

# Análisis de la desviación de frecuencia en un sistema eléctrico aislado con parques eólicos distribuidos

## *Analysis of frequency deviation in an isolated electrical system with distributed wind farms*

Juan Carlos Quesada Marquetti<sup>I</sup>, Moises Ferrer Vallin<sup>II,\*</sup>, Ariel Santos Fuentefria<sup>II</sup>

<sup>I</sup>Unión Eléctrica de Cuba (UNE), Unidad Empresarial de Base (UEB) Artemisa, Cuba

<sup>II</sup>Universidad Tecnológica de la Habana, José Antonio Echeverría, La Habana, Cuba

\*Autor de correspondencia: [moifv9112@gmail.com](mailto:moifv9112@gmail.com)

Recibido: 2 de octubre de 2023

Aprobado: 12 de diciembre de 2023

Este documento posee una [licencia Creative Commons Reconocimiento-NoComercial 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)



### RESUMEN/ABSTRACT

Instalar parques eólicos en los sistemas eléctricos de potencia aislados puede ocasionar problemas en cuanto al control de frecuencia. Estos se deben a la naturaleza variable del viento y de las características propias de la red. En esta investigación se analizó cómo se afecta la desviación de frecuencia al distribuir varios parques eólicos y cómo reducir esta, dejando reserva de potencia activa en los mismos. Para ello se utilizaron simulaciones Monte Carlo teniendo en cuenta varios escenarios en los que se fue aumentando la penetración eólica mientras se dejaban reservas de potencia fija y variable, utilizando para esta última un control difuso. Los resultados obtenidos muestran cómo a medida que se aumenta la penetración eólica aumentan las desviaciones de frecuencia hasta que se incumple con el código de red cubano. Estas desviaciones fueron reducidas dejando reserva en los parques, obteniendo los mejores resultados cuando se implementaba la reserva variable.

**Palabras clave:** desviación de frecuencia, parques eólicos, sistema eléctrico aislado, reserva variable.

*Installing wind farms in isolated power systems can cause issues regarding frequency control. These issues are due to the variable nature of wind and the characteristics of the grid itself. This research analyzed how frequency deviation is affected by distributing multiple wind farms and how to reduce those deviations by leaving active power reserves in the wind farms. Monte Carlo simulations were used, considering various scenarios where wind penetration was gradually increased while leaving fixed and variable power reserves, using fuzzy control for the latter. The results obtained demonstrate that as wind penetration increases, frequency deviations also increase until they violate the Cuban grid code. These deviations were reduced by implementing reserves in the wind farms, with the best results achieved when using variable reserves.*

**Keywords:** frequency deviation, wind parks, isolated power systems, variable reserve.

### INTRODUCCIÓN

En la actualidad la implementación de fuentes renovables de energía (FRE) se ha convertido en uno de los principales puntos en las agendas gubernamentales y esto se debe principalmente a que estas son más amigables con el medio ambiente, disminuyendo considerablemente la contaminación ambiental. En 2022, la energía eólica instalada en el mundo creció hasta la cifra de 906 GW, según datos del Global Wind Energy Council (GWEC), [1], siendo los cinco principales mercados del mundo China, EE.UU., Alemania, India y España.

Cómo citar este artículo:

Juan Carlos Quesada Marquetti y otros. Análisis de la desviación de frecuencia en un sistema eléctrico aislado con parques eólicos distribuidos. Ingeniería Energética. 2024. 45 (1), enero/abril. ISSN: 1815-5901.

Sitio de la revista: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/index>

En la actualidad, Cuba cuenta con 4 parques eólicos ubicados en las provincias de Holguín, Ciego de Ávila y la Isla de la Juventud, con una potencia total de 11,8 MW. Además, han iniciado su construcción dos parques eólicos: Herradura 1 y Herradura 2 en la provincia de Las Tunas, para una potencia total de 101 MW. Se encuentra en preparación un tercer parque eólico llamado Río Seco en la provincia de Holguín con 50 MW [2]. La instalación de los parques eólicos se ve condicionada por la localización geográfica que tengan los mismos, así como su distribución [3]. Distribuir los parques tiene varias ventajas entre las que se encuentran: diversificar los recursos eólicos [4], reducir los riesgos climáticos [5], se aumenta la resistencia a eventos externos, mejorando así la integración de los mismos a la red eléctrica [6] y se acerca la generación al consumidor.

En contra, destaca un aumento en los costos de infraestructura, aumentando la complejidad de operación y mantenimiento. La utilización de esta fuente renovable de energía en sistemas aislados plantea un desafío en términos del control de la frecuencia [7]. Uno de los principales problemas radica en la variabilidad del viento, que junto a las variaciones de la carga puede incidir negativamente en la estabilidad del sistema [8]. Además, los aerogeneradores tienen una inercia limitada en comparación con las plantas de generación convencionales. Esta falta de inercia dificulta el control de la frecuencia, ya que no pueden responder tan rápidamente a los cambios de carga [9]. Para mitigar este problema se realiza la emulación de la inercia a través de convertidores a costa de la energía cinética del rotor [10,11].

Otro aspecto a considerar es el control limitado de la potencia de los aerogeneradores. Aunque las turbinas eólicas modernas están equipadas con sistemas de control de energía, su capacidad para ajustar rápidamente la generación de energía es limitada [12]. Estos sistemas de control permiten a las turbinas eólicas seguir la velocidad del viento y maximizar la generación de energía dentro de ciertos límites [13]. Sin embargo, cuando las condiciones de carga o del sistema eléctrico cambian rápidamente, las turbinas eólicas pueden tener dificultades para responder de forma inmediata y precisa, lo que puede provocar fluctuaciones de frecuencia no deseadas [14]. Con el objetivo de reducir este inconveniente hoy en día se aplican técnicas de control avanzadas, como el uso de sistemas de almacenamiento de energía y algoritmos de control [15]. Conociendo los límites de penetración eólica permitidos por la red [16], las características propias de la demanda y los datos de viento, se hace factible comprobar cómo afecta al sistema en el control de la frecuencia distribuir los parques eólicos.

## MATERIALES Y MÉTODOS

Para llevar a cabo la investigación se utilizará el método teórico de la modelación y el método empírico de la simulación para analizar el comportamiento de la frecuencia ante las variaciones normales de la carga. El estudio se basará en simulaciones Monte Carlo (SMC), las cuales se pueden considerar en esencia como la generación de procesos aleatorios de objetos que pueden aparecer de manera natural o artificial para la comprensión y solución del problema de estudio puramente determinista [17,18].

La figura 1, muestra el algoritmo general para calcular la desviación de frecuencia del sistema en estudio. El algoritmo primero ingresa datos de la demanda y la generación de la FRE. Estos datos luego se utilizan para calcular la generación de energía básica requerida para satisfacer la demanda y realizar el despacho económico a través de algoritmos de optimización. A través del despacho de generación se obtienen los datos necesarios para calcular la desviación de frecuencia, lo que determina si se puede incrementar la penetración de energías renovables.

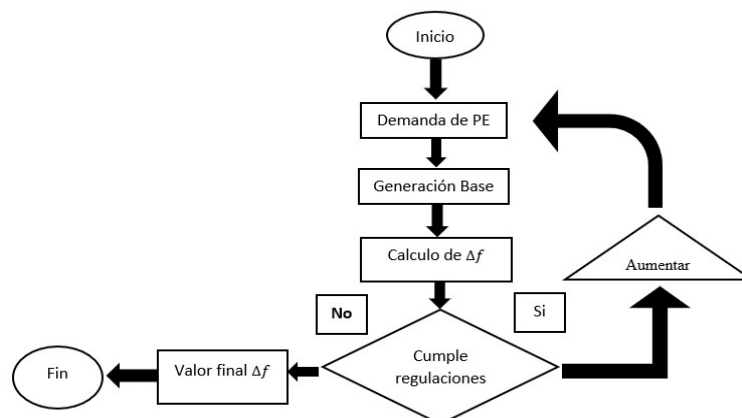


Fig. 1. Algoritmo general de trabajo

El sistema aislado bajo estudio está ubicado en la isla de la Juventud, Cuba y cuenta con una configuración radial, su energía está distribuida en siete subestaciones de distribución a través de cinco circuitos principales de 34,5 kV. La generación de energía básica consta de cuatro generadores BAZAN de 3,63 MW y cuatro generadores MAN de 3,85 MW. También hay unidades MTU de 1,88 MW para mejorar el servicio y respaldar la generación base para satisfacer las cargas en los picos de demanda. En el sistema existe también un parque eólico (Los Canarreos) con una potencia instalada de 1,65 MW. Estudios anteriores han demostrado que la penetración eléctrica del parque eólico no supera el 30% [19].

El análisis de las desviaciones de frecuencia está controlado por los parámetros de operación dados por el Despacho Nacional de Carga (DNC) de la Unión Nacional Eléctrica (UNE). El DNC establece que para condiciones normales de operación, la frecuencia debe permanecer entre 59,7 Hz y 60,2 Hz durante el 95% del año y entre 59 Hz y 61 Hz durante el 100% del año. Los datos de carga corresponden a mediciones horarias en el transcurso de un año y la máxima variación de la misma se puede calcular mediante la ecuación (1), [20].

$$\Delta P_{\max} = km \cdot \sqrt{P_m} \quad (1)$$

Donde:  $\Delta P_{\max}$  es la potencia activa aleatoria máxima (MW),  $P_m$  es la potencia activa media (MW) y  $km$  es la relación entre esta y la máxima variación de potencia activa, el valor de  $km$  es 0,125 p.u [20].

El estatismo de esta carga ( $A$ ) se calcula para 2,5% de la variación de la demanda, 1% de la variación de frecuencia (Hz) mediante la ecuación (2), [21].

$$A = \frac{0,025 P_D}{0,6} \quad (2)$$

Donde:  $A$  es el estatismo de la carga (MW/Hz) y  $P_D$  es la potencia activa de la demanda (MW).

Los datos de vientos utilizados en la creación de los parques eólicos fueron extraídos de [22], con estos se calcula la potencia de salida de cada aerogenerador, sumando los valores coincidentes en el tiempo componemos el vector de potencia eólica de salida [23]. Para analizar el efecto de la distribución de los parques eólicos en la desviación de frecuencia del sistema se ubicaron cuatro parques virtuales. En cuatro locaciones separadas geográficamente, con lo que se obtuvieron velocidades de viento diferentes. Los datos de velocidad del viento en las cuatro locaciones se pueden apreciar en la figura 2.

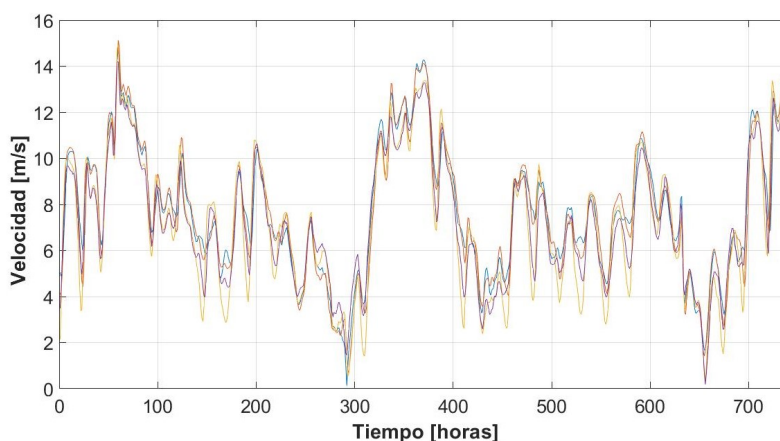


Fig. 2. Fluctuación del viento en los cuatro parques en el mes de enero

En la figura 2, no se aprecian variaciones tan notorias en la velocidad del viento debido a que el sistema está ubicado en una isla con una extensión territorial de 2 419 km<sup>2</sup> [19] y por ende las variaciones en el clima no son muy grandes. Con el objetivo de comparar los resultados se desarrollarán diferentes escenarios, los cuales son: parques sin reservas, con reserva fija y reserva variable. En el primer caso, se modelan los parques trabajando a su máxima potencia. Para la regulación con la reserva fija se introduce en el algoritmo la potencia sin regular en por unidad y el porcentaje de reserva que se desea dejar. Si cumple la condición se aplicará la ecuación (3).

$$PE_{reg} = PE \cdot (1 - \alpha) \quad (3)$$

Siendo  $PE_{reg}$  la potencia eólica de salida regulada,  $PE$  la potencia eólica de salida y  $\alpha$  el valor de (0-1) que se va a dejar de reserva. En caso de que  $PE$  no llegue al menos a 0,3 p.u. no se regula la potencia y se utiliza la potencia que esté generando el parque en ese momento.

Para implementar reserva variable se utiliza un sistema de inferencia difusa tipo Mamdani [24, 25] que según la potencia eólica disponible deja una cantidad de reserva para mantener la frecuencia dentro del rango establecido, optimizando el aprovechamiento del viento [26]. Aplicando esta lógica, luego de obtenido cada valor de reserva, este es analizado y en caso de ser 0, no hay regulación. Si es mayor se regula de manera similar a la reserva fija. Luego de calculado el valor de potencia con regulación aplicada, se comprueba si el mismo es menor que 0,3 p.u. a la vez que la potencia a la entrada del sistema de inferencia es mayor que 0,3 p.u. Si cumple con esta condición, entonces se comienza a reajustar la reserva en decrementos de un 1% hasta que no se cumpla la misma.

Otro de los subsistemas es el de la generación. En este, aplicando la ecuación (4), [27], se calcularán los valores de generación del sistema eléctrico necesarios para obtener la desviación de frecuencia. La generación de las fuentes renovables se resta a la demanda debido a que la generación convencional debe ajustarse según el aporte de las renovables. En caso de que no se pueda reajustar la convencional por razones técnicas en su operación, las renovables deben reducir su aporte al sistema. En el sistema estudiado, por razones de seguridad y estabilidad en su operación, la generación convencional no debe estar por debajo de los 4,2 MW.

$$\sum P_G = \sum P_D - \sum P_{Fre} \quad (4)$$

Siendo  $P_G$  la potencia activa generada (MW),  $P_D$  potencia activa de la carga (MW) y  $P_{Fre}$  la potencia activa renovable (MW), cumpliendo esta ecuación con la ley de balance de las potencias activas.

Teniendo todos los datos necesarios, los valores de desviación de frecuencia se calculan mediante la ecuación (5).

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{\sum \frac{1}{R_{eq} + A}} \quad (5)$$

Siendo  $\Delta P$  la variación total de potencia (MW),  $\Delta f$  la variación de frecuencia (Hz),  $A$  el estatismo de la carga (MW/Hz) y  $R_{eq}$  la regulación equivalente del sistema (MW/Hz).

La figura 3, muestra la demanda típica para un día de invierno y uno de verano. Se puede observar que la demanda máxima en ambos casos se encuentra en el periodo de las 19:00 a 21:00 horas, siendo mayor el pico de demanda en invierno que en verano. Esto se debe a la diferencia de las horas de sol y el cambio al horario normal. Sin embargo, el resto del tiempo, en verano la demanda es mayor debido a una mayor utilización de los equipos de refrigeración.

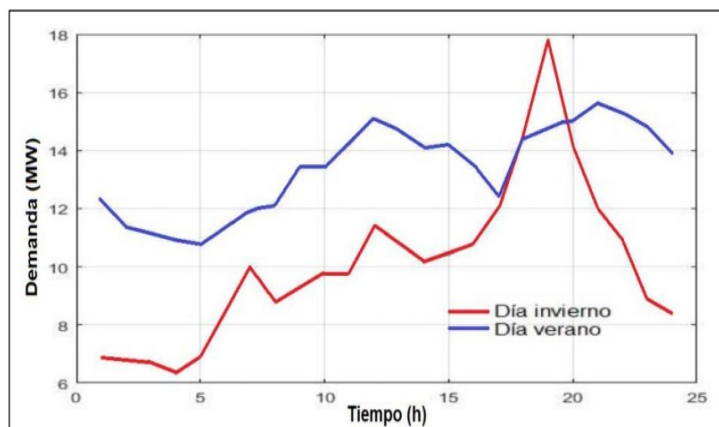


Fig.3. Demanda horaria de un día típico en invierno y en verano de la Isla de la Juventud

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este apartado se muestran los resultados de las simulaciones para varios escenarios utilizando el sistema eléctrico descrito anteriormente. Todas las simulaciones se realizaron el mes de enero, ya que al ser un mes frío presenta una distribución más brusca en la demanda, con un pico más pronunciado, alcanzando en el horario de las 18-20 h los valores más elevados. Dichos escenarios serán presentados en los epígrafes siguientes:

### Sistema eléctrico sin FRE y con un parque eólico de 1,65 MW

La figura 4, muestra los resultados de las desviaciones de frecuencias (df) de las simulaciones, primeramente, sin fuente renovable de energía (FRE) y después con un parque eólico (PE) de 1,65 MW.

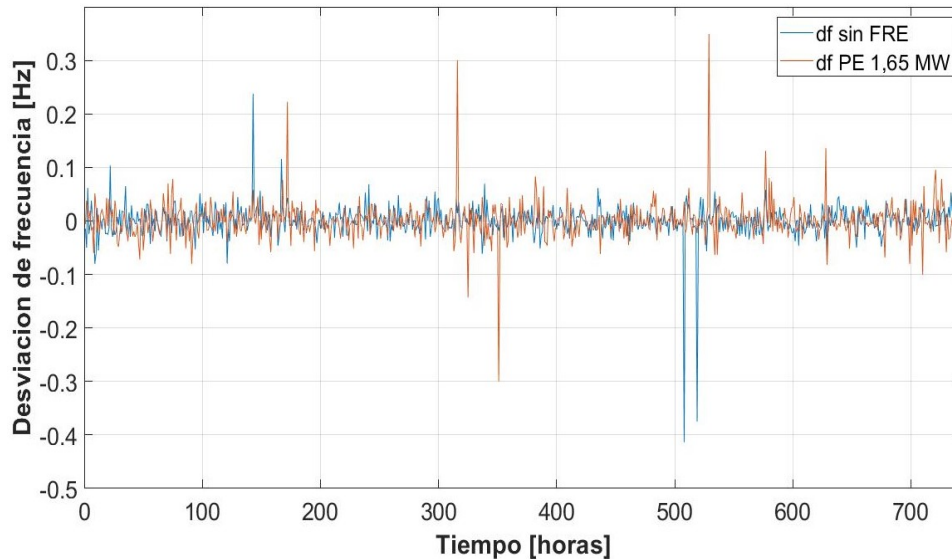


Fig.4. Sistema eléctrico sin FRE y con un parque eólico de 1,65 MW

Se puede apreciar como los dos escenarios cumplen con el código impuesto, destacando en el primer caso el punto a las 508 h, donde la frecuencia disminuyó hasta -0,413 Hz. En el segundo escenario solo hay 4 valores con una desviación fuera de 0,2 y -0,3 Hz, representando un 0,53% del total de valores. En este caso el mayor valor de desviación se alcanzó a las 529 h siendo de 0,349 Hz.

### Modelo con un parque eólico de 3,3 MW

En la figura 5, se refleja la desviación de frecuencia que hay en el sistema durante el mes de enero con un parque de 3,3 MW. Se pueden observar 6 valores por encima de 0,2 Hz y uno por debajo de -0,3 Hz representando el 0,94%. Hay un valor por encima de 1 Hz y ninguno por debajo de -1 Hz, de ahí que este escenario al incumplir con la norma no sea factible.

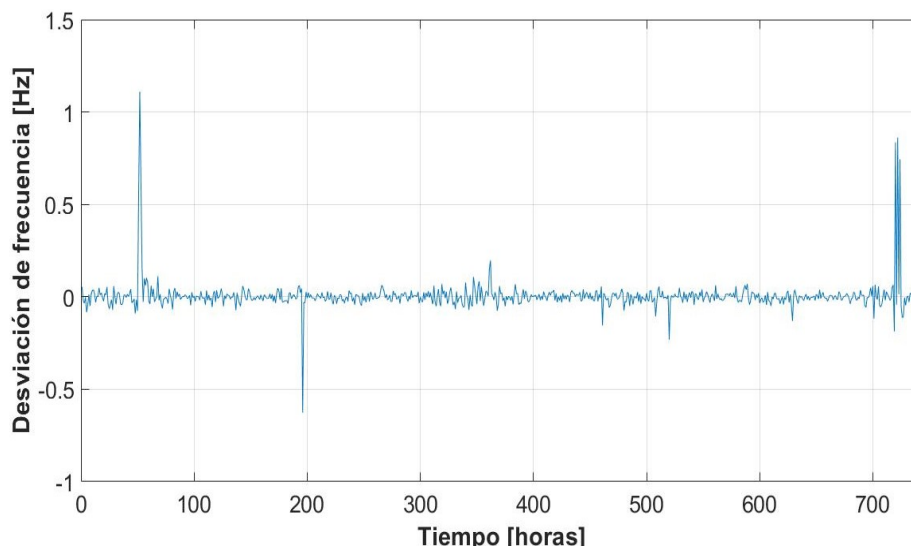
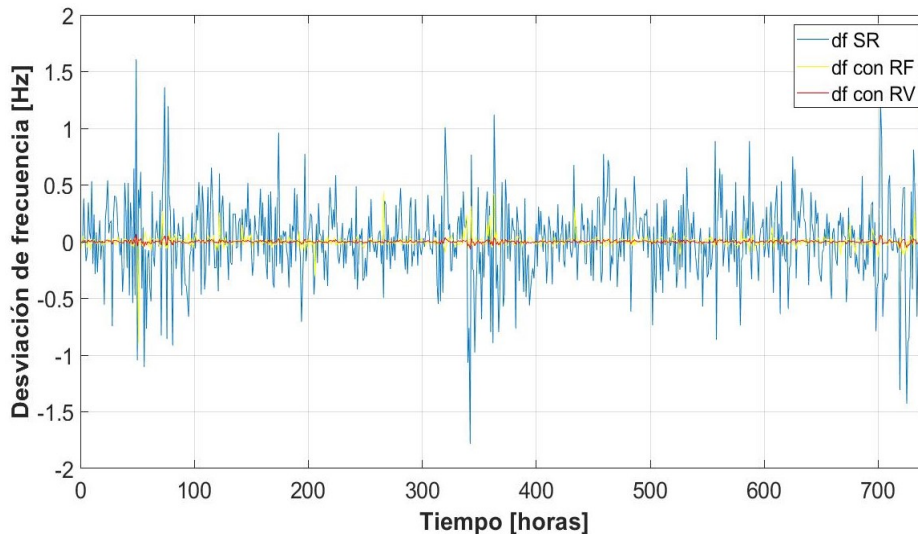


Fig. 5. Desviación de frecuencia en el sistema eléctrico con fuentes renovables de energía parque de 3,3 MW

**Modelo con parques eólicos de 3,3 MW en total distribuidos sin reserva, con reserva fija de 30 % y con reserva variable hasta 30%**

En la figura 6, se puede observar la desviación de frecuencia para distintos escenarios: el sistema con cuatro parques eólicos simulados de 3,3 MW en total, sin reserva (SR), con reserva fija (RF) y con reserva variable (RV).



**Fig.6.** Parques eólicos de 3,3 MW en total distribuidos sin reserva, con reserva fija de 30 % y con reserva variable hasta 30%

Se puede observar en la gráfica como para la configuración del sistema con los parques sin reserva las desviaciones en la frecuencia alcanzan los 58,22 Hz a las 342 horas incumpliendo con el código del despacho nacional. Sin embargo, en el modelo del sistema con los cuatro parques con reserva fija de un 30%, los resultados son satisfactorios, ya que no hay ningún valor con una desviación mayor a 1 Hz, habiendo solamente 10 valores por encima de 0,2 Hz y 2 por debajo de -0,3 Hz representando 1,61% de los datos del mes. Los resultados son aún más favorables para el caso con reserva variable donde no se encontró ningún valor fuera de rango. Todos estos resultados junto con la máxima potencia y la energía no consumida se muestran en la tabla 1.

**Tabla 1.** Resultados generales de las simulaciones de los cuatro parques de 3,3 MW en total

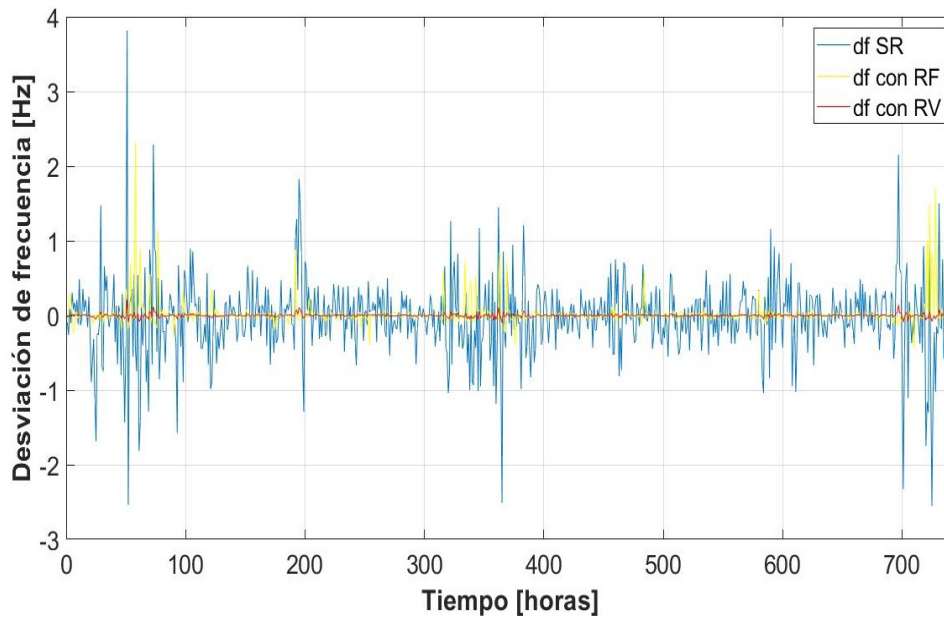
	Máxima potencia generada (MW)	Valores de desviación fuera de -0,3 y 0,2 Hz	Valores de desviación fuera de -1 y 1 Hz	Energía generada (MWh)	Energía no servida (MWh)
<b>S R</b>	3,28	314	13	750,73	-----
<b>R F</b>	2,30	12	0	491,80	221,68
<b>R V</b>	2,76	0	0	605,23	145,5

En la tabla 1, se puede apreciar como excluyendo el modelo sin reserva que incumple con el código de red tanto la energía generada como la máxima potencia es superior en el modelo variable siendo esta la simulación que mejores resultados ofrece siendo en este caso la energía no servida de 145,5 MWh que representa el 19,38% de toda la energía generada.

**Modelo con cuatro parques eólicos de 6,6 MW en total, distribuido sin reserva, con reserva fija de 30 % y con reserva variable hasta 30%**

En la figura 7, se pueden observar las desviaciones de frecuencia para el modelo con los cuatro parques distribuidos en tres escenarios diferentes. El primer escenario trabajando el parque a su máxima capacidad, el segundo realizando reserva fija de un 30% y el tercer escenario manteniendo el parque con reserva variable hasta un 30%.





**Fig.7.** Parques eólicos de 6,6 MW en total distribuidos sin reserva, con reserva fija de 30 % y con reserva variable hasta 30%

Se puede apreciar como tanto para el escenario a su máxima capacidad como para el escenario de reserva fija, la frecuencia se va por fuera de los límites establecidos. En el primero de los casos hay 16 valores por encima de 1 Hz y 23 por debajo de -1 Hz, representando 5,24% de todos los datos del mes. El modelo con reserva fija tiene 4 valores por encima de 1 Hz, lo que representa 0,53% de los datos. Sin embargo, el modelo de reserva variable aporta resultados favorables con solo 1 valor por encima de 0,2 Hz. Estos resultados se pueden reafirmar en la tabla 2.

**Tabla 2.** Resultados generales de las simulaciones de los cuatro parques de 6,6MW en total

	Máxima potencia generada (MW)	Valores de desviación fuera de -0,3 y 0,2 Hz	Valores de desviación fuera de -1 y 1 Hz	Energía generada [MWh]	Energía a no servida [MWh]
<b>SR</b>	6,5 7	358	39	1538,46	-----
<b>RF</b>	4,4 8	33	4	944,87	516,21
<b>RV</b>	5,4 7	1	0	1164,79	373,67

De esta tabla podemos apreciar como el modelo de reserva variable es el que mejores resultados entrega ya que es el único que cumple con el código de red aunque para esto se tuvo que dejar de entregar 373,67 MWh, que representa 24,28% de toda la generada, siendo la energía no utilizada bastante elevada. Para profundizar en el análisis se propuso como objetivo de reducir el porcentaje de energía no servida, cumpliendo con el código establecido. Para ello, aprovechando que los parques están distribuidos se simuló el sistema, dejando reserva en uno o dos parques mientras los demás aprovechan al máximo el recurso eólico.

**Modelo con cuatro parques eólicos de 6,6 MW en total, distribuidos realizando reserva variable hasta 30%, en dos de los parques y en uno solo parque, trabajando los otros a su máxima capacidad**

En la tabla 3, se puede apreciar la comparativa en cuanto al aprovechamiento de la energía en el sistema con cuatro parques con una potencia equivalente a 6,6 MW realizando control variable. Agregando también el modelo con un solo parque con la misma capacidad instalada realizando el mismo tipo de reserva.

**Tabla 3.** Resultados de las simulaciones de los cuatro parques de 6,6MW en total realizando reserva variable. Y modelo de un solo parque

	<b>Máxima potencia generada(MW)</b>	<b>Cumplimiento del código</b>	<b>Energía generada (MWh)</b>	<b>Energía no servida (MWh)</b>
<b>Control en cuatro parques</b>	5,47	Sí	1164,79	373,67
<b>Control en dos parques</b>	5,54	Sí	1316,29	222,16
<b>Control en un parque</b>	5,93	Sí	1355,55	182,91
<b>Un solo parque centralizado</b>	4,59	Sí	1299,61	349,11

En la tabla 3, se pueden apreciar las diferencias notables que existen entre el modelo de un solo parque con los modelos de cuatro parques de la misma capacidad en total. Obteniendo mejores resultados cuando se dejó reserva variable en solo un parque. Observando un cubrimiento casi por completo en la potencia eólica, siendo la energía eólica durante el mes de enero, sin dejar reserva, de unos 1538,46 MWh y dejando reserva en el parque 4, de 1355,55 MWh, quedando 182,91 MWh, que representa el 11% de la energía generada.

### CONCLUSIONES

Se desarrolló un algoritmo basado en simulaciones Monte Carlo para determinar la influencia que tienen en la frecuencia del sistema los parques eólicos distribuidos geográficamente con capacidad de regulación de potencia activa en un sistema eléctrico aislado. Este se ejecutó teniendo en cuenta varios escenarios con diferentes valores de capacidad instalada de energía eólica. A medida que se aumentaba el tamaño de los parques tanto de manera centralizada o distribuida, las desviaciones de frecuencia se hacían más grandes hasta que se salían de los límites establecidos. Se demostró que dejando una reserva de potencia activa, fija o variable, las desviaciones de frecuencia pueden reducirse, aunque esto se logra a expensas de dejar de entregar energía al sistema. Este problema fue mitigado dejando reserva variable en solo uno de los parques trabajando los otros a su máxima capacidad. Se propone para futuros trabajos crear un algoritmo que permita la selección automática de los parques que van a dejar reserva según su disponibilidad para un mejor aprovechamiento del recurso eólico y apoyo al control de la frecuencia del sistema.

### REFERENCIAS

- [1]. RENEWABLES 2023. "GLOBAL STATUS REPORT". REN21, 2023. [Consultado 21 de agosto de 2023]. Disponible en: <https://www.ren21.net/gsr-2023/>
- [2]. Sánchez-Torres Y, Rodríguez-Ramos PA. "Evaluación técnico-económica de pequeñas turbinas eólicas en localidades de poco potencial eólico". Revista Ingeniería Agrícola. 2021; vol. 11, n. 3, e03. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.redalyc.org/journal/5862/586267422003/html/>
- [3]. Santos M, González M. "Factors that influence the performance of wind farms". Renewable Energy. 1 de mayo de 2019, vol. 135, p. 643-651. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148118314642>
- [4]. Odeh RP, Watts D. "Impacts of wind and solar spatial diversification on its market value: A case study of the Chilean electricity market". Renewable and Sustainable Energy Reviews. Septiembre de 2019, vol. 111, p. 442-461. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032119300255>
- [5]. Li SH. "Impact of climate change on wind energy across North America under climate change scenario RCP8.5". Atmospheric Research. 1 de junio de 2023, vol. 288, e106722. [Consultado 2 de julio de 2023]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0169809523001199>
- [6]. Gomez-Quiles C, Gil HA. "The Value of Wind Resource Geographic Diversity for Wind Farm Profitability". IEEE Transactions on Power Systems. noviembre de 2012, vol. 27, n. 4, 2074-2083. ISSN 1932-5517. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6672102>



- [7]. Kheshti M, *et al.* "Toward Intelligent Inertial Frequency Participation of Wind Farms for the Grid Frequency Control". IEEE Trans Ind Inf. Noviembre de 2020, vol. 16, n. 11, p. 6772-6786. ISSN 1941-0050. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8744600>
- [8]. Elkadeem MR, *et al.* "Feasibility analysis and techno-economic design of grid-isolated hybrid renewable energy system for electrification of agriculture and irrigation area: A case study in Dongola, Sudan". Energy Conversion and Management. 15 de septiembre de 2019, vol. 196, p. 1453-1478. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890419307563>
- [9]. Mejía MEA, *et al.* "Efecto de aplicar inercia virtual en los parques eólicos: Los Cocos, Larimar I y Larimar II en República Dominicana". Ciencia, Ingenierías y Aplicaciones. 28 de mayo de 2020, vol. 3, n. 1, p. 31-54. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://revistas.intec.edu.do/index.php/cite/article/view/1740>
- [10]. Azizpanah-Abarghoee R, *et al.* "A Linear Inertial Response Emulation for Variable Speed Wind Turbines". IEEE Transactions on Power Systems. 2020, vol. 35, n. 2, p. 1198-1208. ISSN 1558-0679. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8824117>
- [11]. Cheng Y, *et al.* "Smart frequency control in low inertia energy systems based on frequency response techniques: A review". Applied Energy. August 2020, vol. 279, e115798. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261920312800>
- [12]. Apata O, Oyedokun DTO. "An overview of control techniques for wind turbine systems". Scientific African. 2020, vol. 10, e00566. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468227620303045>
- [13]. Meyers J, *et al.* "Wind farm flow control: prospects and challenges". Wind Energy Science. 25 de noviembre de 2022, vol. 7, n. 6, p. 2271-2306. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://wes.copernicus.org/articles/7/2271/2022/>
- [14]. Howland MF, *et al.* "Collective wind farm operation based on a predictive model increases utility-scale energy production". Nat Energy. Septiembre de 2022, vol. 7, n. 9, p. 818-827. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.nature.com/articles/s41560-022-01085-8>
- [15]. Liu Y, *et al.* "Optimal sizing of a wind-energy storage system considering battery life". Renewable Energy. Marzo de 2020, vol. 147, p. 2470-2483. [Consultado 21 de enero de 2023] Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S096014811931465X>
- [16]. Fuentesfria AS, Castro M, Garcia AM. "A new method for wind power limit calculation using P-V curves and continuation power flow routine". Revista Cubana de Ingeniería. 2020, vol. 11, n. 2, p. 49-57. ISSN 2223-1781. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://rci.cujae.edu.cu/index.php/rci/article/view/818>
- [17]. Uwineza L, Kim HG, Kim CK. "Feasibility study of integrating the renewable energy system in Popova Island using the Monte Carlo model and HOMER". Energy Strategy Reviews. Enero de 2021, vol. 33, e100607. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X20301607>
- [18]. Bashir M, Sadeh J. "Optimal sizing of hybrid wind/photovoltaic/battery considering the uncertainty of wind and photovoltaic power using Monte Carlo". En: 2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering. Venice, Italy: IEEE; 2012. p. 1081-1086. ISBN 978-1-4577-1829-8. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6221541>
- [19]. Alberto Alvarez E, *et al.* "Long-Range Integrated Development Analysis: The Cuban Isla de la Juventud Study Case". Energies. Enero de 2021, vol. 14, n. 10, e2865. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/10/2865>
- [20]. García AAM, *et al.* "Determinación de diapasones de potencia necesarios para el control de frecuencia en el sistema eléctrico cubano ". Ingeniería Energética. 2007, vol. 28, n. 1, p. 38- 44. ISSN 1815-5901. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/100/99>
- [21]. Fuentesfria AS, Fernandez MC. "Influencia del Parque Eólico de Los Canarreos en el sistema eléctrico de la Isla de la Juventud". 17<sup>ma</sup> Convención Científica de Ingeniería y Arquitectura. Noviembre 2014. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/307631026\\_Influencia\\_del\\_Parque\\_Eolico\\_de\\_Los\\_Canarreos\\_en\\_el\\_sistema\\_electrico\\_de\\_la\\_Isla\\_de\\_la\\_Juventud](https://www.researchgate.net/publication/307631026_Influencia_del_Parque_Eolico_de_Los_Canarreos_en_el_sistema_electrico_de_la_Isla_de_la_Juventud)
- [22]. NASA POWER. "Prediction Of Worldwide Energy Resources". The POWER Project. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/>

- [23]. Smits CJ, *et al.* "A FAST.Farm and MATLAB/Simulink interface for wind farm control design". J Phys: Conf Ser. octubre de 2023, vol. 2626, n. 1, e012069. [Consultado 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/2626/1/012069/pdf>
- [24]. Maji AK, *et al.* "Proceedings of the International Conference on Computing and Communication Systems". I3CS 2020, NEHU, Shillong, India. Singapore: Springer Singapore; 2021 [Consultado 21 de enero de 2023]. (Lecture Notes in Networks and Systems; vol. 170). ISBN 978-981-33-4084-8. Disponible en: <https://link.springer.com/10.1007/978-981-33-4084-8>
- [25]. Rashid A, Ying D. "Study on the variable pitch control of the wind power unit based on mamdani inference and conventional control algorithm". IOP Conf Ser: Earth Environ Sci. Julio de 2020, vol. 529, n. 1, e012005. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/529/1/012005/pdf>
- [26]. Novák V, *et al.* "Recognition of damaged letters based on mathematical fuzzy logic analysis". Journal of Applied Logic. Junio de 2015, vol. 13, n. 2, 94-104. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1570868314000779>
- [27]. Salgado Duarte Y, *et al.* "Programación óptima del mantenimiento preventivo de generadores de sistemas de potencia con presencia eólica". Ingeniería Energética. Diciembre de 2018, vol. 39, n. 3, p. 157-167. ISSN 1815-5901. [Consultado 21 de enero de 2023]. Disponible en: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/540/pdf>

### CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existe conflicto de intereses.

### CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

**Juan Carlos Quesada Marquetti:** <https://orcid.org/0009-0009-3184-0479>

Diseño de la investigación. Participó en la ejecución de los trabajos, el análisis de los resultados, la redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

**Moises Ferrer Vallin:** <https://orcid.org/0000-0002-1140-652X>

Diseño de la investigación. Participó en la ejecución de los trabajos, el análisis de los resultados, la redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

**Ariel Santos Fuentefria:** <https://orcid.org/0000-0002-9131-5539>

Diseño de la investigación. Participó en el análisis de los resultados, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.