.8% of its electricity was using technologies based on burning fossil fuels. However, renewable energies, especially wind energy, have a significant potential that can substitute fossil fuel

technologies and reduce greenhouse gases (GHG) emissions. In this paper we present an overview of the Cuban energy sector. A demand scenario and two scenarios of electricity supply are evaluated. The demand for electricity is calculated from macroeconomic and social development hypotheses, using the MAED model (Model for the Analysis of Energy Demand). The optimization of the electric power supply costs is done through the WASP- IV (Wien Automatic System Planning Package) model. The first electricity supply scenario includes the continuation of the past and current trend, using fossil fuel technologies as a priority (trend or reference scenario), together with some renewable energy technologies already planned. In the second scenario (mitigation scenario), the estimated potential for wind energy in Cuba is introduced and other renewable energy potentials are also included. The long-term cost analysis is performed. At the same time, the emissions of greenhouse gases avoided are calculated. Finally, the analysis of the effect of carbon trading is carried out. The study period covers 2010-2040.

Keywords: Wind energy, scenarios, greenhouse gas emissions, costs

Situación energética de Cuba

Cuba dispone de un sistema eléctrico que interconecta los centros de generación con los de uso de la electricidad; aunque existen plantas aisladas en cayos y zonas remotas, estas representan solamente 0,4% de la generación eléctrica. El nivel de electrificación es de 97,3%. El principal usuario de la electricidad es el sector residencial, que utiliza 39% de la electricidad con un consumo promedio de 158 kWh/consumidor en el 2011. Le sigue el sector industrial, con 27% del uso de electricidad [ONEI, 2012].

En cuanto a la energía, la Oferta Total de Energía Primaria (Producción nacional de energía primaria + importaciones totales de energías primaria y secundaria) en el 2011 (asumiendo similares importaciones a las de 2010, ya que en las estadísticas del 2011 no se reportan todavía las importaciones de ese año) ascendió a 14,268 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MMtep), 63% de ellas importadas. De ahí la importancia de diversificar esta matriz energética.

En el caso del uso final de energía, ascendió a casi 9,7 MMtep, en los que las fuentes renovables representaron 5,5%.

En el caso de la electricidad, aunque la capacidad instalada con tecnologías que utilizan fuentes renovables alcanza 9,8%, solo generaron 3,2% de la electricidad (Fig. 1). El 84,1% de la electricidad generada se utilizó en los diferentes sectores de la economía y la población. El resto fueron insumos propios y pérdidas.

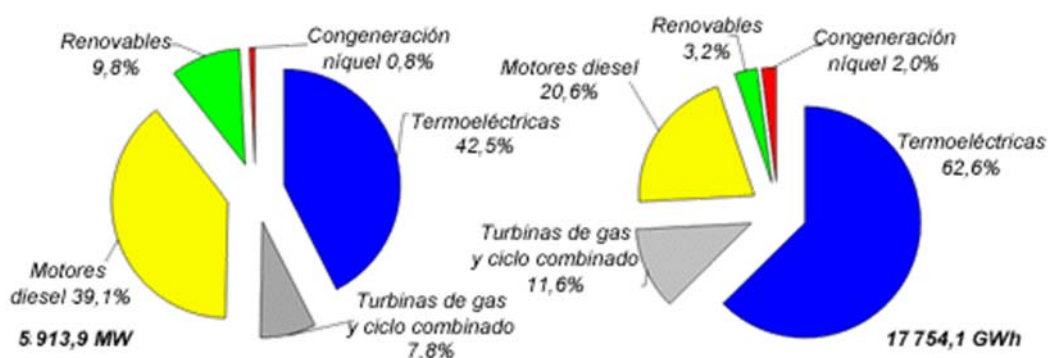


Fig. 1. Capacidad instalada y generación por tipo de tecnología [ONEI, 2012].

Para cubrir parte del crecimiento de la demanda de electricidad en el futuro, Cuba dispone de los potenciales estimados actualmente (con las tecnologías actuales) de las energías renovables, que asciende a unos 8 500 MW, de los cuales 25% corresponde a la eólica. De ahí que el país haya venido realizando un amplio programa de medición del recurso, seleccionándose las mejores 11 zonas con factores de utilización de 23-25% (Fig. 2) [Balboa, 2011].



Fig. 2. Zonas con mejor factor de utilización del recurso eólico en Cuba [Balboa, 2011].

En el trabajo se describe la metodología utilizada, tanto para determinar la demanda de electricidad, como para optimizar su cubrimiento; se presentan los resultados de los escenarios evaluados y se analizan los efectos de la sustitución parcial de tecnologías que utilizan combustibles fósiles, por otras que utilizan fuentes renovables de energía, en cuanto a costos y emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) evitadas; se analiza la influencia de lo que significaría el mercado del carbono.

Metodología

En este estudio se utiliza el modelo de simulación denominado «Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía (MAED-2)» [OIEA, 2007], que aporta las proyecciones de la demanda de energía, sectoriales y por energéticos (demanda de energía proveniente de combustibles fósiles, fuentes renovables y de electricidad), basadas en un conjunto de supuestos sobre la dinámica y estructura de las fuerzas motrices, como por ejemplo, demografía, tecnología, cambios de conducta, estilos de vida, y las variables macro y microeconómicas. Los resultados del MAED-2 son datos de entrada al modelo de optimización «*Wien Automatic System Planning*» (WASP-IV) [IAEA, 2004], que optimiza la senda de expansión del sistema eléctrico, y ofrece la solución económicamente óptima de expansión del sistema eléctrico, considerando las restricciones impuestas por el usuario. La optimización se realiza minimizando la función objetivo, que incluye todos los costos anualizados (inversión, intereses durante la construcción, operación y mantenimiento y combustibles) durante todo el período de estudio.

Los escenarios describen el futuro que podría ser si se implementan los supuestos y premisas consideradas, pues su evolución es el resultado de la dinámica de fuerzas muy complejas que contienen un elevado nivel de incertidumbre. Se realiza, además, una evaluación cuantitativa simplificada de cada una de las opciones de mitigación de GEI, que permite definir, dentro de un amplio rango de opciones, cuáles son las más atractivas y que serán incorporadas en los escenarios. Este análisis se realizó utilizando la planilla de Excel denominada «*screening.xls*», que se basa en una herramienta llamada «GACMO», desarrollada por el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y el Stockholm Environment Institute [SEI, 2006].

Demanda de energía

En el estudio se parte del 2010 como base, por existir estadísticas consolidadas para ese año, y el período de estudio se extiende hasta el 2040. La población cubana en el año base fue de 11,24 millones de habitantes, 75% de los cuales residía en zonas urbanas.

La población en edad laboral era de 6,72 millones de habitantes y 73,7% de la misma estaba activa. El Producto Interno Bruto (PIB) de ese año fue 47 309 millones de pesos a precios constantes de 1997 [ONEI, 2012].

En el escenario de demanda se consideró que se producirá un cambio en la estructura de la población, hasta llegar en el 2040 a ser 60% urbana y 40% rural. También se consideraron las proyecciones de decrecimiento de la

población, que llegará a ser en el 2040 de medio millón de habitantes menos que en el año base.

En el estudio se estima un crecimiento moderado del número de viviendas, a partir de los programas del gobierno y de los esfuerzos propios de la población. En el 2040 se alcanzaría un total de 4,9 millones de viviendas, todas electrificadas, con un promedio de 2,5 habitantes por vivienda, notablemente inferior al promedio registrado en el 2010, que fue de 3,1. Entre el 2015 y el 2020 se completa la electrificación de 100% de las viviendas del país. Se prevé un acceso creciente a los servicios básicos de salud, agua potable y salubridad, incremento de la tenencia de equipos electrodomésticos modernos, sustitución gradual de la utilización de combustibles tradicionales (leña y carbón vegetal) entre el 2015 y el 2020, por formas más eficientes de su uso.

Se considera la penetración gradual del calentamiento de agua con calentadores solares, para alcanzar 30% de las viviendas urbanas del país en el 2040, y 16% de las rurales. La cocción con biogás alcanzará 6% de las viviendas rurales. Se incrementa la tenencia de aires acondicionados hasta 30% de las viviendas en zona urbana y 12% en zona rural al final del período de estudio. Se reduce paulatinamente el uso del queroseno y el alcohol, ya que se incrementa la oferta de gas licuado del petróleo (GLP) en zona urbana y en menor grado en zona rural, así como el uso de electricidad.

Se realizan cambios estructurales en la economía favorables a las manufacturas, energía y servicios. Se favorecen los flujos de capital de inversión hacia las industrias tradicionales (minería y turismo), hacia otras manufacturas de mayor valor agregado, a la infraestructura, y especialmente a actividades agropecuarias. Crecen y se diversifican las exportaciones, tanto en productos y servicios, como en mercados.

Se considera un desarrollo sostenido de la economía (ritmo de crecimiento anual de 3,1%, aproximadamente), entre el 2010 y el 2040. El ingreso per cápita se incrementa a una tasa ligeramente superior a la del PIB, 11 150 pesos por persona en el 2040, cerca de 3 veces el ingreso per cápita del año base. La continuación de los programas de eficiencia energética y uso racional de la energía implicarán una importante reducción de la intensidad energética y eléctrica, en 0,5% anual.

En el transporte se considera que se incrementa la distancia recorrida por persona por día, de 15 a 21 km en el período de estudio; en el 2040, el transporte urbano de pasajeros será 7,9*10⁹ pasajeros-km (1,3 veces la del 2010). Por otra parte, para el 2040 se estima un incremento del transporte urbano por autos hasta alcanzar 18,7% del tráfico de pasajeros automotor urbano, acorde con el incremento en la tenencia de autos (que pasa de

49 personas/auto en el 2010 a 15 personas/auto en el 2040, lo que significa que se incremente en 3 veces la tenencia total de autos). La transportación entre ciudades se incrementará en 32% al 2040.

En el caso de los ómnibus se reducirán los propulsados por combustible diésel hasta 61,9% en el 2040, ya que a partir del 2015 se comenzarán a introducir otras opciones tecnológicas como los trolebuses eléctricos, ómnibus con gas natural comprimido (GNC) y ómnibus con mezclas diésel-biodiésel hasta 8% de este último, los cuales llegarán a cubrir cada uno 6% de la transportación urbana de pasajeros en el 2040, que en su conjunto sustituirán 18% de los ómnibus de diésel actuales.

Los cambios de estructura en los modos de transportación de carga (que se incrementará en casi 2 veces en el período de estudio), son:

- Eliminación de los camiones ligeros de gasolina para el transporte local,
- Sustitución de gran parte del transporte de carga a distancias, de camiones diésel por tren, como medio masivo de carga mucho más económico y por tanto menos contaminante.

A partir de los supuestos y premisas consideradas anteriormente, se calcula la demanda final de energía por tipo de energéticos, cuyos resultados para el período se muestran en la tabla 1, y en la tabla 2 por sectores, que para las distintas formas energéticas crece entre 2,1 y 2,8 veces en el 2040, con respecto al 2010.

Tabla 1. Demanda final de energía por formas energéticas

	Unidad	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Combustibles tradicionales	MMtep	0,233	0,272	0,345	0,420	0,503	0,558	0,639
Biomasa modernas	MMtep	0,621	0,714	0,828	0,991	1,145	1,449	1,748
Electricidad	MMtep	1,275	1,420	1,599	1,829	2,070	2,406	2,738
Solar Térmica	MMtep	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,002	0,003

Combustibles fósiles	MMtep	2,294	2,578	3,005	3,457	3,911	4,471	5,019
Combustibles motor	MMtep	1,758	1,854	2,340	2,816	3,228	3,553	3,737
Total	MMtep	6,180	6,839	8,117	9,512	10,859	12,438	13,885

Nota: La demanda final de energía calculada difiere de la reportada en las estadísticas, en las pérdidas y los insumos propios.

Tabla 2. Demanda final de energía por sectores

Sector	Unidad	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Industria	MMtep	3,279	3,672	4,742	5,871	6,933	8,300	9,497
Transporte	MMtep	0,756	0,819	0,800	0,832	0,867	0,831	0,838
Residencial	MMtep	0,852	0,927	1,016	1,115	1,218	1,324	1,432
Servicios	MMtep	1,293	1,421	1,558	1,695	1,841	1,983	2,117
Total	MMtep	6,180	6,839	8,117	9,512	10,859	12,438	13,885
Estructura								
Industria	Porcentaje	53,1	53,7	58,4	61,7	63,8	66,7	68,4
Transporte	Porcentaje	12,2	12,0	9,9	8,7	8,0	6,7	6,0
Residencial	Porcentaje	13,8	13,6	12,5	11,7	11,2	10,6	10,3
Servicios	Porcentaje	20,9	20,8	19,2	17,8	17,0	15,9	15,2

Suministro de electricidad

Para satisfacer esta demanda de electricidad determinada anteriormente con el MAED-2 y cumplir con el objetivo de reducir las emisiones de GEI, se elaboraron dos escenarios de suministro de electricidad:

- Escenario de referencia (REFS): sigue la tendencia actual de uso mayoritario de tecnologías con combustibles fósiles para generar electricidad, y por tanto, solo incorpora las opciones de mitigación que emplean combustibles fósiles, aunque mantiene la participación de las tecnologías con fuentes renovables actuales y las previstas para el futuro inmediato,
- Escenario de mitigación (MITS): se incorporan todas las opciones de mitigación propuestas y se aprovecha gran parte de los potenciales existentes en la actualidad de las energías renovables.

En la tabla 3 se muestran las opciones incluidas en cada uno de los escenarios evaluados. En el caso del escenario MITS, se considera la penetración amplia de las energías renovables, aunque limitadas por el potencial estimado hasta el momento con tecnologías actuales.

Tabla 3. Opciones incluidas en cada escenario

Opciones	REFS	MITS
Centrales termoeléctricas existentes con gas natural	X	X
Ciclo combinado con gas natural	X	X
Turbina de vapor en centrales bagaceras		X
Ciclos combinados con gasificación integrada utilizando biomasa forestal		X
Hidroeléctricas		X
Parques eólicos		X

Solar fotovoltaica conectada a la red		X
Turbinas de gas con biogás		X

Las principales características de las opciones tecnológicas se muestran en la tabla 4.

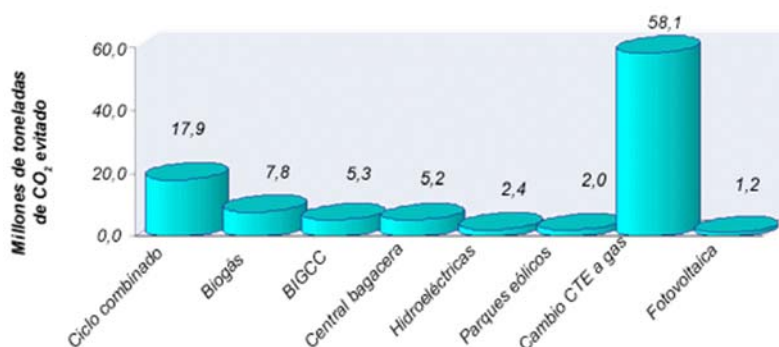
Tabla 4. Características de las opciones tecnológicas

Opción tecnológica	Capacidad, MW	Costo inversión, \$/kWe*
Centrales termoeléctricas existentes con gas natural	900	300
Ciclo combinado con gas natural	340	800
Turbina de vapor en centrales bagaceras	20	2 050
Ciclos combinados con gasificación integrada utilizando biomasa forestal	20	2 000
Hidroeléctricas	20	3 000
Parques eólicos	30	2 000
Solar fotovoltaica conectada a la red	10	4 000
Turbinas de gas con biogás	1,5	2 750

* *Dólares por kilowatt eléctrico instalado.*

Cada una de las opciones fueron evaluadas por separado, y el aporte de las mismas a la reducción de emisiones de CO₂ se muestra en la figura 3. En los casos de los ciclos combinados, centrales bagaceras, BIGCC y

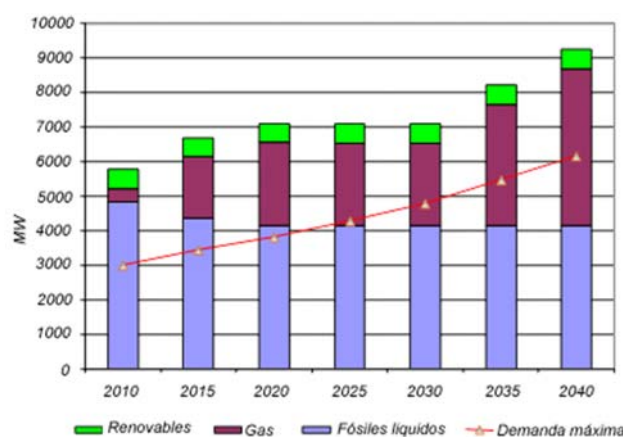
cambio a gas de CTE, sustituyen capacidad y generación equivalente de CTE. La fotovoltaica, parques eólicos y las hidroeléctricas sustituyen capacidad y generación equivalente en motores diésel que utilizan fuel oil.



*Fig. 3. Emisiones de CO2 evitadas por cada una de las opciones.
Fuente: Elaboración de los autores.*

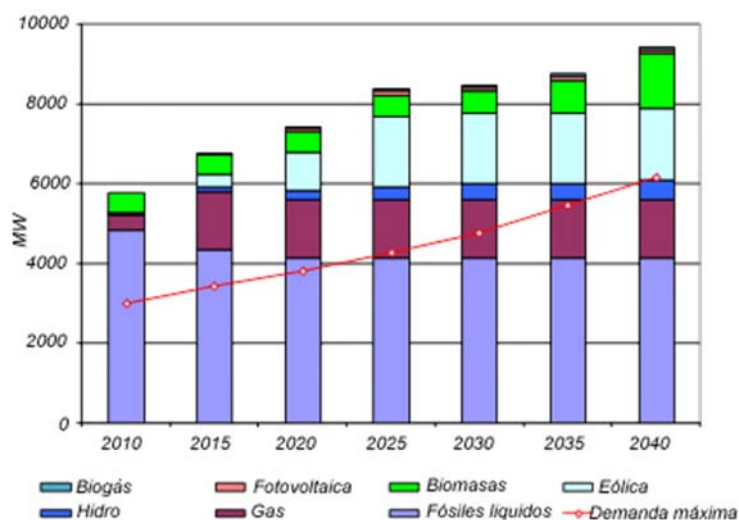
A continuación se muestran los resultados de la incorporación de estas opciones en cada uno de los escenarios evaluados. En las figuras 4 y 5 se muestra la capacidad instalada y la demanda máxima para el escenario REFS y MITS, respectivamente. En ambos escenarios, en el 2015 se produce un incremento de la participación del gas natural por la sustitución de 900 MW de CTE de fuel oil y crudo por gas natural.

También se aprecia que en el escenario REFS, después del 2015 la demanda se cubre con ciclos combinados de gas natural. En el 2040, 94% de la capacidad es con tecnologías que utilizan combustibles fósiles (44,9% con combustibles líquidos y 49,1% con gas natural) y 6% con tecnologías que utilizan fuentes renovables de energía (cogeneración en centrales azucareros, hidroenergía y parques eólicos) (Fig. 4).



*Fig. 4. Capacidad instalada escenario REFS.
Fuente: Elaboración de los autores.*

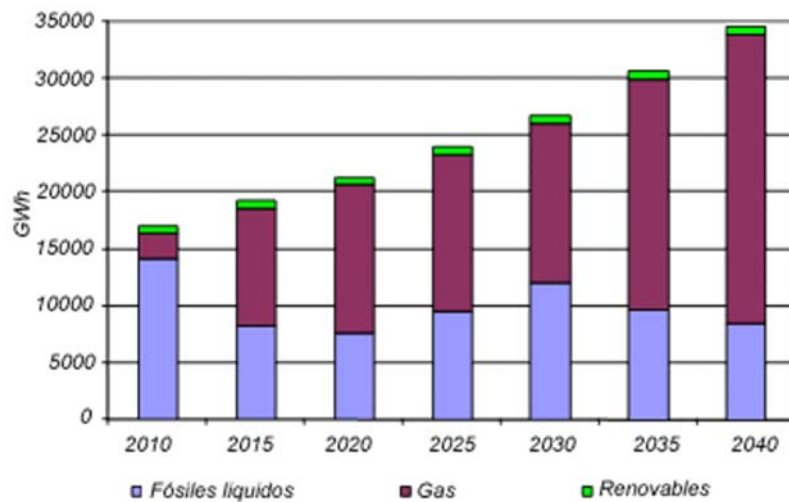
En el escenario MITS la demanda se cubre con la penetración de una parte de los potenciales actualmente estimados de las energías renovables: 503 MW de hidroenergía, 1 790 MW eólicos (85% del potencial estimado con las tecnologías actuales), 1 378 MW de biomasas, 45 MW de biogás y 110 MW fotovoltaicos, que totalizan 3 826 MW. De esta forma, en el 2040, 40,6% de la capacidad eléctrica instalada del país sería a partir de tecnologías con fuentes renovables de energía y 59,4% con tecnologías que utilizan fuentes fósiles. Con respecto al año base, en el escenario MITS se logra disminuir la capacidad instalada con tecnologías que utilizan combustibles fósiles en 32% (Fig. 5).



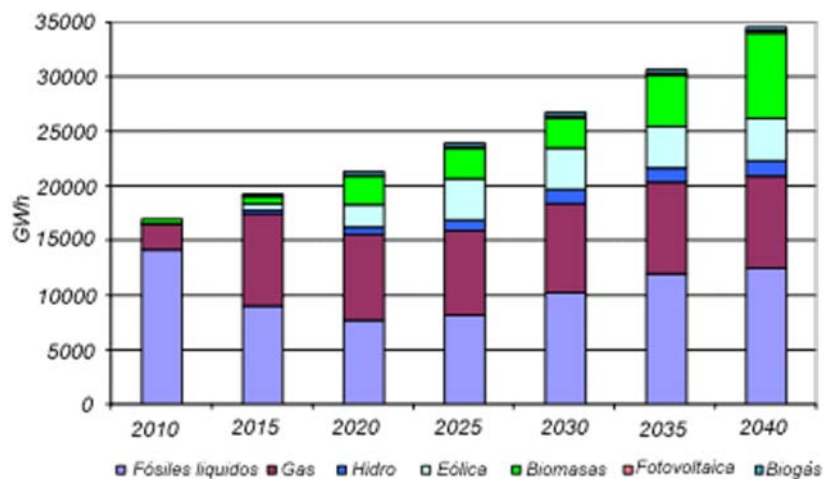
*Fig. 5. Capacidad instalada escenario MITS.
Fuente: Elaboración de los autores.*

Las figuras 6 y 7 muestran la generación de electricidad en los escenarios REFS y MITS, respectivamente. En el escenario REFS se aprecia que 98% de la generación se realiza mediante tecnologías que utilizan combustibles fósiles, aunque de ella 73% es con gas natural, combustible menos contaminante que el fuel oil y el crudo, y con una tecnología mucho más eficiente que una termoeléctrica, como lo es el ciclo combinado; por ello, esta sustitución de combustibles constituye una importante opción de mitigación.

En el escenario MITS al final del estudio, 39,6% de la generación se realiza a partir de tecnologías con fuentes renovables y 60,4% con fósiles. El mayor peso entre las renovables lo tiene la biomasa (cañera y forestal) con 22,6% de la generación, seguida de la eólica con 11,2% y la hidroenergía con 4,3%. La participación de la fotovoltaica es incipiente (0,5%) por ser la de mayor costo de inversión entre las tecnologías renovables evaluadas en el estudio.



*Fig. 6. Generación de electricidad escenario REFS.
Fuente: Elaboración de los autores.*



*Fig. 7. Generación de electricidad escenario MITS.
Fuente: Elaboración de los autores.*

En las figuras 8 y 9 se muestran los usos totales de combustibles fósiles y el equivalente evitado por el uso de fuentes renovables de energía para la generación de electricidad en los escenarios REFS y MITS, respectivamente. En el escenario MITS en todo el período, se evitan como acumulado 53,9 millones de tep de combustibles fósiles para la generación de electricidad.

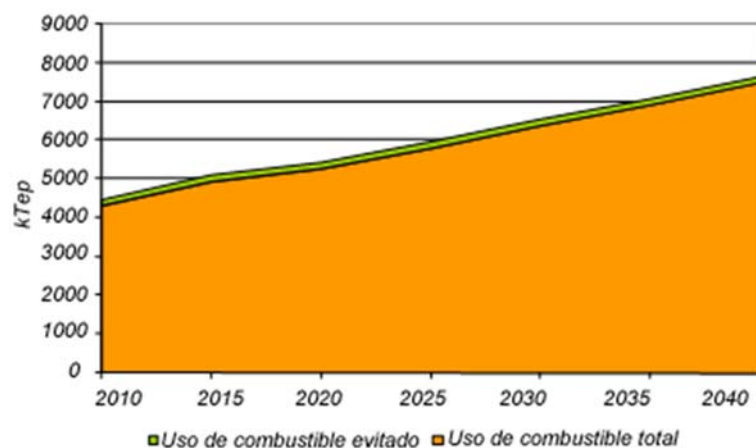


Fig. 8. Uso de combustible en el escenario REFS.
Fuente: Elaboración de los autores.

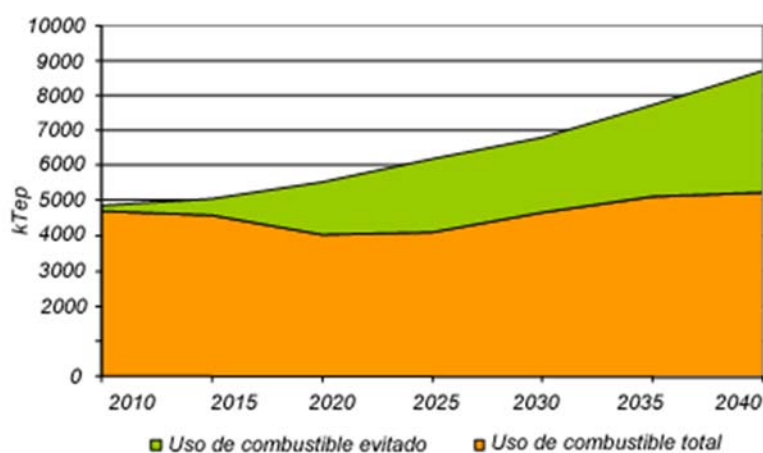


Fig. 9. Uso de combustible en el escenario MITS.
Fuente: Elaboración de los autores.

La evaluación de las emisiones evitadas por el incremento de la eficiencia de tecnologías fósiles y el uso en mayor grado de tecnologías con fuentes renovables, se realizó considerando el factor de emisión del 2011 del sistema eléctrico cubano de 0,8674 toneladas de CO₂/MWh [Padrón, 2012]. En este caso se evitarían en el escenario REFS 82,1 millones de toneladas de CO₂ acumuladas en el período de estudio. En el escenario MITS serían 204,7 millones de toneladas de CO₂ las evitadas acumuladas. Sin embargo, estas emisiones evitadas están sobreestimadas, ya que en ambos escenarios con la incorporación de nuevas tecnologías el factor de emisión va disminuyendo durante el período de estudio.

En la figura 10 se muestran las emisiones totales y evitadas para el escenario REFS, considerando la disminución paulatina del factor de

emisión del sistema eléctrico. En este caso las emisiones evitadas corresponden a la cogeneración de los centrales azucareros, las turbinas de vapor en centrales bagaceras, la eólica y la hidroenergía, cuya generación se mantiene al mismo nivel del 2010. A estas emisiones se añaden las que se evitan a partir del 2015 con el cambio a gas de 900 MW en las CTE existentes, y la incorporación de ciclos combinados con gas. Al 2040 se evita un total acumulado de 78.3 millones de toneladas de CO₂.

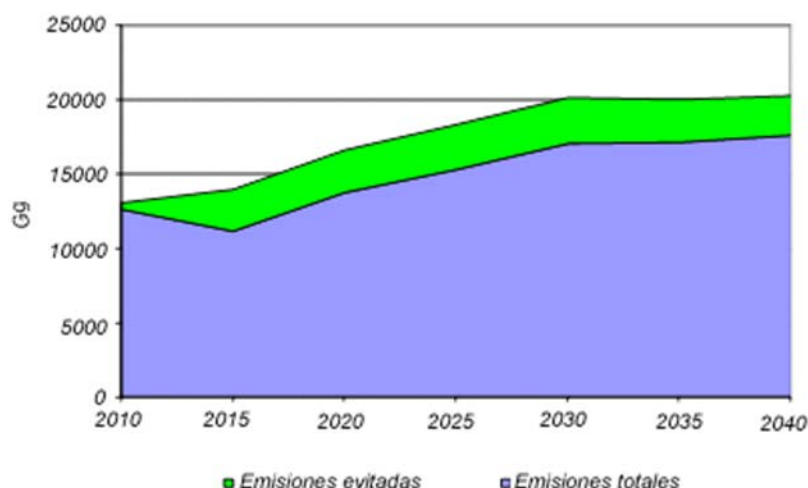


Fig. 10. Emisiones de CO2 en el escenario REFS.

Fuente: Elaboración de los autores.

En el caso del escenario MITS (Fig. 11), también considerando la disminución paulatina del factor de emisión del sistema eléctrico, la incorporación de todas las medidas de mitigación propuestas conlleva a una reducción acumulada de 169,5 millones de toneladas de CO₂ hasta el 2040.

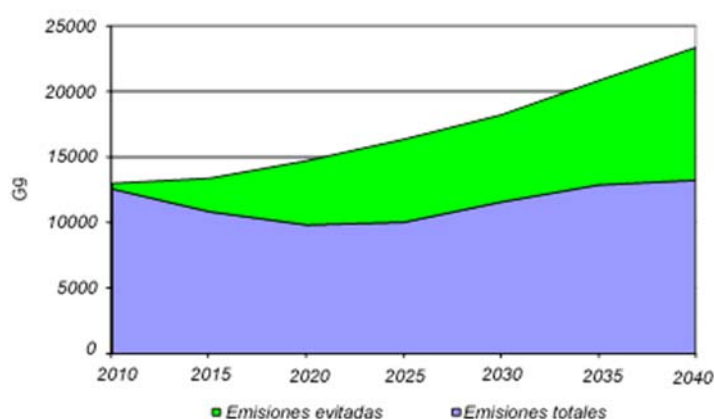


Fig. 11. Emisiones de CO2 en el escenario MITS.

Fuente: Elaboración de los autores.

Los costos constituyen un aspecto muy importante en la toma de decisiones sobre la política económica y son determinantes en el desarrollo del sistema energético, y en este caso particular, del sistema eléctrico. En la tabla 5 se muestran las estructuras de costos para ambos escenarios. El costo total en el período (costo acumulado) es la suma de los costos de inversión (que incluyen el Costo Capital de las instalaciones + el Interés Durante la Construcción [IDC]), los costos de combustible (incluido su transporte hasta la instalación) y los costos de Operación y Mantenimiento (O&M) en cada uno de los años. Estos costos están anualizados y actualizados al 2010.

Entre los escenarios REFS y MITS existen importantes cambios estructurales de los costos, pero predominan en ambos escenarios los costos de combustible, pues aún en el escenario MITS, 59% continúan siendo tecnologías que utilizan combustibles fósiles. Sin embargo, aun así los costos de combustible totales en el escenario MITS son 10 mil millones de pesos menores que los del escenario REFS, lo cual compensa el incremento en los costos de inversión y O&M del escenario MITS con respecto al REFS, que son unos 5,9 mil millones de pesos mayores. De ahí que la introducción de las opciones de mitigación sea una opción «ganar-ganar» o «sin excusas» para el futuro del sistema eléctrico cubano, con un ahorro de 4 000 millones de pesos en todo el período, y por ello el costo de la tonelada de CO₂ evitada es -44,2 pesos en el escenario MITS (el signo negativo indica que es un beneficio).

Si el mercado del carbono volviera a recuperarse, al precio de venta logrado por el Proyecto del Mecanismo de Desarrollo Limpio No. 0918 Energías Varadero, de conversión de ciclo abierto a ciclo combinado, de 12,149 euros la tonelada de CO₂ [Navarro, 2011], se obtendrían en el escenario MITS no menos de 2 059 millones de euros adicionales. Claro que al precio actual de la tonelada de CO₂ de 0,47 euros, solo serían 80 millones de euros adicionales.

Tabla 5. Costos y emisiones escenarios REFS y MITS

Estructura de costos/escenarios	Inversión, %	Combustible, %	O&M, %	Totales, millones \$
Escenario REFS	5,3	73,5	21,2	59 746,6
Escenario MITS	15,3	60,8	23,9	55 718,5

Diferencia				–4 028,1
Emisiones MIT-REF, millones tonCO ₂				91 200,7
Costo CO ₂ evitado, \$/tonCO ₂				–44,2

Conclusiones y recomendaciones

El sistema energético cubano, así como la generación de electricidad, se basa de forma predominante en la utilización de tecnologías con combustibles fósiles, en 94,5 y 96,8%, respectivamente, lo que hace necesario diversificar ambas matrices energéticas y buscar la sostenibilidad energética.

A partir de premisas macroeconómicas, poblacionales, sectoriales, etc., la demanda de energía y electricidad se duplicará al 2040, por lo que se requiere evaluar y aprovechar los potenciales existentes de las energías renovables, y especialmente de la biomasa y la eólica.

Para cubrir la demanda de electricidad en un escenario tendencial, o de referencia REFS, continuando el uso mayoritario de tecnologías con combustibles fósiles, aunque introduciendo tecnologías menos contaminantes, se priorizan los ciclos combinados con gas (49% de la nueva capacidad instalada) y con energías renovables, solo 6%. El otro 45% se cubre con combustibles fósiles líquidos.

En el escenario MITS se introducen 3 826 MW con tecnologías que utilizan fuentes renovables (45% del potencial), entre los que se encuentran 1 790 MW eólicos (85% del potencial actual existente), por lo que constituirán 41% de las tecnologías que utilizan fuentes renovables, de la capacidad instalada en el 2040.

En este escenario MITS se evitaría el uso de 53,9 millones de tep, por lo que se dejan de emitir a la atmósfera 169,5 millones de ton CO₂, considerando las opciones de mitigación que incluyen las fuentes renovables y el uso del gas, tanto en ciclos combinados como en parte de las centrales termoeléctricas existentes, considerando la disminución paulatina del factor de emisión del SEN.

El aspecto más relevante de este estudio es que, aunque los costos de inversión y de O&M de las tecnologías con fuentes renovables son mucho

más elevados que los de las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, su uso reduce los costos de combustible en el escenario MITS, lo que compensa el incremento de los costos de inversión y de O&M con un ahorro de 4 mil millones de pesos en todo el período en el escenario MITS respecto al escenario REFS, con un costo de la tonelada de CO₂ evitada (beneficio) de -44,2 pesos, por lo que las opciones de mitigación evaluadas son opciones «ganar-ganar» o «sin excusas» para su no implementación, según la terminología de la economía del cambio climático.

Utilizando el mercado de carbono cuando se recuperen los niveles de precio, adicionalmente estas emisiones evitadas podrían representar otros 2 mil millones de euros, si se recuperan los precios de la tonelada de CO₂, aunque solo 80 millones de euros a los precios actuales deprimidos de la tonelada de CO₂.

Se recomienda continuar las evaluaciones del potencial que tienen las energías renovables en el país, especialmente de la biomasa y la eólica por ser las competitivas, actualizarlas y estudiar escenarios con nuevas tecnologías, +para ver hasta dónde se pudiera cubrir la creciente demanda de electricidad del país.

Bibliografía

- BALBOA, A. (2011). «Cuba. Fuentes renovables de energía, marzo 2011», en *II Encuentro Técnico. Observatorio de energías renovables para América Latina y el Caribe*. Asunción: Paraguay, 29/03/2011.
- IAEA (2004). Wien Automatic System Planning (WASP-IV) Package. A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning. Version WASP-IV. User's Manual. Computer Manual Series No. 16. Wien, Austria.
- NAVARRO (2011). «Proyecto MDL Energías», en *IX Seminario Nacional de Energía en apoyo a la toma de decisiones*. La Habana: junio 2011.
- ONEI (2012). *Anuario Estadístico de Cuba 2011*. Edición 2012.
- OIEA (2007). *Modelo para el análisis de la demanda de energía (MAED-2). Manual de Usuario*. Colección de Manuales de Informática No. 18/s. Viena, Austria.
- PADRÓN (2012). «Determinación de factores de emisión de CO₂ asociados a la generación de electricidad», en *X Seminario Nacional de Energía en apoyo a la toma de decisiones*. La Habana: junio 2012.
- SEI (Stockholm Environment Institute) (2006). *Ejercicios de práctica para la selección de opciones de mitigación de GEI para LEAP y Excel*.

Eco Solar es una publicación científica electrónica trimestral para los especialistas de las fuentes renovables de energía. Se dedica a la promoción de temas relacionados con la energética, las energías alternativas, la física ambiental, la arquitectura bioclimática, el impacto sobre el medio ambiente la educación ambiental, la termoconversión, la eficiencia energética, y las energías de origen hidráulico, fotovoltaico, eólico, solar, biomasa y ciencias relacionadas

DIRECTOR GENERAL:

Dr. Luis Bérriz Pérez.

DIRECTOR:

M.Sc. Manuel Álvarez González.

EDITOR JEFE:

M.Sc. Alejandro Montesinos Larrosa.

EDITORA:

M.Sc. Madelaine Vázquez Gálvez.

CORRECCIÓN:

Ing. Jorge Santamarina Guerra.

CONSEJO EDITORIAL:

Dr. Luis Bérriz Pérez.

M.Sc. Manuel Álvarez González.

Dr. Conrado Moreno Figueredo.

M.Sc. Manuel Fernández Rondón.

M.Sc. Alejandro Montesinos Larrosa.

M.Sc. Daniel López Aldama

CONSEJO ASESOR:

Dra. Elena Vigil Santos.

Dr. Conrado Moreno Figueredo.

Dr. Sergio Corp Linares.

Dr. José Guardado Chacón.

Dr. Deny Oliva Merecio.

Dra. Dania González Couret.

Dr. Juan José Paretas.

Lic. Bruno Henríquez Pérez.

M.Sc. Leonor Turtós Carbonell.

M.Sc. Alejandro Montesinos Larrosa.

Lic. Ricardo Bérriz Valle.

Dr. David Pérez Martín.

Dr. César Cisnero Ramírez

DISEÑO ELECTRÓNICO:

D.I. Antonio Romillo Polaino.

WEB MASTER:

M.Sc. Fernando González Prieto.



**SOCIEDAD CUBANA PARA LA PROMOCIÓN
DE LAS FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA Y EL RESPETO
AMBIENTAL**

Calle 20 no. 4113, esquina a 47, Miramar, Playa,
Ciudad de La Habana, Cuba. Código Postal: 11300.

Teléfono: (537) 205-9949.

Apartado postal: 6611, CP: 10600, Ciudad de La Habana, Cuba.

e-mail: editora@cubasolar.cu

<http://www.cubasolar.cu>