



Ingeniería Energética

ISSN: 1815-5901

Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría.Cujae

Enriquez García, Lorenzo Alfredo; García Faure, Luis Jerónimo
Parámetros controladores del costo Capital de los parques eólicos
Ingeniería Energética, vol. XXXIX, núm. 1, 2018, pp. 48-55
Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría.Cujae

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=329158888007>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

UAEH
redalyc.org

Sistema de Información Científica Redalyc
Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso
abierto



APLICACIONES INDUSTRIALES

Parámetros controladores del costo Capital de los parques eólicos

Parameters controllers of capital Cost of Eolic parks

Lorenzo Alfredo. Enriquez García¹
Luis Jerónimo García Faure²

¹ Escuela Superior Politécnica del Chimborazo, República de Ecuador.

² Universidad de Oriente, Cuba.

Email: lorenzenriquez@gmail.com

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



Recibido: febrero del 2017

Aprobado: mayo del 2017

RESUMEN/ABSTRACT

El conocimiento del costo capital de los parques eólicos presenta gran importancia para determinar su factibilidad y el beneficio económico o su equivalente energético que el mismo puede reportar. El costo capital de los parques eólicos está determinado por parámetros internos o controladores básicos del costo como: la potencia, número de máquinas, altura del cubo; y parámetros externos como: el índice de inflación, la altitud del parque y otros, que pueden alterar el costo básico del mismo. En este trabajo se demostró mediante la aplicación de un modelo paramétrico, obtenido con anterioridad, que un parque eólico con determinada potencia puede tener costos muy diferentes en dependencia de la estructura que se adopte para el mismo, es decir, la combinación de los parámetros controladores del costo. Se pudo apreciar también, las ventajas que ofrece la estimación paramétrica para los estudios de factibilidad, la optimización de variantes y los análisis de sensibilidad.

Palabras clave: Análisis de sensibilidad; Controladores del costo; Optimización de variantes.

The knowledge of the capital cost of wind farms, results in a great importance in to determine their feasibility and the economic benefit or their energy equivalent that they can report. The capital cost of wind farms is determined by internal parameters or basic drivers of cost such as power, number of machines and cube height and external parameters such as inflation index, park altitude and others, which can alter the basic cost of them. In this work, it was demonstrated by applying a parametric model previously obtained, that a wind farm of a certain power can have very different costs depending on the structure adopted by them, this means the combination of the controller parameters cost. The advantages of parametric estimation for feasibility studies, variant optimization and sensitivity analyzes were also observed.

Keywords: Cost controllers; Optimize variants; Sensitive analyses.

INTRODUCCIÓN

La ingeniería no se limita a la solución de problemas en sus correspondientes campos del conocimiento si no, que toma en consideración todas las variables que pueden influir en el desarrollo de los proyectos y la aplicación de las soluciones. Una de esas variables es el costo, el cual permite hacer estudios de factibilidad, analizar alternativas y tomar decisiones relacionadas con el proyecto. Esto se explica porque la efectividad de los proyectos normalmente se evalúa en términos económicos, donde los costos en ingresos son variables determinantes.

Tradicionalmente se ha utilizado el método discreto o paso a paso para la determinación del costo capital de los proyectos a partir de los diferentes elementos que lo integran: estudios preliminares, ingeniería, equipamientos, mano de obra, y otros. Este procedimiento generalmente va acompañado de la programación lineal de cada tarea.

Puede ser preciso si se tienen en cuenta todos los elementos, pero es laborioso, costoso y puede estar afectado por fenómenos externos no previstos. Tiene el inconveniente adicional de que es único para cada proyecto y no pone de manifiesto la relación entre los parámetros técnicos controladores y el costo del proyecto.

Desde mediados del siglo XX se vienen utilizando diferentes métodos de estimación del costo, algunos de carácter empírico, otros con un fundamento más científico. Uno de estos métodos recibe el nombre de Estimación Paramétrica del Costo. Consiste en relaciones matemáticas entre las variables o parámetros controladores del proyecto y el costo, tiene su fundamento en dos principios básicos de la economía: La ley de la economía de escala y la teoría del aprendizaje. La primera establece las relaciones entre las variables del proyecto y el costo (relaciones de estimación del costo) y la segunda, la relación entre el número de unidades producidas y el costo [1].

Algunos autores han desarrollado ecuaciones empíricas para tratar de relacionar el costo de los generadores eólicos con la estructura que éste posee, como por ejemplo, si tiene transmisión o no; si el generador es síncrono o asíncrono, etcétera; otros han utilizado como parámetro relevante determinadas dimensiones, como la longitud de las palas o el diámetro del rotor [2]. En el primer caso, la disminución del costo que representa la no utilización de transmisión es compensada por el aumento del costo al tener que utilizar generadores de baja velocidad con un gran número de polos e imanes permanentes; en el segundo caso, el aumento del diámetro del rotor tiene como objetivo aumentar la potencia de la máquina, entonces ¿por qué no considerar la potencia el parámetro fundamental que determina el costo?

El objetivo de este trabajo es demostrar los beneficios que reporta en los estudios de factibilidad, optimización de variantes y análisis de sensibilidad, una ecuación paramétrica desarrollada y evaluada con la base de datos de parques eólicos de diferentes países de América Latina y el Caribe.

MATERIALES Y MÉTODOS

La Ley del Escalado Económico tiene su forma de expresión más simple en la Teoría de las Seis Décimas, que establece la relación entre costos (C) y capacidad (K) cuando existe una variable dependiente única de dos proyectos [3]. Está dada por la ecuación (1):

$$\left(\frac{C_1}{C_2}\right) = \left(\frac{K_1}{K_2}\right)^a$$

$$\text{O: } C_2 = C_1 \cdot \left(\frac{K_2}{K_1}\right)^a \quad \$ \quad (1)$$

Siendo $a < 1$

El exponente del costo a para un gran número de proyectos de una sola variable generalmente oscila alrededor de 0,6, razón por lo cual la ecuación (1), se conoce por teoría de las seis décimas, siendo (K_2/K_1) la única relación de estimación del costo (REC). Cuando son más de uno los parámetros, entonces es necesario desarrollar un modelo matemático o ecuación paramétrica que relacione esas variables con el costo.

Para su aplicación a los parques eólicos, se plantearon las siguientes hipótesis:

- El costo capital de los parques eólicos está controlado por los siguientes parámetros internos: la potencia de los aerogeneradores P (kW), el número de ellos N y la altura del cubo Z (m)
- El costo capital de los parques eólicos está influenciado por parámetros externos, que pueden ser varios y que se introducen en el modelo matemático como índices de costo (I_c).

Formulación de un modelo general.

El modelo matemático de estimación paramétrica puede estar dado mediante la ecuación (2):

$$C = A \cdot \prod_{n=1}^n (REC)_n^{x_i} \cdot \prod_{m=0}^m I_j \quad \$ \quad (2)$$

En la que: A – Coeficiente característico del tipo de proyecto
(REC)_n– Relaciones de estimación del costo
x_i– Exponentes de las respectivas REC
I_j – Índices de costo

El coeficiente A puede ser estimado de forma aproximada mediante procedimientos analíticos, pero está influenciado por la interrelación de las variables, como se podrá observar, por lo que su valor final se obtiene como resultado del ajuste del modelo con los valores experimentales suministrados.

Los índices de costo I_j son herramientas de ajuste del costo por factores externos como son: el índice de inflación o deflación, el aumento del costo para compensar la pérdida de potencia por la disminución de la densidad del aire con la altitud del parque y otros. Los índices de costo pueden ser varios en dependencia del grado de refinamiento que se desee lograr en el modelo. Un ejemplo típico de índice de costo, es el que permite ajustar el costo presente con datos del pasado mediante la curva de aprendizaje. La AACE (*Notebook 39*) describe las principales fuentes de índices de costo [4]. En igualdad de los factores externos, para la estimación del costo de dos parques se puede plantear el modelo simplificado, vea ecuación (3):

$$C = \prod_{n=1}^n (REC)_n^{x_i} \quad \$ \quad (3)$$

Considerando la potencia, la variable fundamental que con el número de máquinas determina la potencia del parque y la altura del cubo, que influye en la energía captada por las máquinas, se puede establecer la relación entre el costo del parque eólico que se proyecta (con subíndice 2) y un parque patrón (con subíndice 1) con altitud a nivel del mar, densidad estándar del aire de 1,225 kg/m³ y parámetros unitarios de potencia, número de máquinas y altura del cubo. Está dada por la ecuación (4):

$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^a \cdot \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^b \cdot \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^c \quad (4)$$

Relación entre potencia y costo del parque

Si se considera la potencia del parque el controlador principal y manteniendo constante los otros controladores (N₂=N₁ y Z₂=Z₁), mediante la ley de economía de escala mencionada anteriormente, se puede plantear:

$$\left(\frac{C_2}{C_1} \right)_P = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^a \rightarrow C_{2P} = \left(\frac{C_1}{P_1^a} \right)_P \cdot P_2^a$$

Si C₁ y P₁ son conocidos, el costo debido a la potencia está dado por la ecuación (5):

$$C_P = A_P \cdot P^a \quad \$ \quad (5)$$

El factor de escala *a* obtenido experimentalmente para una gran variedad de equipos energéticos como bombas, ventiladores, compresores, turbinas, y otros, generalmente oscila entre 0,4 y 0,8 [5].

Relación entre número de máquinas y costo del parque

El número de máquinas a instalar en un parque eólico obedece a múltiples factores técnicos y de explotación. Con el aumento del número de máquinas aumenta la fiabilidad del sistema ante posibles averías [6], también se hace más flexible la operación frente a una demanda variable de energía. A medida que aumenta el número de máquinas para una misma potencia del parque, la potencia de cada máquina disminuye en la misma proporción, pero el costo total del parque aumenta como se demuestra a continuación:

Si P_1 es la potencia a instalar y se consideran N máquinas iguales, cada máquina tendrá una potencia igual a: $P_2 = P_1 / N$, la influencia del costo por el número de máquinas está dada por:

$$\left(\frac{C_2}{C_1}\right)_N = N \cdot \left(\frac{P_1}{N \cdot P_1}\right)^a \rightarrow (C_2)_N = C_1 \cdot N^{(1-a)}$$

Vea la ecuación (6):

$$\text{Donde: } b = (1 - a) \quad (6)$$

Y finalmente, mediante la ecuación (7):

$$C_N = A_N \cdot N^b \quad \$ \quad (7)$$

Puede observarse en la ecuación (6), que los exponentes a y b están íntimamente relacionados.

Relación entre la altura del cubo y el costo de la máquina

Resulta evidente que, para igual potencia y número de máquinas, el costo capital aumenta con la altura del cubo por el costo del material adicional consumido y el aumento de la resistencia de la torre. Muchos fabricantes dan la opción de máquinas con igual potencia pero distintas alturas de la torre. Para parques de igual potencia y número de máquinas se puede poner:

$$\left(\frac{C_2}{C_1}\right)_Z = \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^c \rightarrow (C_2)_Z = (C_1)_Z \cdot Z_1^{-c} \cdot Z_2^c$$

De la cual se obtiene la ecuación (8):

$$C_Z = A_Z \cdot Z^c \quad \$ \quad (8)$$

A medida que aumenta la altura de la torre, aumentan las exigencias de seguridad y con ello la resistencia de los materiales por tanto, el costo aumenta con exponente c mayor que uno.

Índices de costo

Relación del costo con la altura topográfica.

La potencia desarrollada por las máquinas es directamente proporcional a la densidad del aire. Las normas internacionales establecen para la evaluación de las curvas de potencia de las máquinas el valor de densidad del aire $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$, que es la densidad estándar a 15°C de temperatura ($288,15^\circ\text{K}$) y presión atmosférica de $101,325 \text{ kPa}$, a nivel del mar. Tanto la presión del aire como la temperatura, disminuyen con la altitud, por lo que resulta necesario determinar con ambos factores la densidad a la altura del emplazamiento. A partir de la ecuación de estado de los gases ideales se obtiene la ecuación (9), para la densidad del aire seco:

$$\rho = 3,487 \cdot \frac{p}{T} \quad (9)$$

La potencia desarrollada por las turbinas disminuye en la misma proporción que la densidad, luego para compensar esa disminución, debe instalarse una mayor potencia con el consiguiente aumento del costo del parque. Se puede entonces expresar el índice que tiene en cuenta el aumento del costo por la disminución de la densidad del aire mediante la ecuación (10):

$$I_\rho = \left(\frac{1,225}{\rho}\right) \quad (10)$$

Índices de costo por aprendizaje e inflación

Los estudios experimentales realizados por T.P. Wright, H. Asher y otros, llevaron a las siguientes conclusiones: A medida que una actividad se repite, disminuye el tiempo para realizar dicha actividad y a medidas que aumenta la cantidad del objeto producido, disminuye su costo de producción [7], por efecto del aprendizaje.

Estos factores han sido puestos de manifiesto en la industria de generadores eólicos, donde a pesar de los índices de inflación, el costo de los aerogeneradores y parques eólicos muestra una tendencia global decreciente como muestra la figura 1. Existe plena coincidencia en el comportamiento de los aerogeneradores europeos, chinos y norte americanos. L. Enríquez et al [8], han deducido un índice costo-tiempo global a partir de esos comportamientos, donde t , es el número de años contados a partir del 2012, que se toma de referencia. Se expresa mediante la ecuación (11).

$$I_t = (t)^{-0,05} \quad (11)$$

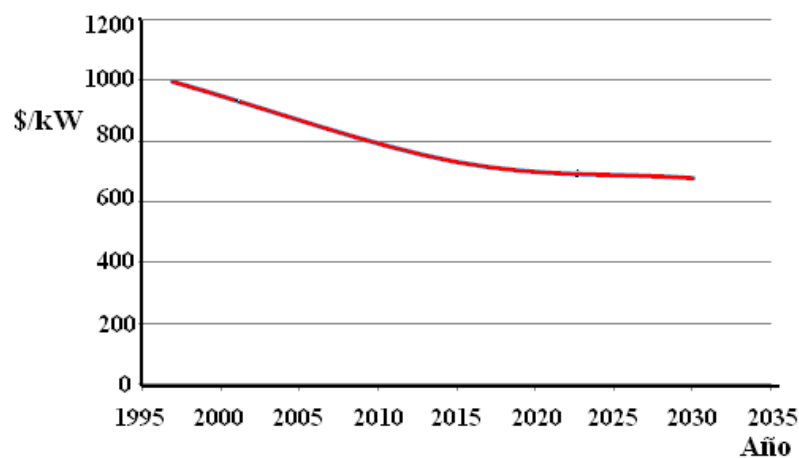


Fig. 1. Tendencia de la disminución del costo de los parques con el tiempo. CWEA 2014, EWEA 2013 [8].

Ajuste y validación del modelo simplificado.

El ajuste del modelo simplificado (3) llevado a cabo por L. Enríquez et al con los parámetros de 22 parques, tomados al azar de 10 países latinoamericanos y caribeños, puestos en funcionamiento en 2012 y validado con otros 14 parques adicionales llevó a las ecuaciones (12-13), [9].

En función de la potencia del parque. Ecuación (12):

$$C = 18,01 \cdot P_{\text{parque}}^{0,675} \cdot N^{0,249} \cdot Z^{1,73} \quad (\$) \quad (12)$$

En función de la potencia de los aerogeneradores. Ecuación (13):

$$C = 18,01 \cdot P_{\text{aerog}}^{0,675} \cdot N^{0,924} \cdot Z^{1,73} \quad (\$) \quad (13)$$

El resultado que se obtiene con ambas ecuaciones es el mismo. Por ejemplo: Si La potencia del parque es de 50 MW y tiene 25 máquinas de 2 MW y altura 80 metros, mediante la ecuación (12), se tiene:

$$C = 18,01 \cdot 50000^{0,675} \cdot 25^{0,249} \cdot 80^{1,73} = \$116\,882\,961 \quad (\$)$$

Mediante la ecuación (13):

$$C = 18,01 \cdot 2000^{0,675} \cdot 25^{0,924} \cdot 80^{1,73} = \$116\,882\,961 \quad (\$)$$

Estas ecuaciones fueron evaluadas en los siguientes rangos:

Potencia del parque 4-250 MW

Número de turbinas: 5-167

Altura del cubo: 52-90 m

La evaluación estadística de ambas ecuaciones demuestra que:

- Los tres parámetros seleccionados son excelentes estimadores del costo de los parques.
- Existe una relación estrecha entre las variables P, N y Z con el costo ($r^2 > 0,98$).
- El estimador de Fisher demuestra que esta relación no es casual.
- La desviación estándar de la ecuación es menor del 6 %.
- El tamaño de la muestra considerada es superior al mínimo requerido para un nivel de confianza superior al 95% [10].

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Aplicación del método paramétrico en la comparación de variantes.

Se pueden presentar muchas combinaciones de los parámetros controladores P, N y Z para una misma potencia a instalar y cada una de ellas tendrá un costo capital diferente. Si se aplica la ecuación (13), al proyecto del ejemplo anterior y en lugar de 25 aerogeneradores se ponen 50 de 1 MW de potencia con la misma altura de 80 metros, el resultado sería el siguiente:

$$C = 18,01 \cdot 1000^{0,675} \cdot 50^{0,924} \cdot 80^{1,73} = \$138\,901\,736 \quad \$$$

Como se observa, el costo es superior por el mayor número de máquinas, a pesar de ser éstas de menor potencia, pero ¿cuál de los dos es más rentable? Para dar respuesta a esta pregunta hay que tener en cuenta los otros elementos que intervienen en cualquier análisis de rentabilidad: los ingresos y egresos. Al variar los parámetros del proyecto, existirán diferentes producciones de energía y costos de operación y mantenimiento que determinarán los flujos de caja (ingresos-egresos).

Como la estimación paramétrica del costo se presenta mediante una ecuación que involucra los parámetros controladores, que tiene la ventaja de ser una función continua, puede trabajar dentro de un lazo de optimización para la toma de decisiones [11]. Si se selecciona por ejemplo, el Valor Presente Neto del proyecto como función a maximizar, se puede determinar la combinación de los valores de los parámetros que hacen máxima la función objetivo dado por la ecuación (14):

$$\text{Maximizar:} \quad VPN = -C(f(P, N, Z)) + \frac{\sum_1^n (F.C.)_n}{(1+i)^n} \quad \$ \quad (14)$$

Debido a que los flujos de caja son dependientes de los ingresos y egresos y estos a su vez, de la potencia, número de máquinas, altura del cubo y de los parámetros del viento, el problema se resume a la determinación de los valores para ese conjunto de variables que maximizan la función objetivo.

Aplicación en los análisis de sensibilidad

Mediante gráficos en forma de araña (*spider diagrams*) se puede analizar la influencia que ejercen por separado las variables de operación y del proyecto sobre la función objetivo. Sea el caso, por ejemplo, de un parque que se proyecta de 7 200 kW con 8 máquinas iguales de 900 kW de potencia y altura 50 metros. Los resultados obtenidos con los parámetros del viento en el sitio de emplazamiento son los siguientes:

Energía anual producida: 2 511 427 kW

Factor de planta: 0,32

Costo del proyecto: 10 551 171 \$

VPN: 19 650 825 \$

Se quiere analizar la influencia del costo por la altura en el VPN para alturas de 40 y 60 metros manteniendo el resto de las variables constantes.

Como se puede observar en la figura 2, obtenida en hojas de cálculo de Excel, a 40 metros de altura del cubo disminuye la energía anual producida y el factor de planta, pero también disminuye el costo del proyecto, como consecuencia el VPN aumenta. A 60 metros de altura aumenta la energía producida pero también el costo del proyecto, el VPN disminuye.

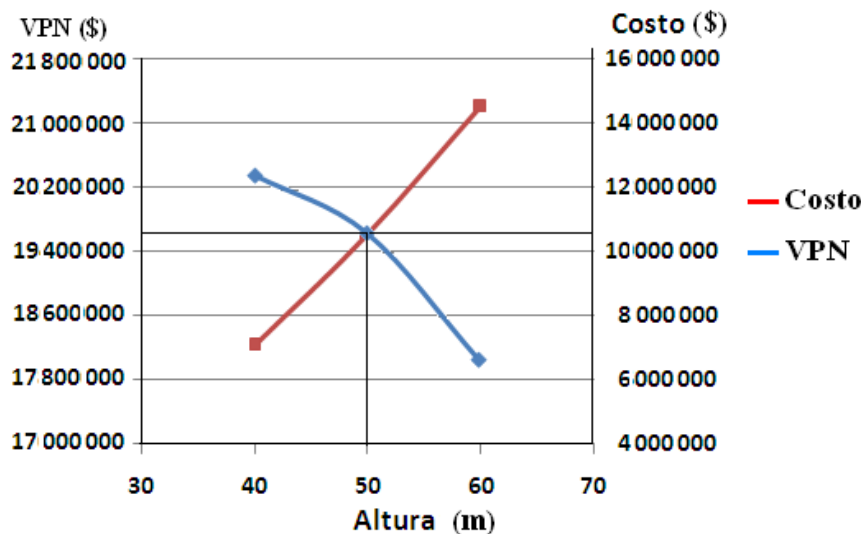


Fig. 2. Diagrama tipo de araña para mostrar la influencia de la altura del cubo sobre el VPN en máquinas de igual potencia.

Lo anterior es una demostración de lo que se conoce como "Paradoja del Factor de Planta", que pone de manifiesto, que no siempre el proyecto con mayor factor de planta es el más rentable.

En el gráfico se puede observar también, que el VPN tiende a cero con el aumento del costo por la altura. A partir de ese valor, si se mantienen constantes el resto de las variables, el parque no es rentable.

CONCLUSIONES

El método de estimación paramétrica del costo de los parques eólicos ofrece muchas ventajas sobre la determinación discreta o "paso a paso". El modelo propuesto por Enríquez et al, ha sido evaluado en parques de diferentes países latinoamericanos y caribeños con excelentes resultados, mostrando bajo error y alta fiabilidad.

Por ser una función continua, resulta una excelente herramienta para los estudios de factibilidad, determinar la mejor variante dentro de un lazo de optimización y hacer el análisis de sensibilidad.

Los factores externos del proyecto que pueden afectar el costo, como la altitud, el año de ejecución y otros son contemplados en la ecuación, mediante adecuados índices de costo.

El modelo paramétrico puede ser utilizado también como herramienta de control, al poner de manifiesto desviaciones excesivas que en ocasiones se producen por atribuir al proyecto otros costos externos que no debieran considerarse dentro del proyecto.

En este trabajo se presentan dos ejemplos de aplicación del modelo desarrollado:

1. La influencia del número de máquinas en el costo de parques para igual potencia instalada. Se pudo observar, que con el aumento del número de máquinas, aunque estas son de menor potencia y menor costo por unidad, el costo capital del parque aumenta; sin embargo, aún en estas condiciones puede ser más rentable que el de menor costo capital en dependencia de otros factores externos como son: la disponibilidad de las máquinas, el factor de planta, los costos de mantenimiento, operación, y otros.

2. Un análisis de sensibilidad sobre la influencia que ejerce el costo por la altura del cubo en el Valor Presente Neto (VPN). En el caso del proyecto analizado, se pudo observar que al variar la altura del parque manteniendo constantes las restantes variables, para alturas menores del cubo que la del proyecto se obtiene un mayor VPN, a pesar de tener un menor factor de planta que el obtenido por las máquinas con una mayor altura, por la influencia que ejerce el costo capital. Este comportamiento se conoce como "Paradoja del Factor de Planta". Sin embargo, generalmente el aumento de la altura de las máquinas viene acompañado del aumento de la potencia, la cual tiene un comportamiento relativo decreciente con el costo, la combinación de ambos factores influyen positivamente en el VPN.

Debe quedar claro, que existen otros factores que pudieran variar los resultados anteriores, como por ejemplo las características del viento, las curvas de potencia de las máquinas, la tarifa de venta de la electricidad, la tasa de interés, los costos de mantenimiento y otros, de ahí la importancia de esta herramienta dentro de un lazo de optimización para un análisis integral.

REFERENCIAS

- [1] International Society of Parametric Analysis ISPA SCA. Parametric Estimating Handbook. Fourth Edition. 237 p, p. 40-48; 77-84 Vienna, 2008. ISBN 0-9720204-7-0. [Consultado: Mayo/2016]. Disponible en: http://www.galorath.com/images/uploads/ISPA_PEH_4th_ed_Final.pdf.
- [2] M Ragheb.com/NPRE475. Wind Power Systems. Economics of Wind Energy. 34P, p10-12. Feb. 2015. [Consultado: Julio 10/2016]. Disponible en: <http://mragheb.com/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/Economics%20of%20Wind%20Energy.pdf>.
- [3] Leland Blank, Anthony Tarquin. Ingeniería Económica. 6th ed. Mc Graw-Hill Inter Americana. México DF. 2006. 805 p, p 528-533, ISBN: 970-10-5608-6.
- [4] AACE International Cost Engineers. Cost Indexes, Notebook 39, March 2016, p 28, [Consultado Julio 18/2016]. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/319397453/Cost-Engineers-Notebook>
- [5] Randall W. Whiteside, P.E Process Equipment Cost Estimating by Ratio and Proportion. PDH. ONLINE CURSE. 8 p. p 4-5 COPYRIGHT 2012. [Consultado: Julio 18/2016] Disponible en: <http://www.pdhonline.com/courses/g127/g127content.pdf>
- [6] B. S. Dillon, PhD. Engineering Maintenance. A Modern Approach. CRC Press. Boca Raton, New York, 2002. 222 p. p 187-207, ISBN 1-58716-142-7. [Consultado: Sep. 17/2016]. Disponible en: http://site.iugaza.edu.ps/sabdelall/files/2010/02/Engineering_Maintenance_a_modern_approach.pdf.
- [7] Brent M. Johnston. Improvement Curves. An early Production Methodology. Lockheed Martin Aeronautics Company. USA, 2015 16p, p3-6. [Consultado: Julio 20/2016] Disponible en: <http://www.iceaaonline.com/ready/wp-content/uploads/2015/06/PA03-Paper-Johnstone-Improvement-Curves.pdf>
- [8] Li Jienfeng et al. China Wind Power Review and Outlook. CWEA 36p, p14, RP China, 2014. [Consultado: Oct/2016]. Disponible en: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/2014%E9%A3%8E%E7%94%B5%E6%8A%A5%E5%91%8A2%E8%8B%B1%E6%96%87-20150317.pdf>
- [9] Enriquez et al. Parametric Estimate Cost of Wind Farms for Latin America and the Caribbean. JOSR Journal of Mechanical and Civil Engineering. vol 13, Issue 4, p 66-77. Jul-Aug 2016. ISSN 2278-1684. [Consultado Sep/2016]. Disponible en: <http://www.iosrjournals.org/iosr-jmce/papers/vol13-issue4/Version-6/J13040646670.pdf>
- [10] Ernesto Bolaños R. Curso de Estadística Para el Desarrollo Tecnológico. Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo. 20 p, p 5-9. México, 2012. [Consultado Septiembre /2016]. Disponible en: https://http://www.conductitlan.org.mx/04_Investigacion/Materiales/E_muestraMuestreo.pdf
- [11] National Aeronautic and Space Administration. NASA Cost Estimating Handbook. v-4. 63p, p 45-51. USA, Rev. Feb/2015. [Consultado Julio/2016]. Disponible en: https://www.nasa.gov/pdf/263676main_2008-NASA-Cost-Handbook-FINAL.v6.pdf.