



# Comportamiento de la razón de generación de energía en un campo de turbinas eólicas mar adentro considerando ubicación de la turbina y dirección del viento

---

## Power generation ratio performance at offshore wind farms considering turbine location and wind direction

Víctor Gálvez Yanjarí<sup>1</sup>, alumno de 5to año.

<sup>1</sup>Major en Investigación Operativa, Departamento de Ingeniería Industrial y Sistemas, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.

\*Autor para correspondencia: vagalvez@uc.cl.

Víctor Gálvez Yanjarí<sup>1</sup>, 5th year student.

<sup>1</sup>Major in Operative Research, Department of Industrial and Systems Engineering, School of Engineering, Pontificia Universidad Católica de Chile.

\*Correspondence author: vagalvez@uc.cl.

## RESUMEN

Para medir la eficiencia de turbinas eólicas se usa el índice propuesto por la International Electrotechnical Commission (IEC) conocido como *production-based availability*. El Ratio de Generación de Energía (PGR) es una variante del índice mencionado, y se define como la razón entre la energía total producida durante el período a analizar y la cantidad esperada de energía a producir en ese período. La eficiencia de las turbinas al interior del campo eólico se ve afectada por el *wake effect*, ya que el viento pierde energía al pasar por los álabes de las turbinas. En este artículo se estudia el comportamiento del PGR según la ubicación de las turbinas en un campo eólico mar adentro, para determinar si el indicador considera el *wake effect*. Se propone una clasificación de las turbinas según la dirección del viento, y posteriormente se evalúa la eficiencia energética de ellas comparando grupos de turbinas según su ubicación en el campo eólico, así como también el comportamiento del PGR durante el período en análisis. Se concluye que las turbinas afectadas por el *wake effect* tienen un menor PGR que las no afectadas por él, y por lo tanto, el indicador considera el *wake effect*.

*Palabras clave:* energía eólica, eficiencia de turbinas eólicas, wake effect, power generation ratio, PGR.

## ABSTRACT

For the purpose of measuring wind turbine efficiency, the International Electrotechnical Commission (IEC) proposes the use of an index known as *production-based availability*. One variation of the aforementioned index is the Power Generation Ratio (PGR), which is defined as the ratio between total energy produced during the analysis time period and the expected quantity of energy to be produced during the same period. Wind farm efficiency is affected by the *wake effect*, given that wind power is lost as it passing through a turbine's rotor blades. This article will examine PGR trends with respect to turbine location in an offshore wind farm, to determine whether the PGR considers the wake effect. Moreover, a turbine classification pertaining to wind direction will be introduced, followed by a power efficiency evaluation comparing turbines grouped according to their location within a wind farm, while evaluating PGR performance during the sample time period. Finally, the article will conclude that turbines influenced by the wake effect have a lower PGR than those which are not, thus proving that the PGR indicator indeed considers the wake effect.

*Key words:* wind power, wind turbine efficiency, wake effect, power generation ratio, PGR.

## 1. INTRODUCCIÓN

La energía eólica se ha visto favorecida en el último tiempo gracias a la reducción de los costos de las turbinas y mejoras en la eficiencia de estas (Mattar & Guzmán-Ibarra, 2017), lo cual ha facilitado el crecimiento del uso de esta forma de generar energía en todo el mundo. Kaplan (2015) muestra que la capacidad de producción de energía eólica entre 2004 y 2013 creció progresivamente en todo el mundo, iniciando en 2004 con 47.620 MW y llegando en 2013 a los 318.105 MW.

Para medir la cantidad de energía producida por una turbina, se ocupa la disponibilidad de producción de energía (en inglés, *production-based availability*) (Mittelmeier, Blodau & Kühn, 2017), y en este artículo se trabaja con un indicador similar llamado Razón de Generación de Energía (PGR, del inglés *Power Generation Ratio*). Se busca evaluar, con datos de un **CAMPO DE TURBINAS EÓLICAS** mar adentro, el comportamiento del PGR según la ubicación de la turbina dentro de un campo eólico y la dirección del viento. Con esto, se pretende determinar si las turbinas libres de corriente tienen mayor PGR que aquellas dentro de la corriente al considerar la influencia del **WAKE EFFECT** (González-Longatt, Wall & Terzija, 2012) (lo cual se relaciona con su ubicación en el campo

## 1. INTRODUCTION

In recent years, wind power has come into favor as a result of reductions in the cost of turbines and improvements to turbine efficiency (Mattar & Guzmán-Ibarra, 2017), thereby enabling growth in use of this form of power generation at the global level. Kaplan (2015) shows that between 2004 and 2013 global wind energy production capacity grew steadily from 47,620 MW to 318,105 MW.

Production-based availability is used to measure the quantity of power produced by a turbine (Mittelmeier, Blodau & Kühn, 2017). This article will utilize a similar indicator known as the Power Generation Ratio (PGR) to examine this indicator's behavior according to a turbine's location within a wind farm and wind direction, considering data from an offshore **WIND FARM**. With this data we will attempt to determine whether free-stream turbines have a greater PGR than in-the-wake turbines, while considering the influence of the **WAKE EFFECT** (González-Longatt, Wall & Terzija, 2012) (which relates to turbine location within the wind farm) and wind direction. For the purpose of this study, turbines are classified either "free stream" or "in-the-wake" to indicate possible wind directions flowing towards a wind farm. Moreover, the PGR is calculated over time for each turbine

eólico) y la dirección del viento. Para esto, las turbinas se clasifican en libres de corriente (*free stream*) o dentro de la corriente (*in-the-wake*) para las posibles direcciones en que el viento se dirige hacia el campo eólico, se calcula el PGR para cada turbina a través del tiempo, y luego se comparan los valores obtenidos según el grupo al que pertenecen y su comportamiento a lo largo del período en análisis.

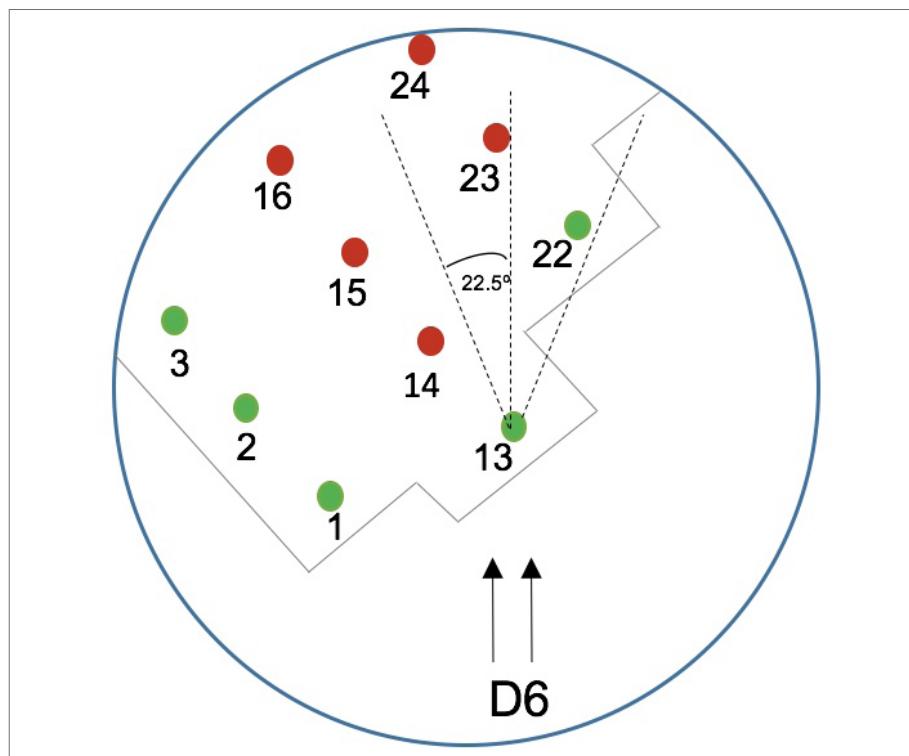
## 2. METODOLOGÍA

Inicialmente se clasificaron las turbinas para realizar el análisis. Esto se hizo basándose en 2 criterios: **SECTOR DE DIRECCIÓN DEL VIENTO** y si su eficiencia se ve afectada por el *wake effect*. Para determinar el primero, se tomó como referencia lo propuesto por Barthelmie y Jensen (2010), por lo que se usaron 8 sectores de dirección de viento, todos con el mismo tamaño ( $45^\circ$ ). Cuatro de ellos son perpendiculares a las filas externas del campo y los 4 restantes son perpendiculares a las esquinas. Lo segundo equivale a clasificar las turbinas en *in-the-wake* y *free stream* para cada sector de dirección de viento. Si la dirección del viento es perpendicular a una de las filas exteriores del campo (incluyendo  $\pm 22.5^\circ$ ), todas esas turbinas son escogidas como el grupo *free stream*. En cambio, si la dirección del viento es perpendicular a una de las turbinas esquina, la regla usada es más específica: si la fila es regular, las turbinas que están entre las turbinas de la esquina y la mitad de la fila regular más cercana a la esquina son escogidas como las *free stream*; si la fila es irregular, una turbina pertenece al grupo *in-the-wake* si la turbina a clasificar está en  $\pm 22.5^\circ$ , tomando como referencia cada turbina de las filas exteriores.

then compared against the values obtained according to turbine group and performance throughout the analysis period.

## 2. METHODOLOGY

Initially, to carry out the analysis, turbines were classified based on 2 criteria: **WIND DIRECTION SECTOR** and whether turbine efficiency is affected by wake effect. To determine the former, the proposal set forth by Barthelmie y Jensen (2010) was considered as a reference; thus eight (8),  $45^\circ$  degree wind direction sectors were applied. Four (4) of these wind direction sectors were placed perpendicular to the corners of the wind farm. In order to determine the latter criterion, *in-the-wake* and *free stream* turbines were classified within each wind directional sector. If wind direction was perpendicular to one of the outer turbine rows of the farm (including  $\pm 22.5^\circ$ ), all of these turbines were classified as *free stream*. However, if wind direction was perpendicular to the corner of the wind farm, a more specific rule was pursued: when a row is aligned, turbines situated between the corner and middle turbines of an aligned row closest to the corner are to be classified as *free stream*. Conversely, if the row is staggered, a turbine will be part of the *in-the-wake* group if it is within the  $\pm 22.5^\circ$ , taking as reference each turbine of the outer rows.



**Figura 1.** Cada punto corresponde a una turbina del campo eólico (en verde las exteriores, y en rojo algunas interiores). Para decidir si la turbina 22 pertenece al grupo *in-the-wake* o *free stream* cuando el viento viene de la dirección 6, se ocupa un ángulo de  $\pm 22.5^\circ$  usando como referencia la turbina 13, con lo cual la turbina 22 es clasificada como *in-the-wake* porque está dentro del sector circular descrito por los  $\pm 22.5^\circ$ .

**Figure 1.** Each point corresponds to a turbine within a wind farm (turbines on the outer perimeter of the farm are green, while turbines in the center of the farm are red). In order to decide whether turbine 22 should be classified as *in-the-wake* or *free stream*, with the wind flow entering from direction 6, a  $\pm 22.5^\circ$  angle is projected using turbine 13 as a reference point. Therefore, turbine 22 is considered *in-the-wake* given that it is situated within the scope of the  $\pm 22.5^\circ$  projection.

La **Figura 1** ejemplifica el método, para clasificar las turbinas para la dirección 6, que es perpendicular a la turbina 1. Para clasificar la turbina 22 se ocupa como referencia a la 13, y usando el método la turbina 22 pertenece al grupo *in-the-wake*, porque está dentro de los  $\pm 22,5^\circ$ . Primero se determinan las turbinas *free stream* para cada sector, y las turbinas restantes corresponden al grupo *in-the-wake*.

Posteriormente, se calculó el PGR de ambos grupos. Para ello, se usaron los valores promediados cada 10 minutos, como lo propone el estándar industrial IEC 61400-12-1, el que especifica los procedimientos para medir el rendimiento energético de las turbinas eólicas de todo tipo y tamaño conectadas a la red de energía eléctrica (International Electrotechnical Commission, 2005). Por lo tanto, para cada **TIMESTAMP**  $t$  existe un valor para la dirección del viento, densidad del aire  $\rho_p$ , velocidad del viento  $V_t$  y energía producida  $P_t$ . Se ocuparon datos del mástil meteorológico del campo eólico en estudio, por lo que todas las turbinas tienen los mismos valores de la dirección del viento,  $\rho_p$  y  $V_p$ , pero varía el de  $P_t$ . Luego, se calculó el PGR para todas las observaciones de cada turbina, y después se unieron los PGR de todas las turbinas para cada *timestamp*. Con esto, se calculó el PGR de ambos grupos para cada *timestamp* como sigue:

$$PGR_t^\Omega = \frac{\sum_{i \in \Omega} (PGR_t^i > 0)}{n_t^\Omega} \quad (1)$$

donde  $i$  representa a cada turbina del campo,  $\Omega$  corresponde al grupo de turbinas (*free stream* o *in-the-wake*) y  $n_t^\Omega$  es el número de turbinas de  $\Omega$  con  $PGR > 0$  en el timestamp  $t$ . Como no todas las turbinas tenían los mismos *timestamps*, se trabajó con los que tuvieron el PGR de ambos grupos, y con observaciones con  $PGR > 0$ . Después, para tener una representación del indicador por períodos de tiempo y corregir el sesgo producido por tener un número distinto de turbinas con  $PGR > 0$  en cada grupo  $\Omega$  para cada *timestamp* (es decir, porque  $n_t^\Omega$  varía), se calculó el PGR semanal para cada grupo corregido por el número de turbinas con  $PGR > 0$  en cada *timestamp*:

$$PGR_w^\Omega = \frac{\sum_{t \in w} PGR_t^\Omega}{\sum_{t \in w} n_t^\Omega} \quad (2)$$

donde  $w$  representa una semana del período en análisis. Finalmente, para cada *timestamp* se calculó  $PGR_w^{\text{Free stream}} - PGR_w^{\text{in - the-wake}}$ . En total, se trabajó con 123.284 *timestamps*. Todos los cálculos y gráficos se realizaron en R, lenguaje y ambiente de trabajo especializado en cálculos estadísticos y generación de gráficos (Lafaye, Drouilhet & Liquet, 2013).

**Figure 1** exemplifies the method for classifying each turbine for wind directions flowing into the wind farm array from direction 6, which is perpendicular to turbine 1. To classify turbine 22, turbine 13 is used as the reference point. Therefore, when applying the method, turbine 22 is classified as part of the *in-the-wake* group, given that it is within the  $\pm 22.5^\circ$  projected wake. Free stream turbines are determined first and the remaining turbines correspond to the *in-the-wake* group.

Subsequently, the PGR for each group was calculated using 10-minute averaged values, in accordance with industrial standard IEC 61400-12-1, which specifies the procedures for measuring power performance for all types and sizes of wind turbines connected to the electric power distribution network (International Electrotechnical Commission, 2005). Therefore, for each **TIMESTAMP**  $t$  there is a corresponding value for wind direction, air density  $\rho_p$ , wind velocity  $V_t$  and produced power  $P_t$ . Metrological mast data from the wind farm being studied were adopted; therefore, all turbines had equal wind direction  $\rho_t$  and  $V_t$  values, with variations in the  $P_t$  values. The PGR was then calculated from all observations from each turbine and each turbine's PGR data was compiled for each timestamp. Accordingly, PGR calculations for both turbine groups during each timestamp were conducted as follows:

$$PGR_t^\Omega = \frac{\sum_{i \in \Omega} (PGR_t^i > 0)}{n_t^\Omega} \quad (1)$$

Where;  $i$  represents each wind farm turbine,  $\Omega$  represents the turbine group classification (*free stream* or *in-the-wake*),  $n_t^\Omega$  represents the quantity of turbines with a  $PGR > 0$  within timestamp  $t$ . Given that not all turbine timestamps were equal, those that had a PGR from both groups and turbines with  $PGR > 0$  observations were considered. Subsequently, for the purpose of attaining a representative indicator of the time period, and to correct the bias produced as a result of a divergent quantity of turbines with  $PGR > 0$  in each group, for each timestamp (i.e. because of variations in  $n_t^\Omega$ ), the weekly PGR for each group was calculated and corrected by the quantity of turbines with  $PGR > 0$  in each timestamp:

$$PGR_w^\Omega = \frac{\sum_{t \in w} PGR_t^\Omega}{\sum_{t \in w} n_t^\Omega} \quad (2)$$

Where;  $w$  represents a one (1) week sample period. Finally,  $PGR_w^{\text{Free stream}} - PGR_w^{\text{in - the-wake}}$  were calculated for each timestamp. In total, 123,284 timestamps were analyzed. All calculations and curves were formulated in R, a programming language and working environment for statistical computing and graphics (Lafaye, Drouilhet & Liquet, 2013).

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El PGR de las turbinas que están en el interior del campo eólico debe ser menor que el de aquellas que rodean el campo, a causa del *wake effect*. En este artículo se trabaja con los datos del mástil meteorológico, con lo cual se puede hacer una comparación más correcta entre ambos grupos. La **Tabla 1** muestra valores del promedio, desviación estándar, mediana, primer y tercer cuartil del PGR calculado para cada *timestamp* y del PGR calculado de manera semanal.

### 3. RESULTS AND DISCUSSION

As a result of the wake effect, the PGR for turbines located on the interior of a wind farm is lower than the PGR for those located on the outer perimeters of the farm. This article adopted meteorological mast data, with which a more accurate comparison can be made between both groups. **Table 1** shows the average values, standard deviation, median, first and third quartile of the PGR calculated for each timestamp and from the weekly calculated PGR.

**Table 1.** Average, Standard Deviation, Median, First and Third Quartile of PGR for both groups.

	PGR for each timestamp		Weekly PGR (using 203 weeks)	
	Free stream PGR	In-the-wake PGR	Free stream PGR	In-the-wake PGR
Average	0.983	0.936	0.979	0.935
Standard Deviation	0.292	0.277	0.048	0.058
Quartile 1	0.851	0.797	0.954	0.899
Median	0.992	0.953	0.981	0.936
Quartile 3	1.076	1.022	0.997	0.973

De la **Tabla 1** se puede ver que, en ambas maneras de calcular el PGR, el valor del promedio del grupo *free stream* es mayor que el de las *in-the-wake*. Al observar los valores de los estadísticos cuando se calcula el PGR usando todos los *timestamps*, se aprecia que la diferencia entre el cuartil 1 y 3 es exactamente igual para ambos grupos. Además, la desviación estándar es similar en el grupo *in-the-wake* y *free stream*, pero es más grande cuando el PGR es calculado usando todos los *timestamps*, lo cual se debe a que al usar todas las observaciones hay mayor dispersión, produciendo desviaciones estándar más grandes (Barde & Barde, 2012).

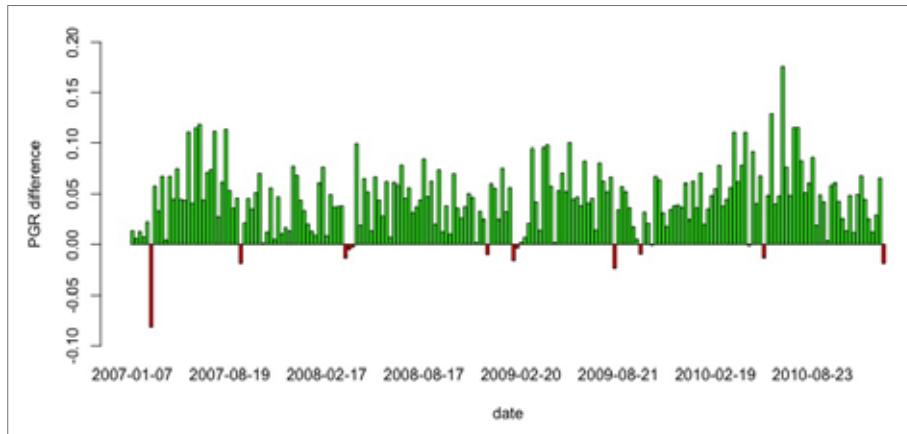
Al calcular el PGR semanalmente, se obtiene también que es más alto en las turbinas *free stream* que en las *in-the-wake*. Al comparar los valores entre ambas formas de calcular el PGR, se ve que el promedio es similar, pero al calcularlo de forma semanal la desviación estándar es más pequeña que al usar todas las observaciones, debido a que se ocupan solo 203 observaciones (número de semanas del período en análisis) y también a que la forma en que se calcula el PGR semanal permite corregir el desbalance del número de turbinas usadas para hacer el cálculo (ya que el número de turbinas en los grupos *in-the-wake* es mayor que el número de turbinas *free stream* para todas las direcciones).

Al analizar la diferencia de PGR para cada semana, se ve que el promedio de ellas es 0,044 y su desviación estándar es

**Table 1** shows that the average PGR value from the free-stream group, using both PGR calculation methods, is greater than the average in-the-wake PGR value. Examining the statistical data obtained when the PGR is calculated using all timestamps, the difference between the first and third quartile is exactly the same for both groups. Moreover, the standard deviation is similar for the in-the-wake and free-stream groups. However, when the PGR is calculated using all timestamp data, the standard deviation result is higher, given the wider dispersion when all observations are used (Barde & Barde, 2012).

Results obtained from weekly PGR calculations also show higher values for turbines in the free stream group than for those in the in-the-wake group. When comparing the values of both PGR calculation methods, the average is similar; but results from PGR values taken on a weekly basis show a lower standard deviation when considering all observations. The foregoing results were attained because only 203 observations were taken (quantity of weeks for the period under analysis) and because the way in which the weekly PGR was calculated allows for corrections to the unequal quantity of turbines used for the calculation (i.e.: greater quantity of turbines in in-the-wake groups turbines than in free stream group turbines).

Analysis of PGR differences for each week provides an average difference of 0.044, while the standard deviation



**Figura 2.** Gráfico de barras en el tiempo que muestra la magnitud de la diferencia entre PGR del grupo *in-the-wake* y *free stream* (calculado como  $PGR^{\text{Free stream}} - PGR^{\text{in-the-wake}}$ ) para cada semana del período en análisis.

**Figure 2** Bar graph illustrating the magnitude of PGR differences over time between the *in-the-wake* and *free stream* turbine groups (calculated as  $PGR^{\text{Free stream}} - PGR^{\text{in-the-wake}}$ ) for each week of the sample period.

0,033. El promedio muestra que la diferencia es positiva, lo que apoya la hipótesis  $PGR^{\text{Free stream}} > PGR^{\text{in-the-wake}}$ . De hecho, el cuartil 1 y 3 son positivos (0,021 y 0,062 respectivamente), por lo que la tendencia predominante es tener diferencias  $> 0$ . Para asegurarse de esto, en la **Figura 2** se muestra un gráfico de barras como serie de tiempo.

Las barras verdes indican que en esa semana  $PGR^{\text{Free stream}} > PGR^{\text{in-the-wake}}$ , y si es roja significa que  $PGR^{\text{Free stream}} < PGR^{\text{in-the-wake}}$ . El gráfico muestra que la mayor parte del tiempo las barras son verdes y que la diferencia no es muy grande a través del período en análisis. De hecho, los casos en que la barra es roja, la diferencia es muy cercana a 0, lo que contribuye a establecer que  $PGR^{\text{Free stream}}$  es mayor que  $PGR^{\text{in-the-wake}}$ .

#### 4. CONCLUSIONES

Se comprobó que, al usar los datos con la información del mástil meteorológico, se obtienen valores que muestran que el PGR de las turbinas *free stream* es mayor que el de las *in-the-wake*. Esto, luego de definir una regla para escoger si una turbina está en la corriente o no en un campo eólico de forma irregular. Con ella, se clasificaron las turbinas y se comprobó que las turbinas *free stream* tienen la mayor parte del tiempo un PGR mayor que las turbinas *in-the-wake*. Con el análisis presentado se puede decir que el comportamiento del PGR en relación a la ubicación de las turbinas en un campo eólico incorpora el *wake effect*. Como trabajo futuro se propone analizar el comportamiento del PGR en campos eólicos en tierra, para determinar si es un buen indicador en tierra como lo es en campos eólicos en mar adentro.

#### AGRADECIMIENTOS

Se agradece a la Escuela de Ingeniería UC por el financiamiento otorgado en 2017 para la pasantía en

amounts to 0.033. The average demonstrates that the difference is positive, which supports the  $PGR^{\text{Free stream}} > PGR^{\text{in-the-wake}}$  hypothesis. In fact, quartile 1 and quartile 3 are positive (0.021 and 0.062, respectively); therefore, the predominant trend is towards  $> 0$  differences. **Figure 2** provides a sample time bar graph that illustrates the foregoing statement.

The green bars indicate a  $PGR^{\text{Free stream}} > PGR^{\text{in-the-wake}}$  during that week; while the red bars indicate a  $PGR^{\text{Free stream}} < PGR^{\text{in-the-wake}}$ . A majority of the bars in the graph are green, and differences are not significant over the sample time period. In fact, in those cases where red bars are shown, the differences are close to 0, prompting us to establish that the  $PGR^{\text{Free stream}}$  is higher than the  $PGR^{\text{in-the-wake}}$ .

#### 4. CONCLUSIONS

This data, together the information provided by the meteorological mast, verifies that the PGR for the free stream turbines is greater than the PGR for the in-the-wake turbines.

Turbines were classified after defining the criterion for selecting whether each turbine within an irregularly shaped wind farm was free stream or in-the-wake. Subsequently, it was proven that, most of the time, the PGR values for free stream turbines were higher than the PGR values for in-the-wake turbines.

This analysis concludes that PGR behavior, with respect to location of a turbine within a wind farm, includes the influence of the wake effect. Therefore, future work is proposed to analyze PGR response for inland wind farms to determine whether the PGR is as helpful an indicator inland as it is for offshore farms.

#### ACKNOWLEDGMENTS

Special thanks to the UC School of Engineering for the funding provided in 2017 for the internship during which

que se realizó esta investigación, al Profesor Yu Ding y a Hoon Hwangbo, ambos de Texas A&M University, por la ayuda prestada y acogida en su grupo de investigación. Cabe recalcar que este artículo surge como parte de otro realizado por Yu Ding y Hoon Hwangbo junto a otros investigadores, el cual se encuentra bajo revisión a la fecha en que éste es enviado.

## GLOSARIO

**CAMPOS DE TURBINAS EÓLICAS:** sector donde se ubica un conjunto de turbinas eólicas. Pueden tener forma regular, como un rectángulo, o forma irregular, como un trapecio escaleno.

**SECTOR DE DIRECCIÓN DE VIENTO:** correspondiente a un sector circular, medido en grados. Tomando como origen un punto en el campo eólico, corresponden a los distintos sectores circulares en que el viento puede dirigirse hacia el campo.

**TIMESTAMP:** corresponde a cada observación del set de datos de  $\rho_t$ ,  $V_t$  y  $P_t$  asociada a una fecha y hora determinada (representada por  $t$ ).

**WAKE EFFECT:** pérdida de producción de energía debido a que el viento pierde energía luego de pasar a través de los álabes de la turbina (González-Longatt et al., 2012).

this research was conducted; and to Professor Yu Ding and Dr. Hoon Hwangbo, both of Texas A&M University, for the assistance provided and welcomed in their research group. It is worth mentioning that this article emerged as part of another article by Yu Ding and Hoon Hwangbo with other researchers which, to date, is under review.

## GLOSSARY

**WIND FARM:** a sector where a group of wind turbines are located. The shape of the windfarm layout may be regular (e.g. rectangular) or irregular (e.g. scalene trapezoid).

**WIND DIRECTION SECTOR:** adopting a point of origin in a wind farm, a wind direction sector corresponds to different circular zones, measured in degrees, in which wind flow may enter a farm.

**TIMESTAMP:** corresponds to each observation of a  $\rho_t$ ,  $V_t$  y  $P_t$  data set associated with a determined date and time (represented by  $t$ ).

**WAKE EFFECT:** loss of energy production due to a reduction in airflow after passing through turbine rotor blades (González-Longatt et al., 2012).

## PRINCIPIO CIENTÍFICO

La razón de generación de energía (PGR) se define como la razón entre la energía total producida durante el período a analizar y la cantidad esperada de energía a producir  $\hat{P}(V_t)$  para el mismo período:

$$PGR = \frac{\sum_{t=1}^n P_t}{\sum_{t=1}^n \hat{P}(V_t)} \quad (3)$$

Toma valores entre 0,9 – 1.  $\hat{P}(V_t)$  puede aproximarse por la curva nominal de energía de la turbina, que depende de la velocidad del viento  $V_t$  y la provee el fabricante. Siguiendo el estándar industrial IEC, la curva  $\hat{P}(V_t)$  se estima usando el método de los intervalos (en inglés, *method of bins*) (Wan, Ela & Orwig, 2010) de tamaño 1 m/s cada uno, luego se calcula el promedio de todas las energías producidas que caen en cada intervalo y se genera una curva uniendo el promedio de cada contenedor. Por ejemplo, si la velocidad del viento está entre 9 y 10 m/s, se asigna el valor de  $\hat{P}$  correspondiente a 9,5 m/s, que es el punto medio de ese intervalo.

## SCIENTIFIC PRINCIPLE

The Power Generation Ratio (PGR) is defined as the ratio between total energy produced during the sample time period and the expected quantity of energy to be produced for the same period:

$$PGR = \frac{\sum_{t=1}^n P_t}{\sum_{t=1}^n \hat{P}(V_t)} \quad (3)$$

Taking values between 0.9 – 1,  $\hat{P}(V_t)$  may be approached by the nominal power curve of the turbine, which depends on the wind speed  $V_t$  provided by the manufacturer. Following the IEC standard for wind turbine power curve measurement, the  $\hat{P}(V_t)$  is estimated using the “method of bins” (Wan, Ela & Orwig, 2010) considering bin widths of 1 m/s each. Then, the average of total energy produced contained in each bin is calculated, thereby generating a power curve uniting the average of each bin. For example, if the wind speed is between 9 and 10 m/s, the value of  $\hat{P}$  corresponds to 9.5 m/s, which is the average for that interval.

## REFERENCES

- Barde, M. & Barde, P. (2012). What to use to express the variability of data: Standard deviation or standard error of mean?. *Perspectives in Clinical Research*, 3, 113-116.
- Barthelmie, R. J. & Jensen, L. E. (2010). Evaluation of wind farm efficiency and wind turbine wakes at the Nysted offshore wind farm. *Wind Energy*, 13, 573-586.
- González-Longatt, F., Wall, P., Terzija, P. (2012). Wake effect in wind farm performance: Steadystate and dynamic behavior. *Renewable Energy*, 39, 329-338.
- International Electrotechnical Comission (IEC). (2005). *Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*.
- Kaplan, Y. (2015). Overview of wind energy in the world and assessment of current wind energy policies in Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 562-568.
- Lafaye, P., Drouilhet, R. & Liquet, B. (2013). *R Software: Fundamentals of Programming and Statistical Analysis*.
- Mattar, C., Guzmán-Ibarra, M. (2017). A techno-economic assessment of offshore wind energy in Chile. *Energy*, 133, 191-205.
- Mittelmeier, N., Blodau, T. & Kühn, M. (2017). Monitoring offshore wind farm power performance with SCADA data and an advanced wake model. *Wind Energy Science*, 2, 175-187.
- Wan, Y., Ela, E. & Orwig K. (junio, 2010). *Development of an Equivalent Wind Plant Power-Curve*. Documento presentado en WindPower 2010, Dallas, Texas.

## EQUIPO DE INVESTIGADORES / RESEARCH TEAM



Víctor  
Gálvez