



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN  
INGENIERIA

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD DE DATOS  
ANEMOMÉTRICOS EMPLEADOS EN LA  
ESTIMACIÓN DE ENERGÍA EOLOELÉCTRICA.

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA

Á R E A      E N E R G Í A

P R E S E N T A :

**FÍS. OSVALDO RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ**



TUTOR:  
DR. OSCAR ALFREDO JARAMILLO SALGADO

2010



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. Del Río Portilla Jesús Antonio  
Secretario: Dr. Jaramillo Salgado Oscar Alfredo  
Vocal: Dr. Hernández Rodríguez José  
1<sup>er</sup>. Suplente: Dr. Torres Alvarado Ignacio Salvador  
2<sup>do</sup>. Suplente: Dr. Andaverde Arredondo Jorge Alberto.

Lugar donde se realizó la tesis:

Centro de Investigación en Energía, U.N.A.M.

**TUTOR DE TESIS:**

Dr. Oscar Alfredo Jaramillo Salgado

---

**FIRMA**

Análisis de la confiabilidad de datos anemométricos empleados en la estimación de energía eoloeléctrica.

Fís. Osvaldo Rodríguez Hernández.

# Resumen

En el presente trabajo se aborda uno de los temas fundamentales del desarrollo de cualquier proyecto involucrado con la utilización de las fuentes renovables de energía, el cual se denomina como evaluación del recurso.

La evidente dependencia entre la generación de energía eléctrica y la disponibilidad del recurso eólico hacen necesario el desarrollo de evaluaciones que representen las condiciones del recurso eólico disponible anualmente del lugar de manera confiable, ya que de ellas depende la estimación de producción eléctrica, y por lo tanto, la factibilidad financiera del sitio para el uso del viento como generador de energía eléctrica.

Una de las técnicas empleadas para la evaluación del recurso eólico se basa en metodologías estadísticas, las cuales, fundamentadas en la suposición que las condiciones climáticas en la región de estudio son similares estacionalmente y no sufren grandes cambios año tras año, permiten estimar a partir de los registros climáticos históricos de la región el comportamiento futuro y determinar así la cantidad de energía eléctrica que puede ser producida con un aerogenerador en específico. Esta primera estimación ofrece un elemento base que ayudará a determinar la viabilidad financiera del sitio para explotación del recurso eólico como productor de electricidad.

En este contexto, el objetivo del presente trabajo es verificar que un muestreo basado en la técnica de velocidades promedio representativas representa la distribución de las velocidades de viento en una región determinada y en consecuencia ofrece una estimación confiable de la energía eléctrica disponible.

Se incluye una revisión de los instrumentos empleados para el registro de las velocidades del viento y se determina cual de ellos es el más recomendable para este tipo de estudios.

Dado el amplio catálogo de funciones de densidad de probabilidad ajustables a un conjunto de velocidades de viento, se desarrolla un criterio de selección que determina el mejor ajuste entre ellos.

Finalmente, se realizará un análisis de la incertidumbre asociada a los instrumentos de medición asociados a las velocidades del viento, en términos de la potencia eléctrica generada. Además, se propone una metodología para generar distintos escenarios de producción energética útiles en la evaluación financiera.

Del desarrollo del trabajo se concluye que un muestreo basado en la técnica de velocidades promedio representativas no representa la distribución de las velocidades de viento en una región determinada, ya que para la muestra observada, los parámetros de las distribuciones ajustadas cambian dependiendo de los tiempos de muestreo. En consecuencia, la estimación relacionada a la potencia eléctrica calculada conduce a la subestimación del recurso.

Se determina que los anemómetros idóneos para el registro de las velocidades del viento son aquellos que cuentan con incertidumbres menores al 3%, y técnicamente el anemómetro de copas representa la mejor opción dada la fácil instalación, el bajo mantenimiento, el costo y la capacidad de independencia

---

por largas temporadas.

Se determina que el uso de coeficientes de correlación como parámetros del mejor ajuste no conduce a resultados claros. En este sentido, se desarrolló un criterio de selección basado en los valores de la pendiente, ordenada al origen y los errores estándar de la regresión lineal ordinaria derivada del modelo probabilístico y la distribución de frecuencias acumuladas relativas generada de las velocidades de viento.

El hecho de trabajar con un conjunto de velocidades de viento sin tratamiento estadístico previo permitió el desarrollo de un análisis de la incertidumbre asociada a los instrumentos de medición en términos de la potencia eléctrica generada, ya que se generó una herramienta que estima la energía eléctrica disponible por unidad de área en tres escenarios a partir del conjunto de velocidades y la incertidumbre mencionada. Basado en este análisis se propuso el desarrollo de una patente que tiene la finalidad de generar escenarios de producción energética a partir de las velocidades de viento.

Para la verificación y aplicación de la solicitud de patente, se desarrolla un análisis financiero para el sitio donde se obtuvo el registro de velocidades de viento como posible generador de energía eléctrica a través de la puesta en marcha de un aerogenerador de baja potencia. Del estudio se desprende que los costos de generación eléctrica son función de la cantidad de energía producida, de tal suerte, que mientras más energía se produzca, el costo disminuye. Dado que el método propuesto plantea tres posibles escenarios de producción energética, el costo de producción se encuentra en un rango entre los US\$5.67 y los US\$15.26. Estos costos son calculados con la inclusión de un Modelo de Desarrollo Limpio.

---

*A Dios.*  
*Para mis seres queridos:*  
*Maricela y Agustín, gracias por su apoyo y amor incondicional, sin ustedes nada de esto*  
*sería posible;*  
*Agustín, Noel, Alma, Noelito, Arnoldo y Maribel, por hacer de ésta una hermosa familia;*  
*Para Paulina, por su comprensión y paciencia;*  
*se los dedico con mucho cariño.*  
*A Enrique y Manuel que Dios los bendiga.*

# Agradecimientos.

Agradezco al Dr. Oscar Alfredo Jaramillo Salgado por permitirme compartir experiencia y conocimientos.

A los Doctores Dr. Jesús Antonio Del Río Portilla, Dr. José Hernández Rodríguez, Dr. Ignacio Salvador Torres Alvarado y Dr. Jorge Alberto Andaverde Arredondo, por su tiempo y dedicación en la revisión del presente trabajo.

Al Dr. Carlos Alberto Pérez Rábago, por su apoyo en el ajuste del equipo de la estación meteorológica del Centro de Investigación en Energía, así como la recolección de datos para el desarrollo de este trabajo.

A la M. en I. Genice Kirat Grande Acosta por su apoyo y asesoría en el proyecto de factibilidad tecno-económica.

Al Ing. Héctor Daniel Cortés González por su asistencia en el manejo de interweb del centro para la adquisición de datos anemométricos, así como la asistencia técnica brindada a lo largo de mi estancia en el CIE como estudiante de posgrado.

A mis amigos Javier, Oscar, Ernesto, Ulises, Gerardo y Jorge Alejandro por permitirme compartir y disfrutar mi estancia en el CIE, en especial a Jorge Andaverde por su apoyo, orientación y sobre todo amistad, gracias.

A mi gran amiga Verónica por estar conmigo en todo momento.



# Nomenclatura

$\alpha$	Parámetro de forma
$\alpha_j$	Exponente de la ley de perfil de potencia.
$\bar{P}_w$	Potencia Media del Aerogenerador
$\bar{E}$	Densidad de energía eólica.
$\bar{P}$	Densidad de Potencia Promedio
$\bar{U}$	Velocidad promedio del viento.
$\beta$	Parámetro de escala
$\Delta t$	Intervalo de tiempo
$\delta$	Parámetro de localización
$\hat{n}$	Dirección normal a las líneas isóbaras.
$\Lambda(\mu, \sigma)$	Función de similitud para una observación $x$
$\mu_1$	Primer Momento
$\mu_2$	Segundo Momento
$\nu$	grados de libertad
$\Omega$	Espacio donde está definida la variable $\theta$
$\omega$	Rotación angular de la tierra.
$\phi$	Latitud
$\rho$	Densidad del aire.
$\sigma_U$	Desviación estándar de las velocidades promedio individuales
$\theta$	Parámetro de indexado para $F$
$A$	Área de barrido del aerogenerador.

---

$a$	Ordenada al origen de la RLO
$b$	Pendiente de la RLO
$C$	Capacidad de la central expresada en kW.
$C_p$	Coeficiente de potencia del rotor
$CI$	Costo Nivelado del kWh por concepto de la inversión.
$CONUEE$	Comisión Nacional para el uso Eficiente de la Energía.
$COPAR$	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico
$e$	Error asociado al instrumento de medición
$E\{h(X)\}$	Valor esperado de la función $h$
$E_w$	Energía de un Aerogenerador
$F$	Función matemática de valores $x$ que la variable $X$ puede tener en el espacio muestra $S$
$f$	Parámetro de Coriolis
$F(x; \theta)$	Distribución estadística
$F_c$	Fuerza de Coriolis.
$f_j$	Frecuencia en cada bin
$F_p$	Fuerza de presión.
$fda$	Función de distribución acumulativa
$fdp$	Función de densidad de probabilidad
$GNA_t$	Generación neta en el año $t$ en kWh.
$h$	Función
$H_0$	Hipótesis nula
$II$	Inversión Inicial
$IIE$	Instituto de Investigaciones Eléctricas.
$j$	Tasa de descuento.
$ji^2$	Prueba estadística de bondad de ajuste $ji^2$
$k$	Número natural sobre el cual se generan los conjuntos basados en la técnica de medias móviles.

---

$L(\theta)$	Función de verosimilitud
$m_j$	Puntos medios de cada bin
$MDL$	Modelo de Desarrollo Limpio
$n$	Vida económica en años
$N_B$	Número de bins
$P$	Energía cinética por unidad de tiempo.
$p(x; \theta)$	Probabilidad de $x$
$P_w(U_i)$	Potencia de salida definida por la curva de potencia del Aerogenerador.
$S$	Espacio Muestra
$s(X)$	Desviación estándar
$s_a$	Error estándar para el intercepto
$s_b$	Error estándar para la pendiente
$U$	Velocidad del Viento.
$U(z_r)$	Velocidad del viento a la altura de referencia $z_r$
$U_{1s}$	Conjunto de velocidades de viento registradas por intervalos de tiempo de un segundo.
$U_{gr}$	Viento Gradiente.
$U_g$	Magnitud del Viento Geostrópico.
$U_i$	Velocidad del Viento registrada al en el tiempo $i$
$u_i$	$i$ -ésimo elemento de $U_{1s}$
$V_{in}$	Velocidad de Arranque
$V_n$	Velocidad nominal
$V_{out}$	Velocidad de Corte
$w_j$	Ancho de clase
$X$	Variable estadística
$x$	Medición en $X$
$z_r$	Altura de la velocidad de referencia.
CFE	Comisión Federal de Electricidad

- 
- F(x) Función de distribución acumulativa
  - f(x) Función de densidad de probabilidad
  - RLO Regresión lineal ordinaria

# Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>21</b>
<b>2. La energía eólica</b>	<b>25</b>
2.1. Contexto Mundial y Nacional . . . . .	25
2.2. La energía eólica moderna . . . . .	31
2.2.1. Turbinas eólicas modernas . . . . .	31
2.3. El viento . . . . .	36
2.3.1. Características generales del recurso eólico . . . . .	37
2.3.2. Características generales del viento . . . . .	39
2.3.3. Estimación del potencial eólico. . . . .	41
2.4. Análisis de datos . . . . .	42
2.4.1. Métodos directos para el análisis de datos, caracterización del recurso y productividad del aerogenerador . . . . .	43
2.4.2. Análisis estadístico de los datos de viento . . . . .	45
2.5. Producción eléctrica . . . . .	46
2.6. Medición . . . . .	46
2.6.1. Generalidades de instrumentación . . . . .	46
2.6.2. Instrumentación para la medición de la velocidad del viento . . . . .	48
2.6.3. Instrumentos de medición para la dirección del viento . . . . .	49
2.6.4. Torres anemométricas . . . . .	49
2.6.5. Sistemas de recopilación de datos . . . . .	50
2.6.6. Componentes del análisis de velocidades de viento . . . . .	50
<b>3. Análisis de datos atmosféricos</b>	<b>53</b>
3.1. Estadística Univariada . . . . .	54
3.1.1. Análisis estadístico en la atmósfera . . . . .	54
3.2. Análisis de datos . . . . .	54
3.2.1. Distribuciones de Frecuencias . . . . .	54
3.2.2. Distribuciones paramétricas probabilísticas . . . . .	56
3.3. Pruebas de hipótesis . . . . .	65
3.3.1. Pruebas de Bondad de Ajuste . . . . .	65
3.4. RLO . . . . .	66

---

3.5. Propagación de errores . . . . .	67
3.5.1. Incertidumbres. . . . .	67
<b>4. Análisis de Confiabilidad</b>	<b>71</b>
4.1. Instrumentos de Medición . . . . .	71
4.2. Muestreo . . . . .	73
4.3. Incertidumbre . . . . .	74
4.4. Mejor ajuste . . . . .	77
<b>5. Resultados y Análisis</b>	<b>83</b>
5.1. Resultados del Muestreo . . . . .	83
5.2. Resultados Mejor Ajuste . . . . .	91
5.3. Resultados Potencia Eléctrica . . . . .	96
5.4. Escenarios de producción energética . . . . .	97
<b>6. Análisis de Factibilidad</b>	<b>103</b>
6.1. Introducción . . . . .	103
6.2. Problemática . . . . .	104
6.3. Marco conceptual . . . . .	105
6.3.1. Metodología COPAR . . . . .	105
6.4. Desarrollo . . . . .	106
6.4.1. Caso de Estudio Aerogenerador Sky Stream 3.7 . . . . .	106
6.4.2. Inversión Inicial . . . . .	108
6.4.3. Cálculo del costo de la energía generada . . . . .	109
6.5. Conclusiones . . . . .	111
<b>7. Conclusiones</b>	<b>113</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>117</b>

# Índice de figuras

2.1.1. Capacidades de los aerogeneradores y dimensiones, donde, $D$ es el diámetro del rotor y $H$ la distancia entre la base del aerogenerador y el eje del rotor. (Figura modificada de EWEA 2007 <a href="http://www.ewea.org">www.ewea.org</a> ) . . . . .	26
2.1.2. Capacidad Instalada en el mundo (datos de World Wind Energy Report 2009). . . . .	27
2.1.3. Contribución por país (datos tomados de <a href="http://www.windenergie-nieuws.nl">www.windenergie-nieuws.nl</a> ). . . . .	27
2.1.4. Atlas eólico del estado de Oaxaca (tomado de Wind Energy Resource Atlas of Oaxaca). . . . .	28
2.2.1. Aerogeneradores de eje horizontal. . . . .	32
2.2.2. Cubo (a) y aspas (b) de un aerogenerador proyecto "Eurus", Juchitán, Oaxaca. . . . .	33
2.2.3. Componentes de un aerogenerador. . . . .	34
2.2.4. Cimentación de un aerogenerador (a) y computadoras de monitoreo y control (b). . . . .	35
2.2.5. Aerogenerador eje vertical Darrieus ( <a href="http://commons.wikimedia.org">http://commons.wikimedia.org</a> ) . . . . .	36
2.3.1. Patrón de circulación global . . . . .	38
2.3.2. Escalas temporales y espaciales de los movimientos atmosféricos. (Tomada de Manwell et al. (2002)) . . . . .	40
2.3.3. Flujo de aire a través del disco del rotor; Área $A$ y velocidad de viento $U$ . . . . .	41
2.4.1. Curva típica de potencia de un aerogenerador. . . . .	43
2.6.1. Torre de medición. . . . .	49
2.6.2. Ejemplo de diagrama rosa de los vientos. . . . .	51
3.2.1. Distribución de frecuencias para los datos presentados en el cuadro 3.1. . . . .	55
3.2.2. Distribuciones Relativas. . . . .	56
3.2.3. Distribución Normal. . . . .	59
3.2.4. Distribución Log-Normal. . . . .	60
3.2.5. Distribución Rayleigh. . . . .	61
3.2.6. Distribución gama. . . . .	62
3.2.7. Distribución Weibull . . . . .	63
4.3.1. Diagrama de flujo para el código generado en lenguaje Matlab orientado a la generación de escenarios de producción energética a partir de las incertidumbres asociadas al instrumento de medición. . . . .	76
4.4.1. Diagrama de Flujo del código generado en Matlab para la determinación del mejor ajuste de un modelo estadístico a un conjunto de datos. . . . .	79

5.1.1. Series temporales correspondientes a una semana, los datos registrados cada segundo en color azul, los promedios cada diez minutos y una hora en color rojo y amarillo respectivamente. . . . .	83
5.1.2. Serie de tiempo en azul observamos los datos por segundo, en rojo los promedios por intervalos de 10 minutos, en amarillo se presentan los promedios por una hora y en verde los promedios diarios. . . . .	84
5.1.3. Gráfica de los valores del Primer Momento de una función Rayleigh ajustada a distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas. . . . .	86
5.1.4. Gráfica de los valores del Segundo Momento de una función Rayleigh ajustada a distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas. . . . .	87
5.1.5. Gráfica de los valores del parámetro $\alpha$ para una distribución Rayleigh ajustada a distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas. . . . .	88
5.1.6. Gráfica de los valores mínimos para distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas. . . . .	89
5.1.7. Gráfica de los valores Máximos para distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas. . . . .	90
5.2.1. Del lado izquierdo observamos la distribución de frecuencias relativas y el conjunto de fdp ajustados, en el lado izquierdo se presenta la distribución acumulada y las funciones acumuladas. . . . .	91
5.2.2. Representación gráfica de las fdp individuales. . . . .	92
5.2.3. Regresión lineal generada entre la distribución de frecuencias acumuladas relativas y el modelo. La gráfica de barras presenta los valores de los coeficientes de correlación para cada modelo, Normal (N), LogNormal (LN), Rayleigh (R), Gamma (G), Weibull (W). . . . .	93
5.2.4. Residuales para cada modelo probabilístico propuesto, Normal (N), LogNormal (LN), Rayleigh (R), Gamma (G), Weibull (W).. . . . .	94
5.2.5. Pendiente y ordenada al origen para cada modelo propuesto y los correspondientes errores estándar calculados para cada variable, Normal (N), LogNormal (LN), Rayleigh (R), Gamma (G), Weibull (W).. . . . .	95
5.3.1. Gráfica de los valores de la energía generada durante los 49 días para distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas. . . . .	96
5.4.1. Distribución de frecuencias relativas y los modelos ajustados a los conjuntos propuestos para la generación de escenarios energéticos. . . . .	97
5.4.2. Escenarios de producción energética para el conjunto de velocidades registradas durante los 49 días. . . . .	98
5.4.3. Distribución Rayleigh Ajustada a los conjuntos generados a partir de una incertidumbre del 2% . . . . .	98
5.4.4. Generación de escenarios de producción energética para los 49 días del estudio y un 2% de error asociado al aparato. . . . .	100
5.4.5. Factor de Potencia Normalizada para una serie de incertidumbres directas. . . . .	101
5.4.6. Factor de Potencia Normalizada asociada a un conjunto de incertidumbres porcentuales. . . . .	102



---

6.4.1. <i>Velocidades de viento y las funciones de densidad de probabilidad empleadas para el cálculo de los posibles escenarios de producción energética.</i> . . . . .	106
6.4.2. <i>Escenarios de producción energética.</i> . . . . .	106
6.4.3. <i>Aerogenerador SkyStream 3.7.</i> . . . . .	108



# Índice de cuadros

2.1. <i>Proyectos Eólicos 2007-2012. SENER (2007)</i> . . . . .	30
2.3. <i>Proyectos eólicos Potenciales en México. SENER (2007)</i> . . . . .	31
2.4. <i>Descripción de las principales clases de los sistemas de medición de viento según la AWEA.</i>	50
3.1. <i>Frecuencias e intervalos de clase de las velocidades de viento.</i> . . . . .	55
3.2. <i>Frecuencias relativas.</i> . . . . .	56
4.1. <i>Muestras generadas a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.</i> . . . .	74
5.1. <i>Valores del primer momento calculados para una función Rayleigh ajustada a distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.</i> . . . .	85
5.2. <i>Valores del Segundo Momento de una función Rayleigh ajustada a distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.</i> . . . . .	86
5.3. <i>Valores del parámetro <math>\alpha</math> para una distribución Rayleigh ajustada a distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.</i> . . . . .	87
5.4. <i>Valores mínimos para distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.</i> . . . . .	88
5.5. <i>Valores Máximos para distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.</i> . . . . .	89
5.6. <i>Valores de la energía generada durante los 49 días para distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.</i> . . . . .	96
5.7. <i>Escenarios de producción energética para un anemómetro con una incertidumbre de 0.5 m/s.</i> . . . . .	97
5.8. <i>Escenarios de producción energética para un anemómetro con una incertidumbre de 0.5 m/s.</i> . . . . .	99
6.1. <i>Energía disponible para los 49 días de estudio y un año.</i> . . . . .	107
6.2. <i>Especificaciones técnicas del Aerogenerador SkyStream 3.7</i> . . . . .	107
6.3. <i>Costos empleados para el cálculo de la inversión inicial de la instalación y puesta en marcha de un Aerogenerador SkyStream 3.7.</i> . . . . .	108
6.4. <i>Ejemplo del Flujo de Efectivo para el aerogenerador en evaluación en un escenario Bajo en un esquema de bonos de carbono.</i> . . . . .	109
6.5. <i>Costos de generación, para los tres escenarios y dos esquemas de financiamiento.</i> . . . .	111



# Capítulo 1

## Introducción

### Antecedentes

Actualmente, las fuentes renovables de energía se encuentran con más auge que nunca. El calentamiento global ocasionado por el uso indiscriminado de los combustibles fósiles y la consecuente emisión de gases efecto invernadero a la atmósfera han generado las condiciones necesarias para el desarrollo de las llamadas fuentes alternativas de energía y en consecuencia la promoción de un desarrollo sustentable.

Garantizar un suministro eléctrico con un mínimo de impactos negativos ambientales es uno de los principales retos hoy en día. Históricamente, la generación de energía eléctrica ha sentado sus bases en la explotación de los hidrocarburos, actualmente se emplean en el 67 % de la producción eléctrica mundial SENER (2009). Gracias a la alta densidad energética de los combustibles fósiles se han empleado como impulsores del desarrollo industrial y tecnológico, pero mantener este paradigma energético ha traído igualmente grandes consecuencias que necesariamente orientan a la humanidad a retomar esfuerzos hacia la llamada producción de energía limpia.

Según Ackermann and Söder (2000) en la historia de la humanidad la energía eólica ha sido usada por al menos 3000 años. Las primeras aplicaciones tenían un fin mecánico ya que se empleaban para la molienda de granos, navegación o el bombeo de agua. En los inicios de la industrialización moderna, el uso de energía eólica fluctuante fue substituida por los combustibles fósiles, los cuales proveen una fuente continua de energía.

A inicios de los 70's, con las primeras crisis petroleras, el interés en la energía eólica se retoma. Esta vez, el principal enfoque era el generar electricidad mediante la energía eólica. En este sentido, es posible proveer una fuente de energía fiable y continua al considerar el complemento de otras tecnologías energéticas, vía red eléctrica como respaldo. Pero el uso de esta fuente como generadora de energía eléctrica limpia a grandes escalas ha hecho considerar a este recurso como una fuerte candidata para el abastecimiento eléctrico en algunas regiones del mundo.

El principio de funcionamiento de esta fuente renovable es convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. Para lograr dicha transformación se emplean dispositivos mecánicos que operan bajo principios aerodinámicos, los cuales son conocidos como aerogeneradores o turbinas eólicas.

A un conjunto de estos aerogeneradores se le denomina granja eólica, la cual abarca grandes extensiones de tierra ( $1000 m^2$  por un aerogenerador con capacidad de uno a dos megawatts), y dependiendo

de la cantidad de aerogeneradores así como la disponibilidad del recurso, según Tavner (2008) puede extraerse una gran cantidad de energía que por sí misma ha logrado abastecer hasta un 20 % de la demanda eléctrica sin necesidad de almacenamiento como se ha mostrado en el mercado eléctrico Europeo.

La Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2009 SENER (2008) señala que durante los años recientes, la capacidad mundial instalada en sistemas para la generación de electricidad a partir de aerogeneradores ha crecido de manera vertiginosa al pasar de 7,600 MW a 93,914 MW durante el periodo 1997-2007.

Para Ackermann and Söder (2000) los costos de producción de energía eléctrica generada por este medio han caído cerca de un sexto desde los 80's, tendencia que aparenta continuar. Algunos expertos predicen que la capacidad acumulada crecerá alrededor del mundo a razón del 25 % por año y los costos decaerán entre un 20-40 %.

El Programa de Energías Renovables en México SENER (2007) menciona que se han identificado diferentes zonas del país con potencial para la explotación eólica con fines de generación eléctrica, como en el Istmo de Tehuantepec, en el estado de Oaxaca, La Rumorosa, en el estado de Baja California, así como en los estados de Zacatecas, Hidalgo, Veracruz, Sinaloa, Tamaulipas y en la Península de Yucatán, entre otros. La Asociación Mexicana de Energía Eólica estima que estas zonas podrían aportar hasta 10,000 MW de capacidad al parque eléctrico nacional.

La instalación y operación de granjas eólicas del orden de megawatts tiene un costo elevado, el costo es de alrededor de 1000 Euros por kiloWatt instalado, lo cual significa que inversiones en este tipo de centrales eléctricas no debe tomarse a la ligera ya que un aerogenerador colocado en una zona con bajo recurso eólico equivale a colocar paneles fotovoltaicos bajo una sombra. Por esta razón se requieren de estudios especializados confiables que describan las características del viento en la región y a partir de ellos determinar la viabilidad financiera del proyecto energético. A este tipo de estudios se les conoce como estudios de evaluación del recurso, los cuales, son pieza clave en cualquier proyecto relacionado con el aprovechamiento del recurso eólico disponible en la localidad.

## Justificación

La crisis energética mundial, la necesidad de implementar mecanismos generadores de energía limpia, la madurez tecnológica eoloeléctrica, los elevados costos de instalación, puesta en marcha y operación de una granja eólica y el abundante potencial energético en México, son elementos suficientes que validan cualquier esfuerzo orientado a la óptima explotación de la energía eólica como fuente generadora de electricidad.

En el presente trabajo se aborda uno de los temas que son base del desarrollo en cualquier proyecto involucrado con la utilización de las fuentes renovables de energía que se denomina evaluación del recurso.

La evidente dependencia entre la generación de energía eléctrica y la disponibilidad del recurso eólico hacen necesario el desarrollo de evaluaciones que representen las condiciones climáticas del lugar de manera confiable, ya que de ellas depende la estimación de producción eléctrica, y por lo tanto, la factibilidad técnico-económica del sitio para el uso del viento como generador de energía.

Una de las técnicas empleadas para la evaluación del recurso eólico se basa en metodologías estadísticas. Estas metodologías están fundamentadas en el principio que las condiciones climáticas en la región de estudio son similares estacionalmente y no sufren grandes cambios año tras año. Así permiten

estimar a partir de los registros climáticos históricos de la región el comportamiento futuro y determinan la cantidad de energía eléctrica que puede ser producida con un aerogenerador en específico.

Esta primera estimación ofrece un elemento base para determinar la viabilidad financiera del sitio de explotación del recurso eólico como productor de electricidad.

La evaluación del recurso eólico en una región desde un punto de vista estadístico parte de un conjunto de elementos muestrales compuesto por velocidades promedio del viento que se recopilan de una estación meteorológica que cumple con las características definidas en el Estándar Internacional COMMISSION (2005). Estas velocidades promedio son los elementos de estudio, y se obtienen a través del cálculo de la media aritmética de un conjunto consecutivo de velocidades registradas durante un determinado intervalo de tiempo. Los intervalos más comunes se encuentran entre los 10 minutos a una hora. A partir de un registro continuo de velocidades medidas cada segundo o cada 2 segundos se generan velocidades promedio representativas para intervalos de tiempo que se encuentran entre un minuto y una hora.

Estas velocidades representativas se utilizan para la construcción de una distribución de frecuencias y el posterior ajuste de una función de densidad de probabilidad ( $f_{dp}$ ). En este sentido, Carta et al. (2009) presentan un amplio catálogo de funciones de densidad de probabilidad que se emplean comúnmente para ajustar al conjunto de velocidades de viento que se desean analizar. Sin embargo, no existe criterio alguno que determine cuál de las funciones ofrece el mejor ajuste. Las herramientas estadísticas empleadas van desde la prueba  $J_i^2$  Carta et al. (2009), hasta el cálculo de los coeficiente de determinación de Pearson: Carta et al. (2008a), Akpınar and Akpınar (2005a), Akpınar and Akpınar (2005b), Akpınar (2006), Celik (2004a), Celik (2003), Garcia et al. (1998), Ramírez and Carta (2006), Carta and Ramírez (2007b), Carta et al. (2008b), Carta and Ramírez (2007a), Akpınar and Akpınar (2007), Shamilov et al. (2008).

A partir de dicha función y la respectiva curva de potencia de un aerogenerador, se calcula un estimado de la producción de energía eléctrica del sitio y finalmente se determina si es financieramente adecuado para la explotación del recurso. Es importante señalar que la elección de una  $f_{dp}$  que no represente de manera confiable las condiciones eólicas del lugar consecuentemente genera cálculos deficientes en la estimación de la energía eléctrica que es posible generar en dichas condiciones, lo que puede ser pieza clave para el rechazo de una región con potencial eólico. Por lo tanto, es fundamental tener presente que la selección adecuada del conjunto de datos a analizar, y por ende la función ajustada, determinan la selección de la región a explotar.

## Objetivo

En este contexto, el objetivo del presente trabajo es verificar que un el uso de velocidades promedio para ciertos intervalos de tiempo representa la distribución de las velocidades de viento en una región determinada y en consecuencia ofrece una estimación confiable de la potencia eléctrica calculada.

Para ello, se plantea realizar una revisión de los instrumentos empleados para el registro de las velocidades de viento y determinar cuál de ellos es el más recomendable para este tipo de estudios.

Posteriormente, dado el amplio catálogo de funciones de densidad de probabilidad ajustables a un conjunto de velocidades de viento se pretende desarrollar un criterio de selección que determine el mejor ajuste entre ellos, basado en la Regresión Lineal Ordinaria obtenida entre la función acumulada de

probabilidades y los datos experimentales.

Una vez seleccionada la función, a partir de un registro por segundo de las velocidades de viento, se aplicará la técnica de muestreo basada en velocidades promedio representativas para distintos intervalos de tiempo y se calcularán los parámetros estadísticos correspondientes a cada función con la finalidad de determinar cambios significativos entre las muestras generadas a distintas escalas de tiempo.

Por otro lado, se busca realizar un análisis a la incertidumbre asociada a los instrumentos de medición asociados a las velocidades del viento, en términos de la potencia eléctrica generada, además de generar distintos escenarios de producción energética útiles en la evaluación técnico-económica.

Finalmente, se desarrollará la evaluación financiera del sitio para estudiar la viabilidad del mismo como productor de energía eléctrica.

## Estructura del trabajo

Para cubrir los objetivos anteriormente descritos, el presente trabajo está dividido en seis capítulos. El capítulo uno denominado "Introducción" tiene la finalidad de presentar los fundamentos y objetivos del trabajo, así como su estructura.

El segundo capítulo contiene el marco teórico, principios físicos y conceptuales referentes al uso del viento como generador de energía eléctrica.

En el capítulo tres se expone el marco teórico referente a la estadística univariada que se emplea para el análisis de los datos atmosféricos involucrados.

El análisis de confiabilidad se desarrolla en el capítulo cuarto, en él se señalan aspectos que van desde los aparatos de medición hasta las técnicas de muestreo y el cálculo de la potencia eléctrica. Es en este capítulo donde se propone la metodología para el análisis confiable.

En el capítulo cinco se presentan los resultados derivados de aplicar la metodología propuesta en el análisis de confiabilidad a un conjunto de datos obtenidos de la estación meteorológica del Centro de Investigación en Energía ubicada en Temixco, Morelos, México.

En el sexto capítulo se presenta la metodología necesaria para analizar la factibilidad del sitio de donde se obtuvo el registro de datos como productor de energía eléctrica, se aplicarán los métodos planteados en los capítulos anteriores para la evaluación del recurso. Cabe mencionar que este capítulo posee una estructura independiente ya que en él se presenta la metodología para el análisis financiero, y la inclusión del mismo es un ejemplo del desarrollo de la metodología y el impacto que tiene en dicho análisis.

Finalmente, en el capítulo siete se presentan las conclusiones y observaciones resultantes del desarrollo de este trabajo de tesis.



## Capítulo 2

# La energía eólica

En el presente capítulo se discuten las generalidades de la energía eólica que proveen las bases para el desarrollo de este trabajo, aquí se expone la metodología tradicional referente a los principios básicos y evaluación del recurso que puede encontrarse en Manwell et al. (2002).

Para este segundo capítulo se abordan los siguientes temas: en primer lugar se sitúa a esta fuente renovable de energía en un contexto mundial y nacional, posteriormente se enuncian los principios físicos que están involucrados en su transformación, se describen los dispositivos que se emplean para la generación de electricidad, plantea la metodología empleada para la evaluación del recurso, así como los elementos necesarios para la estimación de la energía eléctrica producida.

En cuanto a la evaluación del recurso, sólo se presentan conceptos fundamentales con el fin de generar un contexto, sin embargo, en el siguiente capítulo se presenta un análisis más profundo de dicha evaluación.

### 2.1. Contexto Mundial y Nacional

A inicios de la década de 1970 ocurre la primera crisis petrolera reflejada en los altos precios del combustible, el interés en la energía eólica renace. Esta vez, sin embargo, el principal objetivo era el generar electricidad mediante dicho recurso renovable. En este sentido, ya era posible proveer una fuente de energía fiable y consistente mediante el uso de otras tecnologías energéticas complementarias, vía red eléctrica como respaldo Herberta et al. (2007).

Los primeros aerogeneradores o turbinas eólicas empleadas para la generación de electricidad ya habían sido desarrolladas a principios del siglo XX. La tecnología se desarrolló poco a poco, y a finales de 1990, esta fuente de energía era una de las más importantes entre las renovables.

Durante esta última década la capacidad eólica a nivel mundial se ha duplicado aproximadamente cada tres años. Los costos de la energía eléctrica generada por este medio han caído cerca de un sexto desde los 80's, tendencia que aparenta continuar. Algunos expertos predicen que la capacidad acumulada crecerá alrededor del mundo a razón del 25 % por año y los costos relacionados decaerán entre un 20 % y 40 % durante el mismo periodo de tiempo Herberta et al. (2007).

En cuanto a la tecnología se puede decir que ha avanzado rápidamente a nuevas dimensiones con tecnologías mejoradas. A finales de 1989, una máquina de 300 kW con un diámetro de rotor de 30 metros

era la vanguardia tecnológica. Sólo diez años después, aerogeneradores de 1500 kW con diámetro de rotor de 70 metros se encontraban disponibles en el mercado. Los primeros proyectos que empleaban turbinas eólicas de 2 MW con diámetro de 74 metros fueron instalados en el año 2000. Finalmente Herberta et al. (2007) reportan que ya se encuentran en el mercado aerogeneradores con capacidad de 3.5 MW. En la figura 2.1.1 se presentan las respectivas dimensiones y capacidades de los aerogeneradores.

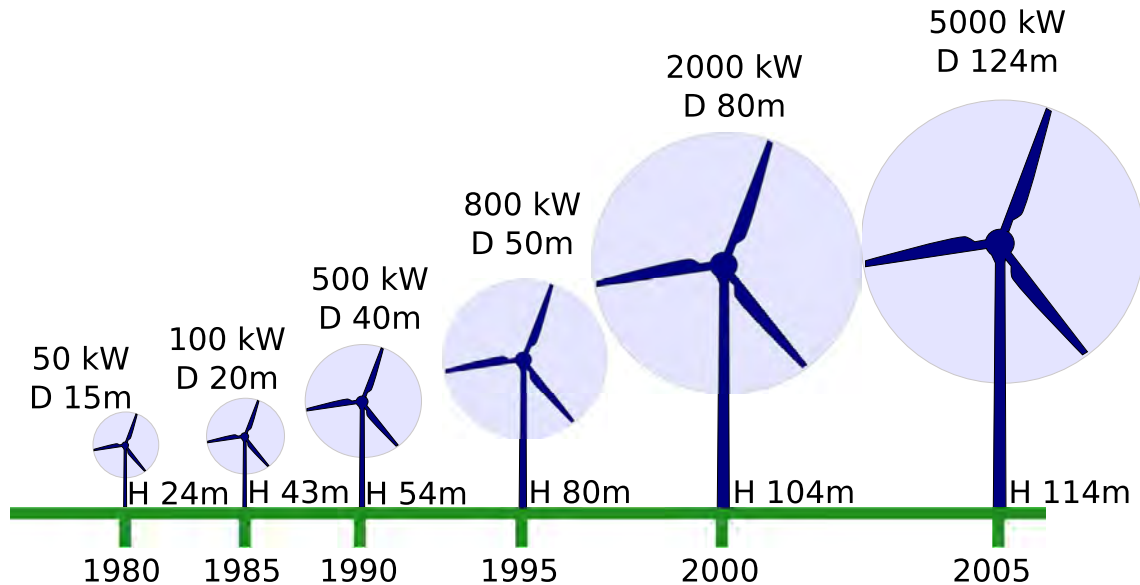


Figura 2.1.1: Capacidades de los aerogeneradores y dimensiones, donde,  $D$  es el diámetro del rotor y  $H$  la distancia entre la base del aerogenerador y el eje del rotor. (Figura modificada de EWEA 2007 [www.ewea.org](http://www.ewea.org))

En la Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2009 SENER (2008), se estima que la penetración de las fuentes renovables en la generación eléctrica se verá estimulada por la persistencia de altos precios del petróleo y el gas natural, lo cual, mediante los incentivos y políticas públicas adecuadas, podrían contribuir al incremento de la utilización de energía limpia.

El rápido desarrollo del mercado relacionado con la energía eólica ha traído grandes implicaciones en investigación, educación, así como en el trabajo profesional relacionado con las interconexiones a la red eléctrica.

En este contexto, la energía eólica representa una fuente de energía con grandes expectativas de desarrollo para la generación de electricidad, dadas sus ventajas respecto a otras fuentes en términos de abundancia, limpieza en su utilización, ausencia de combustible, entre otras.

Durante los años recientes, la capacidad mundial instalada en sistemas para la generación de electricidad a partir de la energía cinética del viento (aerogeneradores), ha crecido de manera vertiginosa al pasar de 7,600 MW a 157,899 MW durante el periodo 1997-Junio 2010. La capacidad instalada en el mundo y la contribución por país se presenta en la figura 2.1.2 y 2.1.3 respectivamente. Cerca del 70% de la capacidad instalada a nivel mundial se concentra en cinco países, de hecho, la mayor parte de la información disponible proviene de ellos.

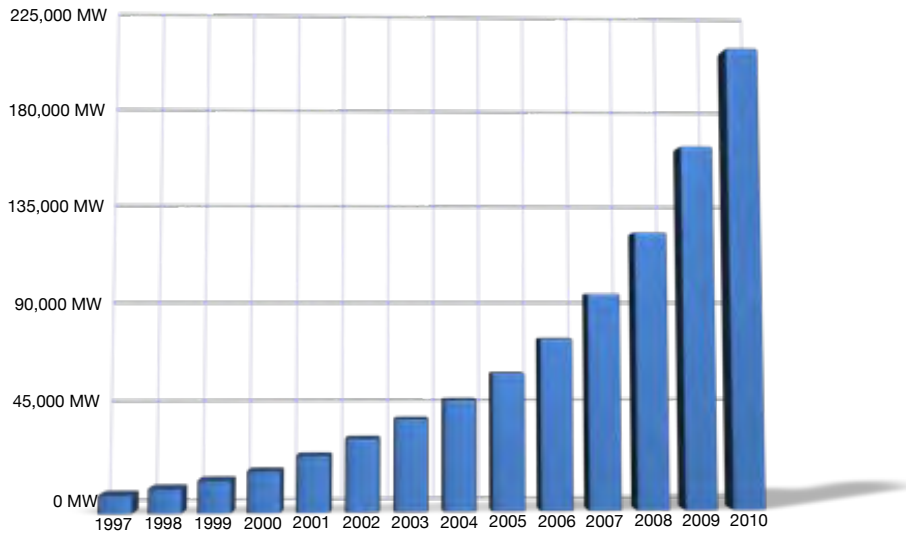


Figura 2.1.2: Capacidad Instalada en el mundo (datos de World Wind Energy Report 2009).

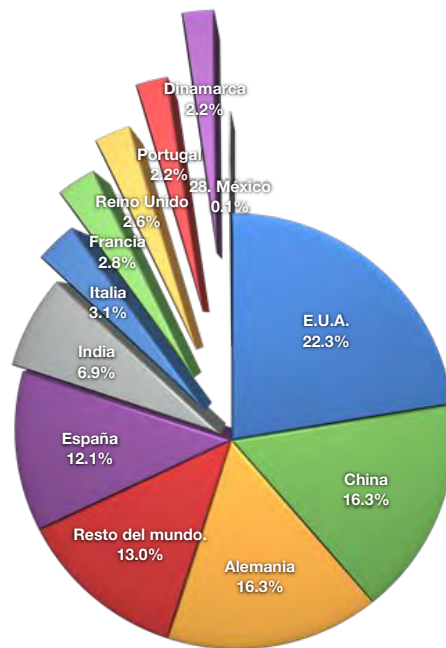


Figura 2.1.3: Contribución por país (datos tomados de www.windenergie-nieuws.nl).

### Energía eólica en México.

El Programa de Energías Renovables en México de la Secretaría de Energía SENER (2007) menciona que se han identificado diferentes zonas con potencial para la explotación eólica para la generación eléctrica, como son: el Istmo de Tehuantepec, en el estado de Oaxaca, La Rumorosa en el estado de

Baja California, así como en los estados de Zacatecas, Hidalgo, Veracruz, Sinaloa, Tamaulipas y en la Península de Yucatán, entre otros. La Asociación Mexicana de Energía Eólica estima que estas zonas podrían aportar hasta 10,000 MW de capacidad al parque eléctrico nacional SENER (2008). En la figura 2.1.4 se presenta el atlas eólico del estado de Oaxaca.

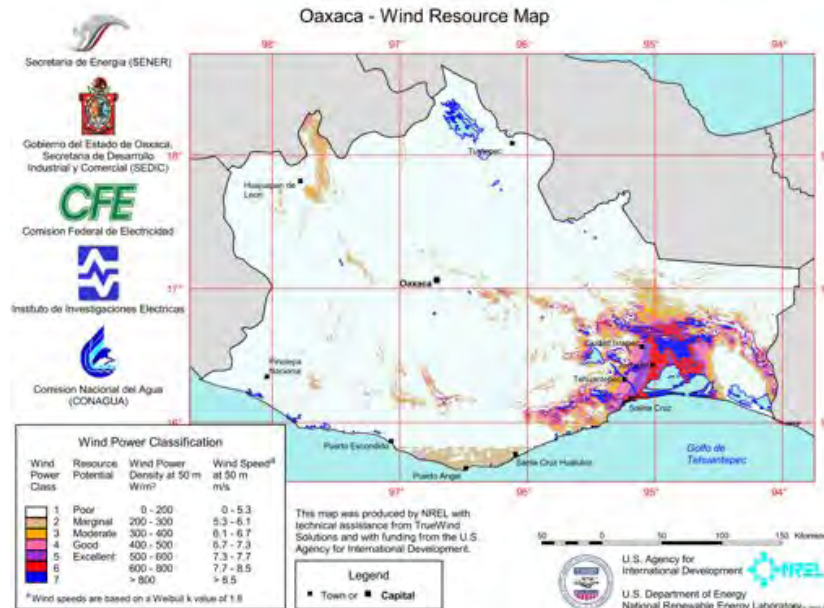


Figura 2.1.4: Atlas eólico del estado de Oaxaca (tomado de Wind Energy Resource Atlas of Oaxaca).

Para la Comisión Nacional para el uso Eficiente de la Energía (CONUEE) el conocimiento del recurso energético eólico en México está a nivel exploratorio y de reconocimiento. Sin embargo, las mediciones puntuales o de pequeñas redes anemométricas, realizadas principalmente por el Instituto de Investigaciones Eléctricas y algunas otras entidades o empresas, han servido para estimar, la existencia de vientos técnicamente aprovechables y económicamente viables en las siguientes regiones:

- **Sur del Istmo de Tehuantepec.** Esta región contiene un área del orden de 1000 km<sup>2</sup> expuesta a vientos muy intensos, dado un fenómeno monzónico entre el Golfo de México y el Golfo de Tehuantepec, donde aflora una corriente marina anormalmente caliente, originando un gradiente térmico y de presión que da lugar a un intenso viento del norte desde el otoño hasta la primavera Jaramillo and Borja (2004).
- **Península de Baja California.** Esta península dada su extensión geográfica, su baja densidad poblacional y eléctricamente alimentada por sistemas aislados, es un sitio con características óptimas para la explotación del viento O.A. Jaramillo and Miranda (2004).
- **Península de Yucatán.** La franca exposición de la península a los vientos alisios de primavera y verano, incrementados en su costa oriental por la brisa marina, y a los nortes en el invierno, hacen de Cabo Catoche, la costa de Quintana Roo y el oriente de Cozumel, zonas con potencial eólico interesante, para contribuir significativamente a los requerimientos de la península en apoyo de su generación termoeléctrica E. Cadenas (2010).

- *Altiplano norte.* Desde la región central de Zacatecas a la frontera con los Estados Unidos, el norte del país se ve influenciado por la corriente de chorro del mes de octubre a marzo, que se presenta de manera intensa y persistente, que como viento del poniente al impactar la Sierra Madre Occidental da lugar a innumerables sitios con potencial explotable. En la parte norte del estado de Coahuila existen áreas sumamente ventosas Mulás (2005).
- *Región Central.* En la región central del altiplano, prevalecen los vientos alisios de verano, desde Tlaxcala a Guanajuato, que en Pachuca, son más conocidos. Estos vientos complementan estacionalmente a los del altiplano norte y los del sur del Istmo de Tehuantepec. La complejidad orográfica de esta región, da lugar a la existencia de innumerables pasos y mesetas donde el viento podría ser energéticamente aprovechable Mulás (2005).
- *Las costas del país.* El extenso litoral mexicano y sus islas presentan por lo menos condiciones para generación eléctrica en pequeña escala Mulás (2005).

Como en el resto del mundo, la energía eólica ha tenido un importante crecimiento en los últimos años, colocándose como una de las principales fuentes renovables de generación eléctrica. En México, ya se han tenido experiencias en Baja California y Oaxaca y, a partir del año 2006, se inició el desarrollo de diversos parques eólicos bajo un proyecto que se denominó Temporada Abierta. En el cuadro 2.1 se presentan los proyectos eólicos para el periodo del periodo del 2007 al 2012 SENER (2007).

Cuadro 2.1: *Proyectos Eólicos 2007-2012. SENER (2007)*

PROYECTO	DESARROLLADOR	UBICACIÓN	MODALIDAD	CAPACIDAD
Oaxaca I	CFE	Oaxaca	PIE	101.4
La Venta	CFE	Oaxaca	Servicio Público	1.35
Guerrero Negro	CFE	BCS	Servicio Público	0.6
La Venta II	CFE	Oaxaca	Servicio Público	83.3
La Venta III	CFE	Oaxaca	PIE	101.4
Oaxaca II-IV	CFE	Oaxaca	PIE	304.2
Subtotal 1				592.5
Eurus	Acciona	Oaxaca	Autoabastecimiento	250.0
Parques Ecológicos de México	Iberdrola	Oaxaca	Autoabastecimiento	79.9
Fuerza Eólica del Istmo	Fuerza Eólica-Peñoles	Oaxaca	Autoabastecimiento	30.0
Eléctrica del Valle de México	EdF Energies Nouvelles-Mitsui	Oaxaca	Autoabastecimiento	67.5
Eoliatec del Istmo	Eoliatec	Oaxaca	Autoabastecimiento	21.2
Bii Nee Stipa Energía Eólica	CISA-Gamesa	Oaxaca	Autoabastecimiento	26.3
Desarrollos Eólicos Mexicanos	Demex	Oaxaca	Autoabastecimiento	227.5
Eoliatec del Pacífico	Eoliatec	Oaxaca	Autoabastecimiento	160.5
Eoliatec del Istmo (2da fase)	Eoliatec	Oaxaca	Autoabastecimiento	142.2
Gamesa Energía	Gamesa	Oaxaca	Autoabastecimiento	288.0
Vientos del Istmo	Preneal	Oaxaca	Autoabastecimiento	180.0
Energía Alterna Istmeña	Preneal	Oaxaca	Autoabastecimiento	215.9
Unión Fenosa Generación México	Unión Fenosa	Oaxaca	Autoabastecimiento	227.5
Fuerza Eólica del Istmo (2da fase)	Fuerza Eólica	Oaxaca	Autoabastecimiento	50.0
Centro Regional de Tecnología Eólica	IIE	Oaxaca	Pequeña Producción	5.0
Subtotal 2				1,971.5
Total				2,564.0

Las inversiones estimadas de estos proyectos superan los 60 mil millones de pesos y se espera que hacia el 2012 el 4 % de la energía eléctrica demandada en el país sea producida con energía eólica generando más de 10,000 empleos directos e indirectos durante la construcción y una demanda de 374 empleos para su operación SENER (2007).

Adicionalmente, se tienen cinco proyectos del programa eólico de la Comisión Federal de Electricidad que entrarán en operación entre 2010 y 2012. De los mismos, los proyectos La Venta III y Oaxaca I conforman el Parque Eólico del Bicentenario que están programados para entrar en operación hacia finales de 2010. Estos proyectos eólicos potenciales se presentan en el cuadro 2.3.

Cuadro 2.3: *Proyectos eólicos Potenciales en México. SENER (2007)*

PROYECTO	DESARROLLADOR	REGIÓN	MODALIDAD	MW	FECHA ENTRADA OPERACIÓN
Fuerza eólica de Baja California	Fuerza Eólica	Baja California	Exportación	300.0	ND
Mexico Wind	Unión Fenosa/Geobat	Baja California	Exportación	500.0	ND
ND	Cannon Power	Baja California	Exportación	200.0	ND
Baja Wind	Sempra Energy	Baja California	Exportación	250.0	2011
Baja California	Fuerza Eólica	Baja California	Autoabasto	10.0	ND
ND	Gobierno del Estado	Baja California	Autoabasto	10.0	ND
Los Vergeles	SEER	Tamaulipas	Autoabasto	160.0	2010
Eólica Santa Catarina.	Econergy	Nuevo León	Autoabasto	20.0	ND

Bajo este contexto, es importante desarrollar trabajos enfocados a la evaluación del recurso eólico, el país cuenta con un gran potencial el cual requiere de estudios confiables que garanticen una adecuada evaluación del recurso. En la siguiente sección se explican los elementos que comprenden a la energía eólica moderna.

## 2.2. La energía eólica moderna

En la presente sección se discuten los elementos que componen los aerogeneradores modernos, los cuales tienen como función la generación de energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento.

### 2.2.1. Turbinas eólicas modernas

Una turbina eólica o aerogenerador descrita por Manwell et al. (2002), es una máquina que convierte la energía del viento a energía eléctrica. En contraste, un molino de viento convierte la energía del viento en mecánica. Al igual que los generadores eléctricos, los aerogeneradores se conectan a redes eléctricas, las cuales pueden incluir circuitos de carga compuestos por baterías, sistemas de potencia eléctrica a escala residencial, redes eléctricas aisladas y grandes redes interconectadas.

Para entender cómo los aerogeneradores se emplean hoy en día, es de gran utilidad considerar algunos de los principios bajo los cuales operan. El proceso de transformación en las turbinas eólicas modernas usa los principios básicos de las fuerzas aerodinámicas para producir una torca positiva sobre un eje, dando como resultado energía mecánica y enseguida su transformación a electricidad por medio de un generador.

Las turbinas eólicas, a diferencia de cualquier otro generador, pueden producir energía sólo del viento que se encuentra disponible en el momento. De tal forma que la energía eléctrica de salida de estos dispositivos es variante en el tiempo y por lo tanto, cualquier sistema eléctrico que pretenda incluir aerogeneradores debe tener en cuenta la variabilidad de generación. En grandes redes, las turbinas de eólicas se utilizan para reducir la carga eléctrica, lo cual se refleja en un decremento en el número de generadores convencionales en operación o en una reducción en el combustible que consumen.

### Componentes

En la actualidad, el diseño más común de un aerogenerador es el de eje horizontal o HAWT, presentados en la figura 2.2.1, por su nombre en inglés *Horizontal Axis Wind Turbine*. Esto significa que su eje de rotación es paralelo al piso. Este tipo de rotores a su vez pueden ser clasificados de acuerdo con las siguientes características:

- Posición del rotor, barlovento o sotavento.
- Número de palas.
- Diseño del cubo del rotor.
- Orientación, libre o activo.



(a) Barlovento.



(b) Sotavento.

Figura 2.2.1: Aerogeneradores de eje horizontal.



Los principales subsistemas de un aerogenerador de eje horizontal son los siguientes y se muestran en la figura 2.2.3:

*El rotor* consiste en el cubo y las palas del aerogenerador, presentados en la figura 2.2.2. Estos se consideran los componentes más importantes para el rendimiento y el costo total del dispositivo. En la actualidad, la mayoría de las turbinas eólicas son a barlovento. Existen algunos diseños a sotavento y dos apas. Aerogeneradores con una pala se construyeron en el pasado y se han dejado de producir. Las palas en la mayoría de las turbinas están fabricadas por fibra de vidrio, plásticos reforzados y en algunas ocasiones por láminas de madera y resina epóxica.



Figura 2.2.2: *Cubo (a) y aspas (b) de un aerogenerador proyecto "Eurus", Juchitán, Oaxaca.*

*La caja de transmisión* está compuesta por las partes rotatorias del aerogenerador. Estas incluyen un eje de baja velocidad, del lado del rotor, una caja de engranes y un eje de alta velocidad (del lado del generador). El propósito de la caja de engranes es aumentar las revoluciones por minuto (entre 10 y 20 rpm) a una tasa razonable para un generador estándar (1500 a 2000 rpm). Hay dos tipos de cajas de engranes: de eje paralelo y planetario. Para máquinas con potencias mayores a los 500 kW, se emplean las cajas del tipo planetaria por su conveniencia en peso y tamaño. Algunos aerogeneradores especialmente diseñados utilizan generadores de baja velocidad y por lo tanto, no es necesario el uso de una caja de engranes.

*Generador.* Casi todos los aerogeneradores usan generadores de inducción o generadores síncronos. Ambos diseños requieren una velocidad de rotación constante cuando el generador se conecta directamente a la red.

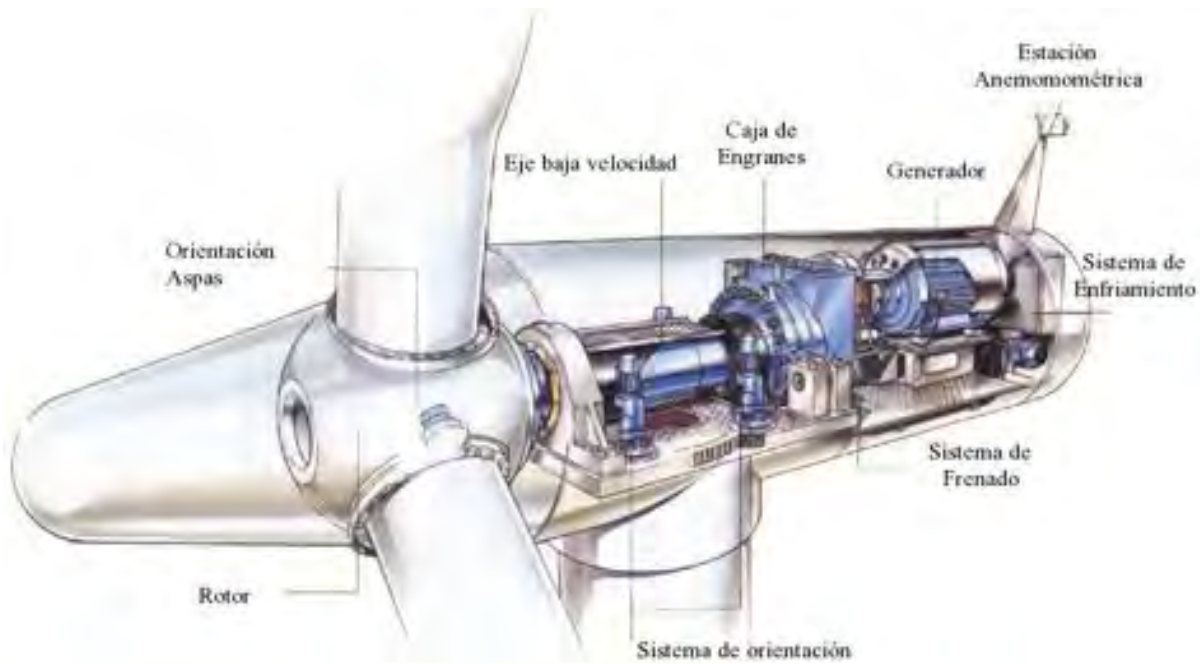


Figura 2.2.3: Componentes de un aerogenerador.

*Carcaza y sistema de orientación.* En esta descripción se incluyen la carcaza, el soporte estructural y el sistema engranado de orientación. El soporte estructural es la base donde los componentes mecánicos y eléctricos se sujetan y alinean. El sistema de orientación se requiere para mantener el eje del rotor alineado con el viento. El principal componente del sistema de orientación es un engrane que conecta el soporte estructural con la torre.

*Torre y cimientos.* Los principales tipos de torres usados en la actualidad son de tres tipos:

1. Tubo de metal.
2. Estructuras metálicas armadas.
3. Torres de concreto.

La altura de las torres es típicamente de 1 a 1.5 veces el diámetro del rotor. La elección de la torre está altamente influenciada por las características del sitio. La rigidez de la torre es un factor importante en la dinámica de la turbina eólica debido a la posibilidad de vibraciones entre el rotor y la torre.

*Controles.* El sistema de control para una turbina eólica es muy importante respecto a la operación de la máquina y producción de energía. El sistema de control incluye los siguientes componentes:

- *Sensores* - velocidad, posición, flujo, temperatura, corriente voltaje, etc.
- *Controles* - dispositivos mecánicos, circuitos eléctricos y computadoras.
- *Amplificadores de potencia* - interruptores, amplificadores eléctricos, bombas hidráulicas y válvulas.

En la figura 2.2.4, podemos observar los cimientos de un aerogenerador y las computadoras empleadas para el monitoreo y control.



Figura 2.2.4: Cimentación de un aerogenerador (a) y computadoras de monitoreo y control (b).

Las principales variables en el diseño y construcción de los aerogeneradores son:

- Número de palas, comúnmente dos o tres.
- Orientación del rotor: Barlovento o Sotavento.
- Material de la palas, método de construcción y perfil.
- Diseño del cubo: rígido o articulado.
- Control de la potencia vía aerodinámica o por ajuste en la orientación de palas.
- Velocidad del rotor fija o variable.
- Auto orientación o de control directo.
- Generador Síncrono o de inducción.
- Caja de engranes o transmisión directa al generador.

### Aerogeneradores de eje vertical

Algunos equipos eólicos de eje vertical basan su principio de operación en la fuerza de arrastre sobre superficies como es el molino de viento Savonius o el mismo principio de operación de los anemómetros de cazoletas. A excepción de estos dos sistemas, los demás equipos de eje vertical, como los diseños Darrieus, utilizan el principio de sustentación para la extracción de energía, presentado en la figura 2.2.5. La selección de utilización de equipos eólicos horizontales o verticales es independiente de la eficiencia de conversión ya que presentan valores similares. Sin embargo vale la pena contrastar algunas ventajas y desventajas de estos sistemas.



Figura 2.2.5: Aerogenerador eje vertical Darrieus (<http://commons.wikimedia.org>)

- El equipo de eje vertical (v.g. Darrieus), puede captar el viento en cualquier dirección, mientras que los equipos de eje horizontal requieren de un sistema de control para enfrentar el rotor con la dirección de viento.
- En los sistemas de eje vertical se pueden localizar en la base de la torre los subsistemas, como caja de cambios, generador eléctrico, frenos, controles, etc., facilitándose su mantenimiento. En los sistemas de eje horizontal estos subsistemas deberán estar colocados en lo alto de la torre (góndola o carcaza).
- Las turbinas eólicas de eje vertical de pocas aspas usualmente vienen provistos de un pequeño motor para iniciar el arranque y para facilitar la entrega de energía; mientras que los sistemas de conversión de eje vertical se diseñan para que arranquen sin ayuda externa, a velocidades adecuadas del viento.
- Los aerogeneradores de eje vertical más sólidos como el equipo Savonius requiere de un soporte estructural bastante firme, dadas las fuerzas que se generan en la conversión de energía, limitándose así la altura a la cual se puede instalar este equipo a unos cuantos metros desde el nivel del piso. Por el contrario, los de eje horizontal pueden tener torres más altas para emplazar el rotor a alturas mayores sobre la superficie donde la intensidad del viento es mayor.

### 2.3. El viento y la disponibilidad del recurso

Al depender la producción eléctrica de las condiciones climáticas de la región es importante conocer los mecanismos físicos-climáticos que están involucrados en la generación del viento. En esta sección se aborda un tópico importante en energía eólica, que son las características del viento y la disponibilidad

del recurso, ya que de aquí se desprenden los conocimientos reelevantes para la producción de energía eléctrica. Algunos de los temas que pueden ser abordados son:

- *Diseño de sistemas*: El diseño de los sistemas requiere de conocimiento de las condiciones del viento representativas, así como información de la naturaleza turbulenta del viento. Esta información es necesaria para el diseño de un aerogenerador en un sitio en particular.
- *Evaluación del rendimiento*: La evaluación del rendimiento requiere determinar la productividad energética y la efectividad del costo de un sistema eólico particular basado en el recurso disponible.
- *Montaje*: Los requerimientos para el montaje pueden incluir predicciones del sitio para una o más turbinas eólicas.
- *Operaciones*: Los requerimientos de operación para una central requieren información del recurso que puede ser empleado para el manejo de cargas o procedimientos operativos, como mantenimiento o vida útil del proyecto.

### 2.3.1. Características generales del recurso eólico

#### Patrón de circulación global

Los vientos globales son ocasionados por las diferencias de presión a través de la superficie de la Tierra debido al calentamiento irregular producido por la radiación solar. Por ejemplo, la cantidad de radiación absorbida en la superficie de la Tierra es mayor en el ecuador que en los polos. Esta variación de energía entrante genera celdas convectivas en las capas bajas de la atmósfera (la tropósfera). De este modo, en un modelo simple de flujo, el aire sale del ecuador y entra en los polos. La circulación de la atmósfera que resulta del calentamiento irregular es influenciado en gran medida por los efectos de la rotación de la Tierra manifestado por fuerzas de Coriolis, además de sufrir los cambios estacionales.

Las variaciones espaciales en transferencia de calor a la atmósfera terrestre crea variaciones en el campo de presión atmosférica que ocasiona movimientos de aire de zonas de alta a baja presión. El gradiente de presión en dirección vertical usualmente se cancela con la fuerza gravitacional. De este modo, el viento sopla predominantemente en el plano horizontal siendo una manifestación de los gradientes de presión atmosféricos. Al mismo tiempo, existen fuerzas que procuran mezclar las masas de aire que se encuentran a diferente temperatura y presión a lo largo de la superficie terrestre. En adición a las fuerzas gravitacionales y las derivadas de los gradientes de presión, existen fuerzas de inercia en el aire, fuerzas originadas por la fricción de la Tierra con el aire y las originadas por la rotación terrestre, la influencia de cada una de estas fuerzas en los sistemas atmosféricos de viento varía dependiendo de la escala de movimiento considerado.

Como se muestra en la figura 2.3.1 la circulación del viento alrededor del mundo involucra patrones a gran escala, prevaleciendo aquellos cercanos a la superficie. Debe mencionarse que este modelo es una sobresimplificación porque no refleja el efecto que las masas de tierra tienen en la distribución de los vientos.

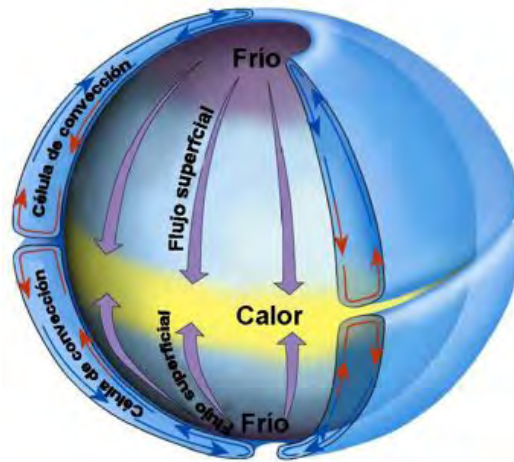


Figura 2.3.1: Patrón de circulación global

### Mecánica del movimiento del viento

Uno de los modelos más simples que describe el movimiento del viento en la mecánica atmosférica considera cuatro fuerzas atmosféricas Manwell et al. (2002): Estas incluyen fuerzas de presión, de Coriolis ocasionadas por la rotación de la Tierra, inerciales ocasionadas por movimientos circulares de gran escala y de fricción producidas por la superficie de la Tierra.

La Fuerza de presión en el aire (por unidad de masa),  $F_p$  está dada por:

$$F_p = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial \hat{n}}, \quad (2.3.1)$$

donde  $\rho$  es la densidad del aire y  $\hat{n}$  es la dirección normal a las líneas isobaras.

La fuerza de Coriolis (por unidad de masa),  $F_c$  se expresa como:

$$F_c = fU, \quad (2.3.2)$$

donde  $U$  es la velocidad del viento, y  $f$  es el parámetro de Coriolis [ $f = 2\omega \sin(\phi)$ ] donde  $\phi$  representa la latitud y  $\omega$  la rotación angular de la Tierra. Por lo tanto, la magnitud de la fuerza de Coriolis depende de la velocidad del viento y de la latitud. La dirección de la fuerza de Coriolis es perpendicular a la dirección del movimiento del aire. El resultado de estas dos fuerzas se denomina como viento geostrófico y es paralelo a las isobaras.

La magnitud del viento geostrófico,  $U_g$ , es una función del balance de fuerzas y está dado por:

$$U_g = -\frac{1}{f\rho} \frac{\partial p}{\partial n} \quad (2.3.3)$$

Este es un caso idealizado, dada la presencia de áreas de alta y baja presión las líneas de presión constante se curvan. Esto impone una nueva fuerza en el viento, una fuerza centrífuga. Al viento resultante se le denomina viento gradiente  $U_{gr}$ , el cual es también paralelo a las isobaras y es el resultado del balance de fuerzas:

$$U_{gr}^2 = -fU_{gr} - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial n} \quad (2.3.4)$$

Como podemos observar este modelo no incluye una visión termodinámica, siendo esta variable la más importante dentro de la descripción atmosférica.

### Otros patrones de circulación atmosférica

El patrón de circulación general descrito anteriormente representa en mejor forma un modelo de circulación en una superficie esférica lisa. En realidad, la superficie de la Tierra varía considerablemente con grandes extensiones de océano y masas de tierra. Esta diferencia entre superficies puede afectar el flujo de aire debido a la variaciones en los cambios de presión, la absorción de la radiación solar y la cantidad de humedad disponible.

Los océanos actúan como grandes sumideros de energía, por consiguiente, el movimiento del aire comúnmente esta acoplado con la circulación oceánica. Todos estos efectos conducen a presiones diferenciales que afectan los vientos globales y muchos de los vientos regionales. Además, los calentamientos o enfriamientos locales ocasionan vientos locales persistentes que se presentan diariamente; como ejemplo de este fenómeno podemos mencionar las brisas de mar y los vientos de montaña.

Según Rohatgi and Nelson (1994), la circulación a pequeña escala puede ser dividida en circulación secundaria y terciaria. La circulación secundaria ocurre si los centros de alta o baja presión son ocasionados por los calentamientos o enfriamientos de la atmósfera baja. La circulación secundaria incluye los siguientes fenómenos:

- Huracanes.
- Circulación Monsónica.
- Ciclones extratropicales.

La circulación terciaria es de escala pequeña, y son circulaciones caracterizadas por vientos locales como:

- Brisas mar-tierra.
- Vientos valle-montaña.
- Vientos Fohen.
- Tormentas eléctricas.
- Tornados.

#### 2.3.2. Características generales del viento

Los movimientos atmosféricos varían en tiempo (segundos a meses) y espacio (centímetros a cientos de kilómetros). En la figura 2.3.2 se resumen las variaciones atmosféricas en tiempo y espacio. Cabe mencionar que las variaciones espaciales dependen generalmente de la altura sobre la superficie y las condiciones geográficas de la región.

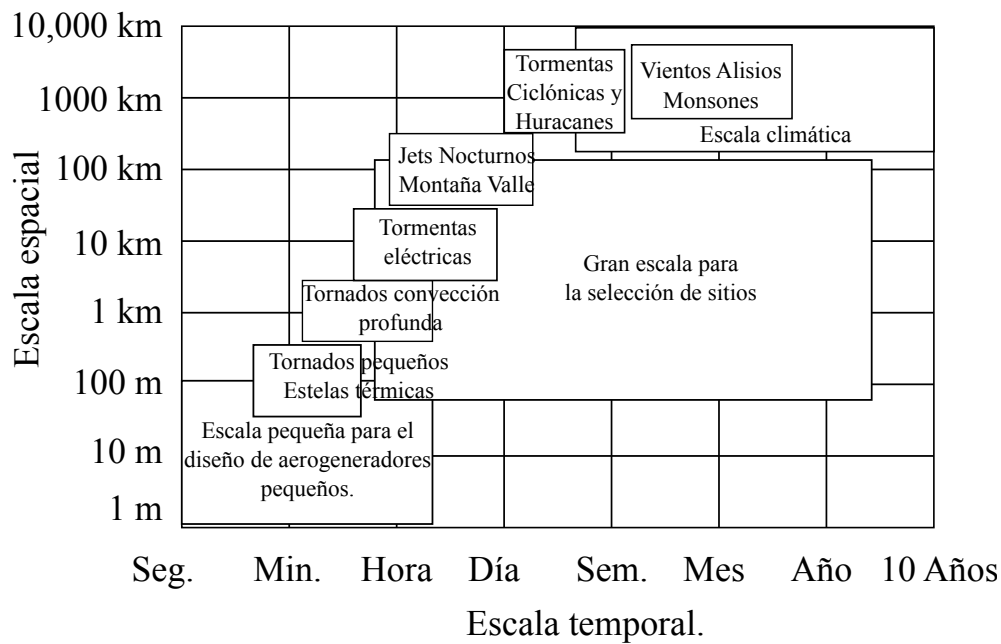


Figura 2.3.2: Escalas temporales y espaciales de los movimientos atmosféricos. (Tomada de Manwell et al. (2002))

### Variaciones en el tiempo

Una práctica convencional propuesta por Manwell et al. (2002), las variaciones de las velocidades del viento pueden ser divididas en las siguientes categorías:

- *Inter-anual*, este tipo de variaciones en las velocidades de viento ocurren sobre escalas de tiempo mayores a un año. Estas variaciones pueden tener grandes efectos en las producciones a largo plazo de una turbina eólica. La habilidad de estimar la variabilidad interanual en un sitio es casi tan importante como estimar la velocidad media a largo plazo. Los meteorólogos generalmente concluyen que toma cerca de treinta años de datos para determinar los valores del clima a largo plazo, y por lo menos 5 años para determinar la velocidad media anual en una localidad determinada. Sin embargo, registros a pequeñas escalas de tiempo son útiles. Aspliden et al. (1986) menciona que el registro de un año de datos es generalmente suficiente para predecir velocidades promedio a largo plazo.
- *Anual*, variaciones significativas estacionales o mensuales son comunes en todo el mundo.
- *Diurno*, en las latitudes tropicales y templadas pueden presentarse grandes variaciones en el viento a lo largo del día. Este tipo de variaciones en la velocidad del viento se debe al calentamiento heterogéneo en la superficie de la Tierra ocasionado por el ciclo de radiación diario. Una variación típica diurna se manifiesta con un incremento en la velocidad del viento durante el día, por otro lado, las velocidades registradas más bajas entre la media noche y el amanecer. Los mayores cambios diurnos ocurren en primavera y verano, y los menores se presentan durante el invierno. Un hecho importante de mencionar es que este tipo de variaciones se presentan de diferentes formas dependiendo de la altura sobre el nivel del mar.



- *Corto plazo*, las variaciones a corto plazo de interés son las ráfagas y la turbulencia. Es generalmente aceptado que las variaciones en las velocidades de viento con periodos que van de un segundo a los diez minutos tienen un carácter estocástico y se considera que representan turbulencia. Una ráfaga es un evento discreto en un campo de velocidades turbulento. Una manera de caracterizar las ráfagas es medir amplitud, tiempo de crecimiento, la variación máxima de la ráfaga y su duración.

### 2.3.3. Estimación del potencial eólico.

Una vez que se conocen los principios de generación del viento se presenta la metodología empleada para la estimación del potencial de energía eólica en una región y sus capacidades de producción energética Manwell et al. (2002). Como se muestra en la figura 2.3.3 puede determinarse la masa del flujo de aire  $dm/dt$ , a través del disco del rotor de área  $A$ .

De la ecuación de continuidad de mecánica de fluidos, la razón del flujo de masa es una función de la densidad del aire  $\rho$ , y la velocidad del aire  $U$  (recordemos que la velocidad del viento es dependiente del tiempo) y está dada por:

$$\frac{dm}{dt} = \rho AU \quad (2.3.5)$$

La energía cinética por unidad de tiempo  $P$ , o potencia, del flujo está dado por:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} U^2 = \frac{1}{2} \rho AU^3 \quad (2.3.6)$$

La potencia eólica por unidad de área,  $P/A$  o densidad de potencia eólica es:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad (2.3.7)$$

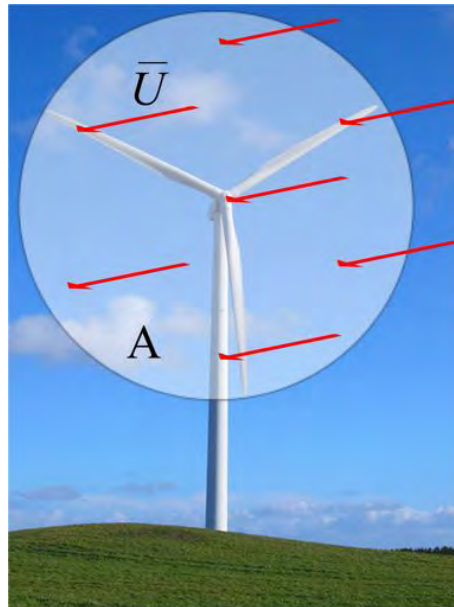


Figura 2.3.3: Flujo de aire a través del disco del rotor; Área  $A$  y velocidad de viento  $U$

De las tres ecuaciones podemos notar los siguientes hechos importantes:

- La densidad de potencia eólica es proporcional a la densidad del aire. Para condiciones estándares (nivel del mar, 15°C) la densidad del aire es considerada como  $1,225\text{kg/m}^3$ .
- La potencia del viento es proporcional al área de barrido del rotor.
- La densidad de potencia eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento.

El potencial de producción de una turbina eólica debe tener en consideración la mecánica del fluido a través del rotor, la aerodinámica, así como la eficiencia de la combinación rotor generador. En la práctica, eficiencias del 45 % han sido alcanzadas en las turbinas eólicas modernas de eje horizontal.

Si las condiciones no son adecuadas para la instalación del aerogenerador a la altura estudiada, es posible elevar la altura y extrapolar las velocidades para encontrar condiciones de viento adecuadas usando la *ley de perfil de potencia* dada por;

$$\frac{U(z)}{U(z_r)} = \left(\frac{z}{z_r}\right)^{\alpha_j} \quad (2.3.8)$$

Donde  $z_r$  es la altura y  $U(z_r)$  la velocidad de referencia, mientras que  $\alpha_j$  se calcula usando la correlación de Justus Manwell et al. (2002).

$$\alpha_j = \frac{0,37 - 0,088 \ln(z_r)}{1 - 0,088 \left(\frac{z_{ref}}{10}\right)} \quad (2.3.9)$$

Una vez que se ajusta la distribución óptima, se busca un aerogenerador que opere en la distribución de frecuencias obtenida.

## 2.4. Análisis de datos eólicos y la estimación del recurso

Ya que conocemos el potencial energético colectable de una región, es importante manejar las herramientas estadísticas que nos permitirán hacer una estimación del recurso utilizando las velocidades registradas por el aparato de medición y las características particulares de un aerogenerador. Para ello es importante conocer las variables que definen la producción de energía en una turbina eólica.

La estimación del recurso eólico consiste en la determinación de la productividad energética de un aerogenerador colocado en el sitio donde el registro de velocidades de viento se llevó a cabo.

La potencia disponible del viento está dada por 2.3.6. En la práctica, la potencia disponible de una turbina eólica,  $P_w$ , está dada por la curva de potencia de la máquina y está compuesta por tres velocidades características:

- *La velocidad de arranque*  $V_{in}$ , es la velocidad del viento en la cual la turbina comienza a generar energía.
- *Velocidad nominal*  $V_n$ , esta velocidad es a partir de la cual el aerogenerador entrega su potencia nominal.
- *Velocidad de Corte*  $V_{out}$ , es la velocidad del viento en la cual el aerogenerador sale de operación para evitar daños en el dispositivo.

En la figura 2.4.1 se muestra una curva de potencia típica y sus tres velocidades características.

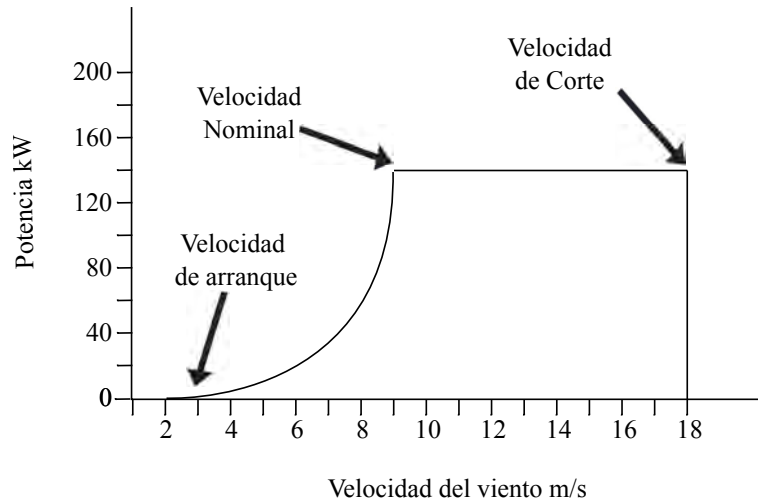


Figura 2.4.1: Curva típica de potencia de un aerogenerador.

### 2.4.1. Métodos directos para el análisis de datos, caracterización del recurso y productividad del aerogenerador

#### Uso directo de los datos

Supongamos que tenemos una serie de  $N$  registros de velocidades de viento  $U_i$ , cada uno promediado sobre el tiempo para un intervalo  $\Delta t$ . Este conjunto de datos puede ser empleado para calcular los siguientes parámetros Manwell et al. (2002):

La velocidad promedio,  $\bar{U}$ , sobre el periodo total del registro de velocidades, y está dado por:

$$\bar{U} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i \quad (2.4.1)$$

La desviación estándar  $\sigma_U$  de las velocidades promedio individuales;

$$\sigma_U = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (U_i - \bar{U})^2} = \sqrt{\frac{1}{N-1} \left\{ \sum_{i=1}^N U_i^2 - N\bar{U}^2 \right\}} \quad (2.4.2)$$

La densidad de potencia promedio,  $\bar{P}/A$ , que es la potencia eólica promedio por unidad de área se calcula con:

$$\bar{P}/A = \frac{1}{2} \rho \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i^3 \quad (2.4.3)$$

Análogamente, la densidad de energía eólica  $\bar{E}$  por unidad de área  $A$  para un periodo de tiempo  $N\Delta t$  está dado por:

$$\bar{E}/A = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^N U_i^3 = (\bar{P}/A) (N\Delta t) \quad (2.4.4)$$

Potencia media del aerogenerador,  $\bar{P}_w$ , es:

$$\bar{P}_w = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_w(U_i) \quad (2.4.5)$$

donde  $P_w(U_i)$  es la potencia de salida definida por la curva de potencia del aerogenerador.

La energía de un aerogenerador,  $E_w$ :

$$E_w = \sum_{i=1}^N P_w(U_i) (\Delta t) \quad (2.4.6)$$

De esta forma es posible estimar la producción de energía eléctrica con un aerogenerador determinado.

### Método de bins.

El método de bins Manwell et al. (2002) también provee un camino para resumir los datos de viento para determinar la producción esperada del aerogenerador. Para ello, los datos deben de ser separados en intervalos, los cuales, recomendablemente deben tener el mismo tamaño. Supongamos que los datos están separados en  $N_B$  bins con un ancho de clase  $w_j$ , puntos medios  $m_j$  y con  $f_j$  como la frecuencias para cada bin, de tal forma que;

$$N = \sum_{j=1}^{N_B} f_j \quad (2.4.7)$$

Los valores de las ecuaciones 2.4.1-2.4.3, 2.4.5 y 2.4.6 se determinan por las siguientes expresiones;

$$\bar{U} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N_B} m_j f_j \quad (2.4.8)$$

$$\sigma_U = \sqrt{\frac{1}{N-1} \left\{ \sum_{j=1}^{N_B} m_j^2 f_j - N (\bar{U})^2 \right\}} = \sqrt{\frac{1}{N-1} \left\{ \sum_{j=1}^{N_B} m_j^2 f_j - N \left( \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N_B} m_j f_j \right)^2 \right\}} \quad (2.4.9)$$

$$\bar{P}/A = \frac{1}{2} \rho \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N_B} m_j^3 f_j \quad (2.4.10)$$

$$\bar{P}_w = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N_B} P_w(m_j) f_j \quad (2.4.11)$$

$$E_w = \sum_{j=1}^{N_B} P_w(m_j) f_j \Delta t \quad (2.4.12)$$

### 2.4.2. Análisis estadístico de los datos de viento

Un análisis estadístico puede emplearse para determinar el potencial de energía eólica para un sitio determinado y en consecuencia, tener los elementos necesarios para calcular un estimado de la energía extraíble del lugar. El desarrollo de esta metodología puede encontrarse en Justus (1978), Johnson (1985), Rohatgi and Nelson (1994). Si la serie de tiempo medida se encuentra disponible para la localidad de interés, el uso de distribuciones de probabilidad y herramientas estadísticas es de gran utilidad.

El desarrollo de esta metodología se basa en el uso de funciones de densidad de probabilidad  $f dp$  que en este caso definiremos como  $p(U)$ , las cuales se abordarán con mayor detalle en el siguiente capítulo.

Una manera de definir la  $f dp$  en este contexto es que la probabilidad de que una velocidad de viento  $U$  se presente entre  $U_a$  y  $U_b$  está dada por;

$$p(U_a \leq U \leq U_b) = \int_{U_a}^{U_b} p(U) dU \quad (2.4.13)$$

con;

$$\int_{U_a}^{U_b} p(U) dU = 1 \quad (2.4.14)$$

Si  $p(U)$  es conocida, los siguientes parámetros pueden ser calculados:

$$E(U) = \int_0^{\infty} U p(U) dU \quad (2.4.15)$$

donde  $E(U)$  se conoce como el valor esperado, si  $p(U)$  es una distribución normal,  $E(U) = \bar{U}$ .

El segundo momento se calcula a partir de:

$$\mu_2 = \sqrt{\int_0^{\infty} (U - E(U))^2 p(U) dU} \quad (2.4.16)$$

La densidad de potencia eólica media  $\bar{P}/A$

$$\bar{P}/A = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} U^3 p(U) dU \quad (2.4.17)$$

Otro parámetro estadístico importante es la función de distribución acumulada  $F(U)$ :

$$F(U) = \int_0^U p(U') dU' \quad (2.4.18)$$

o bien:

$$p(U) = \frac{dF(U)}{dU} \quad (2.4.19)$$

Esta función se emplea con frecuencia en la determinación del mejor ajuste de un modelo estadístico a un conjunto de datos experimentales.

## 2.5. Producción eléctrica: estimación por técnicas estadísticas

Una vez seleccionada la  $f_{dp} p(U)$  que representa el régimen de viento de la localidad, y se cuenta con la curva de potencia del aerogenerador de interés,  $\bar{P}_w$  está dado por:

$$\bar{P}_w = \int_0^{\infty} P_w(U)p(U)dU \quad (2.5.1)$$

También es posible determinar la curva de potencia de un aerogenerador basado en la potencia disponible del viento y el coeficiente de potencia del rotor,  $C_p$ . El resultado es la siguiente expresión para  $P_w(U)$ :

$$P_w(U) = \frac{1}{2}\rho AC_p\eta U^3 \quad (2.5.2)$$

donde  $\eta$  es la eficiencia del generador y el rotor. El coeficiente de potencia del rotor es definido por:

$$C_p = \frac{P_{rotor}}{\frac{1}{2}\rho AU^3} \quad (2.5.3)$$

Es importante mencionar que los métodos son equivalentes, para tener una estimación adecuada se deben incluir las eficiencias de de los sistemas mecánicos y eléctricos que intervienen en la transformación de la energía.

## 2.6. Medición del viento e instrumentación

El uso del registro anemométrico requiere que elementos adicionales como los parámetros del sitio (ubicación, altura, periodo de registro), sensores (características y calibración), y las características de los datos registrados deben ser obtenidos. Es importante mencionar que existen tres tipos de sistemas de instrumentos empleados para el registro de la velocidad del viento:

- Instrumentos usados por los servicios meteorológicos nacionales.
- Instrumentos diseñados específicamente para medir y caracterizar el recurso eólico.
- Instrumentos específicamente diseñados para altas tasas de muestreo para determinar ráfagas, turbulencia y flujos específicos de la turbina para analizar su respuesta.

Para cada aplicación eólica, el tipo y la cantidad de instrumentación requerida varía ampliamente.

### 2.6.1. Generalidades de instrumentación

Las aplicaciones en energía eólica usan los siguientes instrumentos meteorológicos:

- *Anemómetros*: para medir la velocidad del viento.
- *Veletas*, las cuales indican la dirección de la cual proviene el viento.
- *Termómetros*.

- *Barómetros.*

Para el desarrollo de este trabajo nos enfocaremos en los anemómetros y veletas. Antes de discutir los sistemas de instrumentación, es importante realizar una breve reseña acerca de los sistemas de medición.

1. Componentes del sistema.

- *Sensores*; un sensor es un dispositivo que reacciona a cambios en el ambiente. Como ejemplos se pueden mencionar un anemómetro de copa o un alambre caliente, el primer anemómetro reacciona a la fuerza del viento mientras que el alambre caliente reacciona al flujo del viento vía una respuesta térmica.
- *Transductores*; son dispositivos que convierten energía de un tipo a otro. En el caso de la medición de las velocidades del viento usualmente se refiere al dispositivo que convierte un movimiento mecánico en una señal eléctrica.
- *Acondicionadores de señal*; este componente del sistema se encarga de abastecer energía al sensor cuando es requerido, recibe la energía del sensor y la convierte en una señal que pueda ser empleada por un sistema de registro o impresión.
- *Sistema de registro*; estos sistemas son dispositivos que almacenan y/o imprimen los datos obtenidos por la combinación de los tres elementos anteriores.

2. Caracterización de instrumentos.

- *Resolución*; está definida como la unidad más pequeña de la variable detectable por el sensor. Como ejemplo, un sensor puede tener una resolución de  $\pm 0.1 m/s$  ó  $\pm 1 m/s$ , dependiendo del instrumento. El tipo de sistema de registro también puede limitar la resolución.
- *Exactitud*; es la medida de la cercanía del resultado con respecto al valor verdadero, está relacionada a la incertidumbre o error sistemático Verma (2005).
- *Precisión*; es la medida de como el resultado ha sido obtenido sin ninguna referencia a lo que significa el resultado, es la incertidumbre asociada a los errores aleatorios Verma (2005).
- *Error*; El error es la diferencia entre el registro y el valor verdadero para una variable medida.
- *Confiabilidad*; la confiabilidad de un instrumento es una medición de la probabilidad de que continúe su desempeño dentro de ciertos límites de error para un tiempo específico bajo ciertas condiciones.
- *Repetibilidad*; esta característica del instrumento es la cercanía en un número consecutivo de mediciones para un mismo valor de entrada, siempre que las mediciones sean hechas bajo las mismas mediciones.
- *Reproducibilidad*; se refiere la cercanía a una misma cantidad para un conjunto de mediciones individuales realizadas bajo distintas condiciones.

3. Características del instrumento.

- *Constante del tiempo*; es el periodo de tiempo que requiere un sensor para generar una respuesta de 63.2%<sup>1</sup> para un cambio paso a paso en una señal de entrada.
- *Distancia constante*; esta característica se refiere a la longitud del flujo del fluido que requiere cruzar el sensor para causar una respuesta del 63.2% para un cambio paso a paso.
- *Tiempo de respuesta*; es el tiempo requerido para registrar el cambio de un porcentaje designado (usualmente 90% o 95%) en un paso para la variable medida.
- *Tasa de muestreo*; es la frecuencia (Hz) en la cual se muestrea la señal. Puede ser una función del sistema de colección de datos.
- *Resolución*; se define como el cambio más pequeño de una variable que causa un cambio detectable en el instrumento de medición.
- *Sensibilidad*; es la mínima magnitud en la señal de entrada requerida para producir una determinada magnitud en la señal de salida, dada una determinada relación señal/ruido, u otro criterio especificado.

### 2.6.2. Instrumentación para la medición de la velocidad del viento

Los sensores empleados para la medición de la velocidad del viento pueden ser clasificados de acuerdo con su principio de operación ASME (1989):

- Transferencia de Momento; copa, propela y placas de presión.
- Presión en sensores estacionarios; tubos de pitot y esferas de arrastre.
- Transferencia de Calor; alambres y películas calientes.
- Efecto Doppler; acústicos y láser.
- Métodos especiales; desplazamiento de iones, desplazamiento de vórtices.

A pesar de la cantidad de instrumentos disponibles para la medición de la velocidad del viento, en la mayoría de las aplicaciones de energía eólica solamente cuatro de los sistemas antes mencionados se emplean con mayor frecuencia y son:

- Anemómetros de copa.
- Anemómetros de propela.
- Anemómetros de cometa.
- Sensores acústicos Doppler.

Un análisis de la confiabilidad de estos instrumentos de medición se desarrollará en el capítulo 4 "Análisis de la confiabilidad".

<sup>1</sup>La constante de tiempo es el tiempo necesario para que:

- Un capacitor (condensador) se cargue a un 63.2% de la carga total (máximo voltaje).
  - Un inductor (bobina) este siendo atravesada por el 63.2% de la corriente total (máxima corriente).
- Después de que una fuente de corriente directa se haya conectado a un circuito RC o circuito RL.



### 2.6.3. Instrumentos de medición para la dirección del viento

La medición de la dirección del viento normalmente se realiza mediante una veleta, la cual tiene un contrapeso en uno de los extremos de la varilla la cual está fija a un eje. En algunas ocasiones, las copas del anemómetro y veleta se instalan sobre el mismo eje vertical. Sin embargo, en el caso de las propelas, la veleta es una parte del eje de la propela. La veleta requiere de un mínimo de fuerza para iniciar movimiento. El umbral de velocidades de viento comúnmente es de  $1\text{ m/s}$ .

Este tipo de dispositivos generalmente producen señales por contacto o potenciómetros. La precisión obtenida por los potenciómetros es mayor que la ofrecida por contacto, sin embargo, el costo de los potenciómetros suele ser mayor. Como en el caso de los anemómetros de copa o propela, las veletas presentan problemas ocasionados por el medio ambiente (hielo, sal o polvo) afectando la fiabilidad del mismo.

### 2.6.4. Torres anemométricas

Dado que es deseable tener un registro de las velocidades del viento a la altura del aerogenerador, es necesario emplear torres anemométrica que alcanzan una altura de los 20 a 150 metros como la que se muestra en la figura 2.6.1. Las torres de instrumentación pueden ser de los siguientes tipos:

- Auto soportadas.
- Torres entramadas o tubulares.
- Torres entramadas de celosía.

Para más detalles sobre este tema ver Bailey et al. (1996). Finalmente, podemos mencionar que las torres de celosía que pueden ser instaladas desde la tierra (no es necesario el uso de grúas para su montaje), son las torres que se usan comúnmente en la actualidad. Estas torres han sido diseñadas específicamente para mediciones de velocidades y tienen la cualidad de ser ligeras y transportadas con facilidad. Al requerir poca cimentación pueden ser instaladas en menos de un día.



Figura 2.6.1: Torre de medición.

### 2.6.5. Sistemas de recopilación de datos

En el desarrollo de un programa de medición del viento se debe seleccionar el tipo de sistema de recopilación de datos capaz de mostrar, registrar y analizar los datos obtenidos de los sensores y transductores. Los dispositivos para la recopilación y almacenamiento de los datos generalmente se dividen en las siguientes cuatro clases:

- Contadores; son los sistemas de registro más simples, ya que sólo registra la cantidad total de viento que cruza el sensor. Para calcular la velocidad del viento se debe conocer el tiempo total transcurrido.
- Cintas magnéticas (en desuso).
- Dispositivos de estado sólido. Este sistema emplea sistemas de almacenamiento de datos tipo estado sólido, los cual permite el almacenamiento de grandes cantidades de información.
- Red telefónica celular. Este sistema de recopilación de datos emplea la red telefónica para conectarse al equipo de registro sin la necesidad de realizar la descarga en el sitio.

En general, el método empleado para manejar una gran cantidad de datos consiste en el uso de *data loggers* por medio de una computadora personal. En el mercado existen sistemas de registro capaces de registrar velocidades promedio y direcciones, así como máximos, mínimos, desviaciones estándar e intervalos de tiempo promediados. El acceso a los registros puede hacerse directamente del instrumento o vía modem.

Los métodos de registro de datos son variados, cada uno tiene sus ventajas y desventajas. El cuadro 2.4 presenta una descripción de dichos métodos.

Cuadro 2.4: Descripción de las principales clases de los sistemas de medición de viento según la AWEA.

Clase	Capacidad de almacenamiento	Medio de registro	Aplicación Primaria	Comentarios
I	Ninguno	Manual	Tiempo Real, datos instantáneos	Equipo de bajo costo; el factor humano puede introducir error
II	Registro único	Contador o electrónico	Promedios semanales o mensuales	Sistema mínimo para velocidades promedio o energía anual
III	Registros múltiples secuenciales y procesados	Tablas; cintas magnéticas; estado sólido	Datos resumidos por intervalos, análisis estadístico detallado	Arreglo de datos; procesamiento interno; almacenamiento de datos

### 2.6.6. Componentes del análisis de velocidades de viento

Los datos producidos por un sistema de monitoreo del viento pueden ser analizados de la siguiente forma:

1. Promedio de las velocidades horizontales del viento sobre ciertos intervalos de tiempo.
2. Variaciones en las velocidades horizontales del viento sobre los intervalos de tiempo (desviación estándar, intensidad de la turbulencia, máximos)
3. Velocidad media horizontal.
4. Distribuciones de viento y direcciones.
5. Persistencia, que es la duración de la velocidad del viento dentro de un rango de tiempo determinado.
6. Determinación de los parámetros de ráfaga.
7. Análisis estadístico, incluyendo autocorrelación, densidad de potencia espectral, escalas de tiempo, y correlación con mediciones cercanas.
8. Análisis de las componentes de la velocidad.
9. Variaciones diurnas, estacionales, anuales, interanuales y direccionales de los parámetros anteriores.

Como se verá en el siguiente capítulo, una distribución de frecuencias es útil para un análisis de las magnitudes de las velocidades del viento. En cuanto a las direcciones el diagrama empleado es una rosa de vientos, el cual es un histograma generado en un sistema de coordenadas polar. El diagrama muestra la distribución temporal de la dirección del viento así como la azimutal, y es una herramienta útil para visualizar los datos anemométricos en un estudio de sitio. La figura 2.6.2 ilustra la forma más común de este tipo de diagramas, que consiste en varios círculos concéntricos igualmente espaciados con 16 líneas radiales igualmente separadas, cada línea representa una dirección de la brújula. La longitud de la línea es proporcional a la frecuencia. Las condiciones de calma se indican en el centro del diagrama 2.6.2. Las líneas mas largas identifican las direcciones de viento prevalentes.

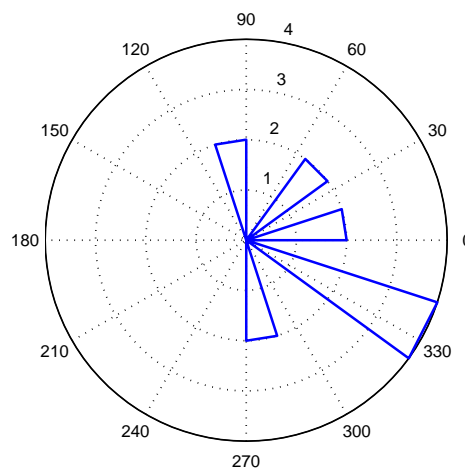


Figura 2.6.2: Ejemplo de diagrama rosa de los vientos.

En este punto, ya se conocen todos los elementos necesarios relacionados a la energía eólica como abastecedora de energía eléctrica. En el siguiente capítulo se abordarán los elementos relacionados a la evaluación del recurso eólico desde una perspectiva de estadística univariada.

## Capítulo 3

# Estadística univariada para el análisis de datos atmosféricos

La evidente dependencia entre la generación de energía eléctrica y el régimen de velocidades de viento en una región de interés hacen indispensable abordar el estudio de este fenómeno desde una perspectiva climática, por lo tanto, es fundamental discutir las herramientas matemáticas empleadas en ello.

Para Storch and Zwiers (2007) el clima es un sistema dinámico influenciado tanto por factores globales como locales, de manera tal que se puede afirmar que los modelos generados en teoría del clima no son deterministas en el sentido práctico: un cambio en las condiciones iniciales del modelo provocaría resultados completamente diferentes.

Los siguientes factores nos permiten asegurar que el sistema climático es congruente con un pensamiento estadístico:

1. El clima es controlado por innumerables factores. Sólo una pequeña porción de estos factores puede ser considerada, mientras que el resto son interpretados necesariamente como ruido de fondo. Los detalles en la generación de este ruido no son importantes, lo que es importante es que dicho ruido es una fuente interna de variación en el sistema climático.
2. La dinámica del clima no es lineal.
3. La dinámica del clima es disipativa. Los procesos hidrodinámicos transportan energía de grandes a pequeñas escalas espaciales. La energía se disipa mediante la fricción con la tierra y por medio del arrastre gravitatorio a grandes escalas.

En este sentido es obligado conocer el manejo de los datos atmosféricos desde un punto de vista de ciencias de la atmósfera, lo cual nos remite a profundizar en el estudio de la estadística univariada como herramienta deductiva.

Las variables atmosféricas comúnmente presentan correlación estadística con sus valores presentes o futuros. En la terminología de ciencias de la atmósfera, esta dependencia a través del tiempo se conoce usualmente como persistencia, la cual puede ser definida como la existencia de dependencia estadística entre los valores sucesivos de la misma variable, o entre ocurrencias sucesivas de un evento dado. Es el principio de persistencia el que justifica un tratamiento estadístico ya que supone que no existen grandes cambios en la variable climática de estudio a lo largo del tiempo.

## 3.1. Estadística Univariada

Fundamentalmente, la estadística está relacionada con la incertidumbre. Evaluar y cuantificar la incertidumbre así como hacer inferencias y predicciones son parte de la estadística. No debe sorprender entonces que la estadística tenga muchos roles en el juego de ciencias de la atmósfera debido a su incertidumbre inherente.

Es conveniente dividir la estadística en dos grandes áreas: la estadística descriptiva y la inferencial. Ambas son relevantes en el ámbito de las ciencias atmosféricas.

Para Wilks (2006) la estadística descriptiva se relaciona a la organización y concentración de los datos. La estadística inferencial es tradicionalmente entendida como el conjunto de procedimientos y métodos empleados para generar conclusiones respecto a los datos generados por los procesos.

### 3.1.1. Análisis estadístico en la atmósfera

Bajo el contexto de la estadística descriptiva e inferencial se encuentra la noción de incertidumbre. Si los procesos atmosféricos fueran constantes o estrictamente periódicos, el describirlos sería tarea sencilla. La atmósfera presenta variaciones y fluctuaciones que dependen de muchas variables.

Esta incertidumbre motiva a la recolección y el análisis de grandes conjuntos de datos. Por esta razón es tan difícil predecir las condiciones climáticas. En Wilks (2006) se menciona que la aleatoriedad no es un estado de "impredicibilidad" o de "no información", como se ha pensado algunas veces. Mejor dicho, la aleatoriedad significa "no precisamente determinable o predecible". Por ejemplo, la cantidad de precipitación que ocurrirá el día de mañana en alguna localidad es una cantidad aleatoria desconocida en el presente. Sin embargo, un análisis estadístico univariado de los registros climáticos de las precipitaciones conducirá a las frecuencias relativas de la cantidad de precipitación, las cuales proveen información sobre las condiciones climáticas futuras. Por lo tanto, reducir la incertidumbre sobre los eventos meteorológicos aleatorios es el propósito de las predicciones climáticas. Además, métodos estadísticos permiten la estimación de la precisión de las predicciones, la cual es información importante.

Finalmente, al ser el viento un fenómeno climático, un tratamiento estadístico probabilístico es una herramienta más, la cual proveerá información sobre el régimen de velocidades, y por ende, sobre la posible producción energética.

## 3.2. Análisis de datos

Para el desarrollo del trabajo se considera a la velocidad del viento como la variable aleatoria a analizar, ya que sobre ella se desarrollará el análisis de confiabilidad. Para ello, se presentarán a lo largo de las siguientes secciones los elementos de análisis estadístico usados en el ámbito de análisis de datos atmosféricos.

### 3.2.1. Distribuciones de Frecuencias

La distribución de frecuencias o histograma es un método de representación gráfica para un conjunto de datos. El rango de los datos se divide en intervalos de clase o bins, y se lleva un conteo de los valores individuales que se encuentran en cada intervalo de clase. Gráficamente consiste en una serie

de rectángulos cuyos anchos están definidos por los límites de cada intervalo de clase, y las respectivas alturas dependen del número de valores en cada bin.

Los histogramas rápidamente revelan algunos atributos del conjunto de datos como localización, dispersión, simetría y es un método útil para la rápida identificación de una muestra multimodal.

En el cuadro 3.1 se presentan los intervalos de clase de un conjunto de velocidades de viento en una región determinada, así como las correspondientes frecuencias. En él observamos que el ancho de clase es del mismo tamaño para todas las clases y tiene una magnitud de  $1 \text{ m/s}$ .

Cuadro 3.1: Frecuencias e intervalos de clase de las velocidades de viento.

Velocidad (m/s)	Frecuencia
[0-1)	17
[1-2)	23
[2-3)	25
[3-4)	18
[4-5)	9
[5-6)	6
[6-7)	2
	Total 100

La figura 3.2.1 es la representación gráfica de la distribución de frecuencias.

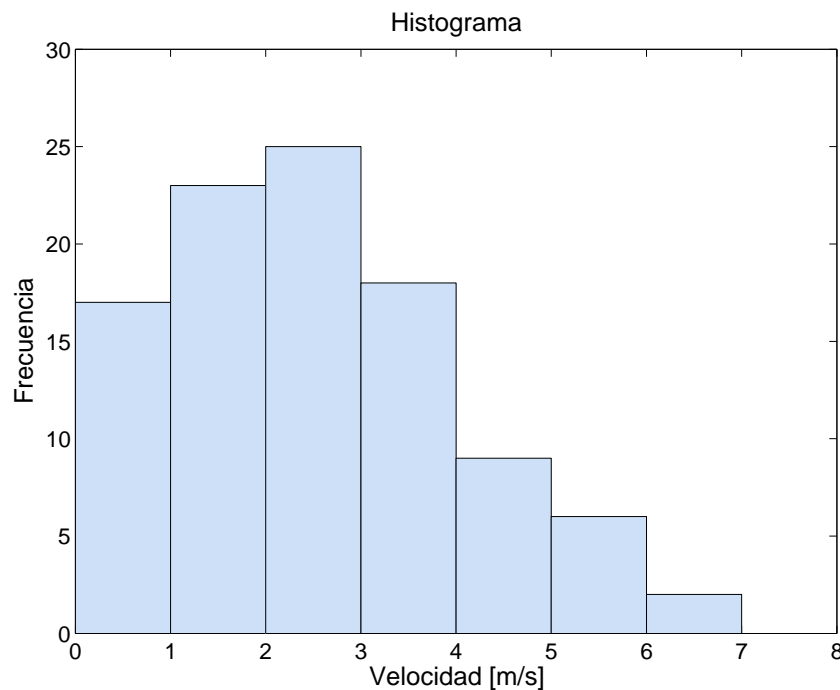
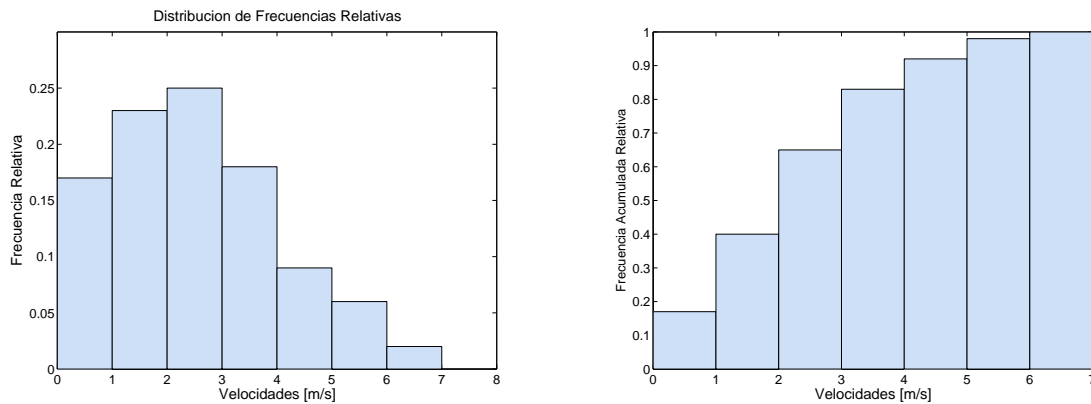


Figura 3.2.1: Distribución de frecuencias para los datos presentados en el cuadro 3.1.

Otra forma de presentar los datos de forma gráfica es utilizando una distribución de frecuencias relativas. La frecuencia relativa de una clase es la frecuencia dividida entre el número total de observaciones, y tiene como característica que el área total delimitada por las barras es uno y por lo tanto es muy útil



(a) Distribución de frecuencias relativas.

(b) Distribución de frecuencias acumuladas relativas.

Figura 3.2.2: Distribuciones Relativas.

para comparar con los modelos propuestos por una función de densidad de probabilidad por estar ya normalizada<sup>1</sup>. En el cuadro 3.2 se presentan las frecuencias relativas y en la figura 3.2.2a la distribución correspondiente.

Cuadro 3.2: Frecuencias relativas.

Velocidad (m/s)	Frecuencia Relativa
[0-1)	0.17
[1-2)	0.23
[2-3)	0.25
[3-4)	0.18
[4-5)	0.09
[5-6)	0.06
[6-7)	0.02

Finalmente, de la distribución de frecuencias relativas podemos obtener otra herramienta de análisis gráfico denominada distribución de frecuencias acumuladas, la cual tiene como característica el acumular las probabilidades relacionadas para los intervalos de clase menores. En la figura 3.2.2b se presenta la distribución asociada a la muestra del cuadro 3.2.

### 3.2.2. Distribuciones paramétricas probabilísticas

Para un conjunto de velocidades de viento es posible construir una distribución de frecuencias relativas y acumuladas, aunque para un mejor análisis es común ajustar una función que represente la distribución probabilística conocida como función de densidad de probabilidad, cuando hablamos de una distribución de frecuencias relativas, o una función de distribución acumulada para una distribución de frecuencias acumuladas relativas. En las siguientes secciones se establece el marco teórico referente a estas funciones y las variables aleatorias basados en Bury (1999).

Cuando no podemos saber por adelantado el valor de interés para un conjunto de mediciones repetidas,

<sup>1</sup>Para más detalle de las funciones de densidad de probabilidad ver sección 3.2.2



es posible describir dicha cantidad como una variable aleatoria  $X$ . A la colección de todos los posibles valores en la población se le denomina espacio muestra  $S$ . Las mediciones en  $X$  se denotan por  $x$ . Un conjunto de estas mediciones se denomina como una muestra. De este modo, una muestra es un subconjunto de valores en un espacio muestra más grande  $S$ .

La incertidumbre de una variable  $X$  es modelada por una distribución estadística  $F(x; \theta)$ . El modelo está indexado por el parámetro  $\theta$ . Por consiguiente,  $F(x; \theta)$  comprende una familia de distribuciones, donde  $\theta \in \Omega$ .<sup>2</sup>

Dado que la estadística descriptiva sintetiza la información disponible en una muestra, hay propiedades del modelo  $F(x; \theta)$  que ayudan a describirlo. Para introducir algunas de estas propiedades primero debemos distinguir entre variables aleatorias discretas y continuas. El primer tipo de variable es aquel en el cual  $x$  solo puede tomar valores discretos, es decir, puede tomar un número de valores finitos o contables infinitos. En el caso de las variables continuas son aquellas en donde la variable  $x$  puede tomar cualquier valor en un intervalo determinado. Para el desarrollo de este trabajo sólo modelaremos funciones en un contexto continuo dada la naturaleza del viento, por lo que el desarrollo de modelos discretos queda fuera de los alcances de este trabajo.

### Esperanza estadística

Una operación básica para la construcción de propiedades útiles de  $F$  es el valor esperado  $E\{h(X)\}$  o primer momento  $\mu_1$ . El valor esperado de una función  $h$  de una variable aleatoria continua  $X$  esta definida por Bury (1999):

$$\mu_1 = E\{h(X)\} = \int_{x \in S} h(x) f(x; \theta) dx \quad (3.2.1)$$

De este modo, la probabilidad  $p(x; \theta)$ , o  $f(x; \theta) dx$ , es el factor de balance que sirve para determinar el valor esperado de  $h(x)$ .

### Momentos

Los momentos de una variable aleatoria  $X$  son útiles para caracterizar el modelo  $F$ . El  $r$ -ésimo momento de  $X$  sobre el origen está definida por 3.2.1 para  $h(x) = X^r$ . Este tipo de momento se representa con el símbolo  $\mu'_r$ . Para  $r = 1$ , el valor esperado de  $X$  resulta:  $E\{X\} = \mu'_1$  que es el valor promedio de todas las posibles mediciones en  $X$ . La media cuadrada de  $X$  se obtiene con  $r = 2$ ;  $E\{X^2\} = \mu'_2$ .  $\mu'_2$  representa al segundo momento de  $X$  sobre el origen.

Para el cálculo de momentos sobre  $E\{X\}$  usamos  $h(X) = [X - E\{X\}]^r$  en 3.2.1. Este tipo de momentos se denotan por  $\mu_r$ . Un momento particularmente útil como medida de dispersión corresponde a  $r = 2$ ,  $\mu_2$  y es conocido como la varianza.

$$Var(X) = \mu_2 = E\{[X - E\{X\}]^2\} = E\{X^2\} - (E\{X\})^2 \quad (3.2.2)$$

Este momento caracteriza la dispersión del modelo  $F$  y su raíz cuadrada es la desviación estándar  $s(X)$ .

<sup>2</sup>Para más detalle sobre este índice ver sección *Estructura de las distribuciones* en la página siguiente.

### Distribuciones continuas

La mayoría de las variables medidas en ciencia e ingeniería admiten un rango continuo de valores. Estas cantidades se modelan por una variable continua aleatoria  $X$  (para este trabajo la variable aleatoria es la velocidad del viento  $U$ ), cuyas ocurrencias  $x$  pueden presentarse en cualquier lugar del continuo de puntos del espacio muestra  $S$ .

La incertidumbre de ocurrencia de un valor particular  $x$  se mide mediante la probabilidad, y es modelada por la función  $f(x)$  que describe la densidad de probabilidad para los posibles valores de  $x$  sobre el espacio muestra  $S$ :

$$Pr\left(x - \frac{dx}{2} \leq X \leq x + \frac{dx}{2}\right) = f(x)dx, \quad x \in S \quad (3.2.3)$$

A la función  $f(x)$  se le conoce como *función de densidad de probabilidad (fdp)*. Una acumulación de las probabilidades se conoce como *función de distribución acumulada (fda)*,  $F(x)$  :

$$Pr(X \leq x) = F(x); \quad x \in S \quad (3.2.4)$$

Las dos funciones están relacionadas por la siguiente expresión:

$$f(x) = \frac{dF(x)}{dx} \quad (3.2.5)$$

y pueden ser interpretadas como las frecuencias relativas de ocurrencia de  $x$  en una secuencia de mediciones sobre  $X$ . De acuerdo a esta interpretación, tenemos:

$$0 \leq F(x) \leq 1 \text{ y } f(x) > 0.$$

### Estructura de las distribuciones

Para proveer flexibilidad en la modelación de una función  $f(x)$  sobre  $X$ , el modelo probabilístico  $f(x)$  está indexado por un parámetro  $\theta$ ; la función  $f(x; \theta)$  puede ser determinado como una familia de distribuciones. Un valor particular de  $\theta$  identifica a un miembro específico de dicha familia. Comúnmente,  $\theta$  es un vector de dos o más parámetros. Mientras más parámetros tenga el modelo, más flexible es la función para el ajuste.

Existen tres tipos de parámetros los cuales ofrecen tres tipos de flexibilidad para el modelo  $f$ :

1. *Parámetro de localización*: Este parámetro permite "mover" el modelo sobre el eje de medición y se representa con  $\delta$ . Pueden ser reconocidos por su relación con  $x$  en la función  $f$ :  $(x - \delta)$ .
2. *Parámetro de escala*: Este parámetro escala el modelo  $f$  sobre el eje de medición. Esta operación puede ser asociada a la selección de las unidades de medida sobre el eje  $X$ . El resultado es un estrechamiento o contracción del modelo, es denotado por el parámetro  $\beta$ , y siempre aparece como  $\frac{x-\mu}{\beta}$  y  $\frac{dx}{\beta}$  en la función  $f$ .
3. *Parámetro de forma*: Éste determina la forma básica de la función y se denota por  $\alpha$ . Este parámetro el que determina la flexibilidad del modelo, y a diferencia de los dos anteriores, no hay una configuración común para todos los modelos  $f$ .

A continuación se presentarán las funciones de densidad de probabilidad que se utilizan en nuestro análisis de confiabilidad.

### Distribución Normal o Gaussiana.

Una variable aleatoria  $X$  tiene una distribución normal si su  $f_{dp}$  tiene la forma Bury (1999):

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2\right); \quad \sigma > 0, \quad x, \mu \in \mathbb{R} \quad (3.2.6)$$

Este modelo ocupa una posición central en estadística, dado que la mayor parte de la teoría desarrollada se ha construido alrededor de esta función. La  $f_{dp}$  de la ecuación 3.2.6 muestra que la distribución normal es simétrica en el valor  $x = \mu$  y sus colas decaen exponencialmente con el cuadrado de  $x$ . Por otro lado, esta función ofrece una buena aproximación a la región central de la distribución de frecuencias. En la figura 3.2.3a se muestran este tipo de funciones y sus respectivos parámetros.

La  $f_{da}$  está dada por;

$$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2\right) dt \quad (3.2.7)$$

y gráficamente se representa en la figura 3.2.3b.

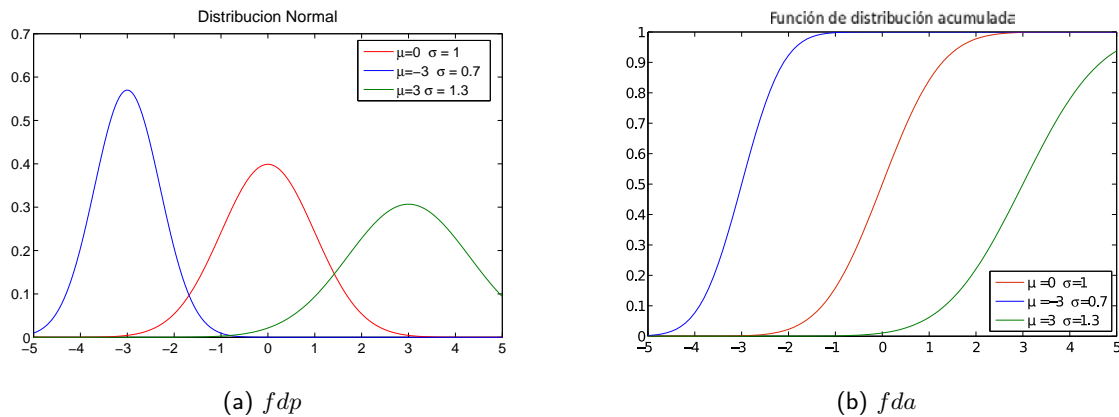


Figura 3.2.3: *Distribución Normal.*

Finalmente es importante mencionar que,  $\mu_1 = \bar{x}$  (siempre que la cantidad de elementos de la muestra tienda a infinito), donde  $\bar{x}$  es el promedio y  $\mu_2 = \sigma^2$  la desviación estándar: es decir, los parámetros que definen la función corresponden a los dos primeros momentos.

### Distribución Log-Normal

Una variable aleatoria  $X$  tiene una distribución log-normal si su  $f_{dp}$  tiene la forma Bury (1999):

$$f(x) = \frac{1}{x\beta\sqrt{2\pi}} \exp\left\{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(x)-\alpha}{\beta}\right)^2\right\}; \quad x > 0, \quad \beta > 0, \quad -\infty < \alpha < \infty \quad (3.2.8)$$

La similitud de la ecuación 3.2.8 con 3.2.6 es aparente. De hecho, las dos familias de distribuciones están relacionadas. Si el logaritmo de la variable  $X$  es normalmente distribuido, entonces la variable  $X$  por sí misma tiene una distribución log-normal.

Dada esta relación, los parámetros normales  $\mu$  y  $\sigma$  se encuentran en la función log-normal. Gráficamente esta distribución se presenta en la figura 3.2.4a.

Esta distribución fué introducida hace más de 100 años por Galton Bury (1999), quien señaló que el producto del logaritmo de ciertas variables aleatorias tiene una distribución normal.

La función de distribución acumulada está dada por:

$$F(x) = \frac{1}{\beta\sqrt{2\pi}} \int_0^x \frac{1}{t} \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left( \frac{\ln(t) - \alpha}{\beta} \right)^2 \right\} dt \quad (3.2.9)$$

y gráficamente se representan en la figura 3.2.4b.

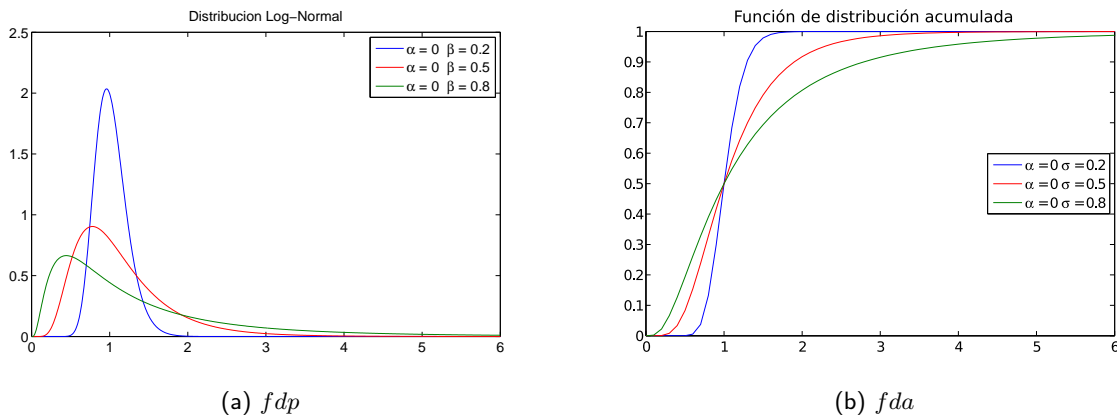


Figura 3.2.4: *Distribución Log-Normal.*

El valor esperado está dado por:

$$E\{X\} = \mu_1(X) = \exp \left\{ \mu + \frac{\beta^2}{2} \right\} \quad (3.2.10)$$

y el segundo momento por:

$$Var[X] = \mu_2(X) = \exp \{2\alpha + \beta^2\} [\exp \{\beta^2\} - 1] \quad (3.2.11)$$

Los cuales representan un parámetro de tendencia central y de dispersión respectivamente.

### Distribución Rayleigh

Una variable aleatoria  $X$  tiene una distribución Rayleigh si su  $f_{dp}$  tiene la forma Bury (1999):

$$f(x) = \frac{\pi}{2} \left( \frac{x}{\alpha} \right) \exp \left[ -\frac{\pi}{4} \left( \frac{x}{\alpha} \right)^2 \right] \quad (3.2.12)$$

Esta distribución es un caso especial de la distribución Weibull, con  $\alpha_w = \sqrt{2}\alpha$  y  $\beta_w = 2$ , entonces el parámetro  $\alpha$  representa al parámetro de la distribución Rayleigh.

Es la función de densidad de probabilidad más simple en el análisis del viento, ya que sólo es necesario conocer la velocidad media para calcular el parámetro  $\alpha$ :

$$F(x) = 1 - \exp \left[ \frac{\pi}{4} \left( \frac{x}{\alpha} \right)^2 \right] \quad (3.2.13)$$

y gráficamente se representan en la figura 3.2.5a y 3.2.5b.

El primero y segundo momentos de la ésta distribución están dados por:

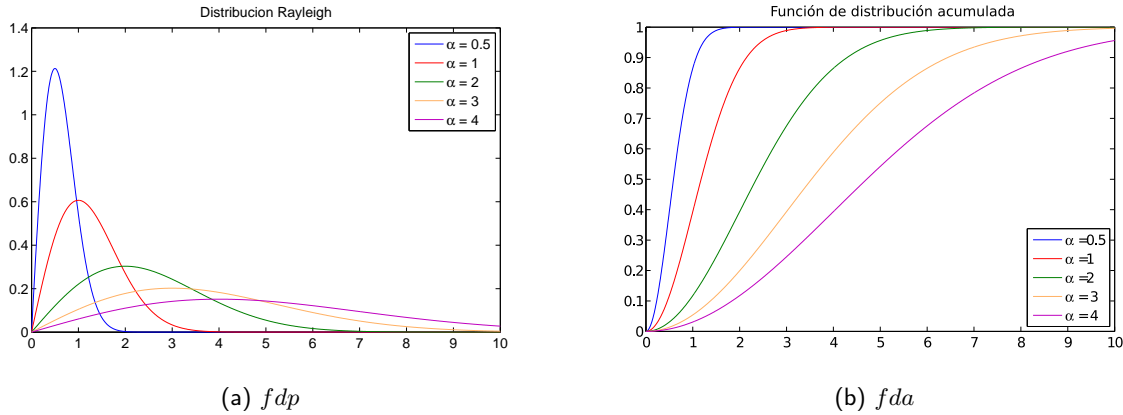


Figura 3.2.5: *Distribución Rayleigh.*

### Distribución gama

Una variable aleatoria  $X$  tiene una distribución gama si su  $f_{dp}$  tiene la forma Bury (1999):

$$f(x) = \frac{1}{\beta\Gamma(\alpha)} \left( \frac{x}{\beta} \right)^{\alpha-1} \exp \left\{ -\frac{x}{\beta} \right\}; \quad x \geq 0; \quad \alpha, \beta > 0 \quad (3.2.14)$$

Esta función surgió en las etapas tempranas del desarrollo estadístico como distribución de muestreo de varios estadísticos, principalmente la suma de cuadrados de variables independientes normales y las  $Ji^2$  estadísticas usadas para las pruebas de ajuste. Sin embargo, ciertas características de la distribución la hacen atractiva, como su flexibilidad de forma y su espacio muestra positivo.

El símbolo  $\Gamma(\alpha)$  representa la función gama definida por Bury (1999):

$$\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} x^{\alpha-1} e^{-x} dx \quad (3.2.15)$$

La función de distribución acumulada no puede ser expresada en una forma cerrada:

$$F(x) = \frac{1}{\Gamma(\alpha)} \int_0^{\frac{x}{\beta}} z^{\alpha-1} \exp \{-z\} dz \quad (3.2.16)$$

En las figuras 3.2.6a y 3.2.6b se presentan la  $f_{dp}$  y  $f_{da}$  de la función gama respectivamente.

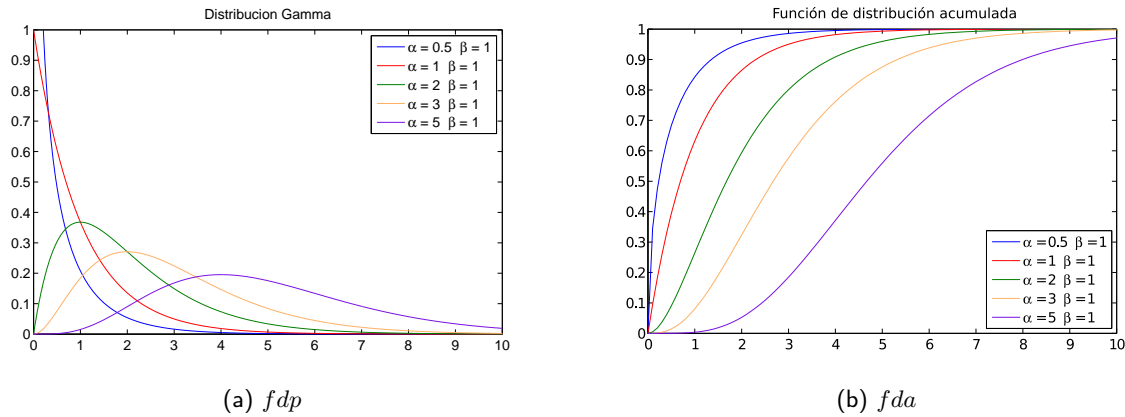


Figura 3.2.6: Distribución gama.

Esta  $fda$  se conoce como la razón de la función gama, mientras que la integral en 3.2.16 se llama la función gama incompleta. Aunque existen tablas de valores para estas funciones, la  $fda$  es fácilmente calculada empleando herramientas computacionales Bury (1999).

El valor esperado de la función es:

$$E\{X\} = \mu_1(X) = \alpha\beta \quad (3.2.17)$$

y la varianza:

$$Var[X] = \mu_2(X) = \alpha\beta^2 \quad (3.2.18)$$

### Distribución Weibull

Una variable aleatoria  $X$  tiene una distribución Weibull si su  $fdp$  tiene la forma Bury (1999):

$$f(x) = \left(\frac{\alpha}{\beta}\right) \left(\frac{x}{\beta}\right)^{\alpha-1} \exp\left[-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha\right], \quad x, \alpha, \beta > 0 \quad (3.2.19)$$

Esta función fue derivada por Fisher y Tippet en 1928 como una distribución de valor extremo asintótico. En 1939 el físico sueco Weibull derivó la misma distribución sobre la base de requerimientos prácticos en el análisis de resistencia de materiales.

El parámetro alfa se denomina como parámetro de forma, y el parámetro beta representa al parámetro de escala de la distribución.

La función de distribución acumulada es:

$$F(x) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha\right] \quad (3.2.20)$$

En las figuras 3.2.7a y 3.2.7b se presentan las representaciones gráficas de las  $fdp$  y  $fda$  para una distribución Weibull.

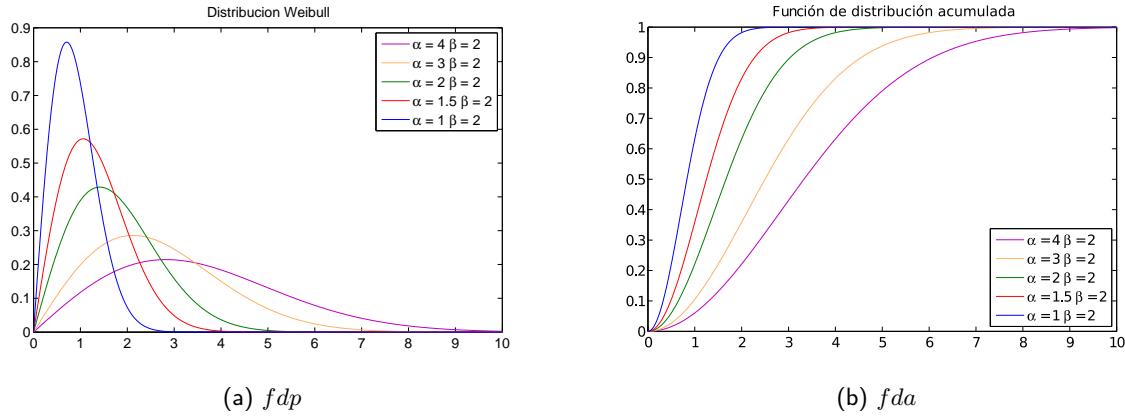


Figura 3.2.7: Distribución Weibull

El valor esperado de esta función está dado por:

$$E\{X\} = \mu_1(X) = \beta\Gamma\left(1 + \frac{1}{\alpha}\right) \quad (3.2.21)$$

y la varianza:

$$Var[X] = \mu_2(X) = \beta^2 \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{\alpha}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{\alpha}\right) \right] \quad (3.2.22)$$

Con  $\Gamma$  definido por 3.2.15.

Es importante mencionar que ésta distribución puede expresarse en términos de tres parámetros, uno de escala, forma y posición. En nuestro caso, el parámetro de posición es omitido debido a que buscamos *fdp* que inicien en el origen.

### Ajuste de parámetros usando máxima verosimilitud

Una vez que conocemos algunos tipos de distribuciones probabilísticas es importante conocer el método de ajuste más adecuado y representativo para un conjunto de datos, para ello, según Wilks (2006) en muchas distribuciones, ajustar los parámetros de la función usando el método de momentos produce resultados no confiables que pueden producir a inferencias erróneas. El método de máxima similitud es una alternativa importante y versátil. Como el nombre sugiere, este método busca los parámetros que maximicen la función de similitud. El procedimiento proviene de la noción que la similitud es una medida del grado de los datos ajustan valores particulares de los parámetros. Notacionalmente la función de similitud para una observación  $x$ , luce idéntica a la *fdp*, la diferencia es que la *fdp* es una función de los datos para valores fijos de los parámetros, en cambio la función de similitud es una función de los parámetros desconocidos para datos fijos. La unión de *fdp* con  $n$  variables independientes es el producto de las  $n$  *fdp* individuales, la función de similitud para los parámetros de una distribución dada una muestra de  $n$  valores independientes de datos es igual al producto de las  $n$  funciones de similitud independientes.

Para estimar dichos parámetros según Bury (1999) usamos:

$$L(\theta) = \prod_{i=1}^n f(x_i; \theta) dx_i. \quad (3.2.23)$$

A la función  $L(\theta)$  se conoce como función de similitud de la muestra  $x$ .

La cantidad de información disponible en una muestra dada  $x$  para inferir un parámetro  $\hat{\theta}$  se define por la siguiente expectación:

$$I_{\theta} = -E \left\{ \frac{\partial^2 \ln L(\theta)}{\partial \theta^2} \right\}. \quad (3.2.24)$$

El valor de esta información esperada varía linealmente con el tamaño de la muestra  $n$ .

Por lo tanto, estimar la máxima similitud es calcular el máximo para la función  $L$ ;

$$\left[ \frac{\partial L(\theta)}{\partial \theta} \right]_{\hat{\theta}} = 0 \quad (3.2.25)$$

O bien;

$$\left[ \frac{\partial \ln L(\theta)}{\partial \theta} \right]_{\hat{\theta}} = 0 \quad (3.2.26)$$

Notacionalmente, la función de similitud para una observación  $x$   $L(\mu, \sigma)$  (recordemos que  $\theta$  es puede estar compuesta de dos o tres parámetros) luce idéntica a la *fdp*. La diferencia es que ésta es una función para valores de los parámetros fijos, mientras que la función de similitud es una función con parámetros desconocidos para observaciones fijas.

Por ejemplo, la función de similitud para los parámetros  $\mu$  y  $\sigma$ , dada una muestra de  $n$  observaciones,  $x_i$ ,  $i = 1, \dots, n$ , es:

$$L(\mu, \sigma) = \sigma^{-n} (\sqrt{2\pi})^{-n} \prod_{i=1}^n \exp\left(-\frac{(x_i - \mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (3.2.27)$$

Aplicando logaritmo natural tenemos:

$$\ln [L(\mu, \sigma)] = -n \ln(\sigma) - n \ln(\sqrt{2\pi}) - \frac{1}{2\sigma^2} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2 \quad (3.2.28)$$

la razón de cambio con respecto a  $\mu$  y  $\sigma$  se tiene que:

$$\frac{\partial \ln [L(\mu, \sigma)]}{\partial \mu} = \frac{1}{\sigma^2} \left[ \sum_{i=1}^n x_i - n\mu \right] \quad (3.2.29)$$

y

$$\frac{\partial \ln [L(\mu, \sigma)]}{\partial \sigma} = -\frac{n}{\sigma} + \frac{1}{\sigma^3} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2 \quad (3.2.30)$$



Igualando a cero y resolviendo:

$$\hat{\mu} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (3.2.31)$$

y

$$\hat{\sigma} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \hat{\mu})^2} \quad (3.2.32)$$

De este ejemplo, observamos que usando el método de máxima similitud obtenemos que los parámetros que mejor representan a una muestra que proviene de una distribución normal son la media y la varianza.

Los valores  $\hat{\mu}$  y  $\hat{\sigma}$  representan los parámetros de la función que tienen la máxima similitud al conjunto de datos.

Finalmente, en esta sección se presentaron los elementos de estadística univariada sobre los cuales se desarrolla nuestro análisis. A continuación se presentan algunos elementos que se han empleado en la literatura para la determinación del mejor ajuste.

### 3.3. Pruebas de hipótesis

Un elemento importante en el estudio de los datos experimentales es el de determinar qué *fdp* presenta el mejor ajuste a la muestra. El ajustar una distribución inapropiada puede conducirnos a conclusiones erróneas, por lo tanto, como parte del estudio de confiabilidad se abordará la manera de determinar qué función de densidad de probabilidad representa en mejor grado al conjunto de datos experimentales. Métodos cuantitativos para evaluar la cercanía de una distribución ajustada al conjunto de datos se basan en las ideas de pruebas de hipótesis.

#### 3.3.1. Pruebas de Bondad de Ajuste

Evaluar la bondad de ajuste presenta una hipótesis atípica, en ella las pruebas usualmente se calculan para obtener evidencia en favor de  $H_0$ , recordemos que  $H_0$  representa a la hipótesis nula, dicha hipótesis señala que los datos experimentales fueron obtenidos de distribución hipotética o propuesta. La interpretación de evidencia confirmatoria es entonces que los datos no son inconsistentes con la distribución hipotética. Desafortunadamente, debido a que existe un sin número de caminos donde la hipótesis nula puede estar equivocada, usualmente no es posible determinar la mejor prueba. Esto se debe en parte a la gran cantidad de pruebas de bondad de ajuste que se han propuesto en D'Agostino and Stephens (1986), y a la ambigüedad acerca de qué prueba es más adecuada para un problema en particular.

La prueba  $Ji^2$  es la prueba más común respecto a la bondad de ajuste. En esencia compara una distribución de frecuencias con la función de densidad de probabilidad. Para variables aleatorias continuas, la función densidad de probabilidad se integra sobre cada intervalo de clase para obtener las probabilidades teóricas de observación en cada clase en relación a las probabilidades calculadas Wilks (2006).

$$\begin{aligned}
 Ji^2 &= \sum_{clases} \frac{(\#Observado - \#Esperado)^2}{\#Esperado} = \\
 &= \sum_{clases} \frac{(\#Observado - n Pr\{\text{datos en clase}\})^2}{n Pr\{\text{datos en clase}\}} \quad (3.3.1)
 \end{aligned}$$

En cada clase, el número (#) de valores esperados a ocurrir, de acuerdo a la distribución ajustada, es simplemente la probabilidad de ocurrencia en dicha clase multiplicada por el tamaño de la muestra  $n$ . El número de ocurrencias esperadas no necesita ser un valor entero. Si la distribución ajustada es muy cercana a los datos, los valores esperados y observados serán muy cercanos para cada clase, y los cuadrados de la diferencias en el numerador de 3.3.1 serán muy pequeños, dejando una  $Ji^2$  pequeña. Si el ajuste no es bueno, por lo menos algunas de las clases presentarán grandes diferencias, las cuales serán elevadas al cuadrado dando en valores grandes de  $Ji^2$ . No es necesario para las clases tener anchos o probabilidades iguales, pero clases con un número pequeño de elementos deben ser evitados. En algunas ocasiones se impone un mínimo de 5 eventos por clase Wilks (2006).

Bajo la hipótesis nula que los datos provienen de la distribución ajustada, se emplea el parámetro  $\nu$  que representa los grados de libertad.

$$\nu = (\#clases - \#\text{número de parámetros ajustados} - 1) \quad (3.3.2)$$

La prueba es a una cola, debido a que el estadístico está confinado a valores positivos debido al cuadrado del numerador, y valores pequeños de la prueba comprueban nuestra hipótesis  $H_0$ . Los valores críticos  $Ji^2$  están dados en la tabla B.3 de Wilks (2006).

### 3.4. Regresión Lineal Ordinaria (RLO)

La regresión lineal ordinaria se emplea como una herramienta de comparación entre la distribución acumulada de frecuencias y el modelo propuesto. Una discusión más detallada se llevará a cabo en el siguiente capítulo.

En Verma (2005) se menciona que ésta se lleva a cabo otorgándoles a los diferentes puntos ( pares de datos) pesos iguales. La RLO es el tipo de regresión tradicional, comúnmente usada en las calibraciones. Sin embargo, para que la RLO sea un procedimiento válido, una serie de suposiciones o condiciones deben cumplirse Verma (2005):

- Todos los errores se encuentran en la dirección del eje  $y$ , o sea el eje  $x$  es el libre de error (se tolera uno pequeño, siendo éste no mayor al 10 % del error en  $y$  ).
- Los errores en  $y$  se distribuyen en forma normal (Gaussiana).
- Los errores en el eje  $y$  son independientes del valor de  $x$ ; en realidad, los errores en  $y$  son iguales (errores homoscedásticos).

Podemos expresar la línea recta resultante de la RLO Miller and Miller (2000) para un ajuste basado en  $n$  datos  $(x_i, y_i)$  como la siguiente:

$$y = bx + a \quad (3.4.1)$$

Donde la pendiente  $b$  está dada por:

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n \{(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})\}}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (3.4.2)$$

Y la ordenada al origen  $a$  como:

$$a = \bar{y} - b\bar{x} \quad (3.4.3)$$

En estas ecuaciones,  $(\bar{x}, \bar{y})$  representa la media de los  $n$  datos  $(x_i, y_i)$ .

Es importante recordar que los parámetros de regresión (la pendiente  $b$  y la ordenada al origen  $a$ ) no están libres de errores aleatorios, dado que los datos iniciales usados en la regresión están sujetos a este tipo de error. Los errores  $s_b$  y  $s_a$ , que representan los errores asociados a la pendiente y la ordenada al origen respectivamente, en los coeficientes de la regresión se pueden estimar como Verma (2005):

$$s_b = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{(n-2) \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}} \quad (3.4.4)$$

y

$$s_a = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 \sum_{i=1}^n (x_i^2)}{n(n-2) \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}} \quad (3.4.5)$$

### 3.5. Propagación de errores

En Bevington and Robinson (2003) se menciona que comúnmente se desea determinar una variable dependiente  $x$ , que es una función de una o más variables medidas. Se debe saber como propagar las incertidumbres de las variables medidas para determinar la incertidumbre de la variable dependiente.

#### 3.5.1. Incertidumbres.

En general, no se saben los errores en la determinación de las variables dependientes. En cambio, se está en la posibilidad de estimar el error en cada cantidad medida, o estimar algunas características, cómo la desviación estándar  $\sigma$  de la distribución de probabilidades de las cantidades medidas.

Supongamos que se quiere determinar una cantidad  $x$  que es una función de por lo menos dos variables medidas  $u$  y  $v$ . Se debe determinar las características de  $x$  derivadas de  $u$  y  $v$ , sea

$$x = f(u, v, \dots) \quad (3.5.1)$$

Aunque no siempre es exacto, asumimos que el valor más probable para  $x$  esta dado por

$$\bar{x} = f(\bar{u}, \bar{v}, \dots) \quad (3.5.2)$$

La incertidumbre en el valor resultante de  $x$  puede encontrarse al considerar la dispersión de los valores de  $x$  resultantes de la combinación las mediciones individuales  $u_i, v_i, \dots$  en resultados individuales  $x_i$  Bevington and Robinson (2003):

$$x_i = f(u_i, v_i, \dots) \quad (3.5.3)$$

En el límite de un número infinito de mediciones, la media de la distribución coincidirá con el promedio planteado en la ecuación 3.5.2, y por lo tanto, se puede usar la siguiente expresión para determinar la varianza  $\sigma_x^2$ .

$$\sigma_x^2 = \lim_{N \rightarrow \infty} \left[ \frac{1}{N} \sum (x_i - \bar{x})^2 \right] \quad (3.5.4)$$

Ahora se expresa las desviaciones de  $x_i - \bar{x}$  en términos de las desviaciones  $u_i - \bar{u}, v_i - \bar{v} \dots$  de los parámetros observados

$$x_i - \bar{x} \simeq (u_i - \bar{u}) \left( \frac{\partial x}{\partial u} \right) + (v_i - \bar{v}) \left( \frac{\partial x}{\partial v} \right) + \dots \quad (3.5.5)$$

Los términos parciales provienen de la expansión en serie de Taylor.

Combinando 3.5.4 y 3.5.5 podemos expresar la varianza  $\sigma_x^2$  para  $x$  en términos de las varianzas  $\sigma_u^2, \sigma_v^2, \dots$  para las variables  $u, v, \dots$  medibles.

$$\sigma_x^2 \simeq \lim_{N \rightarrow \infty} \frac{1}{N} \sum \left[ (u_i - \bar{u}) \left( \frac{\partial x}{\partial u} \right)^2 + (v_i - \bar{v}) \left( \frac{\partial x}{\partial v} \right)^2 + 2(u_i - \bar{u})(v_i - \bar{v}) \left( \frac{\partial x}{\partial u} \right) \left( \frac{\partial x}{\partial v} \right) + \dots \right] \quad (3.5.6)$$

Los primeros dos elementos de la suma en la ecuación 3.5.6 pueden expresarse en términos de la varianza  $\sigma_u^2$  y  $\sigma_v^2$ :

$$\sigma_u^2 = \lim_{N \rightarrow \infty} \left[ \frac{1}{N} \sum (u_i - \bar{u}_i)^2 \right] \quad \sigma_v^2 = \lim_{N \rightarrow \infty} \left[ \frac{1}{N} \sum (v_i - \bar{v}_i)^2 \right] \quad (3.5.7)$$

Con la finalidad de expresar al tercer miembro de la ecuación 3.5.6 en términos de covarianzas combinadas se define;

$$\sigma_{uv}^2 \equiv \lim_{N \rightarrow \infty} \left[ \frac{1}{N} \sum [(u_i - \bar{u})(v_i - \bar{v})] \right] \quad (3.5.8)$$

Con esta definición se tiene finalmente que la varianza 3.5.6 puede expresarse como:

$$\sigma_x^2 \simeq \sigma_u^2 \left( \frac{\partial x}{\partial u} \right)^2 + \sigma_v^2 \left( \frac{\partial x}{\partial v} \right)^2 + \dots + 2\sigma_{uv}^2 \left( \frac{\partial x}{\partial u} \right) \left( \frac{\partial x}{\partial v} \right) + \dots \quad (3.5.9)$$

La ecuación 3.5.9 se conoce como ecuación de propagación de error.

Los primeros dos términos de la ecuación son los promedios del cuadrado de las desviaciones pesadas por los cuadrados de las derivadas parciales, y pueden ser consideradas como los promedios del cuadrado de las desviaciones en  $x$  producidas por las incertidumbres en  $u$  y  $v$ , respectivamente. Si hay variables adicionales a  $u$  y  $v$  en la determinación de  $x$ , las contribuciones a la varianza de  $x$  tendrá términos semejantes.

El tercer elemento es el promedio de los términos cruzados involucrando productos de desviaciones en  $u$  y  $v$  pesados por el producto de las derivadas parciales. Si las fluctuaciones en las cantidades medidas  $u$  y  $v, \dots$  son independientes se puede reducir la expresión 3.5.9 a

$$\sigma_x^2 \simeq \sigma_u^2 \left( \frac{\partial x}{\partial u} \right)^2 + \sigma_v^2 \left( \frac{\partial x}{\partial v} \right)^2 + \dots \quad (3.5.10)$$

En este capítulo se presentaron las herramientas estadísticas que se emplearán para el desarrollo del análisis de confiabilidad, el cual, se explica en el capítulo siguiente.



## Capítulo 4

# Análisis de Confiabilidad

Una vez que conocidos los principios físicos que están involucrados en la generación de la energía eléctrica a partir del viento, así como las herramientas matemáticas empleadas para un estudio estadístico de dicho recurso, es posible desarrollar un análisis de la confiabilidad de los datos anemométricos que se emplean en la evaluación del recurso eólico para detectar las posibles limitantes de la metodología tradicional. Para ello en esta parte del trabajo se divide dicho análisis en las siguientes secciones: en primer lugar, se discute el conjunto de dispositivos empleados para la medición del viento, se discuten ventajas y desventajas. Posteriormente; se habla de las técnicas de muestreo empleadas para la obtención de datos anemométricos. A continuación, se aborda la problemática asociada al ajuste de funciones de densidad de probabilidad a las respectivas distribuciones de frecuencia. Finalmente, se aborda el tema del cálculo de la energía eléctrica a partir del análisis estadístico previo.

### 4.1. Instrumentos de Medición

Para iniciar con el análisis de confiabilidad, se presentan los instrumentos de medición que se han empleado para el registro y recolección de las velocidades de viento. Se plantean brevemente los principios físicos involucrados en la operación del mismo, así como las ventajas y desventajas de cada equipo en particular Amada (2004).

- *Rotación de Copa*: Consiste en un sistema de tres copas orientadas de forma tal que giran en torno de un eje, basados en el principio de transferencia de momento. La velocidad del viento es calculada en base a la cantidad de giros por unidad de tiempo. Para obtener la dirección, el sistema debe ser complementado por una veleta. Este tipo de instrumentos es simple y confiable ya que requiere de poco mantenimiento. Tiene incertidumbres de hasta un 2% Rohatgi and Nelson (1994). No requiere alinearse a la dirección del viento, por lo que es ideal para mediciones continuas. Busch et al. (1976). Entre las principales desventajas se encuentran que presenta una respuesta no lineal a altas velocidades de viento y para velocidades pequeñas el anemómetro puede girar debido a la inercia ocasionada por ráfagas.
- *Rotación de Hélices*: Este sistema se compone de una hélice que debe estar orientada en la dirección del viento, por lo que comúnmente son dispositivos que se orientan con ayuda de una veleta. En caso de ser fijas, se colocan dos o tres hélices de manera ortogonal para obtener las componentes

de la velocidad sobre los ejes principales. Al igual que en el anemómetro de copa, la velocidad del viento se calcula asociando un número de giros por unidad de tiempo a la velocidad del viento. Estos anemómetros tienen un tiempo de respuesta mayor al de copa. Requieren de alineación en la dirección del viento para el correcto registro de velocidades. La principal desventaja del dispositivo es que en el anemómetro con veleta se presenta oscilación en la orientación del anemómetro para altas velocidades lo cual afecta las mediciones.

- *Presión*: La medida de la velocidad se registra mediante los efectos de las variaciones de presión que ejerce el aire cuando se mueve.
- *Hilo Caliente*: Este tipo de dispositivos mide la velocidad a través del efecto del enfriamiento del viento. Consiste en un pequeño hilo, por lo general de tungsteno, platino o platino-iridio. Cuando el hilo se calienta, el anemómetro detecta los cambios de transferencia de calor conforme la velocidad del viento varía; una temperatura del hilo representativa es de 250 °C. La principal desventaja es que estos equipos son muy delicados y se ven afectados fácilmente por el polvo. La principal aplicación de es en túneles de viento.
- *Efecto Sónico*: El sonido viaja a través del aire en reposo a una velocidad conocida, cuando el aire está en movimiento esta velocidad aumenta o disminuye correlativamente. Estos equipos tienen una alta resolución pero con una baja constante en el tiempo. Son equipos costosos y de difícil transporte e instalación. Por otro lado, presentan incertidumbres asociadas a la temperatura y humedad, además que su calibración es complicada debido a su dependencia a la dirección del viento, requieren de consumo eléctrico considerable, y son herramientas útiles en la caracterización de turbulencias (en complemento con un anemómetro de Copa).
- *SODAR (Sonic Detector and ranging)*: Es un sistema de medida remota para detección de viento y estructura térmica en la baja atmósfera. El sistema utiliza los mismos principios que el radar, usando ondas acústicas en vez de microondas. El sistema detecta la energía acústica de la atmósfera y a partir del estudio del desplazamiento Doppler y de la energía recibida consigue información sobre las condiciones atmosféricas: perfiles verticales de viento y presencia de capas de inversión térmica Durán and Barrios (2004). Este dispositivo mide velocidades de viento en alturas entre los 50 y 200 metros. Es útil para la evaluación del recurso en sitios donde las condiciones no permitan el establecimiento de una torre. Las principales desventajas de estos equipos es que se ven afectados por la temperatura, humedad y contaminación. Estos dejan de ser operativos cuando el viento es demasiado alto debido al ruido que genera el mismo. No cuenta por el momento con una fiabilidad suficiente como para basar en él la decisión sobre las inversiones considerables que derivan de un parque eólico. El sonido de los pulsos puede llegar a ser molesto si existe población muy cercana a la instalación. Entre las principales aplicaciones de estos equipos se encuentran la predicción de dispersión de contaminantes atmosféricos, las evaluaciones preliminares del recurso eólico, y son útiles para completar y verificar espacialmente evaluaciones llevadas a cabo mediante torres anemométricas.
- *Velocímetro laser doppler*: Este anemómetro digital usa un láser que es dividido y enviado al anemómetro. El retorno del rayo láser decae por la cantidad de moléculas de aire en el detector, donde



la diferencia entre la radiación relativa del láser en el anemómetro y el retorno de radiación, son comparados para determinar la velocidad de las moléculas de aire. Este tipo de detectores puede medir velocidades entre 2mm/s hasta el intervalo supersónico. Éste no requiere calibración y es costoso además que requiere de un gran equipo para el procesamiento de la señal por lo que es ideal para un uso en laboratorios y túneles de viento.

## 4.2. Muestreo

En la sección anterior se discutieron las principales características técnicas de los instrumentos empleados para el registro de las velocidades de viento. Esta sección se enfoca en otro elemento sobre el cual se desarrolla nuestro análisis de confiabilidad que es el conjunto de datos a analizar. En cualquier análisis estadístico el elemento del cual se desprende cualquier inferencia o conclusión es el conjunto de datos, de ahí la importancia de contar con elementos muestrales que representen las condiciones reales de la región a estudiar.

Como se discutió en el Capítulo 2, el estudio del viento puede abordarse desde un punto de vista estadístico bajo el principio de persistencia de las condiciones climáticas de la región de estudio. Para el desarrollo de dichos estudios se parte de una técnica de muestreo basada en velocidades promedio las cuales, parten de un registro continuo de las velocidades del viento, representan a ciertos intervalos de tiempo. Estos estudios tienen su fundamento en trabajos realizados por der Hoven (1957), donde muestra que la velocidad promediada por intervalos de diez minutos puede considerarse como estable.

Esta parte de nuestro análisis inicia la discusión sobre este tipo de muestreos, para ello, en el presente trabajo se utiliza un anemómetro de copas modelo 03002 R.M. Young Wind Sentry Set, Campbell Scientific, Inc. de la estación meteorológica del Centro de Investigación en Energía, ubicada en Temixco, Morelos, México, la cual mide y registra la velocidad del viento cada segundo, el segundo se ha elegido como unidad de medida fundamental que permitirá, por un lado, generar muestras basadas en distintos intervalos de tiempo por medio de la técnica de velocidades promedio representativas, así como, recuperar información proveniente de los errores asociados a las mediciones para propagarlos al cálculo de la potencia eléctrica<sup>1</sup>. Una descripción detalla de la técnica se presenta a continuación.

Al conjunto de las velocidades registradas por intervalos de un segundo se le denomina  $U_{1s}$  y esta compuesto por:

$$U_{1s} = \{u_1, u_2, u_3, u_4, \dots, u_n\}$$

donde  $u_i$  es una velocidad registrada al segundo  $i$ .

Es decir, para el conjunto de  $U_{1s}$ , el muestreo por media móvil basado en cada  $k$  segundos esta compuesto por:

$$MedMov_{ks} = \left\{ \frac{u_1 + u_2 + \dots + u_k}{k}, \frac{u_{k+1} + u_{k+2} + \dots + u_{k+k}}{k}, \dots, \frac{u_{jk+1} + u_{jk+2} + \dots + u_{jk+k}}{k} \right\} \quad (4.2.1)$$

<sup>1</sup>Una discusión más profunda sobre este tema se llevará a cabo en las últimas secciones de este capítulo

donde  $j$  es el número de conjuntos con  $k$  elementos que se pueden obtener de una muestra con  $n$  elementos.

Por ejemplo, una media móvil con base 2 elementos para un conjunto con  $n = 10$  está dada por:

$$U_{1s} = \{u_1, u_2, u_3, u_4, u_5, u_6, u_7, u_8, u_9, u_{10}\}$$

$$MedMov_{2s} = \left\{ \frac{u_1+u_2}{2}, \frac{u_3+u_4}{2}, \frac{u_5+u_6}{2}, \frac{u_7+u_8}{2}, \frac{u_9+u_{10}}{2} \right\}$$

La metodología aplicada en esta sección del análisis está compuesta por los siguientes pasos:

A partir del conjunto de velocidades registrado durante el periodo de 49 días comprendidos entre el 10 de Diciembre del 2009 y el 12 de Marzo del 2010, se generaron con base en el criterio de promedios representativos las muestras que se presentan en el cuadro 4.1:

Cuadro 4.1: *Muestras generadas a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.*

Muestra
5 s
10 s
50 s
100 s
500 s
600 s (10 minutos)
1000 s
3600 s (1 hora)

A cada una de las muestras se aplica el método desarrollado para selección de mejor ajuste<sup>2</sup>. Una vez seleccionada la función que mejor representa a cada uno de los datos, se calculan los siguientes parámetros:

- Primero y segundo momento  $\mu_1$  y  $\mu_2$ .
- Parámetros de escala  $\alpha$  y forma  $\beta$ .
- Mínimo y máximo.
- Los cuartiles  $q_{0.25}$  y  $q_{0.75}$

Con los parámetros derivados de cada muestra se tendrán los elementos suficientes para evaluar cambios significativos en los modelos propuestos representativos de las condiciones climáticas del lugar, que puedan afectar los cálculos relacionados a la estimación de la potencia eléctrica.

### 4.3. Propagación de incertidumbres y cálculo de potencia eléctrica

Una vez que se cuenta con un modelo estadístico  $f(U)$  el cual satisface los criterios de selección para el mejor ajuste a un conjunto de datos experimentales mencionados en la sección anterior se utiliza la

<sup>2</sup>Este método será descrito con detalle en la sección siguiente.

expresión 2.5.1, para el cálculo de la energía eléctrica disponible en la región. Para tal efecto, la función que se emplea como función de potencia del aerogenerador  $P_w(U)$  será la expresión 2.3.7 en la página 41, de tal suerte que la expresión de la cual se desarrollan los cálculos está dada por la ecuación 4.3.1 Manwell et al. (2002).

$$\frac{P_w}{A} = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} U^3 f(U) dU \quad (4.3.1)$$

Del cálculo de la expresión 4.3.1 se obtiene la energía disponible por metro cuadrado. Un elemento que nos permite profundizar en el cálculo de la energía disponible es el hecho de que la muestra de velocidades de viento registrada para este trabajo tiene la particularidad de conservar las incertidumbres asociadas al instrumento de medición, lo cual permite tener un manejo de los errores aleatorios de la muestra.

El uso de los errores aleatorios para este trabajo se presenta en el desarrollo de una técnica orientada al cálculo de escenarios de producción energética. Los argumentos que fundamentan dicha técnica son los siguientes: Cualquier medición tiene de manera inherente una incerteza asociado al instrumento que lo registra, este error asociado, indica que el registro hecho para una velocidad no es necesariamente un valor exacto del fenómeno, es decir, existe la posibilidad de que la medición realizada se encuentre dentro de un intervalo definido por la precisión del instrumento. Es decir, se supone que de un anemómetro se obtiene un registro de este tipo:

$$U_i \pm e \quad (4.3.2)$$

donde  $U_i$  representa una velocidad registrada al segundo  $i$  y  $e$  es el error asociado al instrumento de medición, este error puede ser un valor porcentual o una cantidad constante. Por lo que, para cada registro puede asegurarse que el valor real  $U_{ir}$  de la variable, se encuentra entre los valores definidos por la expresión 4.3.3.

$$U_i - e \leq U_{ir} \leq U_i + e \quad (4.3.3)$$

De tal forma, que es posible generar a partir del registro original de las velocidades de viento, dos conjuntos que velocidades que se encuentren en los límites superior e inferior delimitados por la expresión 4.3.3. Estos dos nuevos conjuntos serían las cotas superior e inferior de los posibles valores que el registro de velocidades de viento original pueden presentar. A partir de estos tres conjuntos es posible hacer el cálculo de la energía disponible, empleando el modelo estadístico previamente seleccionado como el de mejor ajuste, de tal forma que para cada conjunto se tendrá un valor de energía estimada y generando consecuentemente tres diferentes escenarios de producción energética.

Estos escenarios energéticos pueden ser interpretados como los límites de producción mínima y máxima. Esta nueva herramienta puede ser un elemento extra en la evaluación de la factibilidad financiera del sitio en cuestión, ya que estos tres escenarios de producción generan tres distintas tasas de recuperación de la inversión para un complejo eólico.

Para la implementación de esta metodología se desarrolló un código en lenguaje Matlab que sigue el diagrama presentado en la figura 4.3.1.

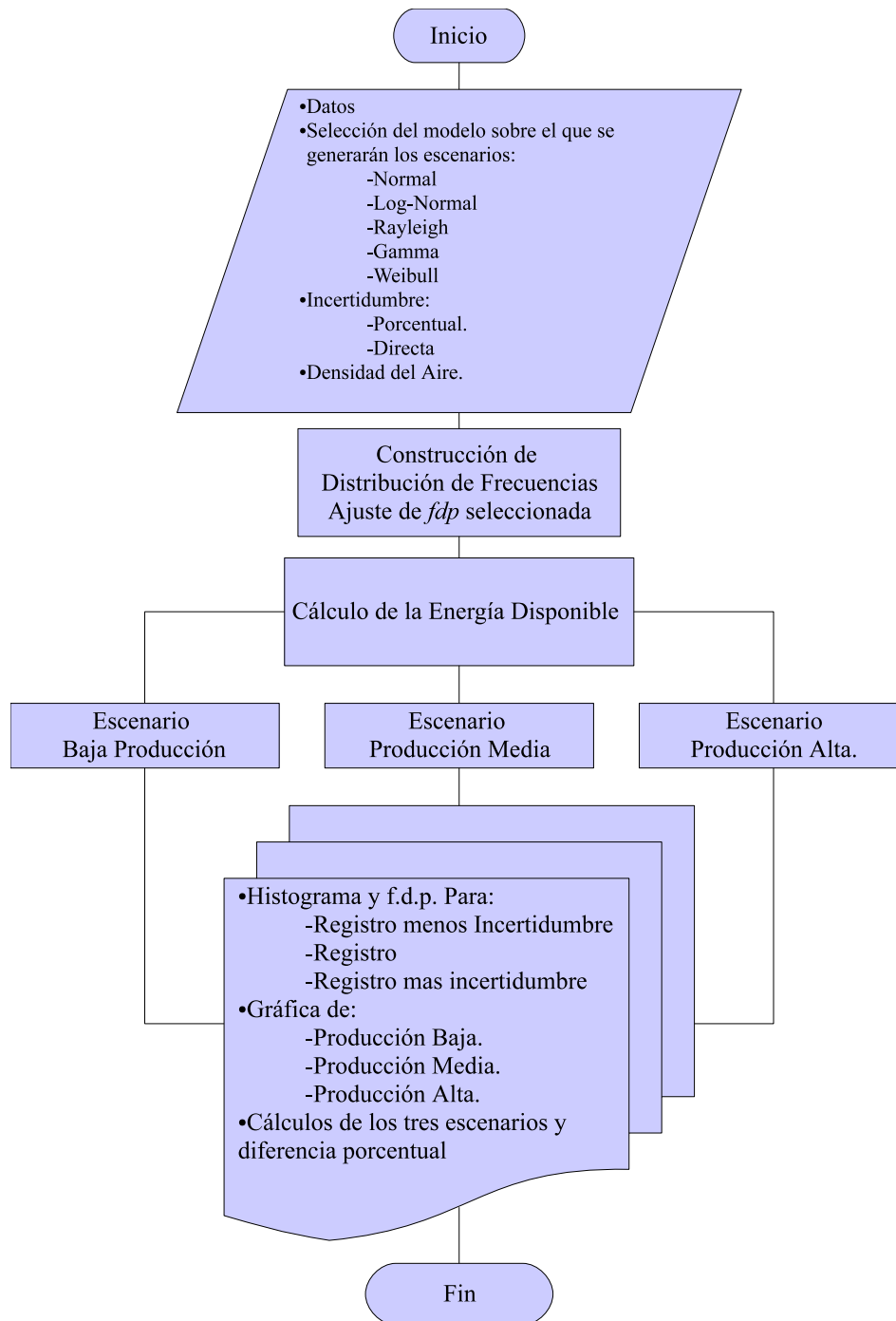


Figure 4.3.1: Diagrama de flujo para el código generado en lenguaje Matlab orientado a la generación de escenarios de producción energética a partir de las incertidumbres asociadas al instrumento de medición.

La descripción del programa es la siguiente:

- *Elementos de entrada:* Como elementos de entrada el código necesita el conjunto de velocidades de viento, y el modelo estadístico que será el empleado para el cálculo de la energía. El usuario además

debe proporcionar el tipo de incertidumbre (porcentual o directa) del instrumento y su valor, así como la densidad del aire.

- *Construcción de la distribución de frecuencias y ajuste del modelo estadístico:* En esta parte el programa construye la distribución de frecuencias y ajusta el modelo estadístico propuesto; por otra parte, es aquí donde se generan los conjuntos de velocidades máximas y mínimas de viento definidos por la suma y resta del error asociado al aparato de medición respectivamente, y se ajustan al respectivo modelo antes seleccionado.
- *Cálculo de la energía disponible.* Una vez definidos los tres modelos estadísticos, se calcula para cada uno la correspondiente energía disponible generando los siguientes escenarios de producción.
  - *Escenario de producción Bajo*
  - *Escenario de producción Medio*
  - *Escenario de producción Alto*
- *Elementos de salida:* Finalmente, el programa ofrece una representación gráfica de los tres conjuntos de velocidades generados, así como los respectivos cálculos y representaciones gráficas orientadas a la estimación de energía eléctrica generada.

Con todos los elementos anteriores es posible aplicar la metodología propuesta a un conjunto de velocidades de viento de interés. Para el desarrollo de la tesis se analizó un conjunto de velocidades registradas en la estación meteorológica del Centro de Investigación en Energía. Los resultados se presentan en el siguiente capítulo.

#### 4.4. Análisis para selección del mejor ajuste

Es fundamental tener presente que la selección adecuada del modelo estadístico que represente al conjunto de datos experimentales, es uno de los elementos que determinan la factibilidad técnica de la región como abastecedora de energía. Como se planteó en el Capítulo 2, el estudio del viento puede abordarse mediante el uso de herramientas estadísticas. Algunos trabajos que han sido desarrollados desde dicha perspectiva son los citados en el trabajo Carta et al. (2009).

Descrita en la sección anterior, la técnica en la cual se basan los estudios estadísticos es el denominado como velocidades promedio representativas, que consiste en el uso de las velocidades de viento promedio como elementos muestrales, que se obtienen a través del cálculo de la media aritmética de un conjunto consecutivo de velocidades registradas durante un determinado intervalo de tiempo. Estas velocidades representativas se utilizan para la construcción de las distribuciones de frecuencias relativa y acumulada relativa, para a partir de ella ajustar una función de densidad de probabilidad y la correspondiente función de densidad acumulada. En este sentido, presenta un amplio catálogo de modelos estadísticos para dicho fin Carta et al. (2009).

Un paso fundamental para una evaluación del recurso confiable, es la selección el modelo estadístico que mejor represente al conjunto de datos experimentales, para ello se han aplicado pruebas basadas en el estadístico Ji a las funciones probabilísticas y las disitribuciones de frecuencia experimentales, los

resultados obtenidos de esta prueba no es concluyente dado que la prueba esta diseñada para una muestra que represente una distribución normal Carta et al. (2009).

En este mismo sentido, en los trabajos:

Carta et al. (2008a), Akpinar and Akpinar (2005a), Akpinar and Akpinar (2005b), Akpinar (2006), Celik (2004a), Celik (2003), Garcia et al. (1998), Ramírez and Carta (2006), Carta and Ramírez (2007b), Carta et al. (2008b), Carta and Ramírez (2007a), Akpinar and Akpinar (2007), Shamilov et al. (2008).

Se aplica un método de selección basado en el cálculo de los coeficiente de correlación de Pearson entre las mismas variables acumuladas, en este caso, los coeficientes de correlación no determinan claramente el mejor ajuste ya que cualquier modelo estadístico ajustado a un conjunto de velocidades de viento presenta valores de correlación cercanos a uno, por lo que no logra ser un discriminante entre los modelos propuestos.

Bajo este contexto, dado el amplio catálogo de funciones de densidad de probabilidad ajustables a un conjunto de velocidades de viento, en la presente sección se describe un nuevo criterio de selección de modelo estadístico que permita asegurar que el modelo seleccionado representa de manera confiable la variable de interés. Este criterio, se basa en los valores que deben presentar la pendiente y ordenada al origen de una regresión lineal ordinaria derivadas del modelo probabilístico acumulativo y los valores experimentales. Estos valores deben ser para la pendiente: uno, y la ordenada al origen: cero.

Los argumentos son los siguientes: el ajuste de un modelo estadístico a un conjunto de datos experimentales tiene como finalidad asociar una función matemática que represente al conjunto y facilite su modelación sin la necesidad de trabajar individualmente los datos. Por lo tanto, el modelo y los datos deben ser, en una situación ideal, iguales. De tal manera, que al graficar puntos de la función acumulada contra los valores correspondientes de la distribución de frecuencias, no sólo se espera tener una relación lineal, sino que los valores de la pendiente y la ordenada al origen correspondientes a una regresión lineal ordinaria entre ellos, deben ser 1 y 0 respectivamente. De esta forma no calificaremos si existe o no correlación entre la función propuesta y la distribución acumulada correspondiente, sino qué calificaremos que tan parecidos son.

Por lo tanto, la selección de representación de un modelo estadístico, dependerá de la cercanía de los parámetros de la recta ajustada a los valores propuestos. Complementario a este criterio, se calculan los errores estándar correspondientes a los parámetros de la recta, a partir de los cuales generamos los respectivos intervalos de confianza lo cuales ayudarán en la determinación del mejor ajuste, ya que en estos intervalos pueden estar contenidos los valores propuestos de la pendiente y ordenada al origen, para el caso en que una igualdad directa no se presente. Con estos nuevos elementos es posible ahora determinar el mejor ajuste de entre un conjunto de modelos propuestos.

Es importante mencionar que éste criterio de selección de mejor ajuste emplea la *fda* debido a que esta función tiene la característica de ser una función con pendiente positiva para toda  $x$ , de esta forma se garantiza que el modelo propuesto no presente oscilaciones que comprometan la similitud entre él y los datos experimentales. De esta forma, una vez determinada la *fda* tenemos ya un modelo seleccionado y por lo tanto una *fdp* que será empleada para el cálculo de la potencia eléctrica.

Para probar el método de selección se generó un código en lenguaje Matlab que obedece al siguiente diagrama de flujo presentado en la figura 4.4.1:

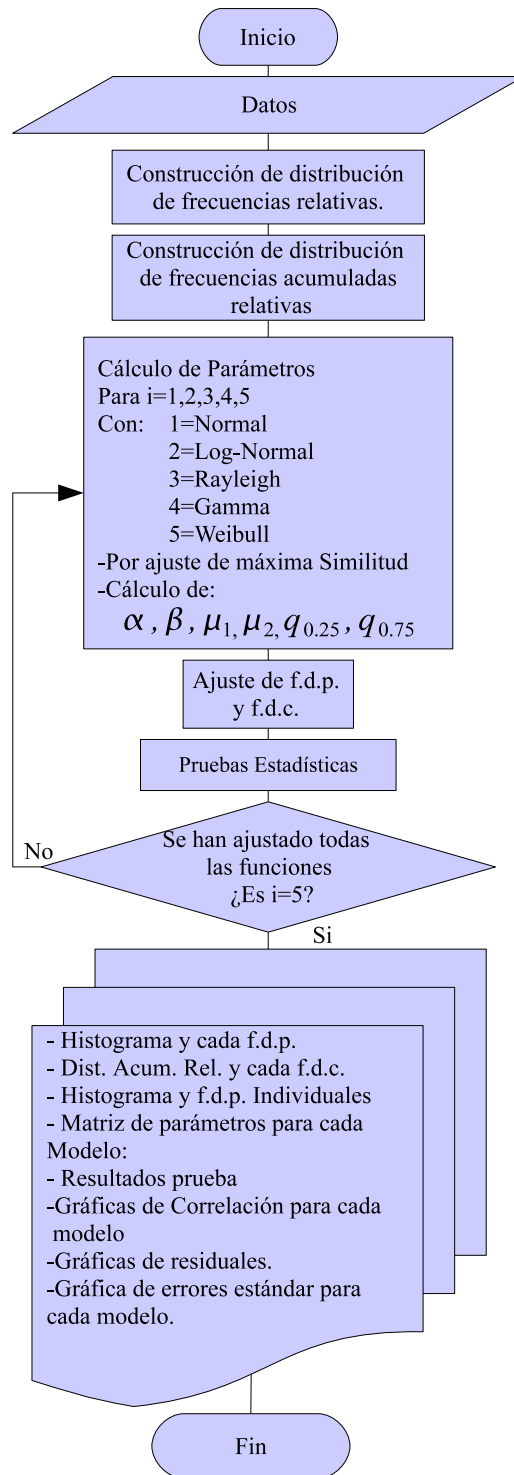


Figura 4.4.1: Diagrama de Flujo del código generado en Matlab para la determinación del mejor ajuste de un modelo estadístico a un conjunto de datos.

Las características del código son las siguientes:

- *Datos*: El programa utiliza como elementos de entrada el conjunto de velocidades de viento que se busca representar.
- *Construcción de las distribuciones de frecuencia experimentales*: En esta parte, se construyen el

histograma relativo y la distribución de frecuencias acumuladas relativas.

- *Cálculo de parámetros*: El código generado probará el ajuste para los siguientes modelos propuestos:
  - Normal
  - Log-Normal empleado en los siguientes trabajos:
    - Luna and Church (1974)
    - Justus et al. (1976)
    - Kaminsky (1977)
    - Garcia et al. (1998)
    - Bogardi and Matyasovzky (1996)
    - Tar (2007)
  - Rayleigh empleada en los siguientes trabajos:
    - Chadee and Sharma (2001)
    - Ulgen and Hepbasli (2002)
    - Balouktsis et al. (2002)
    - Mathew et al. (2002)
    - Celik (2003)
    - Ilinca et al. (2003)
    - Kose et al. (2004)
    - Celik (2004b)
    - Ulgen et al. (2004)
    - Akpınar and Akpınar (2005b,a)
    - Akpınar (2006)
    - Essa and Embaby (2005)
    - Essa and Mubarak (2006)
    - Jowder (2006)
    - Gokcek et al. (2007)
  - Gamma Algunos trabajos que utilizan esta distribución son los siguientes:
    - Kaminsky (1977)
    - Roldan et al. (1982)
    - Chadee and Sharma (2001)
    - Tar (2007)
  - Weibull, la cantidad de trabajos que emplean esta distribución pueden consultarse en Carta et al. (2009).

Posteriormente, para cada modelo propuesto se calculan (cuando el modelo así lo permita) los siguientes parámetros<sup>3</sup>:

---

<sup>3</sup>El cálculo de parámetros se realiza a partir del método de máxima verosimilitud, el cual según Wilks (2006) ofrece mejores resultados de ajuste en comparación con el método de momentos.



- Parámetros de forma  $\alpha$  y escala  $\beta$ .
- Primero y segundo momento  $\mu_1$  y  $\mu_2$ .
- Los cuartiles  $q_{0.25}$  y  $q_{0.75}$ .
- *Ajuste de las funciones*: Una vez calculados los parámetros de ajuste, se generan los modelos probabilísticos relativos correspondientes a la función de densidad de probabilidad (*fdp*) y la función de densidad acumulada (*fda*), los cuales se grafican con las distribuciones de frecuencia generados.
- *Pruebas estadísticas*: Aunque las pruebas de bondad de ajuste son poco comunes en el ámbito de las velocidades de viento, como primer criterio de selección se desarrolla una prueba Ji cuadrada entre la distribución de frecuencias relativas acumuladas y cada función propuesta. Los resultados de la prueba se presentan al término de la ejecución del programa. A continuación se calcula como se menciona en Carta et al. (2009), el parámetro de correlación de Pearson entre los valores del modelo propuesto por la *fda* y las observaciones como criterio de selección. Finalmente, se ajusta la regresión lineal entre la función acumulada y la distribución experimental, calculando los parámetros y los correspondientes errores estándar.
- Resultados: Como elementos de salida, el software genera lo siguiente:
  - Gráfica de la distribución de frecuencias relativas y todas la *fdp* propuestas.
  - Gráfica de la distribución acumulada de frecuencias relativas y todos los modelos *fda* propuestos.
  - Gráficas individuales de la distribución de frecuencias y los modelos de *fdp*.
  - Matriz de parámetros: Parámetros vs Modelo
  - Resultados de la prueba Ji cuadrada
  - Gráfica de barras que presenta el valor de los coeficientes de correlación para cada modelo propuesto de *fda* y los valores experimentales.
  - Gráfica de residuales para cada modelo propuesto.
  - Gráfica de errores estándar y límites de confianza para cada modelo.

La metodología a seguir para el uso de software es:

- Ajuste del equipo de almacenamiento de datos para el registro de las velocidades de viento por intervalos de tiempo de un segundo sin el uso de la técnica de velocidades promedio representativas.
- Desarrollo y uso del código desarrollado para la selección de la distribución probabilística que represente el mejor ajuste a un conjunto de velocidades de viento.
- Análisis de resultados.
- Conclusiones.



## Capítulo 5

# Resultados y Análisis

En el capítulo anterior se plantearon las metodologías que se emplearán para el desarrollo del análisis de confiabilidad. La presentación de los resultados iniciará con las técnicas de muestreo, seguido de la metodología propuesta para la selección del mejor ajuste, para cerrar con el cálculo de la energía eléctrica disponible y en este sentido desarrollar una estimación de la respectiva propagación de incertidumbre.

### 5.1. Resultados de la técnica de Muestreo por promedios

Como se planteó en la sección anterior, la técnica de muestreo empleada para la estimación del recurso eólico se fundamenta en elementos derivados de la aplicación de la técnica de velocidades promedio representativas.

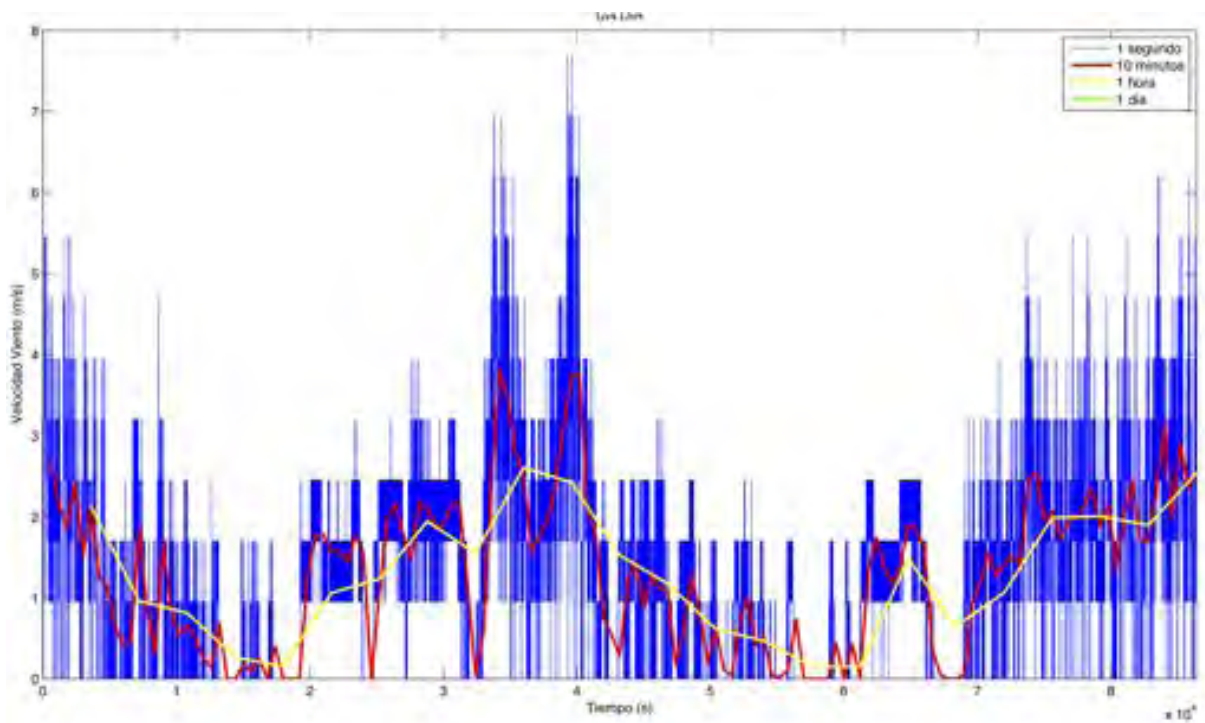


Figura 5.1.1: Series temporales correspondientes a una semana, los datos registrados cada segundo en color azul, los promedios cada diez minutos y una hora en color rojo y amarillo respectivamente.

En la figura 5.1.1 se presenta la serie de tiempo correspondiente a la primer semana de medición, en la figura se observa el conjunto de datos registrado por segundo en color azul, los promedios por cada diez minutos y una hora en color rojo y amarillo respectivamente. De las series temporales se observa que las velocidades altas registradas por cada segundo, no son observadas en las series temporales de 10 y una hora. Por otro lado, observamos que a medida que el tiempo sobre el cual se calcula la velocidad promedio aumenta la serie temporal disminuye sus valores máximos.

En la figura 5.1.2 se presenta la serie de tiempo registrada durante los 49 días además de las series temporales presentadas en la figura 5.1.1 se incluyen los promedios diarios en verde.

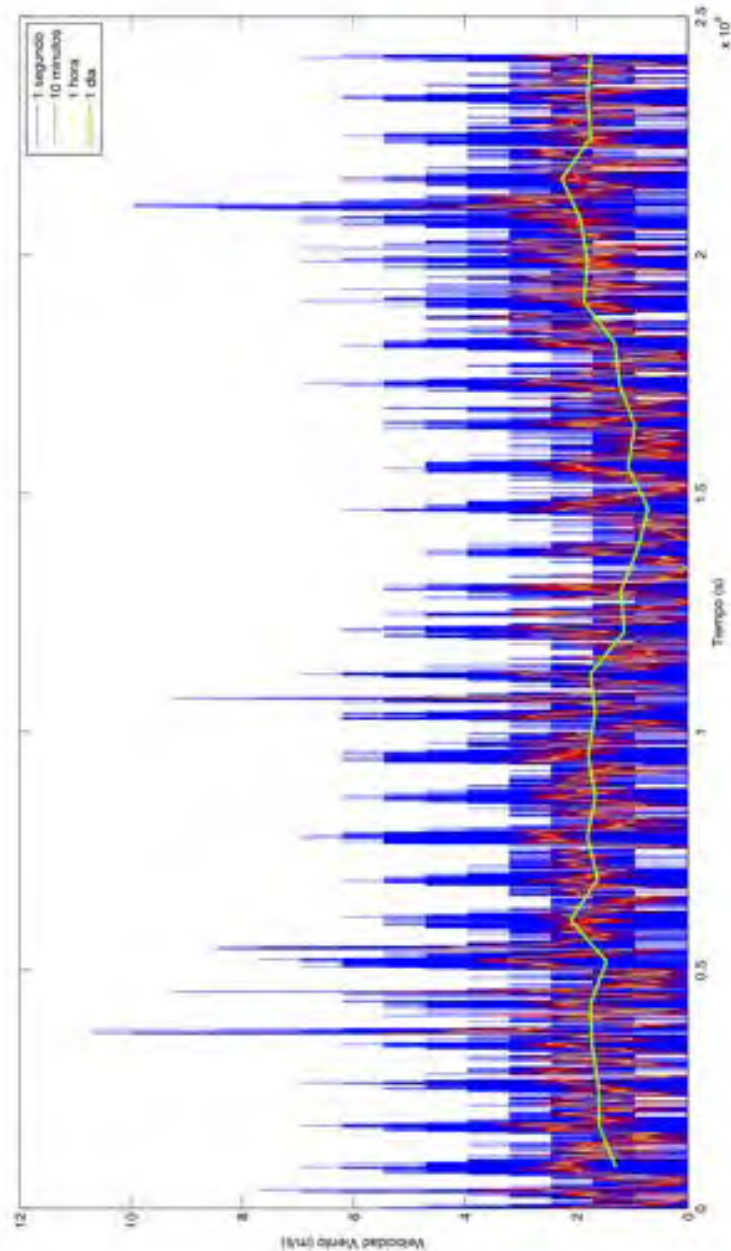


Figura 5.1.2: Serie de tiempo en azul observamos los datos por segundo, en rojo los promedios por intervalos de 10 minutos, en amarillo se presentan los promedios por una hora y en verde los promedios diarios.

Para detectar si existe alguna diferencia significativa en el tiempo de muestreo empleado para la estimación de la energía eólica disponible, se analizó un registro de velocidades de viento que comprende un total de 49 días, del cual se generaron distintos conjuntos de datos a tiempos de muestreo diferentes. A cada conjunto de datos se le aplicó la metodología para la determinación del mejor ajuste, y para todas las muestras la función empleada para el cálculo de los parámetros fue la distribución Rayleigh.

En el cuadro 5.1 se presenta el primer momento o derivado de dicha función. En la primera columna se presenta el tiempo de muestreo, a continuación el correspondiente valor esperado calculado y finalmente en la tercera columna, se presenta el porcentaje de cambio del primer momento dada la expresión 5.1.1, donde  $z_{1i}$  es la variable a analizar calculada del tiempo de muestreo  $i$ -ésimo, y  $z_{11}$  es la variable a analizar del muestreo basado en un registro de velocidades de viento registrados por intervalos de un segundo.

$$\% \text{ de cambio en la variable } z_1 = \left(1 - \frac{z_{1i}}{z_{11}}\right) 100 \quad (5.1.1)$$

Por ejemplo, para el primer momento la expresión 5.1.1 queda como sigue:

$$\% \text{ de cambio en el primer momento } \mu_1 = \left(1 - \frac{\mu_{1i}}{\mu_{11}}\right) 100 \quad (5.1.2)$$

En el cuadro 5.1 se puede observar que los valores esperados para las distribuciones Rayleigh asociadas van disminuyendo a medida que los tiempos de muestreo aumentan; por ejemplo si se toma un tiempo de muestreo basado en promedios de una hora, el valor esperado disminuye un 5.4% en comparación con el tiempo de muestreo por un segundo. Recordando que una forma de estimar la energía media para una región es mediante el uso de la velocidad media (en este caso el valor esperado de la velocidad por tratarse de una distribución Rayleigh), por lo que un cambio en este valor esperado puede verse reflejado en estimaciones incorrectas del potencial, como podrá confirmarse en la sección 5.3.

Cuadro 5.1: Valores del primer momento calculados para una función Rayleigh ajustada a distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.

Tiempo de Muestreo [s] (n=3488072)	$\mu_{1i}$ [m/s]	% de cambio en $\mu_1$ respecto $\mu_{11}$
1	1.99	0
10	1.97	1.29
50	1.95	2.13
100	1.94	2.63
500	1.91	3.90
600	1.91	4.05
1000	1.90	4.40
3600	1.88	5.40

En la figura 5.1.3 se encuentra la representación gráfica del cuadro 5.1.

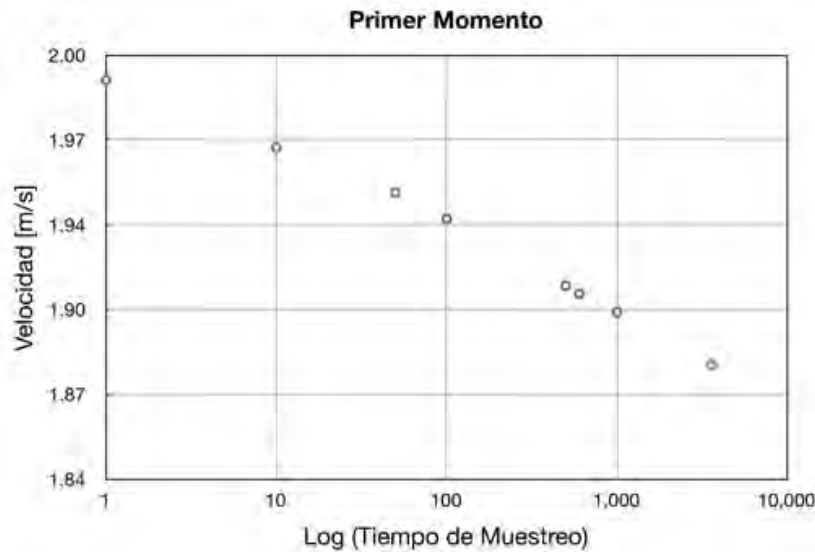


Figura 5.1.3: Gráfica de los valores del Primer Momento de una función Rayleigh ajustada a distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.

El siguiente elemento calculado es el segundo momento  $\mu_2$ , (cuadro 5.2). El segundo momento es un elemento que indica la dispersión de la muestra. Como se puede observar en la segunda columna del cuadro 5.2, los valores de este parámetro van en decremento a medida que los tiempos de muestreo aumentan, como sabemos, el segundo momento es una medida de dispersión de la muestra, por lo tanto, se puede afirmar que las diferencias entre los valores mínimo y máximo disminuyen a medida que los tiempos de muestreo van en aumento, este hecho debe verse reflejado en los cuadros correspondientes a dichos valores.

Cuadro 5.2: Valores del Segundo Momento de una función Rayleigh ajustada a distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.

Tiempo de Muestreo [s]	$\mu_2$ [m/s]	% de cambio en $\mu_2$ respecto $\mu_{21}$
1	1.08	0
10	1.06	2.56
50	1.04	4.22
100	1.03	5.20
500	1.00	7.65
600	1.00	7.94
1000	0.99	8.61
3600	0.97	10.50

La tercer columna está calculada con base en la expresión 5.1.1.

En la figura 5.1.4 se presentan los valores del segundo momento para distintos tiempos de muestreo. Al igual que en el primer momento se puede observar un decremento en los valores asociados a medida

que el tiempo de muestreo aumenta.

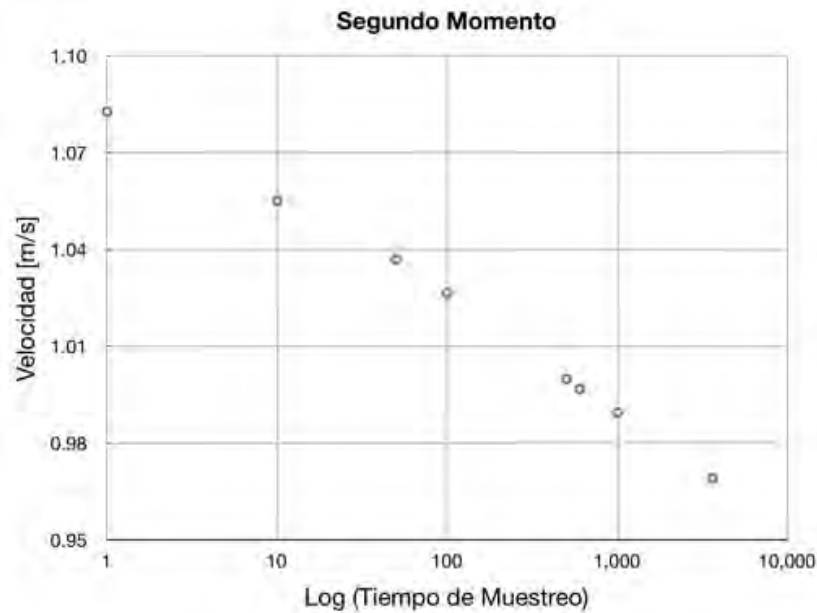


Figura 5.1.4: Gráfica de los valores del Segundo Momento de una función Rayleigh ajustada a distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.

En tercer lugar se presentan los valores asociados al parámetro  $\alpha$ , el cual define el modelo estadístico Rayleigh seleccionado como el que presenta el mejor ajuste para todas las muestras. A igual que en los casos anteriores, se presenta una disminución de dicho parámetro a medida que el tiempo de muestreo aumenta (cuadro 5.3). Los valores relacionados al porcentaje de cambio son los mismos que los presentados en el valor esperado, esto se debe a que el parámetro  $\alpha$  es función del valor esperado.

Cuadro 5.3: Valores del parámetro  $\alpha$  para una distribución Rayleigh ajustada a distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.

Tiempo de Muestreo [s]	$\alpha$	% de cambio en $\alpha$ respecto $\alpha_1$
1	1.59	0
10	1.57	1.29
50	1.55	2.13
100	1.55	2.63
500	1.53	3.90
600	1.52	4.05
1000	1.52	4.40
3600	1.50	5.40

La tercer columna está calculada en base a la expresión 5.1.1.

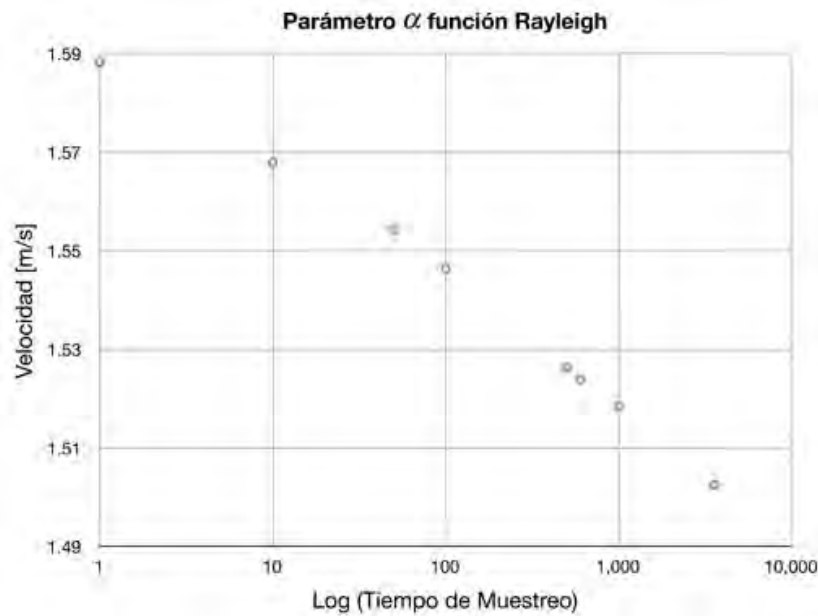


Figura 5.1.5: Gráfica de los valores del parámetro  $\alpha$  para una distribución Rayleigh ajustada a distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.

En la figura 5.1.5, se observa el comportamiento decreciente del parámetro  $\alpha$  descrito anteriormente.

Como siguiente parte del análisis, en el cuadro 5.4 se presentan los valores mínimos en cada tiempo de muestreo. Aquí se observa que los elementos mínimos prácticamente se conservan, lo cual puede atribuirse a su abundancia dentro de la muestra, la cual puede verificarse gráficamente por el sesgo positivo de la función y la distribución de frecuencias. Y es éste hecho el que deriva en la subestimación del recurso, ya que el uso de la media aritmética para distintos intervalos de tiempo tiende a eliminar los valores extremos de la muestra a la cual se aplica, y debido a su sesgo, los elementos que se eliminan en primer lugar son los menos abundantes que en nuestro caso son las velocidades altas, las cuales son para nuestra evaluación del recurso las más energéticas.

Cuadro 5.4: Valores mínimos para distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.

Tiempo de Muestreo [s]	Mínimos [m/s]	% de cambio en los Mínimos respecto $m_1$
1	0.94	0
10	0.95	1.60
50	0.95	1.60
100	0.95	1.60
500	0.95	1.60
600	0.95	1.60
1000	0.96	3.05
3600	1.07	13.94

Al igual que en los casos anteriores, la tercer columna de la tabla 5.4, se calculó mediante la expresión 5.1.1. Gráficamente, el cuadro 5.4 se presenta en la figura 5.1.6



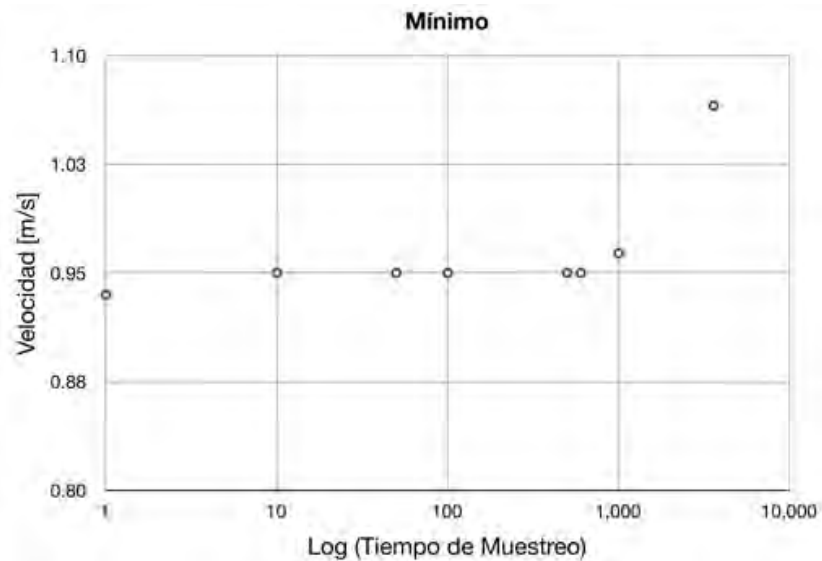


Figura 5.1.6: Gráfica de los valores mínimos para distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.

Finalmente, en esta parte del análisis se presentan en el cuadro ?? los máximos correspondientes a cada tiempo de muestreo. En este caso se observa que los valores máximos decrecen a medida que los elementos de muestreo van en aumento. A diferencia de las tablas 5.1, 5.2 y 5.3, la correspondiente a los máximos presenta los porcentajes de cambio más altos. Este fenómeno puede explicarse por la baja frecuencia de las altas velocidades. Lo cual confirma la disminución en el parámetro de dispersión y es motivo de una subestimación del recurso, ya que los máximos de la velocidad en la región son imperceptibles para tiempos de muestreo altos y provocan una disminución en el primer y segundo momento de la muestra.

Cuadro 5.5: Valores Máximos para distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.

Tiempo de Muestreo [s]	Máximos [m/s]	% de cambio en los Máximos respecto $M_1$
1	10.70	0
10	8.90	16.82
50	8.00	25.23
100	7.35	31.33
500	5.76	46.12
600	5.96	44.29
1000	5.42	49.39
3600	4.91	54.13

Como en los casos anteriores, la tercera columna de la tabla se calcula mediante la expresión 5.1.1.

La representación gráfica de los valores máximos se presenta en la figura 5.1.7.

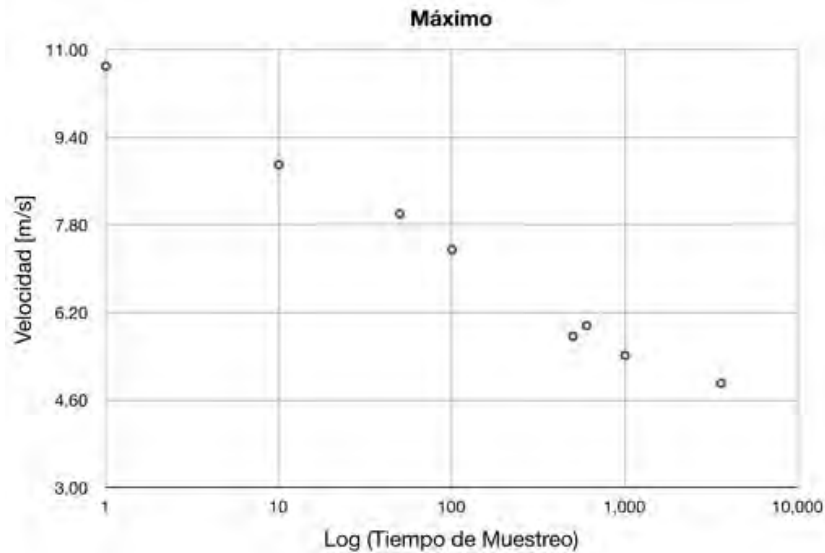


Figura 5.1.7: Gráfica de los valores Máximo para distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.

Del análisis de los parámetros anteriores se puede afirmar que para el conjunto de datos analizados, la aplicación de la técnica de velocidades promedio representativas empleada en la estimación del recurso eólico provoca la subestimación del mismo, ya que el uso de éstas a intervalos de tiempo mayores provocan una eliminación del sesgo positivo de la muestra. Esto ocasiona que los elementos máximos sujetos a esta técnica sean eliminados por los elementos más abundantes que, en este caso, son los que poseen las velocidades más bajas, lo que ocasiona dejar fuera los elementos más energéticos de la evaluación del recurso.

Este hecho se confirma con el decremento del primer y segundo momento a medida que el tiempo de muestreo aumenta. La eliminación de las velocidades más altas, y por ende del sesgo, se refleja en la disminución del valor esperado de la muestra y el decremento de la medida de dispersión, lo que se traduce en una distribución probabilística diferente con parámetros menores. Por lo tanto, el cálculo de la posible cantidad de energía a producir es menor a la real. Este hecho tiene como consecuencia directa que el cálculo del costo de generación de la energía eléctrica producida sea mayor y en consecuencia la viabilidad tecno-económica del sitio como proveedor de energía eléctrica se vea disminuida.

## 5.2. Resultados Mejor Ajuste

En esta sección se presentan los elementos de salida del software desarrollado para la elección del mejor ajuste de un modelo estadístico a un conjunto de datos. Dicho método se aplicó a distintas muestras, aquí sólo se presenta a manera de ejemplo, la aplicación del modelo para el conjunto de velocidades de viento derivado de la técnica de velocidades promedio representativas por tiempo de muestreo de 10 segundos para un periodo de 49 días.

El elemento de entrada es el conjunto de velocidades de viento. El primer elemento de salida se presenta en la figura 5.2.1, donde se puede observar los diferentes modelos probabilísticos empleados y las correspondientes distribuciones de frecuencias existe gran similitud entre los modelos probabilísticos, por lo que sería muy difícil determinar el mejor ajuste de manera visual.

Por otro lado, en la gráfica de frecuencias relativas acumuladas, observamos que las velocidades mayores a los 4 m/s se presentan con baja frecuencia, ya que para estos valores la fdc prácticamente es 1.

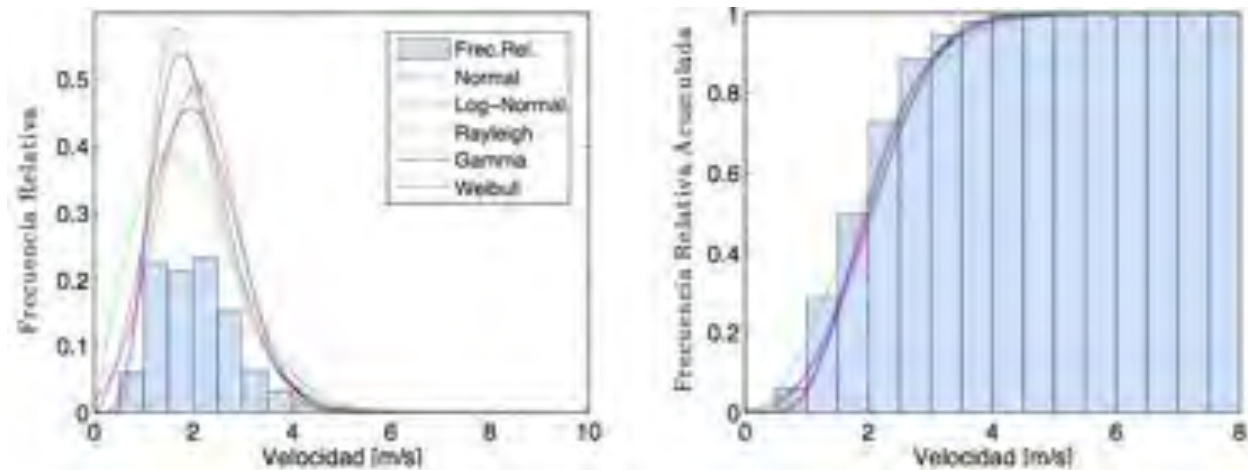


Figura 5.2.1: Del lado izquierdo observamos la distribución de frecuencias relativas y el conjunto de fdp ajustados, en el lado izquierdo se presenta la distribución acumulada y las funciones acumuladas.

El segundo elemento de salida se presenta en la figura 5.2.2, lo que se presenta de manera individual el ajuste de los 5 modelos probabilísticos propuestos, así como su los correspondientes primer y segundo momentos. El primer momento tiene el mismo valor para las distribuciones Normal, LogNormal, Gamma y Weibull; la distribución Rayleigh presenta un valor esperado menor. De lo anterior se puede afirmar que la elección del modelo probabilístico ajustado influye en la estimación de la energía, la elección de un modelo probabilístico determina la estimación del recurso y por ende la factibilidad del sitio.

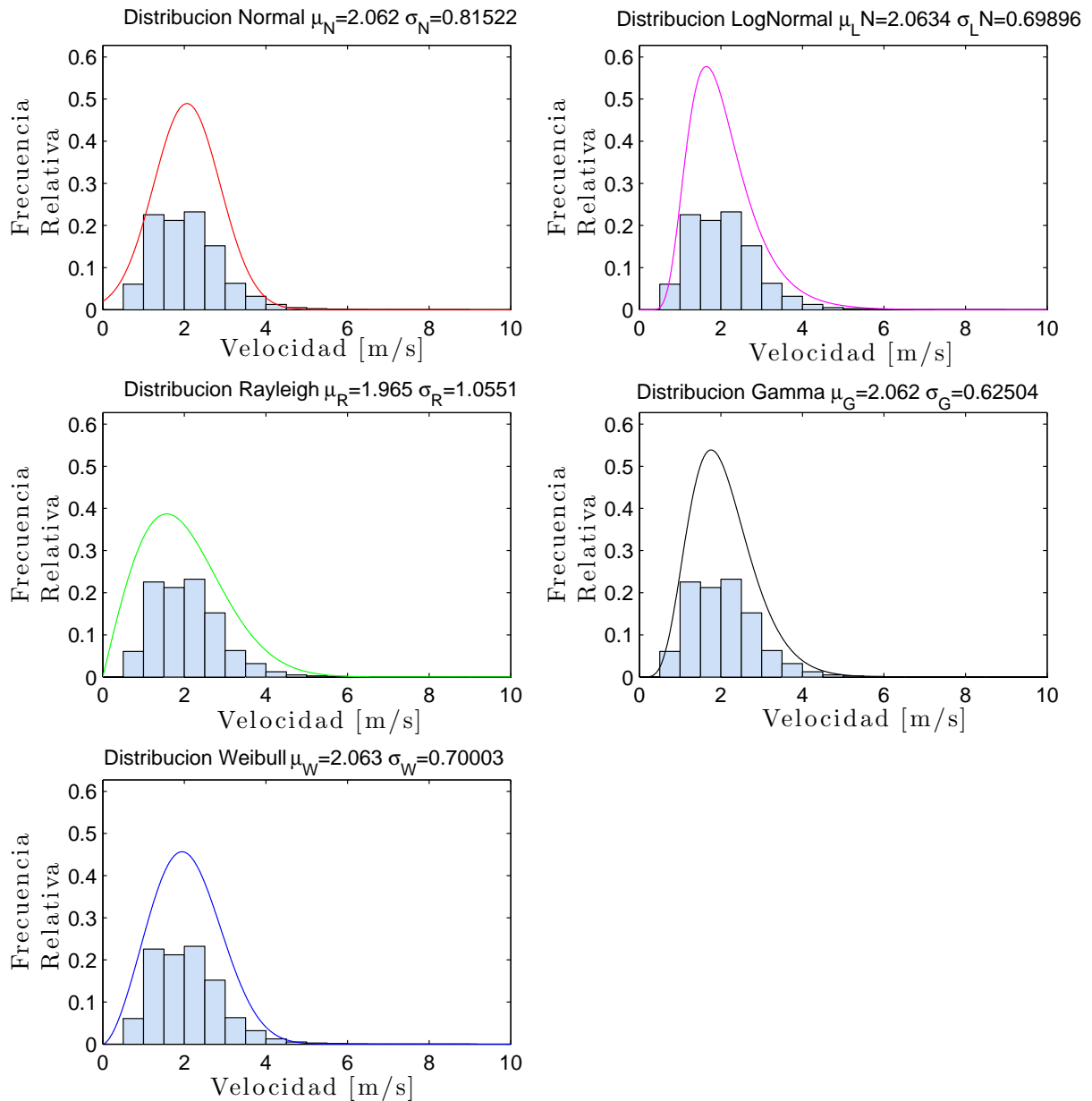


Figura 5.2.2: Representación gráfica de las fdp individuales.

El tercer elemento de salida se presenta en la figura 5.2.3, la cual contiene los parámetros de las correspondientes regresiones lineales calculadas entre el modelo propuesto y la frecuencia dada por el experimento. En la figura 5.2.3 también se incluyen los valores del coeficiente de correlación de Pearson  $R$  obtenidos de las mismas variables. Si aplicáramos el método de selección basado en el coeficiente de correlación, la función elegida sería la LogNormal, y el estudio estaría concluido.

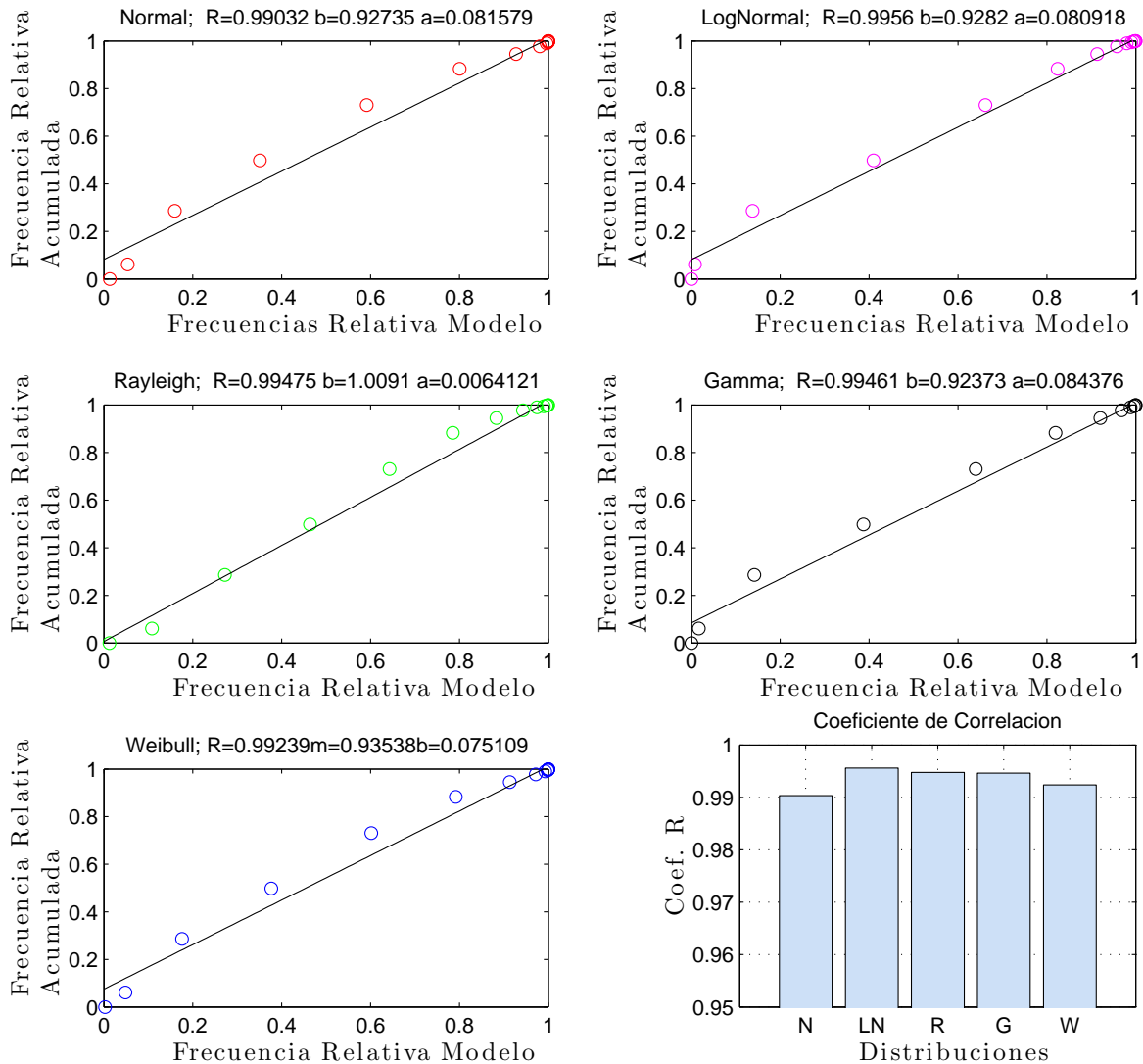


Figura 5.2.3: Regresión lineal generada entre la distribución de frecuencias acumuladas relativas y el modelo. La gráfica de barras presenta los valores de los coeficientes de correlación para cada modelo, Normal (N), LogNormal (LN), Rayleigh (R), Gamma (G), Weibull (W).

El cuarto elemento de salida se presenta en la figura 5.2.4, y contiene la distribución de residuales correspondiente a cada modelo. Una distribución homogénea de los residuales sobre la línea recta determina la confiabilidad del ajuste. En este caso, la mejor distribución de residuales se presenta para la distribución Rayleigh, en la gráfica se puede observar que existen residuales sobre y debajo de la gráfica.

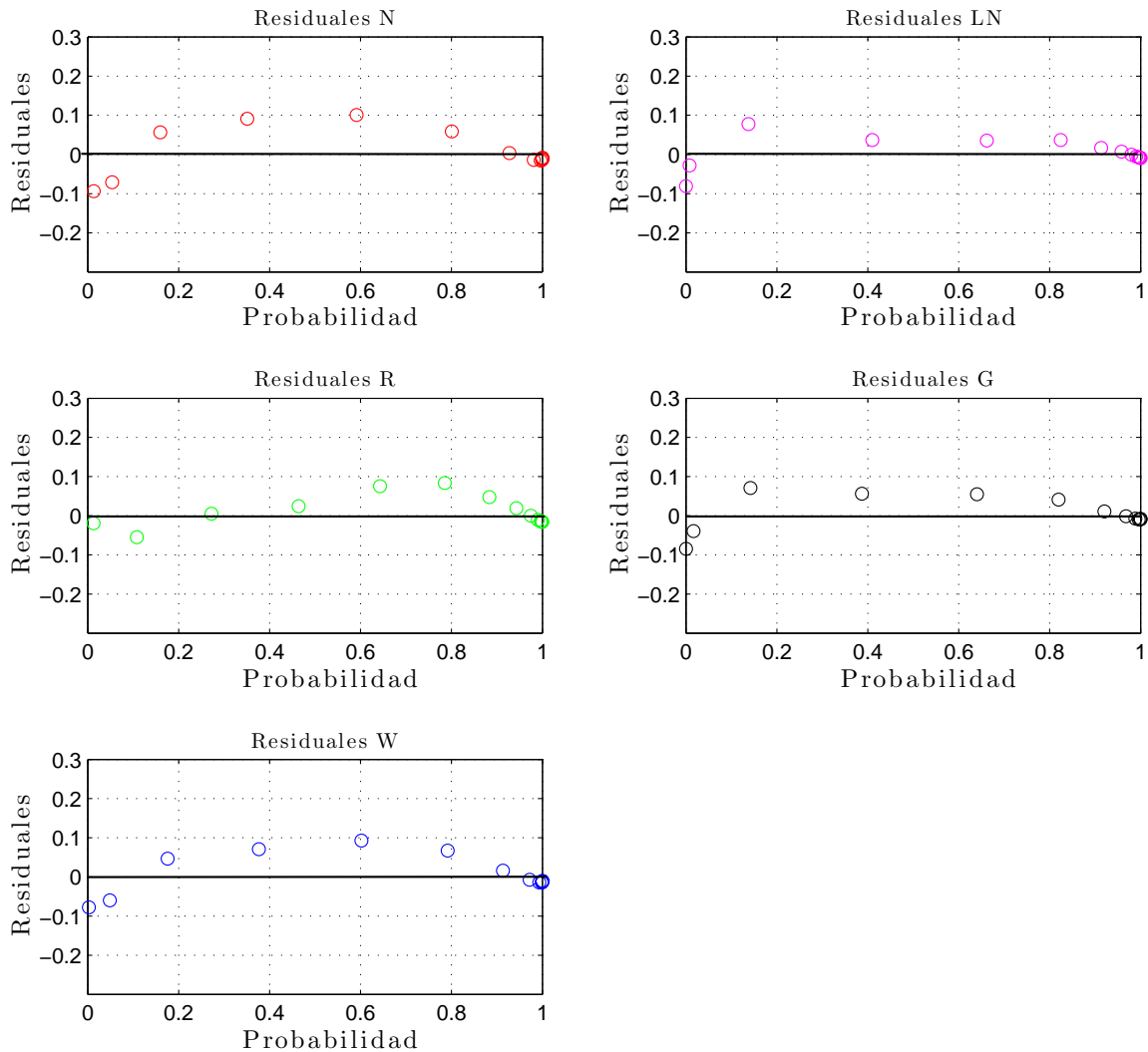


Figura 5.2.4: Residuales para cada modelo probabilístico propuesto, Normal (N), LogNormal (LN), Rayleigh (R), Gamma (G), Weibull (W)..

El cuarto elemento de salida se presenta en la figura 5.2.5 y corresponde al criterio propuesto en este trabajo como elemento de selección. En ella encontramos los valores correspondientes a los parámetros de la regresión lineal ordinaria, pendiente y ordenada al origen para cada modelo propuesto, así como los errores estándar correspondientes.

Como se discutió en el capítulo anterior, el criterio de selección se basa en los valores que deben presentar la pendiente y la ordenada al origen. En la gráfica se observa que la pendiente que presenta un valor más cercano a uno, es la correspondiente a la distribución Raleigh. Para el caso de la ordenada al origen, el valor más cercano al cero corresponde a la misma distribución, además que en ambos casos los intervalos de confianza calculados contienen a los valores propuestos como puede observarse en la figura 5.2.5. Por lo tanto, de los modelos propuestos, la distribución que presenta el mejor ajuste al conjunto de datos experimentales analizados es la Rayleigh, la cual presenta el valor esperado más pequeño de las cinco. La elección de cualquier otra distribución conduciría a una sobre estimación del recurso y en consecuencia el desarrollo de cualquier estudio financiero para la determinación de la factibilidad del sitio como proveedor de energía, conduciría a una lenta recuperación del capital.

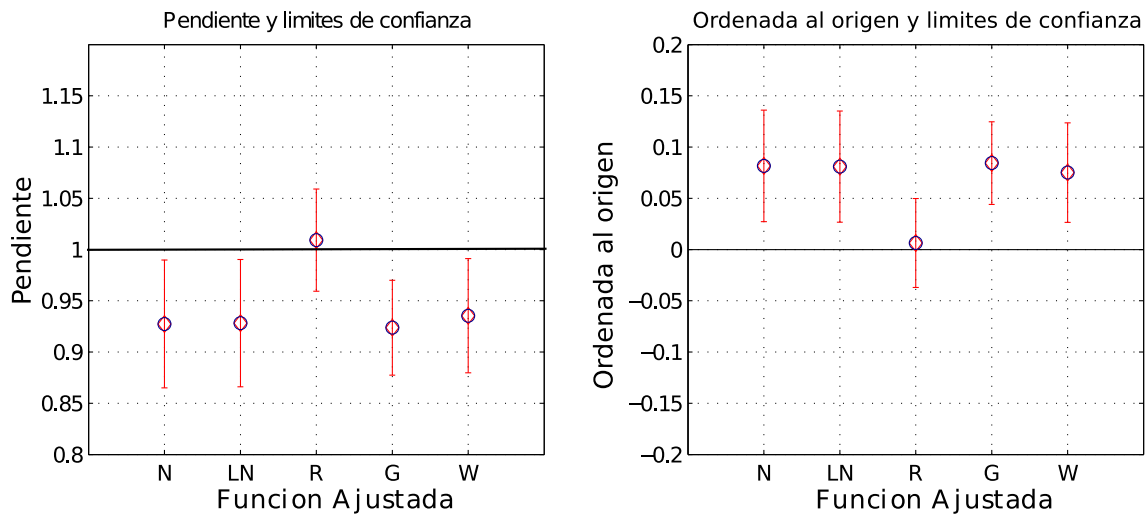


Figura 5.2.5: Pendiente y ordenada al origen para cada modelo propuesto y los correspondientes errores estándar calculados para cada variable, Normal (N), LogNormal (LN), Rayleigh (R), Gamma (G), Weibull (W)..

En esta sección se ha desarrollado y discutido un ejemplo de la aplicación del código en lenguaje Matlab que contiene los criterios para la determinación del mejor ajuste de un modelo estadístico a un conjunto de datos. De la aplicación se puede afirmar que la elección de modelo estadístico basado en el cálculo del coeficiente correlación de Pearson no es confiable, ya que según este criterio el modelo que deberíamos seleccionar es el LogNormal ( figura 5.2.3), el cual presenta una velocidad esperada mayor, lo cual puede conducir a una sobreestimación del recurso. Por otro lado, logramos establecer y probar un nuevo criterio de selección estadístico fundamentado en los valores de los parámetros de las regresiones lineales.

### 5.3. Resultados para la estimación de la Potencia Eléctrica

Una vez que los elementos muestrales ya han sido analizados y se ha determinado el modelo probabilístico que se utilizará para la estimación de la energía disponible en la región de estudio, calculamos la energía disponible por unidad de área, para diferentes tiempos de muestreo. Los resultados se presentan en el cuadro 5.6 y la figura 5.3.1. De los datos presentados en el cuadro, se puede afirmar que el cálculo de la energía disponible va en decremento a medida que el tiempo de muestreo aumenta. Esto significa que la aplicación de la técnica de velocidades promedio representativas a este conjunto de datos, conduce a la subestimación del recurso eólico. Una media móvil de 10 minutos comparada con un registro por segundo de las velocidades del viento, produce una subestimación de la energía en un 11.68 %.

Cuadro 5.6: Valores de la energía generada durante los 49 días para distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.

Tiempo de Muestreo [s]	Energía Disponible $\left[\frac{kWh}{m^2}\right]$	% de cambio en la Energía Disponible
1	8.94	
10	8.60	3.81
50	8.38	6.26
100	8.25	7.69
500	7.93	11.26
600	7.90	11.68
1000	7.81	12.63
3600	7.56	15.41

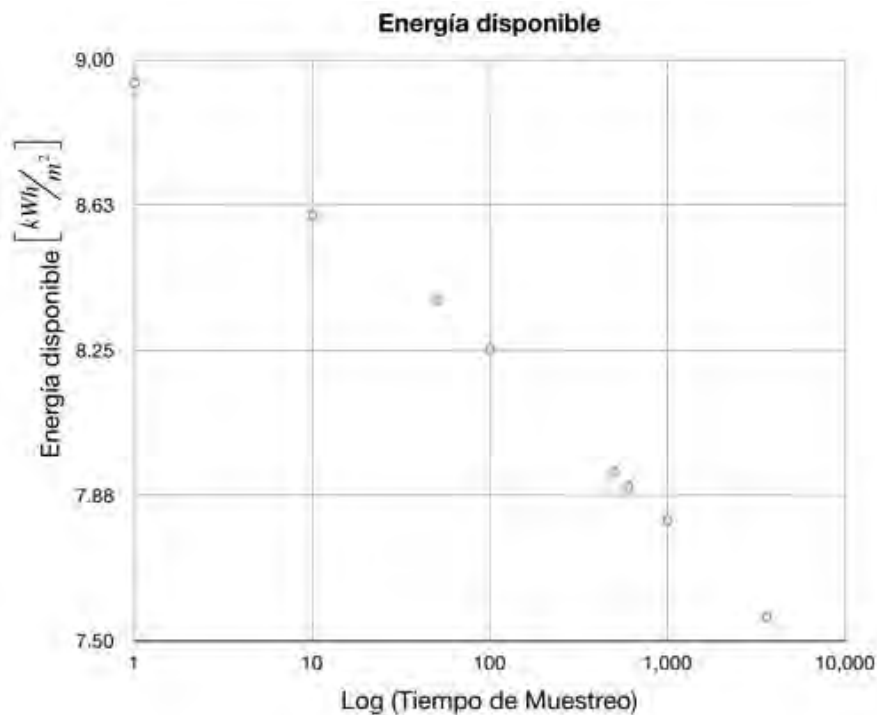


Figura 5.3.1: Gráfica de los valores de la energía generada durante los 49 días para distintos conjuntos generados a partir de la técnica de velocidades promedio representativas.



### 5.4. Escenarios de producción energética

El tener un registro de las velocidades de viento sin tratamiento estadístico previo permite desarrollar un análisis de la influencia de las incertidumbres asociadas al instrumento de medición. En esta sección aplicamos dicha metodología a dos instrumentos de medición con diferentes incertidumbres.

En primer lugar se presentan los escenarios energéticos calculados para el conjunto de velocidades registradas en un periodo de 49 días y una incertidumbre directa de  $\pm 0.5\text{m/s}$ .

Como primer elemento de salida se tiene la figura 5.4.1 , en la que observamos la distribución de frecuencias y el modelo estadístico, que según nuestro análisis de selección, presenta el mejor ajuste al conjunto de datos, así como las funciones generadas a partir de la inclusión de la incertidumbre.

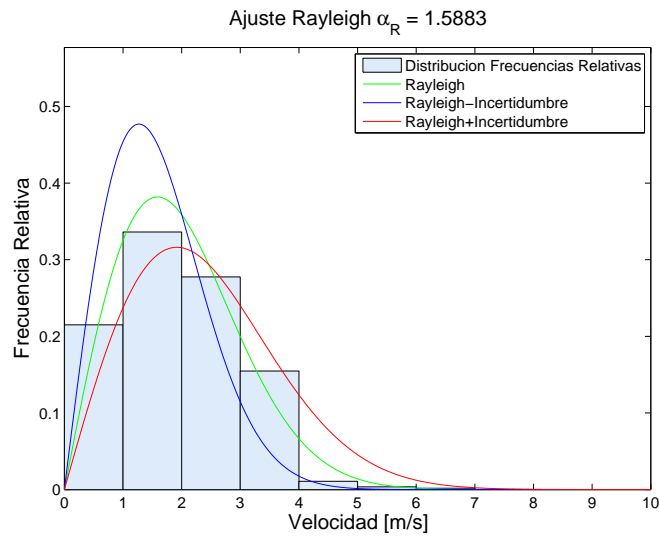


Figura 5.4.1: Distribución de frecuencias relativas y los modelos ajustados a los conjuntos propuestos para la generación de escenarios energéticos.

En el cuadro 5.7, observamos los valores calculados de la energía estimada y la respectiva diferencia porcentual, en ella se puede observar que existen grandes diferencias, entre los escenarios generados, también es importante señalar que dicha diferencia no es simétrica, es decir, la diferencia porcentual respecto al escenario medio no es la misma para un escenario alto y el bajo.

Cuadro 5.7: Escenarios de producción energética para un anemómetro con una incertidumbre de 0.5 m/s.

Escenario de Producción	$kWh/m^2$	Diferencia porcentual respecto al escenario medio
Baja	4.59	48.70 %
Medio	8.94	0
Alto	15.74	76.08 %

En la figura 5.4.2, la representación gráfica de los escenarios de producción energética generados, en ella observamos una evidente diferencia entre los tres posibles escenarios de producción, este hecho se debe a la magnitud de la incertidumbre asociada al instrumento de medición.

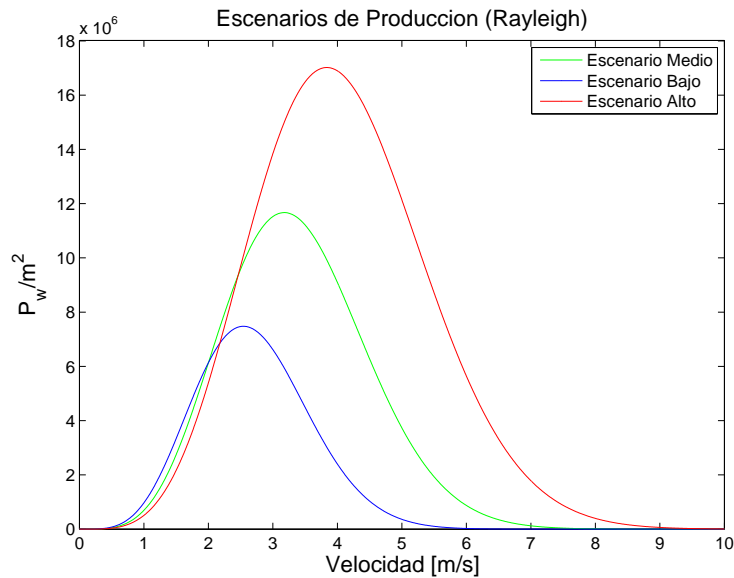


Figura 5.4.2: Escenarios de producción energética para el conjunto de velocidades registradas durante los 49 días.

El segundo elemento de estudio fué la misma muestra empleada anteriormente, ahora con una incertidumbre asociada del 2%. En la figura 5.4.3 observamos que los modelos estadísticos son más parecidos en comparación con los escenarios generados con las incertidumbres directas.

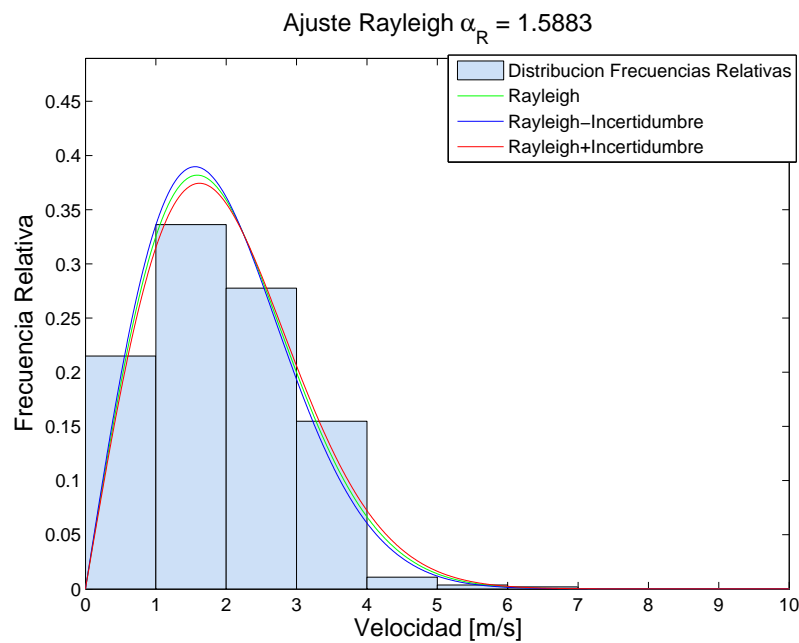


Figura 5.4.3: Distribución Rayleigh Ajustada a los conjuntos generados a partir de una incertidumbre del 2%

En el cuadro 5.8, se presentan los escenarios de producción energética y las correspondientes diferencias porcentuales. Las diferencias entre los escenarios de producción son menores que las presentadas para el caso de las incertidumbre directa. Por otro lado, al igual que en el caso anterior, la magnitud de la diferencia para el escenario de mayor producción con respecto al escenario medio es más alto que el escenario bajo.

Este comportamiento puede explicarse bajo los siguientes argumentos: esencialmente el cálculo de la potencia puede entenderse como elevar la velocidad  $U$  al cubo. Si a esta velocidad le sumamos o restamos un  $\Delta U > 0$  se tiene que los escenarios estarán determinados por la siguiente expresión:

$$\text{Potencia} = (U \pm \Delta U)^3 \Rightarrow \tag{5.4.1}$$

$$\text{Potencia Baja} = (U - \Delta U)^3 = U^3 - U^2\Delta U - U\Delta U^2 + \Delta U^3 \tag{5.4.2}$$

$$\text{Potencia Alta} = (U + \Delta U)^3 = U^3 + 3U^2\Delta U + 3U\Delta U^2 + \Delta U^3 \tag{5.4.3}$$

De las expresiones 5.4.2 y 5.4.3, observamos que los términos cuadráticos son los que ocasionan el comportamiento asimétrico de los escenarios.

Cuadro 5.8: Escenarios de producción energética para un anemómetro con una incertidumbre de 0.5 m/s.

Escenario de Producción	$kWh/m^2$	Diferencia porcentual respecto al escenario medio
Baja	8.41	5.88 %
Medio	8.94	
Alto	9.49	6.12 %

En la figura 5.4.4, se encuentra la representación gráfica de la energía disponible.

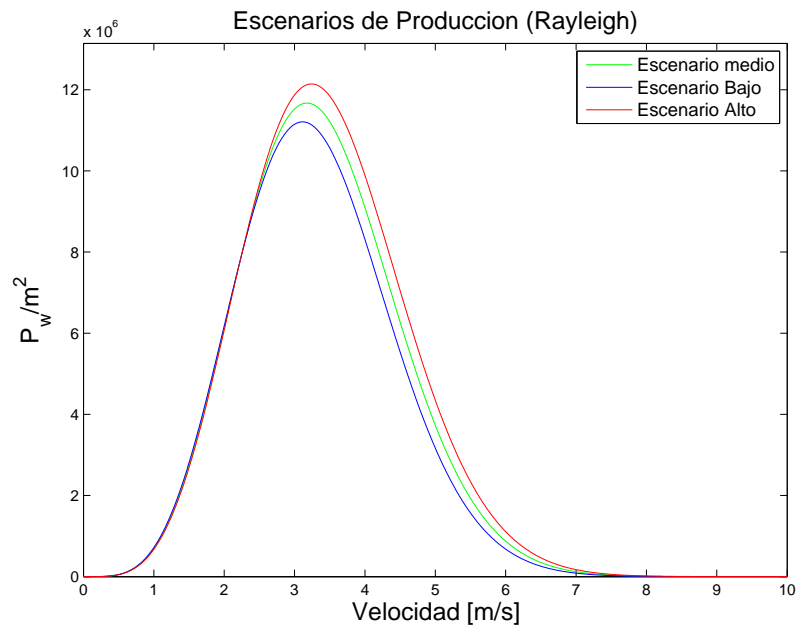


Figura 5.4.4: Generación de escenarios de producción energética para los 49 días del estudio y un 2 % de error asociado al aparato.

Para profundizar en el análisis de la influencia de la incertidumbre en el cálculo de la potencia eléctrica se generaron distintos escenarios hipotéticos para un mismo conjunto de valores experimentales y el elemento variable es la incertidumbre, para dos casos:

- Incertidumbre directa con los siguientes valores:  $\pm 1$  m/s,  $\pm 0,75$  m/s,  $\pm 0,5$  m/s y  $\pm 0,25$  m/s.
- Incertidumbre porcentual:  $\pm 10$  %,  $\pm 8$  %,  $\pm 6$  %,  $\pm 4$  % y  $\pm 2$  %

Para un mejor análisis de los datos se define el Factor de Potencia Normalizada ( $FPN$ ), como sigue:

$$FPN = \frac{P_{Medio}}{P_i} \quad (5.4.4)$$

donde  $P_{Medio}$  es la energía calculada para el escenario de producción media, y  $P_i$  es la energía para el escenario  $i$ -ésimo.

El *FPN* calculado para la incertidumbre directa se presenta en la figura 5.4.5.

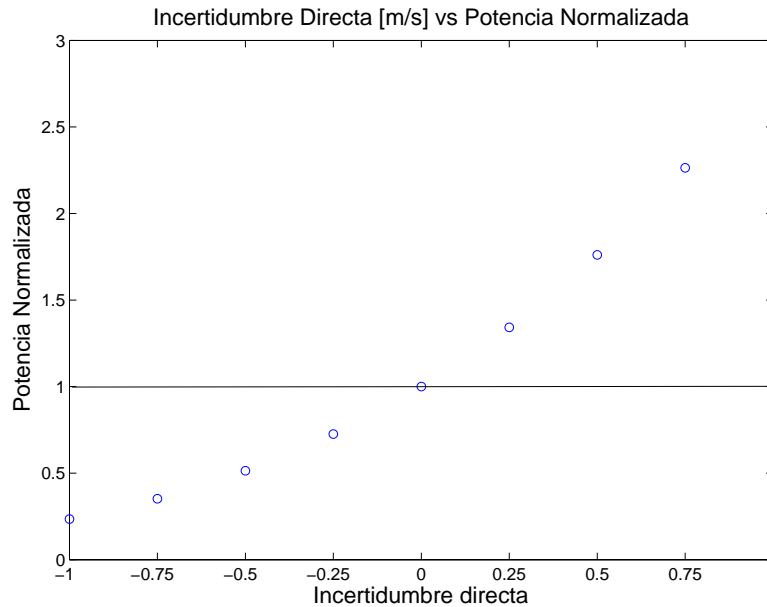


Figura 5.4.5: Factor de Potencia Normalizada para una serie de incertidumbres directas.

De la figura 5.4.5 se puede observar el comportamiento asimétrico anteriormente descrito para los escenarios de producción, por ejemplo, en el caso de la incertidumbre directa de  $\pm 0.1\text{m/s}$ , se observa que el *FPN* en el caso de  $+ 0.1\text{m/s}$  es casi tres veces mayor al relacionado con el *FPN* de  $- 0.1\text{m/s}$ . De esta forma, es evidente que el empleo de instrumentos de medición con incertidumbres directas de un metro por segundo, presenta diferencias considerables entre los escenarios alto y bajo.

Las únicas incertidumbres que presentan un comportamiento cercano a los escenarios medios (a uno) son aquellas que se encuentren dentro del intervalo  $\pm 0.25\text{m/s}$ , este hecho permite que instrumentos de medición con incertidumbres de este tipo puedan ser empleados para el registro de las velocidades de viento con fines de producción de energía eléctrica.

Los valores del *FPN* para la incertidumbre porcentual se presentan en la figura 5.4.6. Para el caso de la incertidumbre porcentual (figura 5.4.6), observamos que los *FPN* no presentan diferencias tan grandes entre los escenarios generados, es decir, los valores de producción energética bajo medio y alto son muy parecidos. De esta forma, un elemento que puede ser útil en la selección de un anemómetro con fines de evaluación del recurso eólico para la producción de energía eléctrica es el de emplear aquellos que se encuentren en el intervalo de  $\pm 4\%$ , ya que es en este punto donde los escenarios altos presentan valores cercanos a uno. Finalmente, cabe mencionar que en la figura 5.4.6 el comportamiento asimétrico entre los escenarios también se encuentra presente aunque de forma no tan marcada como la observada en la figura 5.4.5.

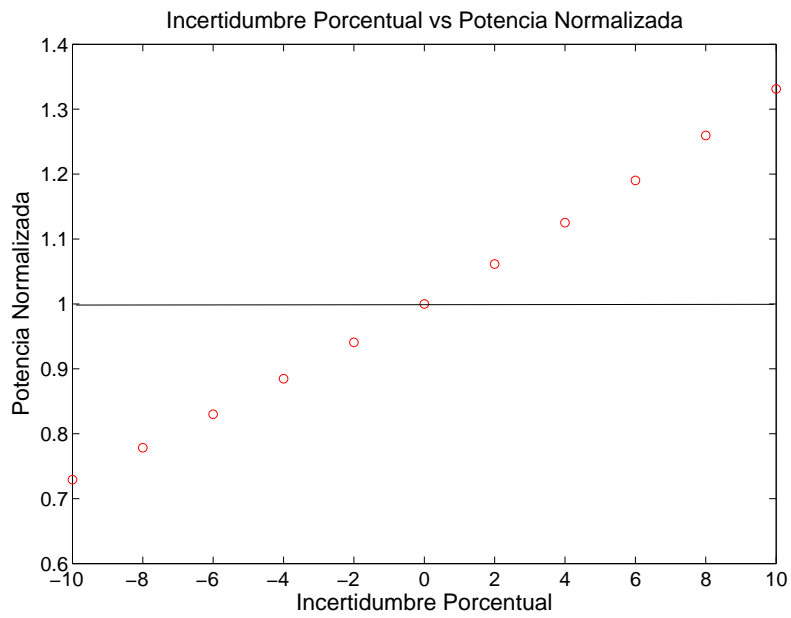


Figura 5.4.6: Factor de Potencia Normalizada asociada a un conjunto de incertidumbres porcentuales.

## Capítulo 6

# Análisis de factibilidad tecno-económica

### 6.1. Introducción

Este capítulo tienen la finalidad de presentar el contexto dentro del cual se aplicará el método descrito en la solicitud patente que lleva por título:

*“Método y sistema para crear escenarios de producción de energía usando velocidades de viento”.*

La inclusión del presente capítulo obedece a ejemplificar el uso de las incertidumbres asociadas al instrumento de medición y el impacto que tienen en los análisis financieros.

Esta solicitud de patente surge como resultado directo del uso de las incertidumbres asociadas al instrumento de medición para la generación de escenarios de producción energética. El trabajo desarrollado en los capítulos anteriores plantea la metodología que se desarrolla en la solicitud de patente, por lo tanto, lo que aquí se presenta es una muestra de cómo puede ser aplicado el método y los resultados que se reflejan en un análisis financiero.

De tal forma que en el desarrollo de este capítulo se presenta la evaluación financiera y se determinará la factibilidad del sitio de estudio para la explotación del recurso eólico mediante un aerogenerador que estará suministrando energía eléctrica a la red.

Dado el contexto financiero del capítulo, éste es estructurado de manera independiente al resto del trabajo. Aquí puede encontrarse la metodología empleada para la evaluación financiera y los resultados derivados de su aplicación.

Del método presentado en la solicitud de patente se desprenden tres posibles escenarios de producción energética de los cuales es posible hacer una estimación del costo de producción para cada uno de ellos y ofrecer una estimación de la variabilidad del costo de generación.

Además de la evaluación del recurso y el estudio financiero, se incluye un Modelo de Desarrollo Limpio, el cual tiene como objetivo contabilizar las toneladas de  $CO_2$  que dejan de emitirse a la atmósfera por el uso de una fuente renovable de energía y su impacto económico por la venta de bonos de Carbono, los cuales pueden generar ingresos anuales al proyecto que pueden disminuir el costo final de la energía producida.

Como se ha mencionado a lo largo del trabajo, una de las fuentes renovables más populares en la

actualidad es la eólica, que tiene como principio fundamental transformar la energía cinética del viento en eléctrica mediante un dispositivo llamado aerogenerador.

El aprovechamiento del viento para la generación de energía eléctrica a grandes escalas es uno de los modelos de negocio más rentable en la actualidad y se tiene un gran número de estudios al respecto, desde la evaluación del recurso hasta la interconexión a redes eléctricas existentes. Pero existe la explotación del recurso a pequeña escala (menor a 100kW) y es sobre este tipo de desarrollos en los que centraremos este trabajo.

Este capítulo sigue la metodología planteada en el documento generado por la CFE denominado Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR) Coordinación de Evaluación (2008), la evaluación del recurso eólico se desarrollará<sup>1</sup> para la instalación de un aerogenerador de baja potencia en las instalaciones del Centro de Investigación en Energía, U.N.A.M., ubicado en Temixco, Morelos, México, con la finalidad de suministrar energía directamente a la red eléctrica.

Finalmente, cabe mencionar que el análisis financiero se desarrollará en Dólares Estadounidenses 2008.

## 6.2. Problemática

El objetivo de este trabajo es realizar un estudio de factibilidad tecnoeconómica de un sistema de generación eoloelectrónica en las instalaciones del C.I.E. interconectado a la red eléctrica. Como resultado de la aplicación del método propuesto en la solicitud de patente obtendremos 3 escenarios de producción energética los cuales darán un estimado del costo de la energía eléctrica generada.

Para cumplirlo se aplica la siguiente metodología:

- Cálculo de la energía generada: En esta etapa se analizarán los registros de las velocidades del viento de la estación meteorológica del centro bajo la metodología especificada en la solicitud de patente anteriormente citada.
- Selección del aerogenerador: A partir del valor esperado del viento se selecciona el aerogenerador, en esta etapa se obtiene una gran parte de las componentes financieras del proyecto como son:
  - Costo del equipo.
  - Costo de Instalación.
  - Costo por operación y mantenimiento.
  - Tiempo de vida del dispositivo y en consecuencia del proyecto.
- Evaluación Económica: Para esta etapa ya contamos con los elementos suficientes para evaluar el costo de la energía eléctrica generada y así evaluar la factibilidad del proyecto.

---

<sup>1</sup>En lo posible se aplicarán los estándares internacionales IEC 61400-12-1



### 6.3. Marco Conceptual y Metodológico

Para la realización del análisis de la factibilidad económica se calcula el costo de producción de la energía eléctrica y se analizará si el costo es competitivo con los costos de generación de energía eléctrica presentados en el documento de la CFE denominado CoordinaciondeEvaluación (2008).

Para el desarrollo de esta metodología no se tomará en cuenta el tiempo necesario en el proceso de instalación ya que se supondrá la instalación inmediata del aerogenerador, y además este tiempo es mucho menor en comparación con el tiempo de vida del proyecto. Para obtener un costo nivelado de la energía se analizará el flujo de efectivo del proyecto considerando la inversión inicial y los gastos que se presenten en el desarrollo del mismo.

#### 6.3.1. Metodología COPAR

En esta metodología se establece que el costo de MWh ( en nuestro caso kWh) está integrado por tres partes:

- Costo de la inversión.
- Costo de los combustibles.
- Costo de operación.

El costo nivelado del kWh por concepto de inversión se define como el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central, considerando su vida útil iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la instalación en cuestión.

Al aplicar la definición se obtiene la siguiente ecuación.

$$\bar{CI} = \frac{II}{\sum_{t=1}^n GNA_t(1+i)^{-t}} \quad (6.3.1)$$

donde,

$CI$  =Costo Nivelado del kWh por concepto de la inversión.

$GNA_t$  =Generación neta en el año t en kWh.

$n$  =Vida económica (en años).

$j$  =Tasa de descuento.

$II$  =Inversión inicial

Si la generación neta anual (GNA) es uniforme año con año, la relación definida en la ecuación 6.3.1 puede expresarse como sigue:

$$CI = \left[ \frac{j(1+j)^n}{(1+j) - 1} \right] \left[ \frac{1}{GNA * C} \right] [II] \quad (6.3.2)$$

donde,

$C$  =Capacidad de la central expresada en kW.

$GNA$  =Generación neta anual en kWh.

El factor  $\frac{1(1+j)^n}{(1-j)^n - 1}$  es conocido como factor de recuperación de capital.

## 6.4. Desarrollo

### 6.4.1. Caso de Estudio Aerogenerador Sky Stream 3.7

Derivado de la aplicación de la metodología planteada en la solicitud de patente citada, presentamos en la figura 6.4.1, la distribución de frecuencias generadas a partir del conjunto de velocidades de viento obtenido de la estación meteorológica del Centro de Investigación en Energía en Temixco, Morelos, durante un periodo de 49 días.

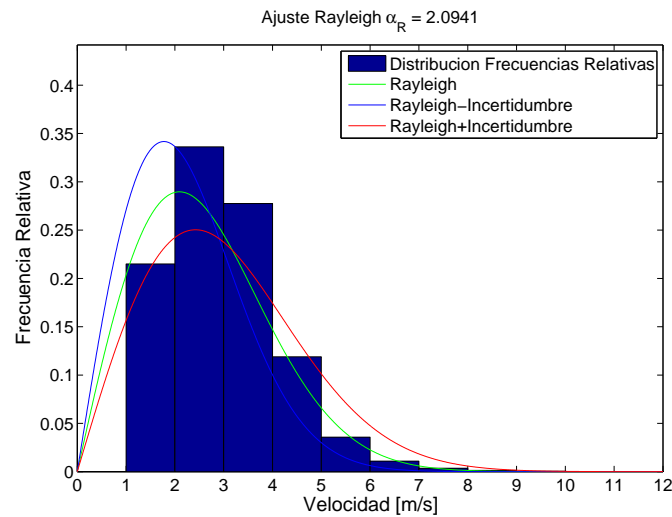


Figura 6.4.1: Velocidades de viento y las funciones de densidad de probabilidad empleadas para el cálculo de los posibles escenarios de producción energética.

En la figura 6.4.2 se presentan gráficamente los escenarios de producción energética.

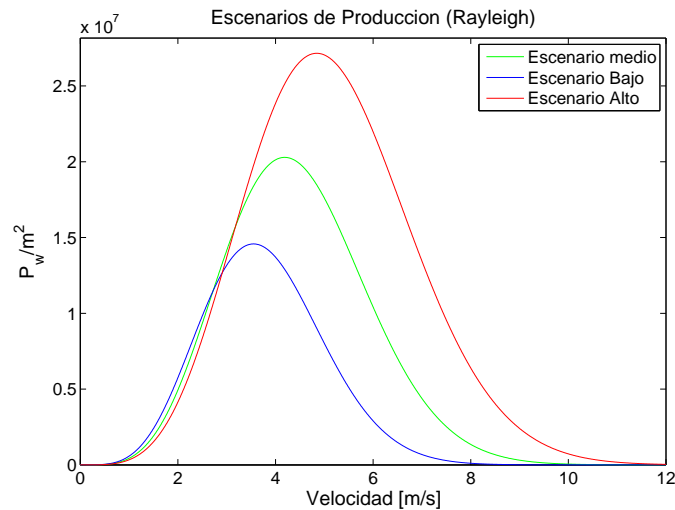


Figura 6.4.2: Escenarios de producción energética.

A partir de las funciones de densidad de probabilidad ajustadas se calcularon las respectivas energías disponibles para el periodo de estudio. Dado que la factibilidad financiera se calcula en base al tiempo

de vida del proyecto, se tiene la necesidad de realizar una estimación del recurso eólico durante el tiempo restante del año. Para ello se considera que la producción de energía en los meses faltantes es igual que para los meses ya registrados. Se sabe que no es necesariamente cierto, pero dada las necesidades del proyecto y la finalidad de poder ejemplificar el uso de la metodología propuesta en la solicitud de patente, se estableció dicha suposición.

Los resultados del cálculo de la energía disponible por unidad de área para los tiempos especificados se presentan en el cuadro 6.1.

Si la eficiencia del aerogenerador es del 39 % y a partir de la energía disponible por unidad de área, el área de barrido del aerogenerador y su eficiencia, se puede calcular la energía producida por este aerogenerador bajo las condiciones climáticas estudiadas. Los resultados de este cálculo se presentan en el siguiente cuadro.

Cuadro 6.1: *Energía disponible para los 49 días de estudio y un año.*

Escenario de Producción	Energía Disponible en los 49 días [kWh/m <sup>2</sup> ]	Energía Disponible en un año [kWh/m <sup>2</sup> ]	Energía Producida [kWh]
Bajo	12.48	92.98	394.15
Medio	20.49	152.65	647.13
Alto	31.72	236.31	1001.80

A partir de los parámetros calculados de la distribución de frecuencias, seleccionamos el aerogenerador Sky Stream 3.7 el cual tiene la característica de ser de baja potencia y un uso doméstico. El principal aspecto técnico que motiva su selección es la baja velocidad de arranque, 2 m/s, y una potencia nominal de 2.4kW.

Las características técnicas del aerogenerador se presentan en el cuadro 6.2.

Cuadro 6.2: *Especificaciones técnicas del Aerogenerador SkyStream 3.7*

Especificaciones técnicas	
Capacidad Nominal	2.4 kW
Diámetro del Rotor	3.72 m
Peso	77 kg
Área de barrido	10.87 m <sup>2</sup>
Tipo	Sotavento
Aspas	3 fibra de vidrio
Velocidad de Giro	50-330 rpm
Velocidad Máxima	66 m/s
Alimentación a la red	120/240 60Hz
Cargador de Batería	Kit para almacenamiento en baterías disponible

En la figura 6.4.3 se observa el aerogenerador propuesto para su implementación en este análisis.

Cuadro 6.3: Costos empleados para el cálculo de la inversión inicial de la instalación y puesta en marcha de un Aerogenerador SkyStream 3.7.

Concepto	
Costo aerogenerador con inversor	US\$ 6,805.41
Costo de la torre	US\$ 1,647.52
Instalación por kiloWatt	US\$ 4,185.36
Operación y mantenimiento (anual)	US\$ 340.27
Combustible	US\$ 0
Valor de Rescate	US\$ 845.29
Tasa de Descuento (COPAR)	12 %
Tiempo de vida	20 años



Figura 6.4.3: Aerogenerador SkyStream 3.7.

#### 6.4.2. Inversión Inicial

Para la generación del flujo de efectivo se consideran los siguientes costos presentados en el cuadro 6.3;

Derivado de los gastos iniciales, se desarrolla el cuadro 6.4, que los contiene el flujo de efectivo para un el escenario de producción energética baja con un Mecanismo de Desarrollo Limpio. Es importante señalar que la tasa de descuento del 12% es recomendada en Coordinación de Evaluación (2008).

Cabe mencionar que este tipo de flujos se desarrollaron para cada escenario de producción calculado, y sólo se presenta el escenario bajo a manera de muestra.

Cuadro 6.4: Ejemplo del Flujo de Efectivo para el aerogenerador en evaluación en un escenario Bajo en un esquema de bonos de carbono.

Sky Stream 3.7			
Periodo	Egresos	Ingresos Por Bonos de Carbono	Flujo de Efectivo
<b>Inversión Inicial</b>	-US\$ 12,638.29		
1	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
2	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
3	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
4	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
5	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
6	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
7	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
8	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
9	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
10	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
11	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
12	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
13	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
14	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
15	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
16	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
17	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
18	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
19	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
20	-US\$ 340.27	US\$ 9.24	-US\$ 331.03
<b>VAN</b>			
Periodo			-US\$ 2,472.62
<b>Inversión Total</b>			<b>-US\$ 15,110.91</b>

Aplicando la metodología descrita en Coordinación de Evaluación (2008), tomando un tiempo de vida del proyecto de 20 años con una tasa de descuento del 12 %, y dados los elementos presentados en 6.4 y 6.1, se puede calcular el costo para cada uno de los escenarios, y tener una estimación del intervalo donde se ubicará el costo de generación.

### 6.4.3. Cálculo del costo de la energía generada

Para mostrar la metodología COPAR para los tres escenarios de producción se presentan los siguientes cálculos, bajo un Modelo de Desarrollo Limpio MDL<sup>2</sup>.

<sup>2</sup>El MDL es un instrumento financiero con dos objetivos específicos: por un lado, hacer que los países desarrollados cumplan con sus compromisos de mitigación al menor costo posible, y por otro lado, contribuir a promover el desarrollo sustentable en los países en desarrollo. El MDL facilita los mecanismos de inversión de los países industrializados en proyectos de mitigación de GEI en los países en desarrollo y les permite computar las reducciones de emisiones como parte del compromiso de mitigación que asumieron con la firma del Protocolo.

**Escenario de producción Bajo**

Para el caso de producción Bajo, los componentes de la ecuación 6.3.2 están dados como sigue:

$$Fr = \left[ \frac{j(1+j)^n}{(1+j)^n - 1} \right] = \left[ \frac{0,12(1+0,12)^{20}}{(1+0,12)^{20} - 1} \right] = 0,3997$$

$$\left[ \frac{1}{GNA * C} \right] = \frac{1}{394,14}$$

$$[II] = US\$ 15,047.43$$

$$CI = \left[ \frac{j(1+j)^n}{(1+j)^n - 1} \right] \left[ \frac{1}{GNA * C} \right] [II] = \$ 15,26 \text{USD/kWh}$$

Donde  $Fr$  = al factor de recuperación.

**Escenario de producción Medio**

En un escenario medio, los componentes de la ecuación 6.3.2 están dados como sigue:

$$Fr = \left[ \frac{j(1+j)^n}{(1+j)^n - 1} \right] = \left[ \frac{0,12(1+0,12)^{20}}{(1+0,12)^{20} - 1} \right] = 0,3997$$

$$\left[ \frac{1}{GNA * C} \right] = \frac{1}{647,13}$$

$$[II] = US\$ 14,260.98$$

$$CI = \left[ \frac{j(1+j)^n}{(1+j)^n - 1} \right] \left[ \frac{1}{GNA * C} \right] [II] = \$ 8,81 \text{USD/kWh}$$

**Escenario de producción Alto**

Finalmente para un escenario de producción energética alto, los componentes de la ecuación 6.3.2 están dados como sigue:

$$Fr = \left[ \frac{j(1+j)^n}{(1+j)^n - 1} \right] = \left[ \frac{0,12(1+0,12)^{20}}{(1+0,12)^{20} - 1} \right] = 0,3997$$

$$\left[ \frac{1}{GNA * C} \right] = \frac{1}{1001,80}$$

$$[II] = US\$ 14,220.61$$

$$CI = \left[ \frac{j(1+j)^n}{(1+j)^n - 1} \right] \left[ \frac{1}{GNA * C} \right] [II] = \$ 5,67 \text{USD/kWh}$$

Estos cálculos se realizaron en un esquema de bonos verdes o MDL, recordando que proyectos de esta naturaleza pueden generar ingresos anuales a medida que se evitan emisiones de  $CO_2$  a la atmósfera. En el cuadro se presentan los costos de generación bajo dos sistemas, uno con la implementación de MDL y el otro sin la implementación de dicho mecanismo.

Cuadro 6.5: Costos de generación, para los tres escenarios y dos esquemas de financiamiento.

Escenario de Producción	Emisiones Evitadas $TONCO_2$	Ingresos Anuales por concepto de Bono de Carbono $[USD/TONCO_2]$	Costo de la energía producida con MDL $[USD/kWh]$	Costo de la energía producida sin MDL $[USD/kWh]$
Bajo	0.16	US\$ 6.01	US\$ 15.26	US\$ 15.39
Medio	0.27	US\$ 9.86	US\$ 8.81	US\$ 9.38
Alto	0.41	US\$ 15.26	US\$ 5.67	US\$ 6.06

## 6.5. Conclusiones

El sitio de interés presentó una velocidad esperada bajo una distribución Rayleigh a 18m de altura de 1.99 m/s. Al extrapolar la velocidad usando relaciones de capa límite tenemos una velocidad esperada de 2.62 m/s, por lo que fué necesario buscar un aerogenerador con velocidad de arranque baja, en este caso de 2m/s.

El aerogenerador evaluado es de la marca “Sky Stream 3.7” con una capacidad de 2.4 kW (uso doméstico), bajo las condiciones de viento registradas y luego de aplicar la metodología planteada en la solicitud de patente orientada a la generación de escenarios energéticos, se observa que es posible el desarrollar tres escenarios distintos de producción energética los cuales derivan en tres posibles costos de producción energética.

Además de los posibles escenarios de producción energética, desde el punto de vista financiero, es posible calcular el costo de la energía eléctrica generada bajo dos diferentes modelos, uno que contemple un Desarrollo Limpio el cual genera ingresos anuales por la venta de bonos de carbono y otro que no lo tome en cuenta.

Al realizar el cálculo del costo de la energía generada se observa que existe una diferencia de US\$0.36 entre incluir y no un programa de bonos de carbono. Por lo tanto, se puede afirmar que en para este proyecto no es un elemento que beneficie significativamente del desarrollo del proyecto. Los costos más bajos calculados de generación para un contexto MDL se encuentran entre los US\$5.67 y los US\$15.26, lo que implica un margen de incertidumbre de US\$10. Para minimizar este margen de costos es necesario implementar un registro de velocidades con un instrumento de medición que posea incertidumbres porcentuales del  $\pm 4\%$ .

En cuanto a la factibilidad de la implementación de un aerogenerador en las instalaciones del CIE, se observa que los costos de producción son mayores a US\$1.0 por lo que, desde una perspectiva económica no es viable la instalación de este tipo de equipos. Aunque es importante mencionar que la instalación de este equipo puede tener beneficios académicos los cuales quedan fuera del alcance de este estudio financiero.

Por otro lado, se puede afirmar que el método planteado en la solicitud de patente titulada: “Método y sistema para crear escenarios de producción de energía usando velocidades de viento.” es una herramienta que permite generar un rango de costos de producción energética los cuales ofrecen un rango de precios entre los cuales se puede ubicar el costo futuro de generación, mediante el uso de herramientas estadísticas univariadas.





# Capítulo 7

## Conclusiones

Derivado del desarrollo del presente proyecto, se concluye que un muestreo basado en la técnica de velocidades promedio representativas no representa la distribución de las velocidades de viento en una región determinada, ya que para la muestra observada, los parámetros de las distribuciones ajustadas cambian dependiendo de los tiempos de muestreo que se emplearon para la generación de las muestras bajo una técnica de velocidades promedio representativas. En consecuencia, la estimación relacionada a la potencia eléctrica calculada conduce a la subestimación del recurso.

El método de evaluación del recurso eólico basado en velocidades promedio de 10 minutos, como se propone en COMMISSION (2005), conduce a una subestimación del mismo. El uso de velocidades promediadas elimina los valores más altos de la muestra conduciendo a la disminución de los valores de dispersión y tendencia central. Por otro lado, en esa misma norma se plantea la utilización de la distribución probabilística Weibull como el modelo probabilístico que se debe emplear para la estimación de la posible producción eléctrica. En este trabajo, el uso de dicho modelo probabilístico no representaría la muestra de velocidades de viento estudiadas en esta tesis, por lo que podemos afirmar que el trabajar con un sólo modelo probabilístico limita la capacidad de evaluación del recurso lo cual puede conducir a evaluaciones erróneas, pérdidas económicas, así como la subestimación del recurso. Por lo tanto, el uso de la norma internacional COMMISSION (2005) como guía para la evaluación del recurso eólico puede conducir a evaluaciones equivocadas.

Se desarrolló una revisión de los instrumentos empleados para el registro de las velocidades de viento y a partir de ella podemos afirmar que los anemómetros que permiten el desarrollo de un estudio estadístico confiable son aquellos que cuentan con incertidumbres menores al 3%. Técnicamente, el anemómetro de copas representa la mejor opción dada la fácil instalación, el bajo mantenimiento, el costo y la capacidad de independencia por largas temporadas.

Dentro del análisis de factibilidad, se abordó el tema de las funciones de densidad de probabilidad ajustables a un conjunto de velocidades de viento. En este sentido se desarrolló un criterio de selección basado en los valores de la pendiente, ordenada al origen y errores estándar de la regresión lineal ordinaria derivada del modelo probabilístico y la distribución de frecuencias acumuladas relativas generada de las velocidades de viento. Este criterio se automatizó en un programa en lenguaje Matlab, el cual, a partir del conjunto de velocidades de viento, determina el mejor ajuste de entre cinco modelos estadísticos. Cabe mencionar que el programa puede ser modificado para la inserción de mas modelos.

Una vez determinado el mejor ajuste abordamos el muestreo basado en la técnica de velocidades promedio representativas. Para der Hoven (1957) , un tiempo de muestreo basado en los 10 minutos es el que presenta una varianza menor y, por lo tanto, afirma que puede considerarse como una velocidad estable. En este respecto, generamos distintas muestras basadas a diferentes tiempos de promedio a partir de un registro de velocidades por intervalos de un segundo, y observamos que la muestra estudiada corresponde a una distribución Rayleigh. De las distribuciones ajustadas se calcularon los parámetros estadísticos correspondientes a cada función con la finalidad de determinar cambios significativos entre las muestras generadas a distintos escalas de tiempo, y observamos que a medida que el tiempo de muestreo va en aumento los parámetros disminuyen, lo cual puede conducir a una subestimación energética.

El hecho de trabajar con un conjunto de velocidades de viento sin tratamiento estadístico previo, permitió el desarrollo de un análisis de la incertidumbre asociada a los instrumentos de medición, en términos de la potencia eléctrica generada, ya que permitió generar una herramienta que calcula la estimación de energía en tres escenarios de generación eléctrica a partir del conjunto de velocidades y la incertidumbre mencionada.

## **Sobre el conjunto de datos analizados**

Existen diferencias entre la serie de tiempo generada por los datos registrados cada segundo y las generadas por los promedios a mayores intervalos de tiempo, por lo tanto, para muestra estudiada podemos afirmar que el emplear velocidades promedio a distintos intervalos de tiempo, no representa al mismo conjunto de datos registrados por intervalos de un segundo.

Para la distribución Rayleigh el primer momento decrece a medida que el tiempo de muestreo aumenta, por lo que un cambio en los valores esperados puede verse reflejado en estimaciones incorrectas del potencial energético de la región. Dada la dependencia lineal entre el primer momento y el valores esperado de la función, este fenómeno de disminución aparece en las mismas proporciones para ambos parámetros.

En cuanto al análisis del segundo momento, encontramos un comportamiento decreciente a medida que los tiempos de muestreo aumentan. Esto se refleja en la rápida disminución de los valores máximos, el cual se deriva de la gran abundancia de velocidades pequeñas; es decir, como consecuencia del muestreo por velocidades promedio representativas el sesgo positivo de la función tiende a eliminarse.

Del análisis de los parámetros anteriores se puede afirmar que para el conjunto de datos analizados, la aplicación de la técnica de velocidades promedio representativas empleada en la estimación del recurso eólico provoca la subestimación del mismo, ya que el uso de éstas a intervalos de tiempo mayores provocan una eliminación del sesgo positivo de la muestra. Esto ocasiona que los elementos máximos sujetos a esta técnica sean eliminados por los elementos más abundantes que, en este caso, son los que poseen las velocidades más bajas, lo que ocasiona dejar fuera los elementos más energéticos de la evaluación del recurso.

Por lo tanto, el cálculo de la posible cantidad de energía a producir es menor a la real. Este hecho tiene como consecuencia directa que el cálculo del costo de generación de la energía eléctrica producida sea mayor y en consecuencia la viabilidad tecno-económica del sitio como proveedor de energía eléctrica se vea disminuida.

Durante la aplicación de la metodología de selección del modelo estadístico con mejor ajuste al conjunto de datos, se encontró que la distribución que presenta un mejor ajuste es la Rayleigh. Dicha selección se fundamenta en el criterio de los valores de la pendiente y la ordenada al origen correspondientes a la regresión lineal ordinaria generada entre el modelo probabilístico y los datos experimentales. En este sentido, podemos afirmar que una selección basada en los coeficientes de correlación de Pearson no es un elemento claro y determinante para la selección del mejor ajuste, por lo que consideramos importante complementar este tipo de estudios con la herramienta desarrollada en este trabajo.

Durante el análisis de la incertidumbre asociada al instrumento de medición, notamos que el error influye en mayor grado al conjunto de velocidades altas, este fenómeno puede observarse en la asimetría entre los escenarios bajos y altos.



# Bibliografía

- Ackermann, T., Söder, L., 2000. Wind energy technology and current status: a review. *Renewable and sustainable energy reviews* 4 (4), 315–374.
- Akpinar, E., 2006. A statistical investigation of wind energy potential energy sources part a. *Recovery Utilization and Environmental Effects* 28, 807–820.
- Akpinar, E., Akpinar, S., 2005a. An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics. *Energy Conversion and Management* 46, 1848–1867.
- Akpinar, E., Akpinar, S., 2005b. A statistical analysis of wind speed data used in installation of wind energy conversion systems. *Energy Conversion and Management* 46, 515–532.
- Akpinar, E., Akpinar, S., 2007. Wind energy analysis based on maximum entropy principle (mep)-type distribution function. *Energy Conversion and Management* 48, 1140–1149.
- Amada, J. M., 2004. Sensores utilizados en energía eólica. Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza, Universidad de Zaragoza.
- ASME, 1989. Performance Test Code for Wind Turbines. American Society of Mechanical Engineers, New York.
- Aspliden, C. I., Elliot, D. L., Wendell, L. L., 1986. Resource Assessment Methods, Siting, and Performance Evaluation, in *Physical Climatology for Solar and Wind Energy*. World Scientific, New Jersey.
- Bailey, B. H., McDonald, S. L., Bernadett, D. W., Markus, M. J., Elsholtz, K. V., 1996. *Wind Resource Assessment Handbook*. AWS Scientific Report (NREL Subcontract No. TAT-5-15283- 01).
- Balouktsis, A., Chassapis, D., Karapantsios, T., 2002. A nomogram method for estimating the energy produced by wind turbine generators. *Solar Energy* 72, 251–259.
- Bevington, P., Robinson, D., 2003. *Data reduction and error analysis for the physical sciences*, third edition Edition. Mc-Graw Hill, Boston.
- Bogardi, I., Matyasovzky, I., 1996. Estimating daily wind speed under climate change. *Solar Energy* 57, 239–248.
- Bury, K., 1999. *Statistical Distributions in Engineering*. Cambridge University Press.
- Busch, N., Busch, L. K. N., Kristensen, L., 1976. Cup Anemometer Overspeeding. Riso Report.

- Carta, J., Ramírez, P., 2007a. Analysis of two-component mixture weibull statistics for estimation of wind speed distributions. *Renewable Energy* 32 (3), 518–531.
- Carta, J., Ramírez, P., 2007b. Use of finite mixture distribution models in the analysis of wind energy in the canarian archipelago. *Energy Conversion and Management* 48 (1), 281–291.
- Carta, J., Ramírez, P., Bueno, C., 2008a. A joint probability density function of wind speed and direction for wind energy analysis. *Energy Conversion and Management* 49 (6), 1309–1320.
- Carta, J., Ramírez, P., Velázquez, S., 2009. A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis case studies in the canary islands. *Renewable and sustainable energy reviews* 13 (5), 933–955.
- Carta, J. A., Ramírez, P., Velázquez, S., Oct 2008b. Influence of the level of fit of a density probability function to wind-speed data on the wecs mean power output estimation. *Energy Conversion and Management* 49 (10), 2647–2655.
- Celik, A., 2003. Assessing the suitability of wind speed probability distribution functions based on wind power density. *Renewable Energy* 28, 1563–1574.
- Celik, A., 2004a. On the distributional parameters used in assessment of the suitability of wind speed probability density functions. *Energy Conversion and Management* 45, 1735–1747.
- Celik, A., 2004b. A statistical analysis of wind power density based on the weibull and rayleigh models at the southern region of turkey. *Renewable Energy* 29 (4), 593–604.
- Chadee, J., Sharma, C., 2001. Wind speed distributions: a new catalogue of defined models. *Wind Engineering* 25, 319–337.
- COMMISSION, I. E., 2005. International Standard IEC 61400-12-1. IEC, 1st Edition.
- CoordinaciondeEvaluación, 2008. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Secor Eléctrico. Comisión Federal de Electricidad, 28th Edition.
- D'Agostino, R. B., Stephens, M. A., 1986. Goodness-of-Fit Techinques. Marcel Dekker.
- der Hoven, I. V., 1957. Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour. *Journal of the Atmospheric Sciences* 14 (2), 160–164.
- Durán, L., Barrios, A., 2004. Uso de la técnica SODAR para la evaluación del recurso eólico. Departamento de Física y Matemática, Escuela Superior Politécnica UEM, C/ Tajo s/n, Villaviciosa de Odón, 28670. Madrid (España).
- E. Cadenas, O.A. Jaramillo, W. R., 2010. Analysis and forecasting of wind velocity in chetumal, quintana roo, using the single exponential smoothing method. *Renewable Energy* 35 (5), 925–930.
- Essa, K., Embaby, M., 2005. Statistical evaluation of wind energy at inshas, egypt. *Wind Engineering* 29, 83–88.

- Essa, K., Mubarak, F., 2006. Survey and assessment of wind-speed and windpower in egypt, including air density variation. *Wind Engineering* 30, 95–106.
- Garcia, A., Torres, J., Prieto, E., de Francisco, A., 1998. Fitting wind speed distributions: a case study. *Solar Energy* 62, 139–144.
- Gokcek, M., Bayulken, A., Bekdemir, S., 2007. Investigation of wind characteristics and wind energy potential in kirklareli, turkey. *Renewable Energy* 32, 1739–1752.
- Herberta, G. J., Iniyamb, S., Sreevalsanc, E., Rajapandiand, S., 2007. A review of wind energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11 (6), 1117–1145.
- Ilinca, A., McCarthy, E., Chaumel, J., Reiveau, J., 2003. Wind potencial assesment of quebec province. *Renewable Energy* 28, 1881–1897.
- Jaramillo, O., Borja, M., 2004. Wind speed analysis in la ventosa, mexico: A bimodal probability distribution case. *Renewable Energy* 29 (10), 1613–1630.
- Johnson, G. L., 1985. *Wind Energy Systems*. Prentice Hall, Englewood Cliffs NJ.
- Jowder, F., 2006. Weibull and rayleigh distribution functions of wind speeds in kingdom of bahrain. *Wind Engineering* 30, 439–445.
- Justus, C., Hargraves, W., Yalcin, A., 1976. Nationwide assessment of potential output from wind powered generators. *Journal of Applied Meteorology* 15, 673–678.
- Justus, C. G., 1978. *Winds and wind system performance*, 1st Edition. US: Franklin Institute Press.
- Kaminsky, F., 1977. Four probability densities (log-normal, gamma, weibull, and rayleigh) and their application to modelling average hourly wind speed. In: *International Solar Energy Society, Annual Meeting*. Vol. 14-25. International Solar Energy Society, pp. 19.6–19.10.
- Kose, R., Arif, M., Erbas, O., Tugcu, A., 2004. The analysis of wind data and wind energy potential in kutahya, turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 8, 277–288.
- Luna, R., Church, H., 1974. Estimation of long-term concentrations using a “universal” wind speed distribution. *Journal of Applied Meteorology* 13, 910–916.
- Manwell, J., McGowan, J., Rogers, A., 2002. *Wind Energy Explained*. John Wiley and Sons, LTD.
- Mathew, S., Pandey, K., Kumar, A., 2002. Analysis of wind regimes for energy estimation. *Renewable Energy* 25, 381–99.
- Miller, J. N., Miller, J., 2000. *Statistics and chemometrics for analytical chemistry*. Prentice Hall, Harlow, England.
- Mulás, D. P., 2005. *Prospectiva sobre la utilización de las energías renovables en méxico. una visión al año 2030*. Dirección General de Investigación, Desarrollo Tecnológico, y Medio Ambiente de la Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico, SENER, y el Banco Mundial.

- O.A. Jaramillo, R. S., Miranda, U., 2004. Wind power potential of baja california sur, méxico. *Renewable Energy* 29, 2087–2100.
- Ramírez, P., Carta, J., 2006. The use of wind probability distributions derived from the maximum entropy principle in the analysis of wind energy. a case study. *Energy Conversion and Management* 47 (15-16), 2564–2577.
- Rohatgi, J. S., Nelson, V., 1994. *Wind Characteristics: An Analysis for the Generation of Wind Power*. Alternative Energy Institute, Canion Texas.
- Roldan, J., García, A., Losada, A., 1982. A stochastic model for wind occurrence. *Journal of Applied Meteorology* 21, 740–744.
- SENER, 2007. Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables. Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico Secretaría de Energía.
- SENER, 2008. Prospectiva del sector eléctrico 2008-2017,. Dirección General de Planeación Energética Secretaría de Energía.
- SENER, 2009. Prospectiva del sector eléctrico 2009-2024. Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico Secretaría de Energía.
- Shamilov, A., Kantar, Y., Usta, I., 2008. Use of minmaxent distributions defined on basis of maxent method in wind power study. *Energy Conversion and Management* 49, 660–677.
- Storch, H. V., Zwiers, F. W., 2007. *Statistical Analysis in Climate Research*. CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS.
- Tar, K., 2007. Some statistical characteristics of monthly average wind speed at various heights. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (6), 1712–1724.
- Tavner, P., 2008. Wind power as a clean-energy contributor. *Energy Policy* 36 (12), 4397–4400.
- Ulgen, K., Genc, A., Hepbasli, A., Oturanc, G., 2004. Assessment of wind characteristics for energy generation. *Energy Sources Part A Recovery Utilization and Environmental Effects* 26, 1227–1237.
- Ulgen, K., Hepbasli, A., 2002. Determination of weibull parameters for wind energy analysis of izmir, turkey. *International Journal of Energy Research* 26, 495–506.
- Verma, S., 2005. *Estadística Básica para el manejo de datos experimentales: Aplicación en la Geoquímica (Geoquimiometría)*. Universidad Nacional Autónoma de México, D.F.
- Wilks, D., 2006. *Statistical methods in the atmospheric sciences*, second edition Edition. Elsevier.