

## Análisis Técnico-Económico para la Instalación de un Parque Eólico en el Distrito de Eten, Región Lambayeque

### Technical and Economic Analysis for Setting-up a Wind Farm in the Eten District, Lambayeque Region

Willy Roy Herrada Chira<sup>1</sup>Luis Alberto Julca Verástegui<sup>2</sup>Felipe Eduardo de la Rosa Bocanegra<sup>3</sup>

#### RESUMEN

En este trabajo se analizó, desde los puntos de vista técnico y económico, la instalación de un parque eólico ubicado en el distrito de Eten-Chiclayo-Lambayeque, constituido por una alineación de 15 aerogeneradores de 1.7 MW de potencia unitaria. Se planteó que la energía eléctrica generada será vendida al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Inicialmente, se abordó la selección del emplazamiento del parque eólico a partir de datos de viento de la zona, evaluados para poder optimizar la ubicación de las turbinas eólicas. Posteriormente, se realizó el cálculo de la potencia eólica disponible que fue de 1.7MW, el cálculo de la altura de torre que resultó 79.44m y además se realizó una validación de la potencia eléctrica de 63.98 GW a generar y se evaluaron varios tipos de aerogeneradores para su implementación en el emplazamiento. La elección se realizó teniendo en cuenta las características técnicas de las máquinas y mediante un estudio de la productividad del parque con el aerogenerador elegido, optándose por el aerogenerador Vestas V100-1.8 MW. Asimismo, se describió la instalación general del parque eólico, y del aerogenerador, previendo que en la ejecución técnica del parque eólico se minimicen los impactos ambientales. Se calculó una inversión de 32,664,686.55 US\$ demostrándose que el proyecto es rentable y técnicamente viable con un Valor Actual Neto (VAN) de US\$ 3,935,401,455.44 y Tasa Interna de Retorno (TIR) de 103%.

**Palabras clave:** Parque eólico, Aerogeneradores, Generación de energía eléctrica, Análisis de datos de viento, Análisis técnico y económico.

#### ABSTRACT

In this study, the installation of a wind farm, located in the district of Eten-Chiclayo, Lambayeque, was analyzed technically and economically, consisting of an alignment of 15 wind turbines of 1.7 MW each. It was recommended that the electricity generated be sold to the SEIN (National Electricity Grid System). Initially, the location for the wind farm was selected using wind data of the area, evaluated to optimize the location of wind turbines. Subsequently, the calculation of available wind power was performed obtaining 1.7 MW, as well as the tower height of 79.44m. Besides, the validation of the amount of electric power to be generated as 63.98 GW and various types of wind turbines for implementation on the site were evaluated. The choice was made taking into account the technical characteristics of the machines and by means of a study of the productivity of the wind farm with the chosen wind turbine, which was a V100-1.8 MW Vestas wind turbine. Also, the general installation of the wind farm and wind turbine was described, providing that the technical implementation of the wind farm will minimize any environmental impacts. An investment of US\$ 32 million was calculated, demonstrating that the project is profitable and technically feasible with Net Present Value (NPV) of US\$ 3,935,401,455.44 and Internal Rate of Return (IRR) of 103%.

**Key words:** Wind farm, Wind turbine, Electrical Power generation, Wind data analysis, Technical and economic analysis.

## 1. INTRODUCCIÓN

En el año 2010, en el Perú, de las 45 empresas que generaron energía eléctrica por encima de los 20 MW para el consumo nacional, 15 de ellas lo hicieron mediante centrales térmicas, utilizando bagazo, carbón y derivados del petróleo como combustible para su funcionamiento, siendo estos costosos y altamente nocivos para el medio ambiente [1]. El Estado peruano, en la búsqueda de contrarrestar este problema económico y ambiental, ha implementado políticas para el aprovechamiento de los recursos naturales, como el Decreto Legislativo N° 1002, que promueve la inversión de electricidad con el uso de energías renovables. Esta norma fue reglamentada en el año 2008 y el Ministerio de Energía y Minas viene convocando licitaciones para realización de proyectos de plantas eólicas, puesto que, actualmente, es el único rubro de energías renovables con proyectos, siendo el parque eólico de Marcona de 32 MW, en la provincia de Ica, el primer parque eólico inaugurado en el Perú. Siguiendo el mapa eólico del Perú, el departamento de Lambayeque tiene un potencial eólico importante, zonas como Chiclayo son áreas donde no se ha explotado este recurso. Cabe destacar, que el recurso eólico en el litoral de este distrito, según el Ministerio de Energía y Minas (MEM), se encuentra entre 5 m/s a 6 m/s y medido a una altura de 100 m la velocidad tendría una variación casi insignificante. El incremento de población para el 2015 es de 5681 personas en el distrito de Chiclayo, lo cual incrementará el consumo de energía eléctrica en dicha zona, asumiéndose como una problemática de energía futura no solo por el distrito, los moradores y las empresas, sino también para el Servicio Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), sin mencionar que la demanda de energía eléctrica en el país alcanza un 10% de la capacidad instalada; es por ello la importancia de un estudio que pretenda mitigar en parte la crisis energética que la región afronta. De acuerdo a esto, el problema de estudio consiste en determinar si será viable técnica y económicamente la instalación de un parque eólico en el distrito de Etén-Chiclayo-Lambayeque. Al respecto, Gamarra y López [1] estudiaron la factibilidad técnico económica de la instalación de un parque eólico de 10 Mw, en el litoral de Huanchaco, en la región de La Libertad. Mayorga [2] realizó un estudio de la central eólica de Malabrigo en el que analiza las características de varios proyectos de generación de energía usando el recurso eólico. A nivel internacional, Alonso [3] nos dice que las características del sector eléctrico español así como un marco legal favorable, una tecnología propia y un alto potencial eólico dentro de su territorio, hacen que la perspectiva de crecimiento en este tipo de energía siga siendo favorable durante los próximos años. Este proyecto evalúa la viabilidad técnica y económica, de un parque eólico de

2,55MW de generación distribuida situado en la Provincia de Burgos. El presente estudio tiene como objetivo realizar el estudio técnico económico para la instalación del parque eólico, incluyendo la evaluación y selección de la zona más apropiada, la determinación del potencial eólico y la velocidad de viento disponible, el dimensionamiento y selección del aerogenerador, así como los parámetros técnicos y económicos correspondientes.

## 2. MATERIALES Y MÉTODOS

### 2.1. Energía Eólica

La energía eólica es la energía obtenida del viento, es decir, aquella que se obtiene de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire y así mismo las vibraciones que el aire produce, está bien definida por la siguiente fórmula:

$$E_c = \frac{1}{2} m * V^2 \quad (1)$$

Donde:

$E_c$ : Energía cinética

$m$ : masa del viento

$V$ : velocidad del viento

También, de acuerdo a la definición de la masa:

$$E_c = \frac{1}{2} \rho * V_{ol} * V^2 \quad (2)$$

Se puede citar una fórmula empírica que relaciona la variación de la densidad con la velocidad del viento

$$\rho = \rho_0 = 1.194 * 10^{-4} * H_m \quad (3)$$

Donde:

$\rho$ : Densidad del aire a una altura  $H_m$  sobre el nivel del mar (Kg/m<sup>3</sup>).

$\rho_0$ : Densidad a nivel del mar, 1.225 (Kg/m<sup>3</sup>)

$H_m$ : Altura sobre el nivel del mar (m).

Es de utilidad también la siguiente expresión:

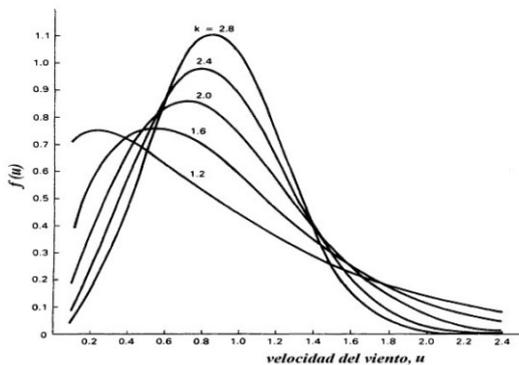
$$P = \frac{1}{2} \rho * A * V^3 \quad (4)$$

Esta ecuación nos representa la potencia extraída del viento, la cual se define como la energía cinética sobre unidad de tiempo. Por lo tanto en esta ecuación del potencial del viento se aprecia que viene definida de manera proporcional por la densidad, el área y la velocidad del viento al cubo, lo que nos lleva a decir que en los lugares donde exista mayor velocidad del viento el aprovechamiento será mayor.

## 2.2. Emplazamiento según estadística:

Dadas las características dispersas y aleatorias de la energía eólica, entonces la forma de estudiar si un emplazamiento es adecuado o no, es utilizando la estadística. Para ello, recurrimos a la representación de la velocidad del viento como una variable aleatoria con una cierta función de distribución. Normalmente se suele utilizar la distribución de Weibull, que es una distribución de probabilidad continua: el parámetro de escala y el parámetro factor de distribución de forma  $k$ .

Figura 1: Función de densidad de probabilidad de Weibull para la velocidad del viento



Fuente: Cevallos [4]

Considerando una función de la distribución de velocidades a lo largo de un periodo de tiempo (por ejemplo un año), la función de densidad de probabilidad  $p(v)$  corresponde a la ley de Weibull del tipo de dos parámetros ( $k, c$ ) y viene dada por la expresión:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left( \frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left( \frac{v}{c} \right)^k} \quad (5)$$

Dónde:

$v$ : Velocidad del viento en (m/s)

$p(v)$ : Es la función densidad de la probabilidad de Weibull.

$c$ : Es igual al factor de escala (m/s) valor que puede ser próximo a la velocidad media.

$k$ : Es el factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función

La densidad de la probabilidad presenta un máximo (moda) para una velocidad  $v_m$  dada por:

$$\frac{v_m}{c} = \left( \frac{k-1}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (6)$$

Solo a título ilustrativo, y sin que los valores que se presentan correspondan a valores reales de la velocidad del viento en la gráfica anterior se muestra la forma de la densidad de probabilidad de Weibull para varios valores del parámetro  $k$ , para el caso  $c=1$ .

La frecuencia acumulada  $F$  para un valor de velocidad  $V$  viene dada por:

$$F(v \leq V) = \int_0^V p(v) dv = 1 - e^{-\left( \frac{v}{c} \right)^k} \quad (7)$$

## 2.3. Rotor eólico no ideal: Rendimiento

Como toda máquina, un rotor eólico tiene pérdidas. Distinguimos pérdidas mecánicas, eléctricas y aerodinámicas.

### a. Pérdidas mecánicas

Los cojinetes del eje de transmisión y del generador eléctrico, los engranajes o las correas de transmisión, etc. tienen pérdida mecánica (fricción).

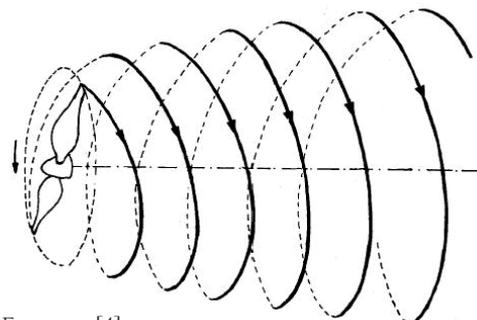
### b. Pérdidas eléctricas

El generador eléctrico o alternador, los cables y otros aparatos asociados al aerogenerador tienen un determinado porcentaje de pérdidas.

### c. Pérdidas aerodinámicas

Las palas de un rotor eólico no son ideales, tiene una resistencia aerodinámica, es decir, siempre habrá un sentido opuesto al sentido de giro del rotor. Pérdidas provocadas por la ralentización no ideal del aire a la altura del rotor, cualquier divergencia de las condiciones aerodinámicas, de la forma y posición de las palas provocaran una ralentización no ideal provocando una reducción de potencia del rotor. Pérdidas causadas por turbulencia detrás de los cantos de fuga de las palas se generan torbellinos, muy especialmente en las puntas, que giran a gran velocidad. La energía que generan estas turbulencias reduce la potencia del rotor. Además, detrás del rotor en movimiento, el aire en realidad no circula de forma laminar, sino en forma turbulenta alrededor del eje de rotación. Pero debido al efecto de acción y reacción en sentido opuesto (Figura 2). Esta rotación de la masa de aire representa una pérdida adicional de energía cinética del aire, cuya magnitud aumenta con el par de giro desarrollando por el rotor. Los rotores con múltiples palas desarrollan un par mayor de giro, por otro lado tienen mayores pérdidas aerodinámicas debido a las turbulencias. De todos modos el estudio de las turbulencias que genera un rotor en movimiento es un tema sumamente complejo (teoría turbilionaria).

Figura 2. Turbulencia generada por el rotor.



Fuente: Franquesa [4]

Todas estas pérdidas hacen que el límite de Betz no sea alcanzado. El rendimiento de un rotor eólico se puede definir de la siguiente manera:

$$\eta_{rotoreólico} = \frac{P_{útil}}{P_{aerogen\ max}} \quad (8)$$

Donde:

P<sub>útil</sub> Es la potencia útil disponible en el eje del rotor. En el campo de la energía eólica, en lugar del rendimiento arriba definido, es más usual utilizar el coeficiente de potencia del rotor, ecuación (17), que se define con respecto a la potencia del viento imperturbado.

$$C_p = \frac{P_{útil}}{P_{viento}} \quad (9)$$

### 2.3.1. El rendimiento de un aerogenerador

Normalmente el rotor propulsará una máquina, por ejemplo, un generador eléctrico (alternador). Por regla general, entre el motor y la máquina de trabajo también deberá montarse un engranaje o sistema de multiplicación con poleas y correas de transmisión capaz de adaptar la velocidad de giro del motor a la maquina propulsada.

Llamemos instalación eólica al conjunto formado por el rotor, cojinetes, engranajes, cables, baterías y otros dispositivos eléctricos o mecánicos.

Donde:

$$P = 0.37 * \eta_T * A * V^3 \quad (10)$$

Donde:

$$\eta_T = \eta_F * \eta_{tr} \quad (11)$$

$\eta_T$ = Rendimiento total

$\eta_F$ = Rendimiento por fluctuaciones: 0.7

$\eta_{tr}$ = Rendimiento por transmisiones y cojinetes: 0.8

Es decir, el rendimiento de toda la instalación es igual al producto de los rendimientos de todos los componentes que la integran.

### 2.4. Método de diseño del rotor de aero turbinas

Se establece o determina los siguientes parámetros:

a. Selección de la celeridad de la turbinas ( $\lambda_d$ )

Para aerobombas

$$1 < \lambda_d \leq 2$$

Para aerogeneradores

$$4 < \lambda_d \leq 10$$

b. Número de palas o aletas (B)

Según la celeridad  $\lambda$

Tabla 1. Selección de palas según la celeridad

$\lambda$	1	2	3	4	5-8	8-15
B	0 a 20	4 a 12	3 a 6	3 a 5	2 a 4	1 a 2

Fuente: Gamarra y otros [1]

### c. Selección de perfil de la pala o aletas

Tabla 2. Valores de relación arrastre – sustentación ( $C_D/C_L$ ) y  $C_L$  para número de superficie de sustentación.

Tipo de pala	Forma de placa	$\frac{C_D}{C_L}$	$\alpha$	$C_L$
Placa plana		0.1	5°	0.8
Placa curva (10% curvatura)		0.02°	4°	1.25
Perfil NACA 4415		0.01°	3°	0.8

Fuente: Gamarra, y otros [1]

### 2.5. Otros cálculos necesarios:

2.5.1. Momento Flexionante máximo  $M_{max}$ ; Tiene su par máximo en el punto de fijación de las palas del buje.

$$M_{max} = \frac{Pw * 2\pi * R^3}{3 * z} \quad (12)$$

### 2.5.2. Determinación de la altura de la torre (h)

$$M_{max} = F_{axial\ total} * h \quad (13)$$

### 2.5.3. Vibraciones:

Las vibraciones mecánicas que se crean en el rotor en movimiento son un problema que debería ser tenido en cuenta. Son difíciles de evitar, incluso cuando el rotor se ha construido con el debido cuidado.

### 2.6. Estudio Económico

a. Inversión inicial: Estructura de la inversión inicial

✓ Tangibles (Activos)

✓ Intangibles

✓ Capital de trabajo

✓ Imprevistos

b. Cronograma de la inversión inicial:

Debemos definir el momento de la inversión, compra o pago correspondiente, un adecuado cronograma de inversión permitirá una mejor planeación financiera.

c. Índices de la evaluación económica

VAN: (Valor Actual Neto)

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+t)^i} \quad (14)$$

✓ TIR: (Tasa interna de retorno). Se define como la tasa de descuento o tipo de interés que iguala el VAN a cero, es decir, se efectúan tanteos con diferentes tasas de descuentos consecutivos hasta que el VAN sea cercano o igual a cero y obtengamos un VAN positivo y uno negativo.

$$0 = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+t)^i} \quad (15)$$

✓ B/C: (Coeficiente costo beneficio)

$$\frac{B}{C} = \frac{VAN}{I_0} \quad (16)$$

Donde:

$I_0$  = Inversión total inicia

$F_i$  = Valor futuro

$t$  = Tasa de actualización

$r$  = Número de años

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIONES

Esta investigación tuvo como propósito el análisis técnico y económico para la instalación de un parque eólico en el distrito de Eten. A continuación, se estarán discutiendo los resultados obtenidos en esta investigación. Comenzamos corroborando la información que nos brindó el COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional), que las costas de Chiclayo tiene una velocidad de viento de 4m/s a 8m/s. Esto se hizo con la ayuda de un anemómetro. En segundo lugar, se calculó la velocidad de viento promedio del viento. Primero se tomaron muestras desde las 3 hasta las 6 pm, luego se hizo una tabla en Excel con los datos tomados, y por último se sacó el valor promedio, lo cual nos dio la velocidad promedio de 7 m/s. En tercer lugar, se hizo el cálculo técnico para posteriormente seleccionar uno ya existente en el mercado, como lo menciona Alonso [3]. Se eligió un aerogenerador Vestas V100-1.8 Mw con los datos obtenidos del cálculo analítico, teniendo como fuente Cupisnique y Talara (2014 fecha de puesta en marcha), ya que cuentan con el mismo aerogenerador seleccionado. La torre se comporta como una columna empotrada en un extremo y libre en el otro extremo, presenta desplazamiento en la zona superior por acción de la carga del viento y carga de la góndola. La torre eólica a una altura de 80 m el cual se obtuvo mediante cálculo, al igual que en la investigación de Mayorga [2] la cual resultó de

28.5m. En cuarto lugar, se hizo el cálculo de cuanto potencia generará el parque eólico anualmente, se utilizó el factor de potencia en el cálculo, como lo menciona Conrado [6]. Por último, se calcularon los parámetros económicos los cuales fueron bastante favorables, como demuestra Gamarra [1], que realizó el análisis económico de las instalaciones eólicas, además de que la energía eléctrica producida no se vendía al SEIN siendo distribuido directamente a los hogares.

#### 3.1 Zona donde se establecerá el parque eólico

En este distrito existen zonas donde aún no se ha urbanizado, estamos hablando de la zona costera del distrito de Eten, donde existe una área de aproximadamente 9 Km<sup>2</sup> de terreno y es por ello que se plantea como una futura área de desarrollo de un parque eólico. El parque eólico se desarrolla en las costas del Distrito, por ser muy próximo al mar y por qué el mapa eólico de Lambayeque nos arroja un promedio de velocidad de viento aceptable para generar energía eléctrica a partir de turbinas eólicas, además de validarse la velocidad del viento mediante un anemómetro portátil, lo cual hace tomar esta zona como una área propicia para realizar el proyecto. Su ubicación geográfica es 6° 56' 21.39" Sur 79° 51' 16.24" Oeste, a 21 m.s.n.m (metros sobre el nivel del mar), se encuentra a una distancia aproximada de 6.09 Km del centro de la ciudad de Chiclayo y 1.7 Km de la ciudad de Eten. En cuanto a acceso se refiere, se cuenta con dos alternativas, desde el centro de Chiclayo tomando como ruta la panamericana norte hasta llegar a la desviación hacia Puerto Eten que es perpendicular a esta avenida, se sigue esta ruta hasta aproximadamente 8.5 km llegando a la zona donde se establecerá el parque eólico; la otra ruta sería desde puerto Eten tomando la avenida paralela a la avenida San Martín hasta llegar al pasaje al muelle de Eten donde se caminaría siguiendo esta ruta aproximadamente 0.15 Km hasta la zona donde se establecerá el parque eólico.

#### 3.2. Velocidad del viento para la frecuencia de datos de velocidad del viento

Es importante evaluar el recurso eólico ya que todos o la mayoría de los cálculos que se realizaron dependen directamente de la velocidad y continuidad del viento en el área geográfica seleccionada.

Procedimiento para la frecuencia de datos de velocidad del viento

Tabla 3 Cuadro de frecuentes de velocidades

Hora	Velocidad del viento
15:20	6.5
	6.7
	7

15:45	6.5
	6.5
	7.1
16:00	6.5
	7.1
	8.9
16:35	6.5
	7.8
	6.6
Valor Promedio = 7	

### 3.3. Potencia eólica disponible

Perfil vertical de la velocidad del viento

Para este caso se dispone de dos medidas en las cuales se tomó los datos de la velocidad del viento, una ubicada a 5 m sobre el nivel del suelo y otra ubicada a 15 m a sobre el nivel del suelo.

Se calculó la velocidad del buje del aerogenerador con la fórmula de la ley de Hellmann de potencia:

$$V_2 = V_1 \left( \frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha$$

$V_1$  = Velocidad del viento a nivel 1

$V_2$  = Velocidad del viento a nivel 2

$\alpha$  = Exponente de la ley de potencial

llanos (Costa, mar),  $\alpha = 0.16$

$h_1, h_2$ , altura de niveles 1 y 2.

$$V_2 = 7 \frac{m}{\left( \frac{80 m}{15 m} \right)^{0.16}}$$

$$V_2 = 9.1499 \text{ m/s}$$

### 3.4. Rendimiento de la turbina eólica

Potencia máxima disponible del viento:

$$P_{max-dispon.} = \frac{\rho * A * V^3}{2}$$

$$P_{max-dispon.} = \frac{1.2 * A * 9.1499^3}{2}$$

$$P_{max-dispon.} = 459.62 * A$$

Potencia máxima aprovechada por el rotor – Definición de Betz

$$P_{\text{útil}} = C_{p,max} * \frac{1}{2} * \rho * A * V^3$$

Dónde:  
 $C_{p,max} = \frac{16}{27}$ , dato máximo que se puede obtener.

Rendimiento del rotor:

$$\eta_{\text{rotoreólico}} = \frac{P_{\text{útil}}}{P_{\text{aerogen max}}}$$

$$\eta_{\text{rotoreólico}} = \frac{459.62 * A}{272.3682 * A}$$

$$\eta_{\text{rotoreólico}} = 59.25\%$$

$$\eta_{\text{rotoreólico}}^1 = 0.5925$$

### 3.5. parámetros fluido dinámico de la turbina eólica.

Para esta turbina eólica se presenta la tabla 7 donde se representan todos los parámetros fluido dinámico más resaltantes de la turbina eólica de perfil NACA 4412.

Tabla 4. Parámetros fluido dinámicos de la turbina

Perfil NACA	4412
Celeridad	5
Número de álabes	3
Radio turbina	49.05m
Cuerda máxima	16.298
Ángulo de sección	27.420
Ángulo de flujo	35.420
Área de barrido	7559.99m <sup>2</sup>
Velocidad angular	0.9326 rad/seg
Reynolds	6*10 <sup>6</sup>
RPM	8.906 r.p.m
Fuerza Sustentación (FL)	26975.86 N
Fuerza Arrastre (FD)	89.02 N
CD	0.011
CL	0.70
Ángulo de ataque	8°
CD / CL	0.015
Cp T	0.50
Cp máx	0.49
Fuerza axial rotor	26976.014

Estos son resultado de la modelización analítica, pero esto no significa que sean resultados definitivos ya que existen muchos factores que la modelización analítica no puede representar y por ser demasiado complicado y engorrosos para este tipo de turbina eólica se plantea resolver directamente en la modelización numérica mediante software.

### 3.6. Determinar el dimensionamiento y selección del aerogenerador

- Dimensiones y ángulos de sección de palas.

Tabla 5. Datos de las palas.

DATOS DE LAS PALAS	
Radio	49.05 m
Celeridad $\lambda$	5
Coefficiente de sustentación CL	0.70
Ángulo de ataque $\alpha$	8°
N° de álabes	3

### 3.7. Determinación de la altura de la torre

$$M_{max} = F_{axial-total} * h$$

Despejando:

$$h = \frac{M_{max}}{F_{axial-total}} = \frac{6376188.002 \text{ N * m}}{26754.30472 \text{ N}}$$

$$h = 77.44\text{m}$$

Teniendo en cuenta los cálculos realizados se deberá elegir o seleccionar un aerogenerador adecuado que cumpla con los requisitos y dimensiones calculadas con antelación, se dispone de múltiples opciones ya que existe diversos fabricantes de turbinas eólicas en el mundo; pero por cuestiones de practicidad se deberá elegir el que cuente con un respaldo técnico y asesoramiento en el país o en algún país vecino, por lo cual se optó por el aerogenerador de marca Vestas V100 un aerogenerador de velocidad variable, potencia nominal 1.8 MW, tensión nominal de 12 KV y disponible para la generación eléctrica de 60 Hz

### 3.8. Capacidad de potencia eléctrica a generar en el parque eólico

Teniendo en cuenta el cálculo realizado anteriormente de la potencia útil de la turbina  $P_{\text{útil}} = 1.8 \text{ Mw}$  se llega a la conclusión de que el parque eólico constará de 15

aerogeneradores distribuidos uniformemente de tal forma que se pueda aprovechar óptimamente el recurso eólico en la zona.

$$EAP = \frac{\text{Capacidad del parque Mw} \times 8640 \text{ h} \times F_c \times GW}{1000 \text{ Mw}}$$

$F_c$  = Factor de capacidad del parque, este factor se emplean para calificar inmediatamente la calidad energética de un aerogenerador. El  $F_c$  se puede calcular de la siguiente manera:

$$F_c = 0.07 \times \text{Velocidad media anual} - 0.2$$

$$F_c = 0.07 \times 7 - 0.2$$

$$F_c = 0.29$$

Entonces:

$$EAP = \frac{25.5 \text{ Mw} \times 8640 \text{ h} \times 0.29 \times GW}{1000 \text{ Mw} \times \text{año}}$$

$$EAP = 63.89 \text{ Gwh}$$

### 3.10. Análisis económico

El cálculo económico y financiero dio como resultados los mostrados en las siguientes tablas:

Tabla 6. Cuadro de parámetros económicos

VAN	3,935,401,455,43873
TIR	103%
TASA	4%
ROI	1839.9%

600,522,754,49

inversión inicial	año 1	año 2
3,935,401,455,43873	1,122,387.39	30,922,890.77
	Se recupera	90%

De acuerdo a estos datos, se considera que el proyecto es rentable.

## 4. CONCLUSIONES

Se logró determinar la zona donde se establecerá el parque eólico el cual se ubica en el distrito de Puerto de Eten, Chiclayo-Lambayeque, siendo su ubicación geográfica es 6° 56' 21.39" Sur 79° 51' 16.24" Oeste, a 21 m.s.n.m (metros sobre el nivel del mar), se encuentra a una distancia aproximada de 6.09 Km del centro de la ciudad de Chiclayo y 1.7 Km del puerto de Eten.

Se logró determinar la velocidad del viento en las costas de Puerto Eten mediante la medición del viento con un anemómetro, arrojándonos resultados de 6.6 m/s y de 7.5 m/s.

Se determinó una potencia eólica disponible de 1.7 MW para cada aerogenerador del parque eólico de Puerto

Puerto Etén - Chiclayo. Se determinó los parámetros fluido dinámico de la turbina eólica.

Se logró determinar el dimensionamiento y selección del aerogenerador mediante el método analítico para cálculo de turbinas eólicas presentados valores de 49.05 metros de radio del aerogenerador, celeridad  $\lambda=5$ , coeficiente de sustentación igual a  $Cl=0.74$  ángulo de ataque  $\alpha=1.5$  y numero de alabes  $N=3$ , en cuanto a la selección se optó por el aerogenerador Vestas V100/1.8 MW.

Se logró determinar la capacidad de potencia eléctrica a generar en el parque eólico en un año que sería aproximadamente 63.89 Gw.

Se logró determinar un diagrama unifilar del parque eólico de Puerto de Etén – Chiclayo – Lambayeque, junto a esto también se realizó el cálculo y selección de los cables eléctricos subterráneos; con una potencia de 1.8 MW y los datos del generador (690 V) se obtuvo la intensidad y se seleccionó una terna de cables NYY TRIPLE (3-1 x 300) de la compañía INDECO.

Se determinó los factores de seguridad de la torre eólica dividiéndolos en dos grupos, el primero durante el montaje de la torre , donde intervienen estructuras metálicas de la torre y aparata de Alta Tensión y el segundo después del montaje siendo plan de mantenimiento).

Se determinó que el proyecto del parque eólico es factible económicamente mediante cálculo de índices económicos: VAN= US\$ 3, 935, 401,455.43873, TIR= 103% y el ROI=1869.9%, se recuperara la inversión dentro 1 año y 10 meses.

#### 4.1 Información y preguntas

Usted puede contactar con el comité editorial de la revista a través del correo: [tecnologiadesarrollo@ucv.edu.pe](mailto:tecnologiadesarrollo@ucv.edu.pe)

### 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Gamarra, Edmundo Augusto y Lopez, Luis Abel. Factibilidad técnica económica de la instalación de un parque eólica de 10 MW en el litoral de Huanchaco. Escuela de Ingeniería Mecánica, Universidad César Vallejo. Trujillo : s.n., 2011. pág. 142, Tesis para optar por el título profesional de Ingeniero Mecánico. 2011.
- [2] Mayorga, Emilio. Central eólica de Malabrigo: Dimensionamiento de torre eólica. Universidad de

torre eólica. Universidad de Ingeniería 1996.

- [3] Alonso, Almudena. Viabilidad Técnica y Económica de un Parque Eólico en la Provincia de Burgos. Universidad Pontificia Comillas de Madrid. 2013.
- [4] Cevallos, Diego Ivan. Diseño y construcción de un prototipo de generador eólico para una potencia de 200 Watts. Escuela De Ingeniería Mecánica, Escuela Politécnica Nacional. Quito : s.n. pág. 138, Tesis de Grado previo a la obtención del título de Ingeniero Mecánico. 2013.
- [5] Franquesa, Manuel. Introducción a la teoría de las turbinas eólicas. [trad.] Manuel Franquesa Voneschen. primera edición. Wiesbaden : Bauverlag, pág. 172. Vol. I, Libro de energía eólica. ISBN 3-7625-2700-8. 2009.
- [6] Conrado Moreno. Acerca de nosotros: Revista Digital Cubasolar. sitio web: Revista Digital Cubasolar. [En línea] 12 de Abril de 2012. [Citado el: 28 de Noviembre de 2014.] <http://www.cubasolar.cu/Biblioteca/Energía/Energía48/HTML/articulo03.htm>. 2012.