



# Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Estudios Superiores Aragón

**“LA TECNOLOGÍA PARA LA GENERACIÓN DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DEL VIENTO”**



FES Aragón

## TESIS PROFESIONAL

Que Para Obtener el Título de:  
Ingeniero Mecánico Electricista

Área: Mecánica

Presenta:

Luis Fernando Flores Bermúdez  
Aarón Montes Gatica

Asesor: Dámaso Velázquez Velázquez



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**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.

## **DEDICATORIA**

A Dios

Gracias por darme la fortaleza de continuar día a día, por haberme dado el ser, el entendimiento y la salud, para lograr concluir mis estudios profesionales.

A Mis Padres

Sra. Esther Bermúdez Méndez

Sr. Carlos Francisco Flores

Porque gracias a su cariño y consejos he llegado a realizar uno de los anhelos más grandes de mi vida, fruto del inmenso apoyo, amor y confianza que en mi depositaron y con los cuales he logrado terminar mis estudios profesionales que constituyen el legado mas grande que pudiera recibir y por lo cual les viviré eternamente agradecido, con cariño y respeto.

A Mis Hermanos

Carlos Flores Bermúdez

José Flores Hernández

Como un pequeño testimonio por el apoyo incondicional brindado durante los años más difíciles y más felices de mi formación académica, por lo cual he logrado terminar mi carrera profesional.

ATTE: Luis Fernando Flores Bermúdez

## **DEDICATORIA**

A Mis Padres  
Sra. Sara Gatica Valdez  
Sr. Ricardo Montes Garduño

Como una muestra de cariño y agradecimiento, por todo el amor, apoyo y consejo brindados hoy veo llegar a su fin una de las metas de mi vida, la cual constituye la herramienta más valiosa que pueda recibir, les agradezco la orientación que siempre me han otorgado, con admiración y respeto Gracias.

A Mis Hermanos  
Uzziel Montes Gatica  
Abigail Montes Gatica

Que sin su apoyo y consejos no hubiera tomado muchas decisiones en mi vida, gracias por estar ahí siempre que los necesité.

A Mi Familia  
Agradezco que estén conmigo en esta etapa de mi vida, gracias por enseñarme a valorar lo bueno, lo malo y las cosas que pasan en mi vida.

A Mis Amigos  
Mi segunda familia y mis hermanos, que sin ustedes, alcanzar esta meta hubiera sido más difícil y aburrida. Gracias

ATTE: Aaron Montes Gatica

## ÍNDICE

|                           |          |
|---------------------------|----------|
| <b>INTRODUCCIÓN</b> ..... | <b>7</b> |
|---------------------------|----------|

### **CAPÍTULO I** **Antecedente Histórico y Evolutivo**

|  |    |
|--|----|
| 1.1.- La Era Antigua del Molino de Viento.....               | 11 |
| 1.1.1.- Primeros Molinos.....                                | 12 |
| 1.1.2.- Los Molinos del Mediterráneo.....                    | 16 |
| 1.1.3.- Los Molinos Ibéricos.....                            | 18 |
| 1.1.4.- Molinos Europeos.....                                | 21 |
| 1.2.- Época Artesanal.....                                   | 23 |
| 1.2.1.- Molinos de Eje Vertical.....                         | 24 |
| 1.2.2.- Aplicaciones Prácticas.....                          | 25 |
| 1.2.3.- Innovaciones Tecnológicas.....                       | 27 |
| 1.2.4.- Sistemas de Orientación.....                         | 28 |
| 1.2.5.- Evolución de Las Palas.....                          | 29 |
| 1.2.6.- Última Etapa de Los Molinos Clásicos.....            | 30 |
| 1.3.- Renovadas Generaciones Científicas.....                | 31 |
| 1.3.1.- La Nueva Generación.....                             | 31 |
| 1.3.2.- Innovaciones Tecnológicas.....                       | 32 |
| 1.3.3.- Descubrimientos Científicos.....                     | 33 |
| 1.3.4.- Política Desarrollista y Experimentos Prácticos..... | 33 |
| 1.3.5.- La Era Tecnológica.....                              | 42 |
| 1.4.- Situación Nacional.....                                | 43 |

### **CAPÍTULO II** **La Tecnología de Las Máquinas Eólicas**

|  |    |
|--|----|
| 2.1.- El Viento Como Principal Recurso Energético..... | 47 |
| 2.1.1.- La Circulación del Aire.....                   | 48 |
| 2.1.2.- Otros Factores Condicionantes.....             | 50 |
| 2.1.3.- La Energía del Viento.....                     | 51 |
| 2.1.4.- Selección del Emplazamiento.....               | 52 |
| 2.2.- Principio Fundamental Básico.....                | 55 |
| 2.3.- Rotores y Palas.....                             | 59 |
| 2.3.1.- Principios de Aerodinámica.....                | 63 |
| 2.3.2.- Parámetros Característicos de Los Rotores..... | 67 |
| 2.3.3.- Número de Palas.....                           | 70 |
| 2.3.4.- Dimensiones.....                               | 70 |
| 2.3.5.- Soluciones Constructivas.....                  | 71 |
| 2.4.- Sistemas Mecánicos.....                          | 74 |
| 2.4.1.- Sistemas de Regulación.....                    | 74 |

|  |           |
|--|-----------|
| 2.4.2.- Sistemas de Transmisión.....   | <b>81</b> |
| 2.4.3.- Sistemas de Orientación.....   | <b>83</b> |
| 2.5.- Sistemas de Utilización y Aprovechamiento.....                             | <b>84</b> |
| 2.5.1.- Aplicaciones de Bombeo de Agua.....                                      | <b>85</b> |
| 2.5.2.- Bombeo y Compresión de Aire.....   | <b>89</b> |
| 2.5.3.- Producción de Energía Eléctrica.....                                     | <b>90</b> |
| 2.6.- Chasis Principal.....  | <b>93</b> |
| 2.7.- Torres.....  | <b>93</b> |
| 2.8.- Aspectos Generales de Las Centrales Eoloeléctricas y Su Configuración..... | <b>94</b> |
| 2.9.- Distribución de Aerogeneradores.....                                       | <b>95</b> |

### **CAPÍTULO III**

#### **Implicaciones**

|  |            |
|--|------------|
| 3.1.- Implicaciones del Diseño y Construcción de Aerogeneradores.....                | <b>100</b> |
| 3.1.1.- Cargas que Actúan Sobre El Rotor.....  | <b>101</b> |
| 3.1.2.- Control de Potencia.....   | <b>102</b> |
| 3.1.3.- Sistema de Orientación.....  | <b>104</b> |
| 3.1.4.- Tipos de Torre.....  | <b>105</b> |
| 3.1.5.- Tipo de Cimentación.....   | <b>105</b> |
| 3.1.6.- Diseño de Parques Eólicos.....   | <b>106</b> |
| 3.1.7.- Formas de Conexión de Aerogeneradores.....                                   | <b>107</b> |
| 3.2.- Medición del Viento.....   | <b>108</b> |
| 3.2.1.- Histograma de Velocidades del Viento.....                                    | <b>111</b> |
| 3.3.- Potencial de Producción de Electricidad.....                                   | <b>113</b> |
| 3.4.- Aspectos Técnicos del Emplazamiento.....                                       | <b>117</b> |
| 3.4.1.- Crédito Por Capacidad (CPC).....   | <b>118</b> |
| 3.5.- Implicaciones de Los Aspectos de Interconexión.....                            | <b>120</b> |
| 3.5.1.- Efectos a Macro Escala.....  | <b>120</b> |
| 3.5.2.- Implicaciones Sobre Los Efectos en Líneas de Transmisión y Distribución..... | <b>121</b> |
| 3.6.- Implicaciones Económicas.....  | <b>121</b> |
| 3.6.1.- Desarrollo Tecnológico y Costo de Energía.....                               | <b>125</b> |
| 3.6.2.- Mecanismos de Incentivación.....   | <b>127</b> |
| 3.6.3.- Implicaciones Comerciales.....   | <b>128</b> |
| 3.7.- Implicaciones Ambientales.....   | <b>133</b> |
| 3.7.1.- Uso del Suelo.....   | <b>133</b> |
| 3.7.2.- Implicaciones del Ruido.....   | <b>135</b> |

|   |            |
|---|------------|
| 3.7.3.- Impacto Visual.....               | 137        |
| 3.7.4.- Impacto Sobre Las Aves.....       | 137        |
| 3.8.- Implicaciones Sociales.....         | 138        |
| 3.8.1.- Fuentes de Empleo.....            | 138        |
| 3.8.2.- Desarrollo Regional.....          | 139        |
| 3.8.3.- Seguridad Pública.....            | 139        |
| 3.9.- Rentabilidad Energética.....        | 140        |
| 3.10.-Implicaciones Organizacionales..... | 140        |
| <b>CONCLUSIONES.....</b>                  | <b>141</b> |
| <b>ANEXO 1.....</b>                       | <b>143</b> |
| A.1.- Teorema de Betz.....                | 143        |
| <b>ANEXO 2.....</b>                       | <b>145</b> |
| A.2.1.-La Rosa de Los Vientos.....        | 145        |
| A.2.2.- La Fuerza de Coriolis.....        | 146        |
| <b>ANEXO 3.....</b>                       | <b>147</b> |
| A.3.-Norma IEC 61400-1.....               | 147        |
| <b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>                  | <b>152</b> |

## INTRODUCCIÓN

La presente tesis, nace como una inquietud de recopilar, informar y dar a conocer a los estudiantes mexicanos de ingeniería, interesados en temas de generación eléctrica, la situación que hay con respecto al desarrollo y aplicación de la tecnología moderna, así como lo que implica ésta, para el aprovechamiento de la energía del viento con fines de generación de energía eléctrica, conocida en el medio como tecnología eoloeléctrica.

La fuerza del viento ha sido utilizada por la humanidad desde las épocas más remotas de su historia, primero para el transporte de personas y mercancías a través de los mares en barcos de vela y luego, mediante mecanismos algo más complejos, para la molienda de granos y el bombeo de agua. Al paso del tiempo la tecnología de las máquinas eólicas ha evolucionado hasta un punto tal que en nuestros días constituye una opción importante para la generación de electricidad a gran escala.

La tecnología eólica para la generación eléctrica cobra importancia en un momento en que la humanidad busca alternativas de generación de menor impacto ambiental, y en el que las economías menos favorecidas buscan atraer capitales para fortalecer su infraestructura eléctrica a través de esquemas tecnológicos y financieros flexibles. Varios países han emprendido con éxito la ruta eólica asimilando la tecnología, creando con ello fuentes de empleo y construyendo centrales generadoras cuya capacidad crece día a día.

La energía eólica aprovecha la parte de la radiación solar que es absorbida por la atmósfera y transformada en energía cinética.

Se estima que la energía contenida en los vientos es aproximadamente el 2% del total de la energía solar que alcanza la Tierra. Aunque en la práctica sólo podría ser utilizada una parte muy pequeña de esa cantidad, la energía eólica reúne buenas características para un aprovechamiento rentable.

De todas las energías renovables, la solar y la eólica son las que se encuentran mejor distribuidas en el planeta Tierra, lo que supone una importante ventaja para un aprovechamiento en gran escala. Desde el punto de vista económico, la producción en masa de aerogeneradores eólicos es la clave para que los precios resulten competitivos con otras fuentes de energía.

La mayor dificultad de las aplicaciones de tipo solar y eólico radica en la irregularidad de su producción energética, que obliga a disponer de costosos sistemas de almacenamiento para adaptar su suministro a las exigencias de la demanda.

En el campo de la producción de electricidad a gran escala, un grave inconveniente reside en los límites de potencia en plantas de este tipo, que resultan muy inferiores a las potencias instaladas en plantas convencionales. (Tabla A). Sin embargo, la ventaja de utilizar combustible gratuito puede compensar a largo plazo los mayores costos de la instalación.



|            |          |
|------------|----------|
| Nuclear    | 1,000 MW |
| Carbón     | 500 MW   |
| Solar      | 20 MW    |
| Geotérmica | 10-20 MW |
| Eólica     | 5 MW     |

**Tabla A.** Potencias típicas para diferentes tipos de plantas de energía generadoras de electricidad.

En pequeñas aplicaciones de uso doméstico, explotaciones agrícolas o semi-industriales, es donde las energías renovables tienen grandes posibilidades de desarrollo a corto plazo. Ya que los inconvenientes de las plantas de pequeño tamaño se convierten en ventajas en un modelo de producción de energía descentralizada, más adecuado para el abastecimiento de centros de consumo dispersos.

La fabricación de máquinas aerogeneradoras no requiere de sofisticadas técnicas y está al alcance de países no demasiado industrializados. Sólo se necesita que se generalice su utilización para que la producción en masa convierta esta opción en una realidad práctica y rentable.

El problema energético condiciona cualquier intento de desarrollo económico o de evolución social. A la escasez de recursos y a la escalada de sus precios, hay que añadir la dependencia petrolífera en un factor esencial del sistema de producción y, de una forma indirecta, la contaminación del medio ambiente.

Este panorama tenderá a agravarse en los próximos 8 ó 12 años, hasta que los avances de la técnica nos permitan acceder a nuevas fuentes de energía más abundantes.

Con la construcción de la planta piloto de 1.5 MW para la generación eléctrica con energía del viento en La Venta, Oaxaca, México se incorpora a la lista de países que emprenden esta ruta tecnológica y cuyo potencial de aplicación es importante.

Habrán de venir nuevos proyectos y seguramente se construirán más plantas de mayor tamaño. Ello requerirá de cambios y adecuaciones al esquema tradicional del Sector Eléctrico Mexicano, los cuales ciertamente tendrán implicaciones en lo técnico, en lo económico, en lo comercial, en lo ambiental e incluso en lo social, ya que se trata de la incorporación de una tecnología alternativa cuya base energética es distinta a la que estamos acostumbrados.

En la presente tesis, se presentan, resultados y experiencias de años de investigación y desarrollo tecnológico, de esfuerzos industriales y comerciales que han permitido el avance de la tecnología en épocas recientes.

El objetivo de esta tesis es proporcionar una visión general y realista sobre las posibilidades de aprovechamiento de la energía eólica, mostrando sus implicaciones y que, por sus características tecnológicas, es una de las más aptas para una utilización con criterios objetivos de rentabilidad.

La primera parte de la tesis se ocupa de la evolución histórica del molino de viento. Se comentan las diferentes soluciones técnicas que se fueron implementando a medida que las exigencias fueron aumentando, haciendo referencia a los proyectos, de finales del siglo XX, los cuales se han emprendido con el objetivo de desarrollar plantas industriales capaces de producir energía eléctrica de origen eólico a precios competitivos.

La segunda parte trata de exponer las características técnicas de las máquinas eólicas, los principios básicos en los que se apoyan los diferentes parámetros que los condicionan y las posibles soluciones que pueden adoptarse.

La tercera y última parte nos habla de las implicaciones que conlleva la tecnología eoloeléctrica.

Deseamos que el conocimiento de este trabajo de investigación y la asimilación de sus implicaciones, faciliten la incorporación de la tecnología eoloeléctrica en México, y aliente a los jóvenes estudiantes de ingeniería e ingenieros de hoy a construir esquemas alternativos para el desarrollo eléctrico de un mañana que está cada vez más cerca.

# **CAPÍTULO I**

## **Antecedente Histórico y Evolutivo**

Desde épocas muy antiguas en la historia del hombre, éste ha tratado de aprovechar las energías del medio ambiente que lo rodean.

El viento es una de ellas, una fuerza conocida como energía eólica, es decir, mediante la utilización de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, que ha sido utilizada por la humanidad, desde hace mucho tiempo, primero para el transporte de personas y mercancías a través de los mares en barcos de vela y luego, mediante mecanismos algo más complejos, para la molienda de granos y el bombeo de agua. El término eólico viene del latín Aeolicus, perteneciente o relativo a Eolo, dios de los vientos en la mitología griega y, por tanto, perteneciente o relativo al viento.

Al paso del tiempo la tecnología de las máquinas eólicas ha evolucionado hasta un punto tal, que en nuestros días constituye una opción importante para la generación de electricidad a gran escala. Con la incorporación de nuevos materiales y nuevas técnicas de ingeniería.

### **1.1.- La Era Antigua del Molino de Viento**

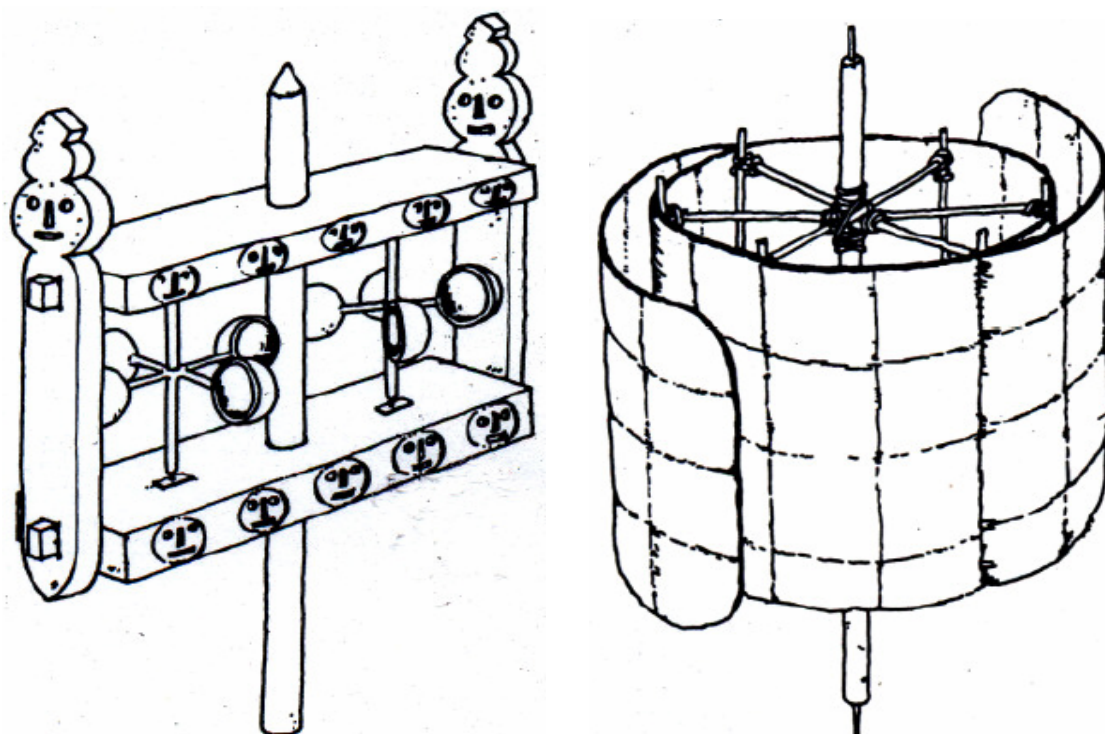
Los antiguos Egipcios utilizaban la fuerza del viento para impulsar sus embarcaciones por vela en sus desplazamientos por el Nilo, e igualmente las culturas sumerias se valían de la navegación a vela para trasladarse por los ríos Tigris y Éufrates.

La información histórica más antigua que conocemos sobre la navegación a vela es un grabado egipcio el cual data del cuarto o quinto milenio antes de Cristo perteneciente al Alto Imperio.

Lo que hoy conocemos como molinos de viento debieron conocerse generaciones mucho después, tal vez hacia el tercer milenio antes de Cristo y probablemente en lo que se conoce como la antigua Mesopotamia, aunque no existe prueba alguna de ello.

De las primeras referencias históricas sobre unas posibles utilizaciones de la energía eólica que no fuera la navegación, data del año 1700 a. C. y corresponde a los proyectos de riego del emperador Hammurabi.

En la antigüedad se sabe de unas máquinas eólicas, las cuales tenían una finalidad religiosa, y parece ser que fueron de uso corriente en la zona del Tibet y de Mongolia anteriores al siglo II a. C. La función concreta que desempeñaban estas máquinas en los ritos religiosos no se conoce en detalle (Fig. 1.1-1).



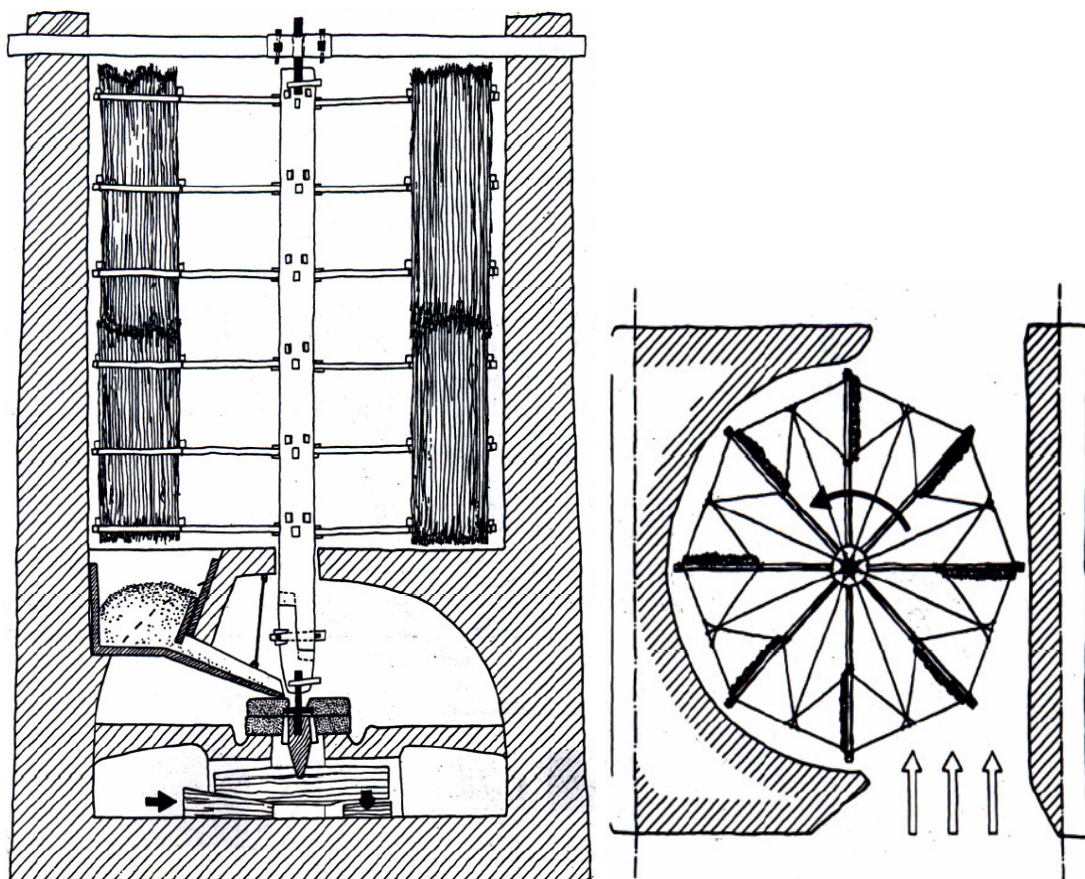
**Figura 1.1-1.** Estas son máquinas eólicas, conocidas como ruedas de oraciones, utilizadas con fines religiosos en las tierras del Tibet y Mongolia varios siglos antes de nuestra era. Fuente: Cádiz. (1984). “La energía eólica, tecnología e historia” 1ED, Hermann Blume.

Hay también una reproducción dudosa de una máquina neumática, la cual se impulsaba aparentemente por el viento, atribuida a Herón de Alejandría (siglo II d. C.). A ésta se le conocía como “Aneurion”, la cual debía funcionar como una especie de órgano, y ésta se encuentra descrita en un libro sobre sistemas de medidas de Herón, del que sólo se conserva una copia en muy mal estado, realizada por un geógrafo árabe en el siglo XVI.

### 1.1.1.- Primeros Molinos

El molino persa de eje vertical es uno de los primeros molinos de viento de aplicaciones utilitarias que se conoce con cierto detalle.

A este molino se le empleaba para moler grano y fue de un uso corriente en las planicies del Sijistan, en la antigua Persia, esto es posiblemente varios siglos antes de nuestra era (Fig. 1.1.1-2). Esta aparición de uno de los primeros molinos debió tener alguna relación con las ruedas hidráulicas que sin duda existieron con anterioridad, y en especial con la que es de tipo nórdico la cual es también de eje vertical, de la cual, se sabe, que su diseño era muy elemental y su fabricación muy tosca.

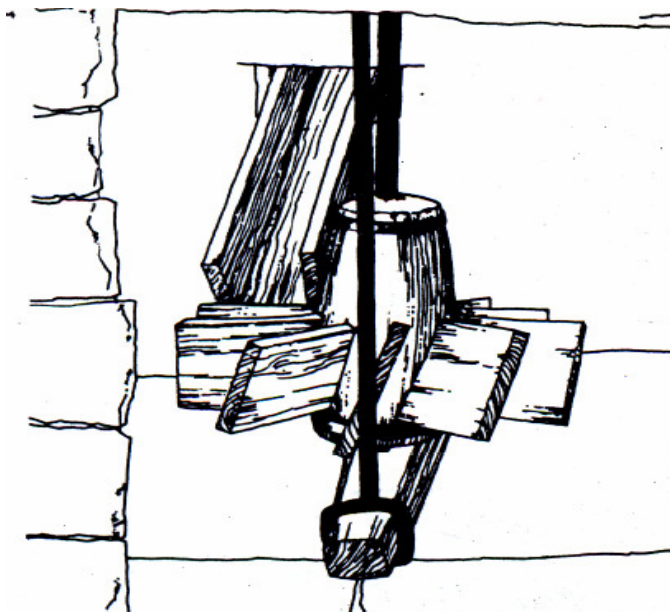


**Figura 1.1.1-2.** Molino de eje vertical utilizado en la antigua Persia para moler grano en los siglos próximos a nuestra era. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía, eólica tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

Este molino estaba formado por una torre de mampostería, la cual está provista de una pared frontal y que actuaba como pantalla deflectora dirigiendo el viento sobre las palas motoras.

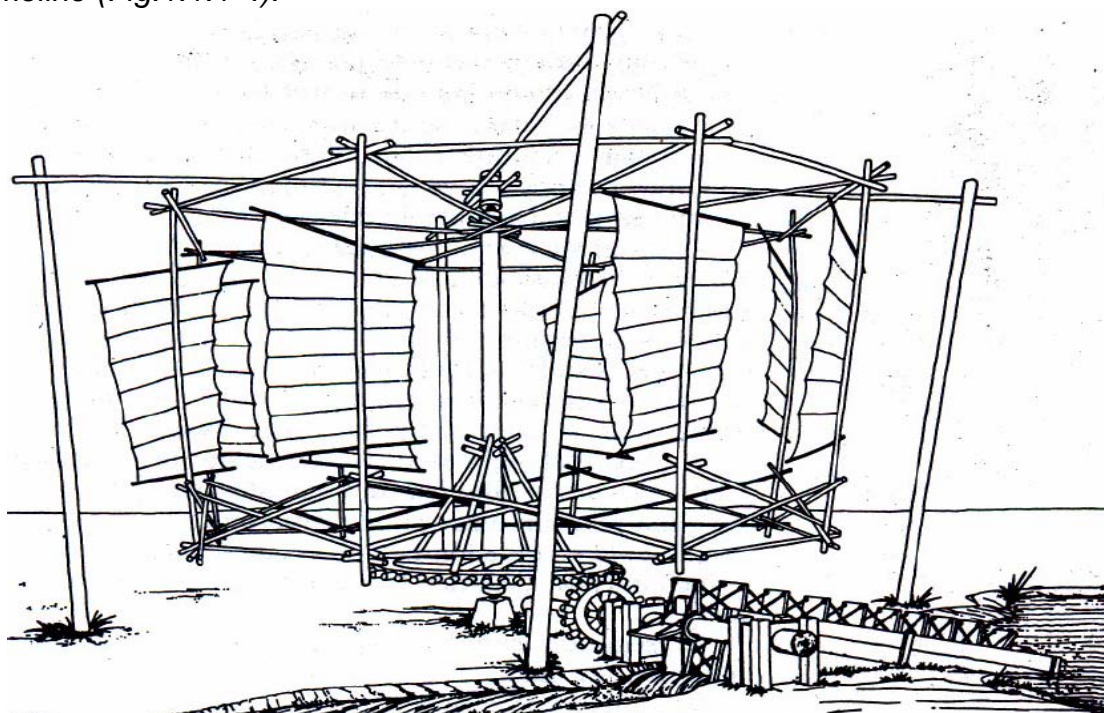
Su rotor se encuentra formado por seis u ocho palas de madera de las cuales se unían en el eje central, esto permitía comunicar el movimiento a las muelas situadas en la base. Para facilitar el trabajo la separación entre las muelas podía variarse mediante una cuña.

Con un sistema de compuertas de madera se llevaba a cabo la regulación del molino, las cuales se operaban manualmente y éstas permitían una mayor o menor entrada de aire (Fig. 1.1.1-3).



**Figura 1.1.1-3.** Rueda nórdica o griega, utilizada para mover molinos hidráulicos de características similares al molino persa. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

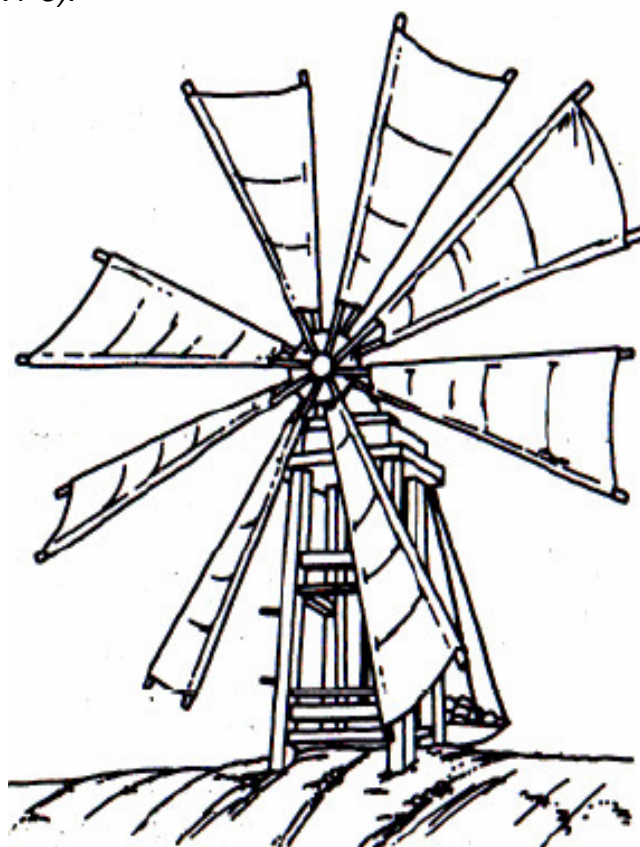
Los chinos, en el Extremo Oriente, desde tiempos muy remotos utilizaban unos molinos llamados "panémonas", los cuales, les servían para bombear agua. De este tipo de panémonas las había también de eje vertical y sus palas estaban construidas a base de telas sujetas a palos o varas de madera. Las palas con respecto a su posición podía variarse para regular la acción del viento sobre el molino (Fig.1.1.1-4).



**Figura 1.1.1-4.** Molino de eje vertical y palas de tela. Se utilizó en China para el riego. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

Hay una leyenda, la cual está transcrita por Washington Irving, sobre un molino de este tipo y éste fue mandado a construir por el califa de Bagdad, Omar I; hacia el siglo VIII, éste pudo basarse en descripciones orales traídas desde el Oriente por viajeros árabes.

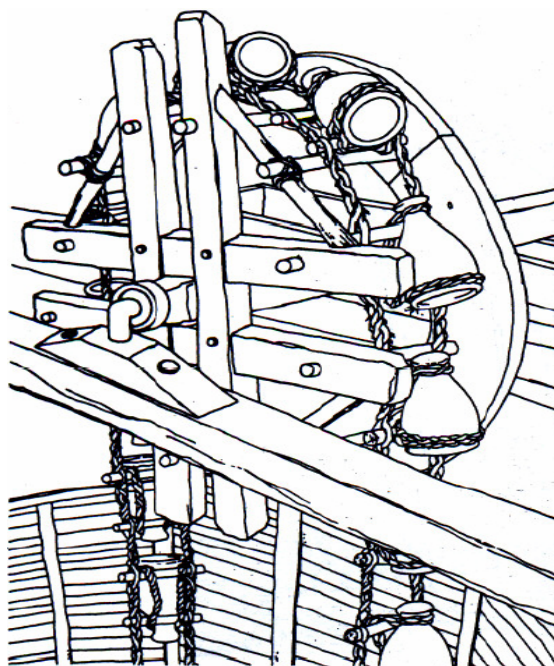
Debieron surgir por primera vez los molinos de eje horizontal en el área de la antigua Persia, muy probablemente antes a la época islámica. La invención debió responder a la necesidad de adaptar las máquinas eólicas de eje vertical al bombeo de agua. En cuestión de la disposición del rotor, en los sistemas de eje horizontal, es más adecuada para poder mover una rueda en la extracción de agua (noria) sin tener que estar variando la dirección de la fuerza motora mediante un engranaje, por lo que, se hacia más complicado en la técnica para la época (Fig. 1.1.1-5).



**Figura 1.1.1-5.** Molino persa de eje horizontal adaptado para mover una noria.  
Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

Este rotor se encontraba formado por unas velas y tenían una cierta similitud con las que se utilizaban en la navegación. El eje, donde encajaban las seis u ocho palas, movía una rueda a la que se acoplaba la noria (Fig. 1.1.1-6). El conjunto se apoyaba en un rudimentario soporte de tres pies (trípode) de madera, que se encuentra sobre la boca del pozo.





**Figura 1.1.1-6.** Esta es una rueda de cangilones, semejantes a las que se utilizaron para sacar agua de los pozos, acopladas a molinos de viento. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

No es posible encontrar un documento histórico irrefutable hasta el siglo X, en el que se haga mención de los molinos de viento como práctica generalizada. El geógrafo árabe Al-Masudi y otros posteriormente, nos han dejado abundantes textos en los que se hace constante referencia a estas máquinas, que eran de uso habitual en la zona de Persia y Afganistán.

La aplicación de los molinos de viento a partir del siglo XI-XII se desarrolla por dos canales aparentemente sin ninguna relación entre sí. El primero de ellos se extiende a través de la civilización islámica, que ocupa todo el Mediterráneo inferior, llegando hasta la mitad sur de la Península Ibérica.

El segundo canal toma como centro de partida el triángulo formado por Bretaña, Inglaterra y los Países Bajos, donde puede haber llegado a través de los cruzados que volvían de Palestina, siguiendo las rutas comerciales de la Rusia Meridional, o bien, haber surgido espontáneamente.

### 1.1.2.- Los Molinos del Mediterráneo

La expansión del molino de viento por la cuenca inferior del Mediterráneo no está todavía demasiado precisada. Se tiene la certeza de que en la isla de Creta era ya de uso corriente antes de la dominación veneciana (1204-1669), y en la Península Ibérica existen numerosos documentos de la época del Califato de Córdoba, al siglo X, en los que se hace constante referencia al uso generalizado de molinos de viento para bombear agua. No está muy claro, si las máquinas que se utilizaban por esta época en el sur de la Península eran de eje vertical u horizontal.

En pleno apogeo de la cultura árabe, no sólo se limitó a servir de vehículo a la expansión del molino de viento, sino que técnicamente la desarrolló, adaptándolo de diferentes maneras en cada área de utilización. Un libro del siglo X, escrito por Ibn Musa, es muy conocido ya que en él se trata de máquinas eólicas e incluso describe una de dieciséis palas.

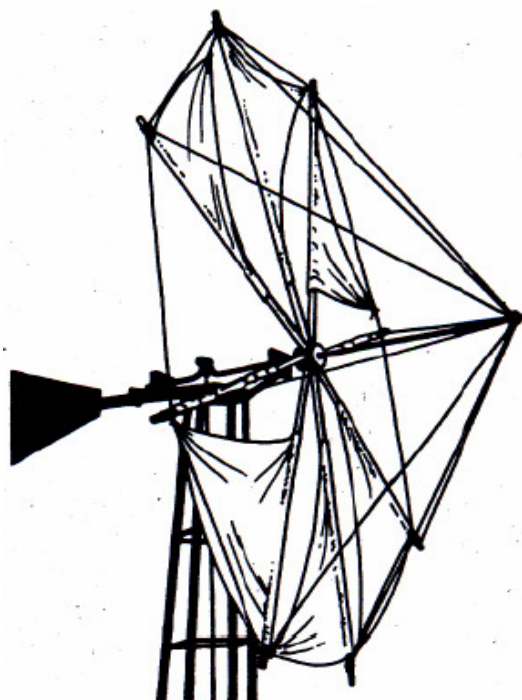
Con sus características, el molino mediterráneo rotor a vela, se utilizó para moler grano y para bombear agua en toda la extensión del imperio musulmán, aunque con las diferencias propias de cada región en lo que se refiere a los métodos y detalles constructivos.

Para fabricar las aspas de estos molinos se atan telas a los palos del rotor, de forma similar a los molinos persas de eje horizontal, de los que sin duda proceden. Puede regularse la velocidad de giro por el procedimiento de soltar o recoger vela, y ésta es, posiblemente, una de las principales ventajas de este tipo de rotor. Estas velas como los tirantes de sujeción tenían cierta elasticidad para deformarse, variando el comportamiento aerodinámico del rotor, proporcionando así ciertas cualidades de autorregulación. Frente a tormentas imprevistas, la desventaja era que, las velas no eran muy resistentes y se rompían con facilidad.

Uno de los modelos más sencillo era el que se utilizaba para sacar agua de los pozos. En éste, el rotor, de seis u ocho velas, se apoyaba sobre un rudimentario trípode de madera, desde donde se movía la noria o una rueda, la cual estaba provista de cangilones. Se utilizó extensamente este molino en Creta y otras islas del mar Egeo, y aún se sigue utilizando, aunque acoplado a una bomba de pistón. En las llanuras de Lasithi (Creta), se calcula que sólo pudo haber en su momento más de 10000 molinos de trípode, de los cuales, alrededor de 6000 podrían estar en funcionamiento en la actualidad (*Fig. 1.1.2-7*).

Al estudiar los primeros molinos de grano, eran visibles unas rudimentarias máquinas con un rotor fijo, sin posibilidad de orientarse en la dirección del viento.

Estos molinos se fueron perfeccionando con el tiempo hasta llegar a convertirse en los clásicos de tipo torre. La torre, construida en mampostería, estaba coronada por una cúpula orientable donde se alojaban el eje, los engranajes y demás mecanismos que transmitían el movimiento a las muelas, situadas más abajo.



**Figura 1.1.2-7.** Molino con aspas de vela, montado sobre trípode, utilizado todavía en la actualidad en la isla de Creta, para bombear agua. Fuente: Cádiz. (1984). “La energía eólica, tecnología e historia” 1ED, Hermann Blume.

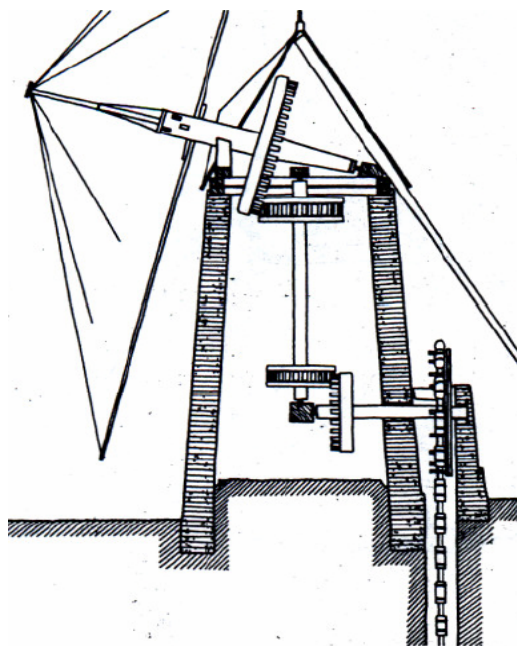
### 1.1.3.- Los Molinos Ibéricos

Este tipo de molino de vela se extendió por toda la cuenca inferior del Mediterráneo, hacia los siglos XII y XIII, alcanzando los reinos del sur de, la Península Ibérica.

En esta zona cretense se conserva a grandes rasgos las características esenciales en los molinos actuales, su sistema de aspas de vela y el esquema general de la torre. Sin embargo, en cuanto al número y disposición de las velas y a los detalles arquitectónicos de la torre, existen diferencias importantes, no sólo con el molino cretense, sino incluso entre los que se utilizan en regiones próximas.

La Andalucía baja, especialmente en la zona de Huelva y Cádiz se utilizó un tipo de molino con un rotor de ocho velas montadas sobre el eje en dos etapas de cuatro en cada una. A este tipo de molino pertenece el que todavía se conserva en Puebla de Guzmán (Huelva) en el que se usaba un ingenioso sistema de palancas para regular la separación entre las muelas, en función de la finura de grano deseada.

En la zona de Murcia y Cartagena se utilizaron unos molinos muy similares a los andaluces, pero adaptados para bombeo de agua. El movimiento del eje descendía a lo largo de la torre mediante engranajes y acababa impulsando una noria, que elevaba el agua mediante cangilones, almacenándola en un estanque (Fig. 1.1.3-8).



**Figura 1.1.3-8.** Molino de vela murciano, similar al andaluz pero adaptado a una noria para elevar agua. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

En Portugal, el molino más típico es el de cuatro velas, con forma y disposición diferentes que el andaluz, y con un singular dispositivo para avisar al molinero de cuando soplaban el viento o cuando cambiaba de dirección. El sistema consistía en unos cántaros de barro, atados en los tirantes exteriores del rotor, que producían un sonido distinto, según incidiera el viento sobre su embocadura.

En años recientes, este tipo de rotores a vela ha sido objeto de detenidos estudios por parte del profesor Sweeney en la Universidad de Princeton (E.U.), que ha utilizado el mismo sistema para diseñar un aerogenerador de baja potencia, aprovechando las ventajas de autorregulación que el sistema presenta.

En los reinos cristianos de la Península Ibérica, el molino de viento aparece con posterioridad a los reinos musulmanes, posiblemente en los siglos XIII y XIV.

El típico molino manchego y mallorquín tienen evidentes raíces en el molino mediterráneo, especialmente en la ejecución de la torre. Sin embargo, la forma y construcción de las palas es más bien de tipo europeo. Ambos constituyen un nexo de unión entre las dos culturas.

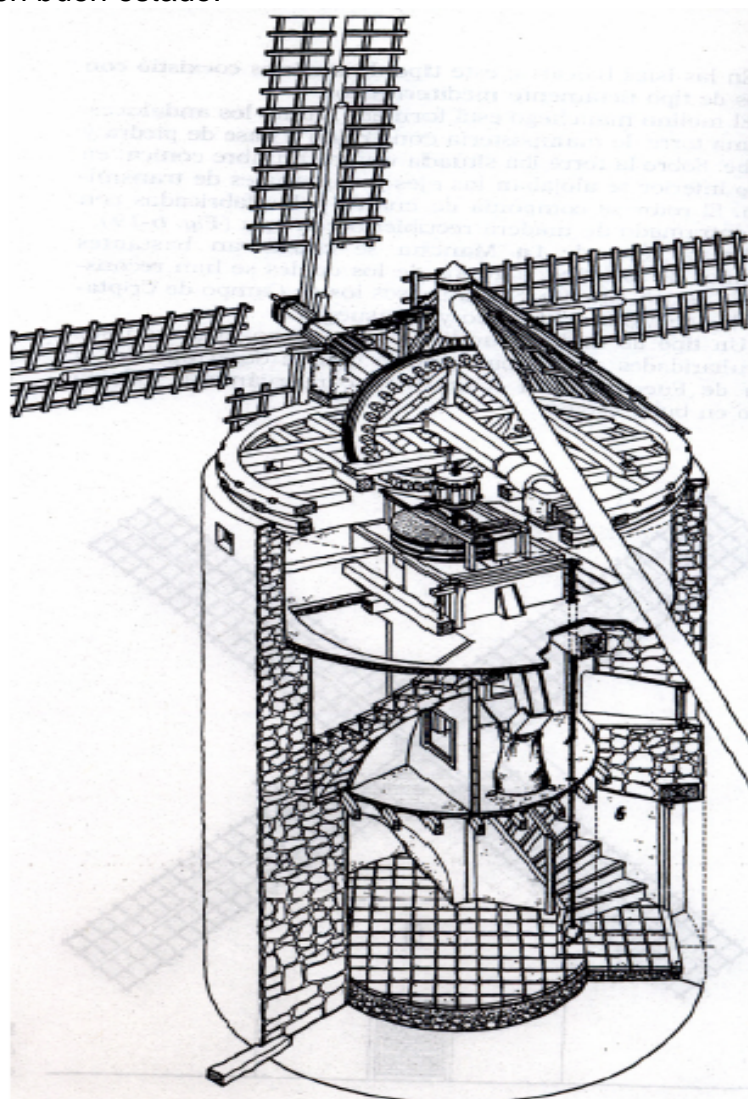
El molino mallorquín tenía una torre más esbelta que el manchego, y generalmente iba situado sobre la casa del molinero, de planta cuadrangular. El rotor llevaba seis palas de constitución más ligera que el tipo de pala clásica de los molinos europeos de la época. Un original sistema de tirantes servía para darle rigidez y forma.

En las Islas Baleares, este tipo de molinos existió junto con otros de tipos netamente mediterráneos.

El molino manchego está formado, como los andaluces, de una torre de mampostería construida a base de piedra y adobe. Sobre la torre iba situado un capuchón cónico, en cuyo interior se alojaban los ejes y engranajes de transmisión. El rotor se componía de cuatro palas fabricadas con un entramado de madera recubierto con tela. (Fig. 1.1.3.-9).

En la zona de La Mancha se conservan bastantes molinos de este tipo, algunos de los cuales se han reconstruido recientemente. Son famosos los de Campo de Criptana, los de Mota del Cuervo y Consuegra.

Un tipo de molino similar al manchego, pero con sus peculiaridades autóctonas, parece que se desarrolló en la isla de Fuerteventura (Canarias), conservándose todavía uno en buen estado.



**Figura 1.1.3-9.** Vista Interior de un molino manchego, en la que se aprecian los detalles del mecanismo de orientación y del sistema de muelas. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

#### 1.1.4.- Molinos Europeos

En Europa, el molino de viento aparece a mediados del siglo XII, A partir de este siglo, se pueden encontrar innumerables referencias y documentos históricos relacionados con los molinos, especialmente en la zona de Bretaña, Inglaterra, Países Bajos.

El molino más antiguo pudo ser el que se construyó en Rexpoede cerca de Dunkerque, en el siglo X, y que todavía existía hace tan solo alguna década. El primer molino del que se disponen pruebas documentales se construyó en Francia en 1180, y a partir de esta fecha parece que se extienden rápidamente. En 1190 se construyó el primer molino inglés, en 1222 se conoce de otro en la ciudad de Colonia, y 1237 aparece el primer molino italiano del que hasta ahora se tiene referencia. El famoso molino del Monasterio de Koningsvelden Delf (Holanda) se construyó en 1299.

La aparición de los molinos en Europa pudiera estar relacionada con las cruzadas y la coincidencia cronológica es posiblemente el principal argumento en que se apoya esta tesis. La primera cruzada tuvo lugar en 1095, la segunda en 1147 y la tercera a finales de ese mismo siglo.

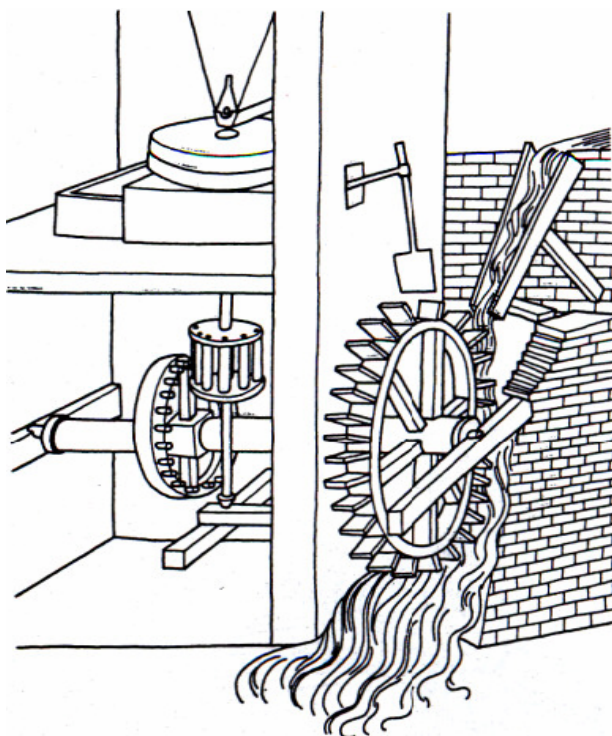
Sin embargo, otros autores defienden la posibilidad que esta coincidencia de fechas no tuviera nada que ver con la invención del molino de viento y que Europa tenía por esta época la suficiente capacidad técnica para haber desarrollado un molino de viento a partir de mejoras realizadas en molinos hidráulicos.

También pudiera ser que ambas teorías tuvieran parte de razón. En efecto, los primeros molinos europeos parecen haber surgido como una combinación entre el molino árabe de eje horizontal y la rueda de Vitrubio, de uso corriente en Europa desde los tiempos del Imperio Romano.

Esta suposición se refuerza por el hecho de haberse encontrado en Rusia molinos en los que las muelas iban situadas sobre el eje motor, de forma muy similar a la disposición que presentan en las ruedas hidráulicas. (*Fig. 1.1.4-10*).

Los primeros molinos europeos, llevaban un rotor de cuatro aspas, fabricadas de entramado de madera con un recubrimiento de telas o tablas. Las palas se unían en el eje principal, totalmente horizontal, que transmitía el empuje del viento a las muelas a través de un engranaje que cambiaba la dirección del árbol motor. De esta forma las muelas y los mecanismos podían alojarse con mayor facilidad en el recinto del molino. Dicho recinto se orientaba en la dirección del viento con la ayuda de una palanca, girando sobre un pivote que generalmente se ponía sobre tierra o se hundía dentro de un apilamiento de piedras o maderos.

Se comprende que las operaciones de orientación no resultasen nada sencillas, cuando todo el peso del molino carga sobre el pivote, que dado su forma de construcción presentaba un elevado rozamiento al giro.



**Figura 1.1.4-10.** Grabado de un molino hidráulico conocido como rueda de Vitrubio. Fuente: Cádiz. (1984). “La energía eólica, tecnología e historia” 1ED, Hermann Blume.

En poco tiempo, el sistema de pivote evolucionó hacia un trípode, proporcionando a todo el molino una base más estable de construcción más sencilla y más eficaz a la hora de la orientación.

A este tipo de molino de pivote o de trípode responden la mayoría de los molinos del norte de Europa entre los siglos XIII a XVI. En el sur, la influencia del molino de vela se hace notar, no sólo en la Península Ibérica, sino en todos los países de la ribera del Mediterráneo. Por ejemplo, en el área de los Balcanes el rotor de los molinos se construye al estilo europeo, pero con seis palas como las de vela, y también se han encontrado en Bulgaria rotores de vela acoplados a molinos típicamente europeos.

Sin embargo, a pesar de que la utilización, de los molinos de viento llegó a generalizarse en toda Europa, durante este periodo, desde un punto de vista tecnológico, su evolución fue muy lenta y hay pocas innovaciones dignas de comentar. En esencia, el diseño de estos molinos poco difería de los que aparecen en los dibujos de Heron, diez u once siglos antes. Hubo que esperar hasta el siglo XV para que los molinos de poste hueco, o los de tipo torre, dieran un impulso efectivo a los molinos de viento, resolviendo parte de sus dificultades técnicas de forma que pudieran llegar a convertirse, en una de las más importantes fuentes de energía.

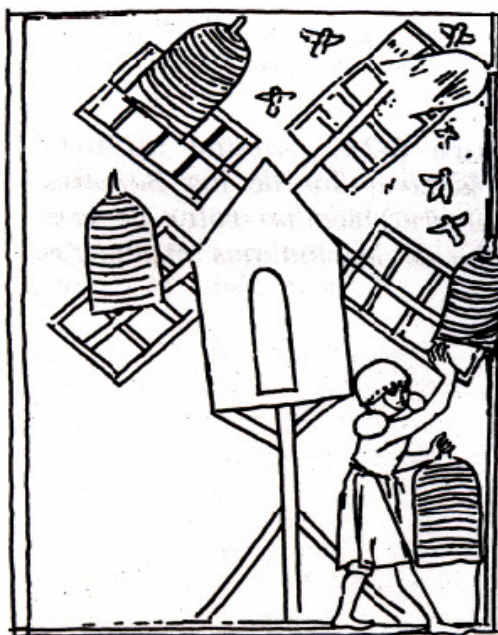
## 1.2.- Época Artesanal

### La Transformación Renacentista

Aunque la evolución en la historia de los molinos de viento se produce sin discontinuidades, a finales de la Edad Media la rapidez con que se producen las innovaciones y las aplicaciones de las máquinas eólicas permite presuponer que algo ha cambiado en el espíritu de la época.

Las ciencias, en el Renacimiento, pierden parte de su aspecto especulativo y van adquiriendo un nuevo carácter técnico, más adecuado para su aplicación con fines prácticos. Los sistemas hidráulicos y eólicos constituyen las principales fuentes de energía motriz, y se multiplican las invenciones que utilizan las ruedas hidráulicas o los molinos de viento como fuerza, impulsora.

En el libro de Walter de Millinate, publicado en 1325, se estudia la posibilidad de utilizar molinos de viento para arrojar colmenas de abejas en el interior de un pueblo sitiado (Fig. 1.2-11). El físico italiano Guido de Vigerano diseña, en 1335, un carro de combate movido por un molino de vela. A principios del siglo siguiente Kyeser inventa un elevador acoplado a un sistema eólico.



**Figura 1.2-11.** Grabado del libro de Millinate, que describe una máquina eólica para lanzar colmenas en ciudades sitiadas, 1325. Fuente: Cádiz. (1984). “La energía eólica, tecnología e historia” 1ED, Hermann Blume.

A lo largo del siglo XVI son innumerables los diseños y proyectos relacionados con máquinas eólicas. La mayoría de ellos nunca llegaron a construirse, pero los dibujos y grabados que se conservan demuestran unos conocimientos técnicos que ya nada tienen que ver con las épocas anteriores. Son de destacar los trabajos publicados por Agostino Ramelli en 1588 en su obra *Le*



*diverse et artificiose machina*, quien era ingeniero, en la corte del emperador Carlos V, que diseñó diversos sistemas de bombeo, molinos de eje vertical, e incluso una sierra movida por energía eólica.

### Molinos Europeos en el Siglo XV y XVI

A partir del siglo XV se extienden por Europa dos tipos de molinos estructuralmente bien diferenciados, y que se desarrollan hasta mediados del siglo XIX. Son los molinos de trípode y los de torre.

Los molinos de trípode habían sustituido a los de pivote consiguiendo una sustancial mejora en el sistema de apoyo, lo que hizo posible la construcción de máquinas de mayor tamaño.

Alrededor de 1430 los holandeses lo adaptaron para mover las norias que pretendían utilizar en la desecación de los pozos. El eje motor descendía verticalmente a través de un poste hueco hasta la base del molino donde se acoplaba al mecanismo de bombeo. No tardaron en utilizar el mismo sistema en los molinos de grano, disponiendo las muelas en un recinto inferior, fijo a la base de forma que al disminuir el peso de la parte giratoria se facilitaran operaciones de orientación.

El artificio del poste hueco, permitió a los molinos de trípode continuar su desarrollo, paralelamente a los de tipo torre, adaptándose a las necesidades crecientes de la época.

Con el tiempo, el trípode acabaría recubriéndose para utilizarlo como almacén, o como vivienda del molinero.

Los molinos torre surgen por primera vez en el norte de Europa hacia el principio del siglo XV, sin que aparentemente se pueda establecer ninguna relación con los que ya existían en aquella época en la Península Ibérica y en el Mediterráneo inferior.

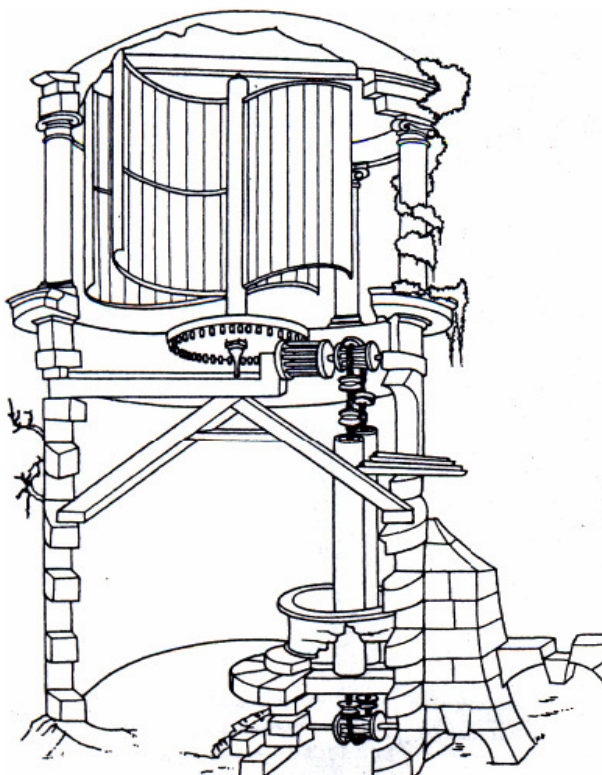
Los primeros molinos torre europeos aparecen en la zona de Bretaña (Francia), extendiéndose su uso rápidamente hacia Inglaterra y los Países Bajos. Las torres son de ladrillo o piedra y adoptan una sección circular u octogonal. La información gráfica más antigua que se conoce pertenece a un salterio francés de 1420.

#### 1.2.1.- Molinos de Eje Vertical

A pesar de las innovaciones técnicas incorporadas a los molinos trípode y a los de tipo torre, la orientación de estas máquinas, que cada vez eran de mayor tamaño, constituía un problema de difícil solución. Tal vez por esta razón los sistemas de eje vertical nunca llegaron a desaparecer; a pesar de ser, por su aerodinámica, menos eficaces. En lo agrícola se había diseñado máquinas de este tipo recogiendo quizás las ideas desarrolladas por Jacobo Mariano en

1436. Pero, sin duda, las mayores aportaciones en el campo de los molinos de eje vertical se deben a Jacques Bressons y especialmente al obispo Verancio.

Bressons desarrolló en su obra *Théâtre des instruments mathématiques et mécaniques*, publicada en 1578, un sistema de rotor de eje vertical que fue posiblemente el precursor del que en 1924 redescubriría el ingeniero finlandés Sigurd Savonius (Fig. 1.2.1-12).



**Figura 1.2.1-12.** Molino de eje vertical diseñado por Jacques Bressons en *Théâtre des instruments mathématiques et mécaniques*, publicado en 1578.  
Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

Fausto de Verancio, obispo de Czanard (Polonia), fue el autor del más amplio estudio sobre este tipo de máquinas que se haya realizado hasta casi el siglo XX. En 1616 publicó *Machinae Novae*, en la que se recogen gran parte de los conocimientos de su época sobre el tema y en la que se describen en detalle diferentes tipos de turbinas, algunas de ellas diseñadas por el propio obispo, y con las que esperaba conseguir potencias superiores a las obtenidas hasta el momento con los molinos convencionales de eje horizontal.

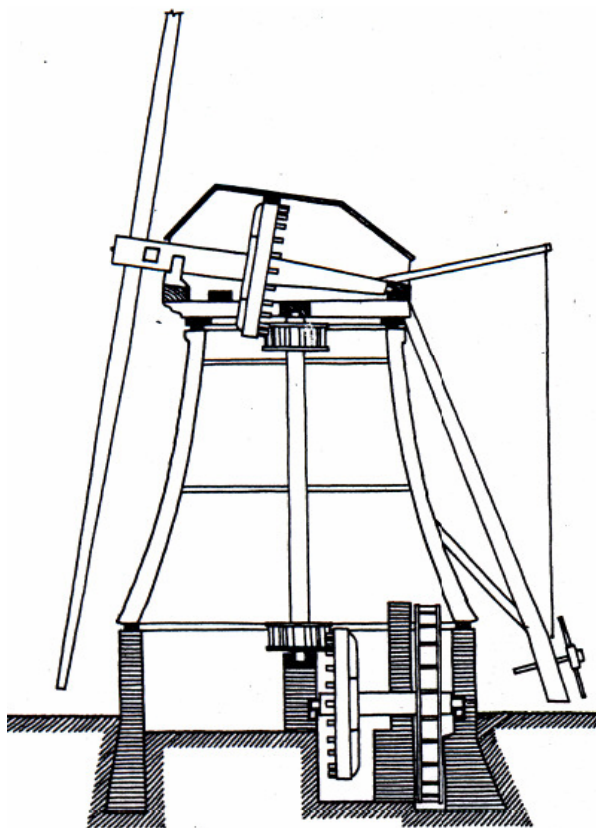
### 1.2.2.- Aplicaciones Prácticas

A finales del siglo XVI los molinos de viento se utilizan para las aplicaciones más diversas. En Francia e Inglaterra se emplean en la obtención de la sal, facilitando la evaporación del agua del mar. En 1582 se construye en Holanda el primer molino de aceite y cuatro años más tarde el primero dedicado a moler

pasta de papel. En 1592, Cornelis Cornelisz construyó la primera serrería holandesa impulsada por energía eólica.

A partir del siglo XVII el molino de viento se emplea a gran escala para bombeo de agua. Entre 1608 y 1620, los holandeses desecaron el lago Beemster mediante molinos de 20-30 kW cada uno. Años más tarde, Leeghwater desecó el de Schermer con 44 molinos en dos etapas. En Inglaterra, el primer molino de drenaje se construyó en 1588, siendo muy comunes a partir de entonces.

Los molinos de bombeo que se utilizaron en Holanda en el siglo XVII respondían a un esquema preciso. La base se construía en ladrillo o piedra y sobre ella se asentaba la torre de estructura de madera. En la cúpula, se alojaba el eje principal y el engranaje que transmitía el movimiento a la base. Los sistemas de bombeo más corrientes eran la rueda hidráulica y los basados en el tornillo de Arquímedes (*Fig. 1.2.2-13*).



**Figura 1.2.2-13.** Vista interior de un molino de bombeo acoplado a una noria, según esquema típico utilizado en Holanda para desecar los polders. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

A finales del siglo XVII había, solamente en el distrito de Zaan, más de 700 molinos de este tipo y más de 900 a finales del siglo siguiente.

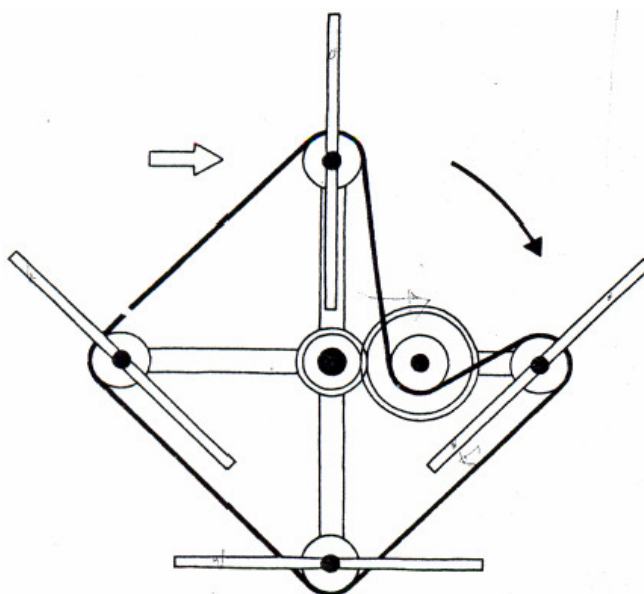
El uso generalizado de los molinos de viento dio lugar a una floreciente industria artesanal, cuyo gremio llegó a ser uno de los más importantes de la época en los Países Bajos y en Inglaterra.

### 1.2.3.- Innovaciones Tecnológicas

El siglo XVIII es un siglo de mejoras tecnológicas. En líneas generales, el formato exterior de los molinos se mantiene sin demasiadas modificaciones, pero en cambio aparecen por primera vez los sistemas mecánicos de orientación y regulación.

En toda Europa se había impuesto el molino tipo torre de eje horizontal, y sólo en Polonia, a la sombra del obispo Verancio, se siguieron desarrollando las turbinas de eje vertical, en las que se llevan a cabo ciertos intentos de adaptar sistemas de regulación automática, aunque sin demasiado éxito.

En el año 1800, Jackson diseñó un sistema para mejorar el rendimiento en rotores de eje vertical. El mecanismo consistía en una polea solidaria a las palas que hacía variar su posición a lo largo de la rotación. Cuando las palas giraban a favor del viento, su posición era frontal a él, mientras en el lado de contra viento se situaban en bandera (*Fig. 1.2.3-14*).



**Figura 1.2.3-14.** Esquema de un rotor de eje vertical, provisto de un dispositivo de palas móviles. Diseñado por Jackson en 1800. Fuente: Cádiz. (1984). “La energía eólica, tecnología e historia” 1ED, Hermann Blume.

Ese mismo año, Rychlowsky intentó acoplar un sistema de regulación tipo persiana para conseguir el mismo efecto. La persiana se cerraba a favor del viento y se abría en las palas a contraviento.

Sin embargo, estos mecanismos, aunque ingeniosos, eran demasiado complicados para que pudieran dar un resultado práctico.

Las turbinas de eje vertical se siguieron construyendo en Polonia cuando ya se habían abandonado en el resto de Europa, en donde superadas las dificultades de la orientación, se había llegado a la conclusión de que los sistemas de eje horizontal proporcionaban mejores rendimientos y resultaban más fáciles de regular. En 1840 se construyó en Polonia la que posiblemente fuera la última turbina de eje vertical.

Los sistemas de eje horizontal, por el contrario, siguen evolucionando con éxito. Se les utiliza para una gran variedad de actividades, y la introducción de métodos industriales de fabricación, junto con la sustitución de piezas de madera por elementos metálicos, permitió obtener de los molinos de viento actuaciones cada vez más eficaces.

Paralelamente, durante el siglo XVIII se empezaron a publicar los primeros tratados eólicos sobre molinos de viento. Ya no eran simples descripciones sobre diferentes tipos de máquinas, sino estudios en profundidad sobre el comportamiento aerodinámico de los rotores, sobre sistemas de regulación automática o de orientación.

Algunas de las primeras obras que llegaron a convertirse en clásicos de la literatura eólica fueron: *Theatrum Machinarum Hydraulicorum*, de Leopold Jacobs, que se publicó en 1724; *Architectura Mechanica of Moole-Boek*, de P. Linperch, en 1729, y, especialmente, *l'Architecture Hydraulique*, de Belidor, publicada en 1759.

Sin embargo, la obra teórica más importante del siglo XVIII y casi del XIX la desarrolló el inglés Smeaton, con sus trabajos *On the construction and effects of the windmills sails* y *An experimental enquiry concerning the natural powers of wind and water*. En el primero de ellos se lleva a cabo un estudio exhaustivo sobre el comportamiento y actuación de las palas de los molinos de viento; demostrando, por primera vez, que los rotores con un elevado número de palas no proporcionan mayor potencia que los que sólo disponen de tres o cuatro con iguales características. Smeaton fue también el primero que utilizó piezas de hierro colado para la construcción de molinos de viento.

#### 1.2.4.- Sistemas de Orientación

La orientación del rotor y del recinto de los mecanismos había sido, desde sus orígenes, el problema más grave de las grandes máquinas de eje horizontal. Desde la sencilla solución de la cuerda atada al eje principal de los molinos mediterráneos, y de la palanca en los primeros molinos europeos, se habían intentado todo tipo de artilugios para ayudar a realizar las operaciones de orientación con mayor facilidad.

A lo largo de los siglos se utilizaron ruedas, poleas y manubrios. Pero la verdadera solución al problema la aportaron las mejoras de diseño que estaban dirigidas a reducir el volumen y el peso de la parte del molino que había de orientarse. Los rodamientos y las piezas deslizantes facilitaron las cosas de forma apreciable.

El primer sistema de auto-orientación lo inventó el inglés Edmund Lee en 1745. El mecanismo consistía en un rotor auxiliar, en posición perpendicular al principal, que iba montado sobre la escalera de acceso al molino y acoplado a una rueda que apoyaba sobre el suelo.

Cuando el molino no estaba debidamente orientado, el viento incidía sobre el rotor auxiliar, y éste actuaba sobre la rueda moviendo toda la máquina. Estos sistemas automáticos de orientación se utilizaron, en principio, en Inglaterra durante el siglo XVIII, y en el siglo siguiente se extendieron por Holanda y los Países Bajos.

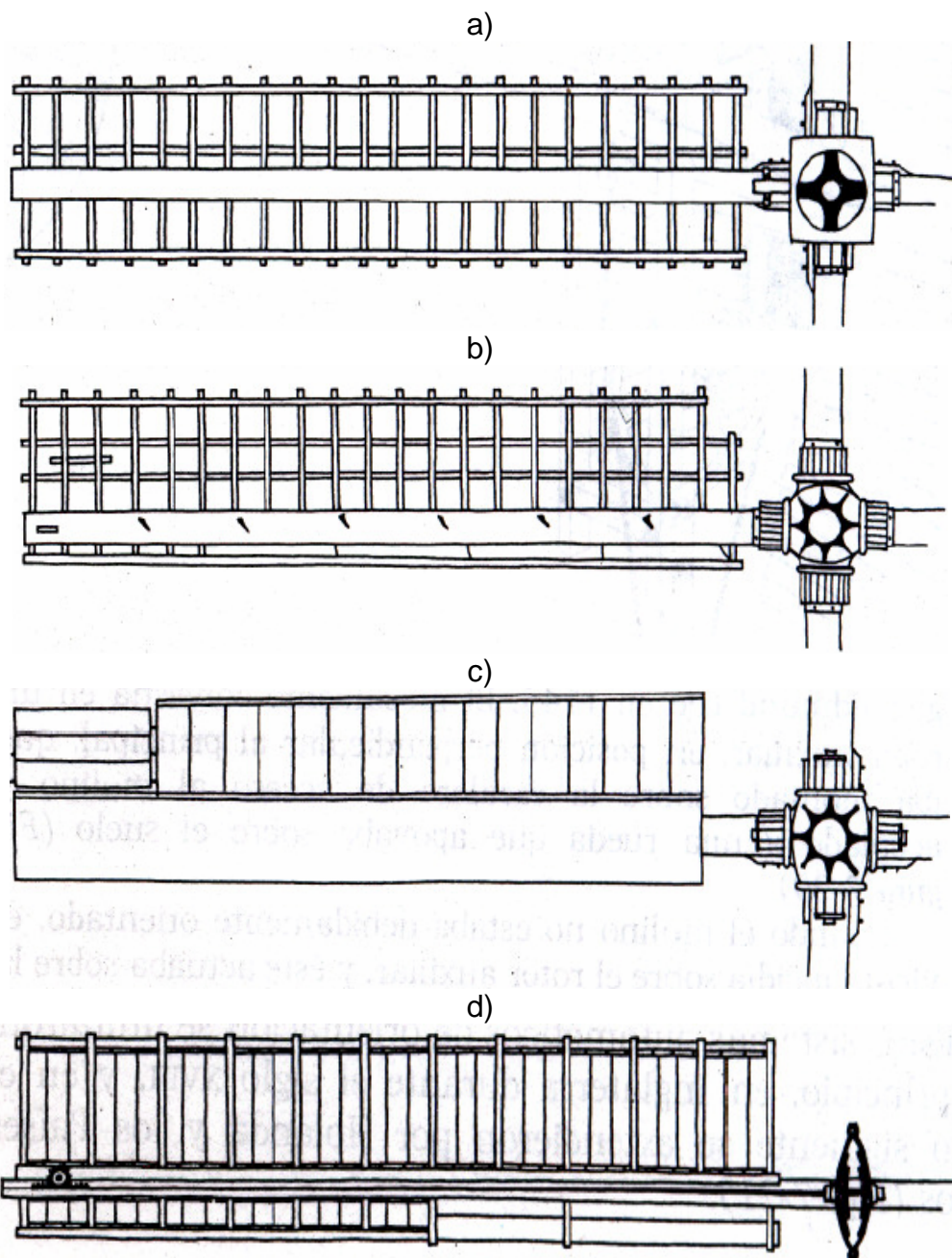
#### 1.2.5.- Evolución de Las Palas

El diseño y la fabricación de las palas fueron también objeto de constantes mejoras. Las palas de los molinos anteriores al siglo XVI se construían con un entramado de varillas a ambos lados de un mástil principal, cubriéndose posteriormente con una tela.

Más tarde, el mástil se colocó en el borde de ataque de la pala, de forma que soportara mejor la entrada del aire. Este sistema era también más adecuado para dar cierta torsión a la pala a lo largo de su envergadura, con el fin de mejorar su rendimiento aerodinámico. Las palas con torsión se desarrollaron en el siglo XVII y la incorporación de los sistemas de regulación aerodinámica se llevó a cabo en el siglo siguiente (*Fíg. 1.2.5-15*).

La pala con freno aerodinámico incorporado fue inventada por Andrew Meikle en 1772. Estas palas llevaban un flap en el extremo que actuaba mediante un resorte, cuando el viento era demasiado fuerte. En 1789, Stephen Hooper introdujo al sistema un mecanismo de control remoto, de forma que pudiera ser accionado desde el interior del molino.

El paso siguiente lo dio Sir. Eilliam Cubitt, en 1807, incorporando unas masas de acción centrífuga, en el extremo del mecanismo, consiguiendo por primera vez un sistema de regulación automática.



**Figura 1.2.5-15.** Evolución en el diseño de palas en los molinos europeos: a) pala de entramado plana con anterioridad al siglo XVI y con torsión en los posteriores; b) palas de entramado con torsión y bordes de ataque; c) y d) palas provistas de frenos aerodinámicos que actúan como sistemas de regulación. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

1.2.6.- Ultima Etapa de Los Molinos Clásicos

Entre la segunda mitad del siglo XVIII y la segunda mitad del XIX, los molinos de viento europeos alcanzan su más alto nivel de perfeccionamiento, dentro de las limitaciones de la tecnología artesanal.

Los rotores de orientación, los sistemas de regulación de potencia, se ven completados por mecanismos internos que ayudan en las operaciones de transporte y manipulación de las materias primas y de la molienda en sí, convirtiendo los molinos de viento en factorías mecanizadas con un alto grado de automatización.

Por último, en el año 1787, el inglés, Thomas Mead inventó un automatismo centrífugo que regulaba la separación entre las muelas en función de la velocidad de giro, permitiendo controlar a voluntad la finura del grano sin tener que actuar constantemente sobre el sistema. Al final de este período, la bella línea de los molinos de viento se puede encontrar por todos los rincones de Europa, y tampoco resultan raros en los Estados Unidos, Canadá, Australia, países latinoamericanos, y, en general en aquellos países del Nuevo Mundo en que los emigrantes europeos se habían establecido.

### **1.3.- Renovadas Generaciones Científicas**

#### **1.3.1.- La Nueva Generación**

Aunque los molinos de viento habían llegado a convertirse en unas máquinas relativamente eficaces, su constitución era demasiado sólida y su estructura demasiado compleja para poder competir con los nuevos sistemas industriales de producción energética. Por otra parte, las características operacionales de los clásicos molinos, la irregularidad de su funcionamiento y la falta de sistemas de almacenamiento energético, no les permitía adaptarse a las exigencias de las fábricas surgidas a la sombra de la revolución industrial.

En la segunda mitad del siglo XIX comienza a parecer la nueva generación de turbinas eólicas, con una diferente concepción de diseño. Son máquinas sencillas, susceptibles de fabricarse en talleres con los nuevos sistemas de producción en cadena. Su ámbito de aplicación se reduce a zonas rurales más o menos aisladas, donde las ventajas de la industrialización todavía no se han hecho notar, y, en general, se utilizan exclusivamente para bombear agua de los pozos.

Las primeras bombas eólicas aparecieron en E.U. en 1854, desarrolladas por Daniel Halladay, los cuales son, en principio, rotores multipala acoplados a una bomba de pistón. Años más tarde, en 1883, Steward Perry fabricaría sobre esta idea otro modelo con álaves metálicos, que llegaría a convertirse en el molino de viento más extendido de cuantos hayan existido.

El multipala era un molino mucho más ligero que sus antecesores, pero todavía bastante lento, lo que le iba a diferenciar de sus sucesores. Tenía un rotor de 3m de diámetro, que iba montado sobre un eje horizontal, en la parte superior



de una torre metálica. Alcanzaba potencias de 125 W con velocidades de viento de 25 km/h y tenía capacidad para bombear 150 lt/min a 8 m de altura.

Este molino se utilizó principalmente para bombear agua en zonas apartadas y desempeñó un importante papel en la colonización del oeste americano. Se exportaron a todos los países del mundo, llegándose a fabricar más de 6000000 de unidades, de las que unas 150000 podrían estar todavía en funcionamiento. La imagen del multipala americano es tan corriente en Australia o en Africa, como en el levante español, o en la isla de Fuerteventura.

Un molino parecido al multipala americano se ha venido utilizando en la isla de Mallorca hasta épocas muy recientes. El rotor tiene mayor diámetro que el americano y va montado sobre una torre metálica que, a su vez, se apoya en otra de mampostería, construida sobre la boca del pozo.

### 1.3.2.- Innovaciones Tecnológicas

Sin embargo, aunque los multipalas habían abierto el camino hacia un nuevo concepto de las turbinas eólicas, la limitación de sus aplicaciones al bombeo no favorecía su desarrollo tecnológico. En los países europeos, que tradicionalmente habían considerado el viento como una importante fuente de energía, las bombas eólicas no ofrecían demasiado interés, por lo que la única posibilidad de seguir utilizándola era reconvertir los viejos molinos de forma que pudieran producir electricidad. En 1890, el gobierno danés inició un programa de desarrollo eólico en este sentido, encargando al profesor Lacour de la dirección de los trabajos.

Lacour diseñó en 1892 una planta experimental, aplicando los principios establecidos por Smeaton un siglo antes, y más tarde llegó a construir otra de mayor potencia, que se convirtió en un centro de experimentación hasta 1929, en que un incendio la destruyó.

Después de numerosos ensayos, Lacour acabó diseñando el primer prototipo de aerogenerador eléctrico. La máquina utilizaba rotores cuatripalas de 25m de diámetro, capaces de desarrollar entre 5 y 25 kW, mediante un generador situado en la base de una torre metálica de 24 m de altura. Este modelo de turbina se empezó a fabricar en los primeros años del siglo, llegándose a instalar más de 70 unidades hacia 1908, y unas 120 antes de la Primera Guerra Mundial.

En esta misma época, E. L. Burne en Inglaterra, y K. Bilau en Alemania desarrollaron el sistema de regulación de paso variable, permitiendo un mejor control de la potencia de las turbinas, lo que contribuyó considerablemente a su adaptación como generadores eléctricos.

Los trabajos de Lacour constituyen los primeros pasos en el campo de los aerogeneradores modernos, pero la teoría aerodinámica estaba todavía insuficientemente desarrollada, y sus plantas eólicas, a pesar de ser las más

avanzadas de la época, seguían utilizando los rotores clásicos de bajo rendimiento.

### 1.3.3.- Descubrimientos Científicos

Hasta las primeras décadas del siglo XX no se tuvieron los conocimientos suficientes para aplicar a los rotores eólicos los perfiles aerodinámicos que se habían desarrollado para la fabricación de las alas y las hélices de los aviones. Los mismos científicos que habían elaborado las teorías aerodinámicas para usos aeronáuticos sentaron las bases teóricas de los modernos aerogeneradores. Joukowski, Drzewiecky y Sabinin en Rusia, Prandtl y Betz en Alemania, Constantin y Eiffel en Francia, determinaron los criterios de diseño a los que habrían de ajustarse las posteriores generaciones de turbinas eólicas.

Prandtl y Betz demostraron analíticamente que el rendimiento de los rotores aumentaba con la velocidad de rotación y que, en cualquier caso, ningún sistema eólico podía superar el 60% de la energía contenida en el viento.

Así pues, los nuevos rotores de diseño aerodinámico debían funcionar con elevadas velocidades de rotación para conseguir buenos rendimientos. En 1927, el holandés A. J. Dekker construyó el primer rotor provisto de palas con sección aerodinámica, capaz de alcanzar velocidades en punta de pala cuatro o cinco veces superiores a la del viento incidente. Hasta ese momento, las velocidades típicas más elevadas que se habían conseguido con los multipalas era de dos veces la del viento. Los molinos clásicos habían funcionado con velocidades de rotación inferiores a la del viento.

### 1.3.4.- Política Desarrollista y Experimentos Prácticos

A pesar de la mayor eficacia aerodinámica y de adaptación como generadores de electricidad de las nuevas turbinas, las aplicaciones basadas en el aprovechamiento del viento como recurso energético continuaron declinando durante todo este período. Los combustibles fósiles, y en particular el petróleo, se habían ido imponiendo cada vez más como la principal e insustituible fuente de energía.

Solamente en determinadas ocasiones, a lo largo del siglo, en las que por un motivo u otro el orden económico se ha visto afectado por la dependencia energética, es cuando el desarrollo de los recursos energéticos autónomos, y en especial de la energía eólica, ha sufrido un nuevo impulso.

Sin embargo, en cada una de estas ocasiones, a medida que la crisis iba quedando atrás y la economía se iba restableciendo, el superior costo de producción de las aeroturbinas respecto al del petróleo, terminaba dando al traste con los programas encaminados al aprovechamiento eólico.

El primero de estos períodos fue una consecuencia inmediata de la Primera Guerra Mundial. Con la base de una teoría aerodinámica ya formulada, los trabajos de desarrollo eólico se plantearon a dos niveles. Por un lado, el diseño, construcción y comercialización de aerogeneradores de baja potencia, capaces de producir electricidad en áreas rurales más o menos aisladas, a las que todavía no habían llegado las redes de electrificación. Por el otro, el diseño y construcción de grandes plantas eólicas para producir electricidad a gran escala.

Esta política energética, que comenzó en los años veinte con motivo de la posguerra, pudo ser continuada en cierta medida durante la década siguiente, como consecuencia de la política proteccionista y autárquica que asumieron los países occidentales a raíz del derrumbamiento de la economía internacional del año 1929. Durante este período de entreguerras fueron innumerables los trabajos realizados en Europa y E.U.

Una vez finalizada la Segunda Guerra, y como consecuencia del período de escasez que le siguió, los gobiernos europeos volvieron a interesarse en el aprovechamiento de energías nativas.

Se elaboraron programas nacionales de mediciones eólicas, que permitieran elegir los emplazamientos más adecuados para la instalación de las grandes plantas eólicas que se proyectaban. Este segundo período de desarrollo de la energía eólica comenzó con los años cincuenta y se prolongó hasta mediados de los sesenta, en que una vez restablecida la economía internacional se volvió a relegar, al no resultar sus precios competitivos con los de los combustibles convencionales.

En esta época, las redes de electrificación eran ya lo suficientemente extensas como para cubrir la mayor parte de las zonas rurales, por lo que, los aerogeneradores de baja potencia resultaban menos interesantes.

Los programas eólicos dedicaron su mayor atención a los grandes aerogeneradores, y cada país realizó sus propias experiencias y desarrolló sus propios modelos, de acuerdo con sus intereses energéticos y con el nivel de su tecnología.

#### Finlandia

En 1924 el ingeniero Sigurd Savonius inventó un rotor de diseño muy sencillo capaz de trabajar con velocidades de viento muy bajas.

El rotor Savonius está formado por dos semicilindros dispuestos alrededor de un eje vertical y decalados uno respecto al otro. El sistema ha sido objeto de numerosos estudios por parte del profesor Newman y del profesor Lek Ah Chai en la Universidad McGill de Montreal, habiéndosele encontrado buenas características aerodinámicas para el autoarranque y la autorregulación.

Las turbinas Savonius son muy adecuadas para bombeo de agua en aplicaciones de riego, y la sencillez de su diseño las convierte en el modelo idóneo para regiones poco industrializadas.

### Dinamarca

Los daneses habían entrado en el siglo a la cabeza del aprovechamiento del viento como recurso energético, con una potencia de 30 MW de origen eólico, que abastecía el 25% de sus necesidades. A principios de siglo existían en Dinamarca más de 2500 turbinas industriales y 4600 más de pequeña potencia para uso rural.

En los años veinte, después de la guerra, se fabricaron unos aerogeneradores de 20 kW de potencia diseñados por P. Vinding, y en la década siguiente la compañía Lykkegaard lanzó al mercado otro modelo de 30 kW en la misma línea que los anteriores y de diseño similar a los fabricados por Lacour. La primera turbina con diseño aerodinámico que fabricaron los daneses probablemente fue el FSL-Aeromotor de la compañía FL-Smidth, con dos o tres palas y capaz de generar potencias entre 30 y 70kW.

Aunque de este modelo se llegaron a instalar 18 unidades durante la guerra, lo cierto es que el aprovechamiento eólico siguió declinando durante toda la primera mitad del siglo. De los 16000 pequeños aerogeneradores que había a principios de la Segunda Guerra, a finales de ella no quedaban más de 1500 que rápidamente desaparecieron. Las máquinas de gran escala se incrementaron de 16 a 88 durante la guerra, pero su número descendió a 57 en el año 1947, desapareciendo completamente durante los años cincuenta.

Después de una breve experiencia a cargo de la South Jutland Electricity Laboratory, en la que se instalaron dos aerogeneradores de 13 y 45 kW diseñados por J. Juul, en las islas Sealand y Bogo respectivamente, en 1952 se creó una comisión de energía eólica que en adelante se encargaría de dirigir los trabajos. Se elaboró el mapa eólico, y en 1957 se instaló en Gedser un aerogenerador de 200 kW. Tenía una hélice de tres palas de 24 m de diámetro, de paso fijo, que se regulaba mediante alerones en los extremos. La planta funcionó durante ocho años, siendo reconstruida en 1977 dentro del programa de desarrollo eólico del Ministerio de Energía danés, y se utilizó como banco de pruebas hasta 1979.

### Alemania

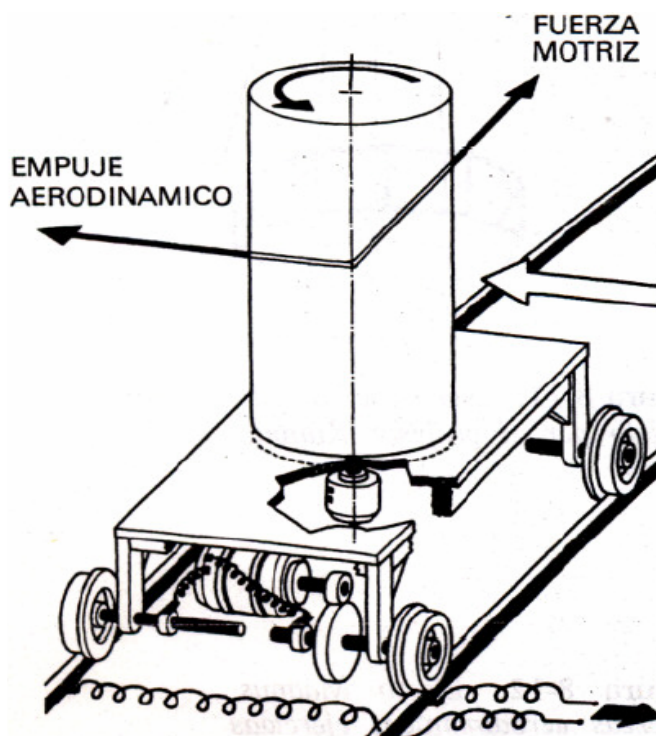
En la década de los años veinte, el ingeniero alemán Kumme diseñó una de las primeras turbinas que utilizaba palas de sección aerodinámica. El aerogenerador Kumme llevaba un rotor de cinco palas que transmitía la fuerza motriz a un generador, situado en la base de la torre, mediante un sistema de engranajes y ejes. La máquina se orientaba con la ayuda de dos rotores auxiliares. Años más tarde, Flettner construyó un original modelo basado en las

fuerzas aerodinámicas que se generan sobre un cilindro que gira en el seno de una corriente fluida.

Magnus había descubierto que haciendo girar un cilindro en el seno de una corriente, se superponen dos campos de velocidades: el propio de la corriente, y el que induce el cilindro en su rotación. Donde ambas velocidades se suman aparece una zona de baja presión, y donde se restan de alta, dando lugar a una diferencia de presiones y, por tanto, a la aparición de fuerzas aerodinámicas.

Flettner había atravesado el Atlántico en un barco impulsado por este efecto. La turbina Flettner tenía cuatro palas cilindro-cónicas, que giraban accionadas por unas pequeñas hélices situadas en sus extremos. El efecto Magnus ejercido sobre las palas generaba su fuerza motriz. Aunque su rendimiento era más bajo que el de los sistemas convencionales, esta máquina llegó a alcanzar 30 kW de potencia con vientos de 35 km/h.

Madaras propuso otro sistema para aprovechar el efecto Magnus, que consistía en un circuito cerrado de ferrocarril, de forma circular, por donde se desplazaban unas vagonetas provistas de unos cilindros de 27m de altura y 9m de diámetro. Los cilindros giraban movidos por motores eléctricos. Los generadores iban dispuestos en los ejes de las vagonetas y la electricidad producida se transmitía a través de las vías. Una planta prototipo de este ingenioso sistema eólico llegó a construirse en New Jersey en 1933 (Fig. 1.3.4-16).



**Figura 1.3.4-16.** Sistema, inventado por Madaras, para generar electricidad. Consta de unos cilindros rotatorios montados sobre unas vaquetas que se deslizan sobre un circuito cerrado de ferrocarril. Fuente: Cádiz. (1984). “La energía eólica, tecnología e historia” 1ED, Hermann Blume.

El interés por las máquinas de gran potencia se incrementó durante la política desarrollista que tuvo lugar en la Alemania de los años treinta. En esta época, el profesor Honnef proyectó una ambiciosa planta eólica capaz de generar 75MW. La turbina estaba formada por tres rotores de 160 m de diámetro cada uno, dispuestos sobre una torre de 300 m de altura. Aunque esta planta nunca llegó a construirse, Honnef aún proyectó otra todavía más grande, con cinco rotores capaces de generar 120 MW de potencia.

En la línea de las grandes máquinas, Kleinhnz diseñó, durante los años de la guerra, otro modelo de 3 a 5 MW de potencia. Esta tendencia por alcanzar grandeza hacia plantas eólicas, cada vez mayores, se corresponde en líneas generales con el resto de la política alemana durante el periodo de los años 30. Posiblemente fuera una suerte, incluso para los mismos diseñadores, que estos proyectos nunca fueran llevados a la práctica, ya que con los conocimientos de que se disponía en esta época sobre los fenómenos de fatiga de los materiales sometidos a cargas cíclicas es previsible que hubieran surgido problemas de difícil solución.

Después de la guerra, el protagonista de los programas eólicos en Alemania fue el profesor Hütter, autor de numerosas obras teóricas, que utilizó por primera vez materiales plásticos en la fabricación de rotores, consiguiendo con ello reducir su precio de forma apreciable.

Bajo la dirección del profesor Hütter, la compañía Allgaier fabricó un modelo de 8 kW, con una hélice tripala regulada por paso variable mediante contrapesos que actuaban por acción centrífuga.

La planta de mayor potencia que se construyó bajo la dirección del profesor Hütter fue de 100 kW, que se alcanzaban con vientos de 30 km/h. El rotor tenía 33 m de diámetro y estaba fabricado en resina epoxi con refuerzo de fibra de vidrio. La planta funcionó en perfectas condiciones durante 10 años, siendo desmantelada en el año 1968.

## Francia

A principios de los años veinte, el ingeniero Andréau diseñó un original modelo de aerogenerador de 8 kW de potencia. El rotor estaba formado por dos palas huecas en su interior y agujereadas en los extremos. El giro de las palas bajo el impulso del viento generaba una corriente de aire a través de las palas y de la torre, a causa de las fuerzas centrífugas, y así movía una turbina situada en la base de ésta.

Por esta misma época, Darrieus desarrolló su famosa turbina de eje vertical, que si en su momento pasó desapercibida, en la actualidad se ha convertido en una de las opciones más interesantes dentro del campo de los modernos aerogeneradores. Darrieus diseñó también tres turbinas experimentales de tipo convencional por encargo de la Compagnie Eléctromécanique

Las tres máquinas se construyeron entre 1929 y 1931 y se instalaron en Le Bourget, cerca de París. Estas turbinas tenían unos rotores provistos de unas palas con curvatura, fabricadas mediante la unión de dos alas, con el fin de que soportaran mejor las tensiones estructurales. En el año 1947 se elaboró un amplio programa eólico, que se desarrolló durante la década de los cincuenta, y en el que se realizaron gran cantidad de mediciones de viento, no sólo encaminadas a la elaboración de un mapa eólico, sino también para determinar el comportamiento de las capas bajas de la atmósfera debido a las interferencias del terreno.

Como resultado de estos trabajos, y dentro de la segunda fase del programa, la Compañía de Electricidad de Francia (EDF) encargó a la Best-Romaní la construcción del un aerogenerador de 800 kW con velocidad nominal de 60 km/h, que empezó a funcionar en el año de 1957 en Noi-Le-Regent. La máquina tenía un rotor de 30 m de diámetro, situado a sotavento, que se orientaba por efecto de conicidad. Las palas, de forma trapezoidal, se fabricaron con una aleación ligera de aluminio-zinc. La planta funcionó cuatro años, cambiándose después la hélice por otra de mayor velocidad, pero surgieron problemas estructurales y se cerró un año más tarde.

En 1962 entró en funcionamiento el primer aerogenerador de Neyrpic, de 132 kW con velocidad nominal de 45 km/h, que se instaló en St. Remy-des-Landes. La hélice, de 21 m de diámetro, era una tripala que se orientaba mediante rotores auxiliares. La planta estuvo en operación durante cuatro años.

El segundo aerogenerador Neyrpic, de 1000 kW de potencia con velocidad nominal de 60 km/h, empezó a funcionar en 1963 y estaba diseñado por Louis Vadot. El rotor, fabricado en plástico reforzado, era una tripala regulable con paso variable. La planta funcionó sólo un año. Después de las experiencias de Noi-Le-Régent, la EDF proyectó la construcción de un multi-rotor con dos hélices de 32 m de diámetro, con una potencia cada una de 1000 kilowatios. La planta debería haberse instalado en Porspoder (Finisterre), pero el proyecto no se consideró rentable y no llegó a construirse. Todavía se llegó a proyectar otra planta de dos rotores de 45 m cada uno, con una potencia de 4 MW en total, y aun otra de cuatro rotores de 10 MW.

### Gran Bretaña

Aunque Inglaterra se unió un poco más tarde al desarrollo de este tipo de tecnología, contaba desde 1920 con la British Electrical and Allied Industries Research Association, creada por E. W. Golding con el fin de promover el aprovechamiento eólico.

Después de la Segunda Guerra, las autoridades iniciaron un programa de mediciones de vientos, con más de 100 estaciones a lo largo de todo el país, con la intención de elaborar un mapa eólico que les permitiera evaluar los recursos potenciales.

En el año 1950, la North Scotland Hydroelectric Board encargó a la compañía John Brown el diseño y la construcción de un aerogenerador de 100 kW con velocidades de diseño de 56 km/h (*Fig. 1.3.4-17*). La planta se instaló en las islas Orkney, acoplada a un generador Diesel y funcionó durante cortos períodos, en los cinco años siguientes, cerrándose después definitivamente debido a problemas operacionales.



**Figura 1.3.4-17.** Planta eólica de 100 kW de potencia construida en las islas Orkney (Norte de Escocia) por la compañía John Brown. Fuente: Cádiz. (1984).  
“La energía eólica, tecnología e historia” 1ED, Hermann Blume.

Paralelamente, la British Electricity Authority encargó a la Enfield Cable Company la construcción de otro aerogenerador de 100 kW. La planta se diseñó siguiendo el modelo desarrollado por el francés Andreau en los años veinte y se instaló en St. Albans. La experiencia no resultó muy positiva. El sistema Andreau mostró una eficacia inferior a la de los sistemas eólicos convencionales y, por otra parte, el emplazamiento en el que se instaló la planta no fue muy acertado debido al comportamiento irregular de los vientos. Al inconveniente de que para orientar el rotor en la dirección del viento había que mover la totalidad de la máquina, incluyendo la torre de 26 m de altura, hay que añadir la débil constitución de las palas, necesariamente huecas. La planta se cerró por problemas de vibraciones en las palas, vendiéndose posteriormente a la compañía de electricidad de Argelia en 1957.

Otro proyecto que no llegó a construirse fue el realizado por la sociedad Folland Aircraft, por encargo del Ministerio de Energía. La planta, que debería haberse instalado en Costa Hill, en las Islas Orkney, tenía una hélice de 68,5 m de diámetro y desarrollaba 3,5 MW con vientos de 15,5 metros por segundo.



La máquina se apoyaba sobre un trípode de 41 m de altura, construido con tres patas de estructura metálica, dos de las cuales se desplazaban sobre un carril de forma circular, en cuyo centro geométrico se apoyaba la tercera y sobre la que pivotaba toda la turbina.

## Estados Unidos

Las realizaciones más importantes llevadas a cabo en lo E.U. durante este período corresponden a Marcellus Jacobs, que en los años veinte se dedicó a estudiar la posibilidad de adaptar los antiguos molinos de bombeo como aerogeneradores. El resultado de sus trabajos fue el modelo Jacobs, de diseño completamente nuevo, al que acopló un rotor de tres palas, para evitar problemas de vibraciones que en pruebas realizadas con rotores bipalas habían resultado de consideración.

Los aerogeneradores de la casa Jacobs trabajaban en el campo de la baja potencia. El modelo más corriente tenía un rotor de 5 m de diámetro y generaba del orden de 1 kW de potencia con velocidades de viento de 18 km/h.

Los rotores Jacobs llevaban un sistema de regulación por paso variable, accionado por masas centrífugas, que demostró su fiabilidad después de afrontar tifones de la zona del Caribe, e incluso tormentas de la Antártida.

A partir de 1928, la compañía Jacobs Wind Electric fabricó cientos de miles de aerogeneradores de 1 kW, sobre torres de 20 m de altura, exportándose a gran número de países. Al final de la década de los treinta, la producción disminuyó a causa de la expansión de las redes de electrificación rural, llevada a cabo por la administración Roosevelt. La empresa siguió funcionando hasta 1957, en que cerró.

El aerogenerador Jacobs ha sido recientemente recuperado y modernizado por la North Wind Energy, y actualmente se encuentra otra vez disponible.

En el período anterior a la guerra apareció otro aerogenerador de pequeña potencia, que todavía se puede encontrar en el mercado. La turbina Windcharger tenía dos palas y un sistema de regulación mediante freno aerodinámico que actuaba por acción centrífuga. En el campo de las grandes máquinas, Fales proyectó un aerogenerador de una sola pala, que funcionaba con un contrapeso. No se llegó a construir por considerarse que las masas del rotor se desequilibrarían en caso de funcionar en tiempo de helada, poniendo en peligro la integridad de la pala.

Como un caso un poco aislado; en el año 1941 se construyó en los E.U. una máquina de 1250 kW de potencia, a cargo de la Morgan Smith Company y diseñada por P. C. Putnan. Este aerogenerador, que se instaló en Grandpa's Knob (Vermont), tenía un rotor de dos palas fabricadas en acero inoxidable, dispuestas hacia atrás y con cierta conicidad. Las palas tenían la particularidad

de poder variar su conicidad, regulando de esta forma la toma de aire. Tal vez este sistema de regulación fue la causa de que en 1945 se rompiera una pala debido a una falla estructural.

Las oscilaciones producidas en las palas al variar casi continuamente de conicidad, generaban unas tensiones dinámicas en los materiales y éstas a su vez, unos fenómenos de fatiga, que en los años 40 no eran bien conocidos, y para los cuales no se había tomado ninguna precaución en el diseño.

En ese mismo año, Percy Thomas presentó al Congreso el proyecto de una planta eólica de 6,5 MW de potencia. El modelo era un multirroto situado sobre una torre de 145 m de altura, que operaba con velocidades de viento de 45 km/h. Este proyecto no fue aprobado, quizás por estar todavía reciente el fracaso del experimento Smith-Putnam. En cualquier caso, el interés por las grandes máquinas eólicas desapareció durante las décadas siguientes.

## Rusia

Una de las primeras experiencias en el campo de las grandes centrales eólicas fue, probablemente, la llevada a cabo por los rusos en 1931. Después de varios años de estudios y mediciones, la Central de Energía Eólica de Moscú construyó una turbina de 100 kW de potencia en Balaclava, cerca de Yalta.

La planta funcionó en combinación con una central térmica, y aparentemente su diseño dio buen resultado, a pesar de los problemas operacionales que surgieron al poco tiempo de empezar a funcionar, debido a la baja calidad de los materiales empleados en su construcción (los ejes y engranajes fueron fabricados en madera). Después de tres años de pruebas ininterrumpidas, se proyectó construir otras dos plantas paralelas de 100 kW cada una, y más tarde otra de 5 MW. La guerra impidió que tales proyectos se llevaran a cabo y la planta ya construida se destruyó durante la invasión alemana. Después de la guerra, los rusos construyeron otra planta de características semejantes a la de Balaclava, diferenciándose únicamente en la torre y en el sistema de orientación, que en este caso estaba formado por dos rotores auxiliares. Sin embargo, el interés por las grandes plantas parecía haber declinado en favor de pequeñas aeroturbinas de 30 kW de potencia, destinadas a explotaciones agrícolas.

En los años sesentas, a la vista de la experiencia acumulada, redujeron la potencia a 15 kW, considerando que estas turbinas se adaptaban mejor a las necesidades de las pequeñas granjas. A lo largo de esta década se fabricaron millares de estas máquinas. El modelo estándar tenía un rotor de hélice de tres palas con regulación de paso variable. A pesar de la escasa información disponible que caracteriza todo lo relacionado con la Rusia y en general con los países del Este, parece ser que este tipo de aerogenerador podría estar muy extendido, aunque siempre dentro de un reducido ámbito de aplicación.

Este período se termina con un gran número de instalaciones experimentales, construidas de una forma dispersa en países diferentes, sin demasiada

conexión entre sí. Solamente en Francia e Inglaterra se llevaron a cabo programas de mayor alcance. La facilidad para conseguir combustible barato cerró el camino del desarrollo de la tecnología eólica en los países occidentales, y en las áreas poco industrializadas no se disponía de los recursos necesarios para hacer frente a programas de grandes inversiones.

En los países del Este, solamente Rusia se interesó en alguna medida por este tipo de energía, salvo un caso aislado de una planta de 200 kW que se construyó en Hungría en 1960, bajo la dirección de M. Ledcs Kiss.

### 1.3.5.- La Era Tecnológica

Más de un tercio de la electricidad mundial, incluyendo la de usos industriales, podría provenir de la energía eólica para mediados de siglo, según el informe "Perspectivas globales de la energía eólica 2006", editado en castellano por Greenpeace y el Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC).

El informe analiza las perspectivas para alcanzar el 34% de la electricidad mundial para 2050, que además evitaría la emisión de 113 mil millones de toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera para 2050, según informa el sitio especializado Energías Renovables.

El informe desarrolla tres escenarios diferentes para la energía eólica: un escenario de Referencia basado en cifras de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), una versión moderada que asume el éxito de los actuales objetivos de energías renovables y una versión avanzada que asume que se adopten todas las opciones políticas a favor de las renovables.

Bajo el escenario eólico de Referencia, la eólica suministraría el 5% de la electricidad mundial para 2030 y el 6,6% para 2050. Bajo el escenario Moderado, la contribución de la eólica iría desde el 15,6% en 2020 al 17,7% en 2050. Bajo el escenario Avanzado, la contribución eólica a la demanda eléctrica mundial iría desde el 29,1% en 2030 hasta el 34,2% en 2050. Los tres escenarios asumen que una proporción cada vez mayor de la nueva potencia eólica se instala en mercados crecientes tales como América del Sur, China, el Pacífico y Asia Meridional.

Estos tres escenarios se cruzan con otros dos para la demanda energética mundial un escenario de Referencia en el que el crecimiento de la demanda se basa en las proyecciones de la AIE y un escenario de Alta Eficiencia en el que las medidas de eficiencia energética consiguen una reducción sustancial de la demanda.

La energía eólica ha experimentado un gran crecimiento en los países, especialmente en Estados Unidos y Europa, aunque también en países como China e India. El mercado mundial de energía eólica ha estado creciendo más rápido que ninguna otra fuente de energía renovable. Desde sólo 4800 MW en 1995, el total mundial se ha multiplicado por más de doce para alcanzar 59000 MW a finales de 2005.

En 2005, el sector eólico mundial registró otro año record, con un total de 11531 MW de potencia nueva instalada, lo que representó un aumento del 40,5% en base anual y un 24% acumulativo. La eólica está ahora establecida como fuente energética en unos 50 países. En cabeza (datos a fin de 2005) figuran Alemania (18428 MW), España (10027 MW), Estados Unidos (9149 MW), India (4430 MW) y Dinamarca (3122 MW). Muchos otros países, incluyendo Italia, Reino Unido, Holanda, China, Japón y Portugal han alcanzado los 1000 MW.

En 2006 se espera que el mercado internacional genere un retorno de más de 13 mil millones de euros y se estima que tenga 150000 personas empleadas. El éxito de esta industria ha atraído inversores de las principales entidades financieras y de los sectores energéticos tradicionales.

#### **1.4.- Situación Nacional**

Las fuentes renovables como solar, eólica, biomasa, geotérmica, hidráulica y oceánica son la solución al problema energético que vivirá México en las próximas décadas. Por lo que, urge un plan nacional estratégico a corto, mediano y largo plazo, para el aprovechamiento integral de este tipo de energías y crear una comisión, un instituto y una red nacionales de centros de investigación regionales sobre el tema.

México requiere un cambio, pues los hidrocarburos se agotarán en 10 años o un poco más, y la infraestructura actual nos hace dependientes del extranjero, tanto en tecnología como en importaciones, además de que el uso del petróleo genera gases de efecto invernadero.

Las energías renovables son un recurso abundante que puede satisfacer esta demanda de manera sustentable en el campo y la ciudad, se considera que para 2012, 30% de la generación eléctrica en el país puede ser producida por dicha vía.

Se cuenta con recursos humanos capaces de hacer investigación e innovaciones a fin de apropiarse de las tecnologías que ya existen, promover una industria nacional y suscitar adelantos. Los hidrocarburos, el carbón y el gas natural son las fuentes energéticas básicas del mundo actual; sin embargo, se van a acabar.

Incluso, la producción de petróleo se asocia al crecimiento poblacional, pues según sea el número de habitantes sobre la Tierra se requerirá de energía, y hoy somos 6 mil 100 millones de seres humanos.

Por otro lado, su extracción ya alcanzó el pico máximo e irá en descenso, en 10 años se llegará al tope, por lo que, la época de los hidrocarburos baratos terminó y se elevarán en su precio, no obstante que en este inicio de año el precio del barril ha disminuido.

Con el ritmo de producción y las reservas probadas se puede determinar que en el mundo hay petróleo para 40 años más, gas natural para 65 y carbón para 160. Además, hay que tomar en cuenta que la contaminación ambiental está asociada con su consumo, sobre todo con la generación de bióxido de carbono, que es un gas de efecto invernadero, y los científicos del área coinciden en que el cambio climático actual se debe a su aumento.

México se integró al grupo de países que generan electricidad a partir de la energía del viento.

Esto sucedió en el año de 1994 cuando la Comisión Federal de Electricidad construyó una planta eólica prototipo con capacidad de 1575 MW (esto equivale a proporcionar electricidad a 150 casas por día en la ciudad de México), La Venta, la cual se localiza en el sitio del mismo nombre, a unos 30 kilómetros al Noroeste de la ciudad de Juchitán, Oaxaca. Fue la primera planta eólica integrada a la red en México y en América Latina, donde hay grandes extensiones de tierras planas, permitiendo la competitividad de la tecnología y el aprovechamiento de la bondad del recurso eólico.

Cabe destacar que actualmente se instaló en el mismo predio otra central eólica denominada la Venta II, operada por CFE e instalada por la compañía española GAMESA, la central se compone de 98 aerogeneradores, cada uno con capacidad de generar 850 kW, lo que hace un total de capacidad de 83.3 MW.

Además de contar con la central eólica de Guerrero Negro en Baja California Sur la cual se encuentra ubicada en las afueras de Guerrero Negro, Baja California Sur, dentro de la zona de reserva de la biosfera de El Vizcaíno. Tiene una capacidad de 0.600 MW, y consta de tan solo un aerogenerador.

Como característica sobresaliente de esta tecnología podemos mencionar que opera en armonía con el medio ambiente, no afecta la vida vegetal ni el aire ni el clima y no presenta riesgos para la salud del ser humano. La operación de las centrales no requiere de la combustión de sustancias ni genera emisiones de gases tóxicos. Los requerimientos de espacio para la instalación de los equipos eólicos son menores al 5% de la superficie de los predios; es decir, para instalar energía eólica en algún terreno no se requiere de mucho espacio.

Todo esto parece indicar que las condiciones están dadas para continuar con la construcción de proyectos de mayor capacidad; sin embargo, existen otras consideraciones previas que deben ser tomadas en cuenta, como el hecho de que el viento es un recurso intermitente, cuyas variaciones se ven reflejadas en la generación de electricidad. Por ejemplo, se genera electricidad sólo en las horas en que hay viento disponible, a diferencia de la que se genera con plantas hidroeléctricas donde se puede almacenar para generar energía en las horas de demanda.

Por otro lado, la energía eólica empieza a perfilarse como una fuente alterna que ocupará un importante papel en la generación de electricidad aquí en

México, ya que no utiliza combustible (por lo que, no emite gases a la atmósfera) y no modifica el uso del suelo; por lo tanto, en las granjas de aerogeneradores pueden continuar sin mayor interferencia las actividades agrícolas y agropecuarias.

Como argumento de apoyo para decir que esta tecnología puede ser ya una fuente renovable en nuestro país, es bueno saber que desde hace muchos años, en los estados de Coahuila y Yucatán, se usan molinos de viento o papalotes para bombear agua, acoplado directamente una bomba al rotor del molino. La aplicación principal de estos papalotes es bombear agua para utilizarla como abrevadero de los animales en los ranchos, sin necesidad de utilizar energía eléctrica.

Por otro parte y como dato adicional, la Universidad Anáhuac de México, plantel Sur, ubicada en Oaxaca, será la primera del país que utilice electricidad producida por energía eólica, pues en este ciclo escolar sus aulas y laboratorios funcionarán con energía eléctrica que se originará en la sierra oaxaqueña, por molinos con aspas de 30 metros. La operación bajará en cerca de 10% el gasto eléctrico y los alumnos irán hasta el sitio para observar su operación.

# **CAPÍTULO II**

## **La Tecnología de Las Máquinas Eólicas**

## **2.1.- El Viento Como Principal Recurso Energético**

El viento es una consecuencia de la radiación solar. Las diferencias de insolación entre distintos puntos del planeta generan diferentes áreas térmicas, y los desequilibrios de temperatura se traducen en variaciones de presión. El aire, como cualquier gas, se mueve desde las zonas de alta presión a las de baja presión.

Durante, el día, el agua de los océanos permanece relativamente más fría que la superficie terrestre. De la radiación solar que incide sobre la superficie del agua se emplea parte en calentamiento, y parte en evaporación; pero debido a la gran capacidad del agua para absorber calor, la temperatura en las capas superficiales apenas varía y lo mismo ocurre con la temperatura del aire que se encuentra en contacto con ellas.

Sobre la tierra, en cambio, la radiación solar que se recibe sobre el suelo se traduce en una elevación de la temperatura, tanto de la corteza terrestre como del aire circundante. El aire caliente se dilata, pierde presión y es remplazado por el aire fresco que viene del mar.

Durante la noche, el ciclo se invierte. La corteza terrestre se enfría más rápidamente, mientras que el agua del mar conserva mejor el calor acumulado a lo largo del día.

En las montañas ocurre un proceso parecido. Unas laderas reciben más insolación que otras, en función de su orientación y pendiente. El calentamiento del suelo es desigual, y los desplazamientos del aire tienden a compensar las diferencias de presión.

Las plantas de energía eólica trabajan sobre el principio de la fuerza aerodinámica. El golpe del viento en la lámina del rotor genera presión positiva por debajo del aspa, mientras que por encima de ella se genera presión negativa. Esta diferencia de presiones genera una fuerza de elevación, que las centrales modernas de energía eólica utilizan para su funcionamiento y, por lo tanto, para la producción de electricidad.

Las áreas convenientes para la instalación de grandes plantas de energía eólica son, sin embargo, escasas. Por lo que, se están depositando grandes esperanzas en las centrales de energía eólica que están siendo establecidas en el mar. Alrededor del mundo, se están instalando algunos parques eólicos costeros, como por ejemplo, en Dinamarca, Suecia, Países Bajos, Alemania e Inglaterra. El hecho de que la producción de energía generada en el mar sea alrededor del 50% más alta, se debe a que, entre otros factores, la superficie del agua casi no ofrece áreas de fricción al viento. Sin embargo, desde el punto de vista técnico, las plantas costeras son considerablemente más costosas que las centrales eólicas terrestres, debido a que tienen que hacer frente a altos oleajes, tormentas e hielo. Esto las hace alrededor de un 60 por ciento más caras que los parques eólicos terrestres. Además, las estaciones costeras producen sonidos de baja frecuencia que podrían llegar a ahuyentar a las aves, a los peces y a los mamíferos marinos.

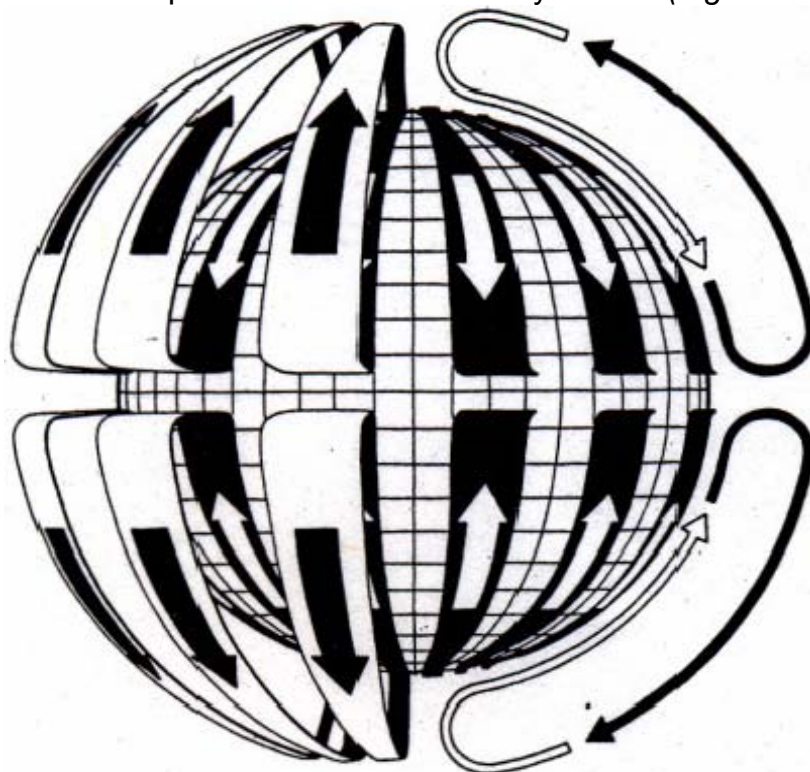


La idea de un parque de energía eólica volador, suena como algo de ciencia ficción. Tendría dos rotores y produciría electricidad a una altura de cinco kilómetros, donde soplan vientos fuertes y regulares. La central de energía eólica voladora podría estar sostenida por un cable que también transportaría la energía generada hacia la tierra. Se elevaría hacia el cielo de forma similar a una cometa, y permanecería estable una vez en el aire. De todas formas, es todavía totalmente incierto si esta clase de parque eólico aerotransportado se construirá alguna vez.

### 2.1.1.- La Circulación del Aire

A escala planetaria, la zona ecuatorial recibe la máxima radiación solar, mientras que en las zonas polares apenas se perciben sus efectos. En una Tierra sin rotación, las diferencias térmicas y de presión entre la zona ecuatorial y las polares producirían un movimiento circulatorio del aire.

El aire de las zonas cálidas ascendería a las capas altas de la atmósfera, siendo remplazado por aire más frío proveniente de los polos. El aire cálido a su vez se desplazaría hacia los polos por las capas altas de la atmósfera, completando la circulación. Debido a la diferencia de superficie entre dos paralelos próximos al polo y otros dos próximos al ecuador, las zonas de aire ascendente estarían comprendidas entre latitudes de  $0^\circ$  a  $30^\circ$ , Y las de aire descendente entre los  $30^\circ$  a los  $90^\circ$ , de forma que se equilibraran los volúmenes de aire desplazado en una dirección y en otra (Fig. 2.1.1-18).



**Figura 2.1.1-18.** Esquema de circulación del aire a escala planetaria en un sistema sin rotación, en el que sólo se produce un circuito por hemisferio.  
Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

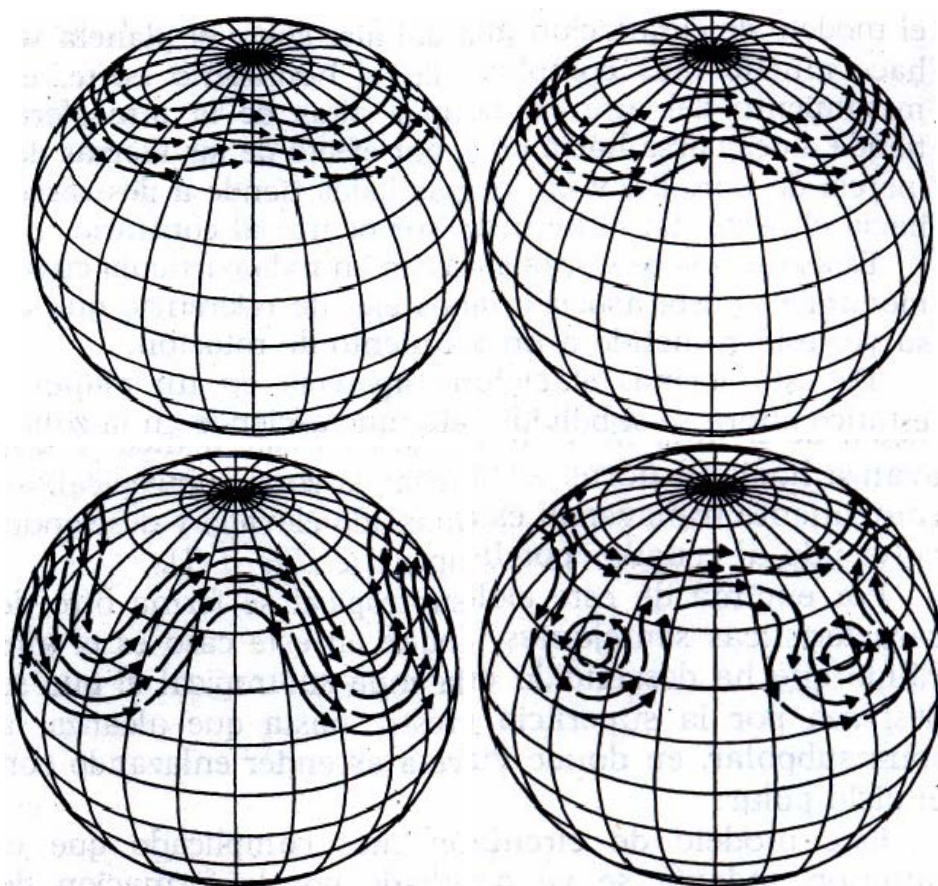
Si consideramos el movimiento de rotación de la Tierra, el modelo de circulación global del aire sobre el planeta se hace mucho más complicado. En el hemisferio norte, el movimiento del aire en las capas altas de la atmósfera tiende a desviarse hacia el este, por efecto de las fuerzas de inercia de Coriolis, y en las capas bajas tiende a desviarse hacia el oeste. En el hemisferio sur ocurre al contrario.

Estas fuerzas de Coriolis aparecen en toda partícula cuyo movimiento está asociado a unos ejes de referencia, que a su vez, está sometido a un movimiento de rotación.

De esta forma, el ciclo que aparecía en un planeta estático ahora se subdivide. El aire que asciende en la zona cálida del ecuador se dirige hacia el polo a una velocidad media de 2 m/s, desviándose hacia el este a medida que avanza hacia el norte. Al alcanzar la zona subtropical, su componente transversal es demasiado elevada y desciende, volviendo al ecuador por la superficie.

Por encima de este ciclo subtropical se forma otro de características semejantes, aunque en este caso es el aire cálido que ha descendido en la zona subtropical el que se desplaza por la superficie terrestre hasta que alcanza la zona sub-polar, en donde vuelve a ascender enlazando con el ciclo polar.

Este modelo, de circulación más complicado que el anterior, todavía se ve perturbado por la formación de torbellinos que se generan en las zonas de interrelación de los diferentes ciclos. La componente transversal de la velocidad del viento genera unas ondas, que poco a poco se van incrementando hasta que la circulación se rompe, produciéndose unos torbellinos que se mueven independientemente. Estos núcleos borrascosos se generan periódicamente y transportan grandes masas de aire frío hacia el sur, alterando las condiciones climáticas en zonas de latitud inferior. (*Fig. 2.1.1-19*).

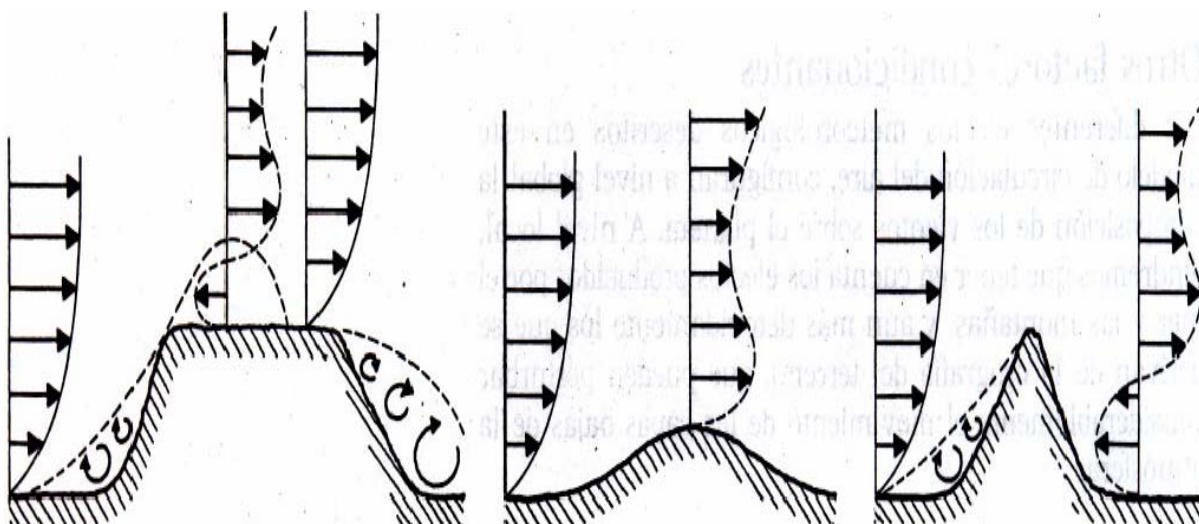


**Figura 2.1.1-19.** *Proceso de generación de anticiclones en el circuito sub-polar debido a fenómenos de rozamiento con el circuito inferior. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.*

### 2.1.2.- Otros Factores Condicionantes

Los diferentes efectos meteorológicos descritos en este modelo de circulación del aire, configuran a nivel global la composición de los vientos, sobre el planeta. A nivel local, tendremos que tener en cuenta los efectos producidos por el mar y las montañas, y aún más detenidamente los que se derivan de la orografía del terreno, que pueden perturbar considerablemente el movimiento de las capas bajas de la atmósfera.

La orografía del emplazamiento es muy importante para determinar la velocidad del aire en un punto localizado. El aire, que se desplaza en la proximidad de la corteza terrestre debe sortear los innumerables obstáculos que se encuentra a su paso, alterando en mayor o menor grado las líneas de corriente y sus velocidades correspondientes (*Fíg. 2.1.2-20*).



**Figura 2.1.2-20.** Variación típica de la velocidad del viento en función de la altura para diferentes topografías. Fuente: Cádiz. (1984). “La energía eólica, tecnología e historia” 1ED, Hermann Blume.

Las montañas constituyen un importante obstáculo al desplazamiento del aire y su comportamiento ante ellas puede resultar muy complejo. Los estudios realizados hasta el momento no han sido del todo concluyentes. Por regla general, se suele considerar que las montañas ejercen un efecto de frenado sobre una corriente de aire, reduciendo su velocidad de un 30% a un 50% de la que tendría en iguales condiciones moviéndose en un espacio abierto.

El efecto de frenado se ejerce también en zonas libres de obstáculos. Las fuerzas de rozamiento, que actúan en las capas de la atmósfera, que se encuentran en contacto con el suelo tienden a disminuir su velocidad, siendo sus efectos menores a medida que ganamos altura.

Así pues, los parámetros que definen el régimen de vientos en un punto determinado dependen de:

- la situación geográfica
- las características microclimáticas locales
- la estructura topográfica de la zona
- las irregularidades del terreno
- la altura sobre el nivel del suelo

### 2.1.3.- La Energía del Viento

Desde un punto de vista práctico, es el contenido energético del viento lo que interesa aprovechar.

La energía cinética de una masa de aire que se desplaza viene determinada por la llamada “Ley del cubo”.

$$E = 1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \dots (f-1)$$

Siendo:

$E$  = energía por unidad de tiempo ( $W$ , vatios)

$A$  = área interceptada ( $m^2$ )

$\rho$  = densidad del aire ( $kg/m^3$ )

$v$  = velocidad del viento ( $m/s$ )

El contenido energético del viento depende de la densidad del aire y de su velocidad. Como en cualquier gas, la densidad varía con la temperatura y la presión, y ésta, a su vez, con la altura sobre el nivel del mar.

#### 2.1.4.- Selección del Emplazamiento

A primera vista, dado que la velocidad del viento es el factor energético predominante, se puede suponer que los emplazamientos más adecuados para la instalación de máquinas eólicas son aquellos en los que sopla el viento con velocidades más elevadas. Sin embargo, si tenemos en cuenta las características operacionales de las aeroturbinas, habrá que considerar no sólo el valor medio de las velocidades del viento, sino también su distribución.

Toda máquina eólica requiere de una velocidad mínima de viento, por debajo de la cual no genera el suficiente impulso para arrancar. Una vez en funcionamiento se va acelerando a medida que aumenta la velocidad del viento, hasta que éste llega a una velocidad determinada en que se alcanzan las condiciones de régimen de la aeroturbina.

Para esta velocidad de viento se diseña especialmente la máquina, de forma que se obtenga el máximo rendimiento.

Esta velocidad de diseño suele tener un valor aproximado al valor medio de la velocidad del viento en el emplazamiento elegido.

Cuando la velocidad del viento es superior a la de diseño el rendimiento aerodinámico disminuye, desperdiándose parte de la energía. En la mayoría de las modernas aeroturbinas, el exceso de energía en vientos con velocidades superiores a la de diseño se pierde en su totalidad por motivos de regulación y control.

Finalmente, las máquinas eólicas se construyen con limitación de velocidad de viento, por encima de la cual se desconectan por motivos de seguridad.

Así pues, para obtener un mejor aprovechamiento de la energía de los vientos hay que elegir cuidadosamente la velocidad de diseño de la aeroturbina, y buscar un emplazamiento en el que la velocidad del viento tenga un elevado valor medio y sople con regularidad.

Se hace necesario disponer de una información meteorológica detallada sobre la estructura y distribución de los vientos en función de su velocidad. Las mediciones estadísticas deben realizarse durante un período mínimo de tres años para poder obtener unos valores fiables, que una vez procesados permitan elaborar:

1. Mapas eólicos
2. Distribuciones de velocidades
3. Perfil de velocidades

## 1. Mapas Eólicos

Los mapas eólicos nos proporcionan una información global sobre el nivel medio de los vientos en una determinada área geográfica, situándonos las zonas más idóneas desde el punto de vista energético.

Estos mapas se elaboran uniendo puntos geográficos con iguales valores de velocidad de viento. Las isóneas separan zonas con regímenes de vientos diferentes, permitiéndonos determinar los valores medios probables en un emplazamiento dado.

La mayoría de los países europeos empezaron a recoger datos estadísticos sobre vientos a partir de la Segunda Guerra Mundial, con el fin de poder disponer de información básica que les permitiera evaluar su potencial energético.

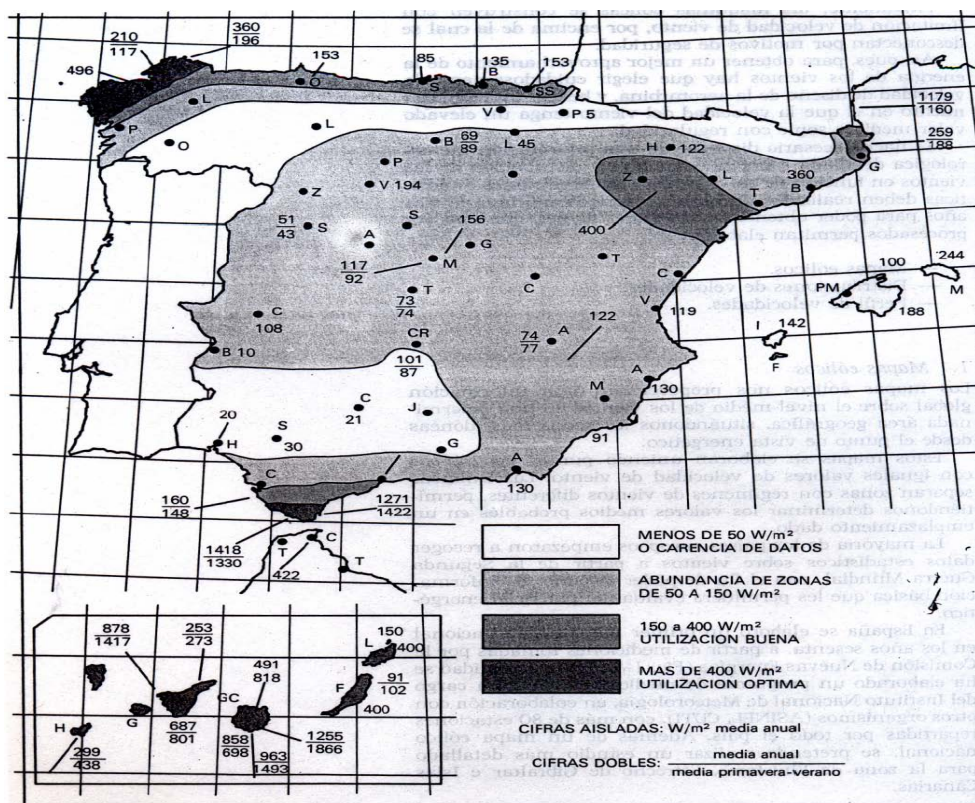
En España se elaboró un primer mapa eólico nacional en los años sesenta, a partir de mediciones tomadas por la Comisión de Nuevas Energías (*Fig. 2.1.4-21*). En la actualidad se ha elaborado un programa de mediciones eólicas a cargo del Instituto Nacional de Meteorología, en colaboración con otros organismos (ASINEL, CDTI), con más de 80 estaciones repartidas por todo el país. Además de un mapa eólico nacional, se pretende realizar un estudio más detallado para la zona de Finisterre, Estrecho de Gibraltar e Islas Canarias.

## 2. Distribución De Velocidades

La función de distribución de velocidades nos proporciona el número de horas al año en que la velocidad del viento es superior a un valor determinado. Con esta información y conociendo los parámetros de operación de una aeroturbina se puede evaluar la ganancia energética anual que puede generar.

La velocidad de diseño de la máquina será aquella a la que se obtenga una mayor ganancia energética, y conocida la velocidad de diseño, se puede calcular la velocidad de régimen a la que ha de girar la turbina para que el rendimiento sea máximo.

La curva de distribución de velocidades se obtiene por procedimientos estadísticos a partir de mediciones tomadas en el lugar del emplazamiento. De forma aproximada se pueden ajustar analíticamente unas funciones de distribución que suelen dar buenos resultados. Las más utilizadas en aplicaciones eólicas son la distribución de Weibull y la de Raleigh.



**Figura 2.1.4-21.** Mapa eólico de la península Ibérica (elaborado con datos de la Comisión de Nuevas Energías). Fuente: Cádiz. (1984). “La energía eólica, tecnología e historia” 1ED, Hermann Blume.

- Distribución de Weibull:

$$N = 8760 e - (v/c)^K \dots(f.2)$$

Siendo:

N = número de horas al año en que la velocidad del viento es inferior o igual a v;  
 v = velocidad del viento;  
 c y k= parámetros que dependen de las condiciones eólicas del emplazamiento.

- Distribución de Rayleigh:

$$N = 8760 e^{-\pi/a(v/v)^2} \dots(f.3)$$

Siendo:

v = velocidad media del viento.

Ambas distribuciones dan resultados muy aproximados, en particular cuando el estudio se realiza en zonas ventosas.

Entrando en el eje de coordenadas con la velocidad de arranque y la de diseño margen de velocidades de viento durante el cual funciona la turbina, se obtienen las horas previsibles de actuación de la máquina a lo largo del año.

### 3. Perfil de Velocidades

El perfil de velocidades nos da la variación de la velocidad del viento a medida que ganamos altura respecto al suelo. Las fuerzas de rozamiento y el efecto de frenado debido a las irregularidades del terreno son más intensos en las capas que se encuentran en contacto con el terreno, y la distribución de velocidades en función de la altura sigue una ley de tipo exponencial:

$$V_1/V_2 = (h_1/h_2)^{Py} \dots (f.4)$$

Siendo

V1 = la velocidad del viento a una altura h1

V2 = la velocidad del viento a una altura h2

El coeficiente “y” es un parámetro que depende de la topografía del terreno y de las condiciones meteorológicas.

Generalmente se calcula en base a mediciones y estimaciones estadísticas.

Valores típicos del coeficiente.

|                           |             |
|---------------------------|-------------|
| Área descubierta. . . . . | 0,14 - 0,34 |
| Área boscosa. . . . .     | 0,35 - 0,6  |
| Área edificada. . . . .   | 0,6 - 0,8   |

Con la información que nos proporciona el perfil de velocidades, podemos determinar la altura más adecuada para instalar la turbina. Esta altura se obtiene como una solución de compromiso entre el incremento de costo por cada metro de torre adicional y el aumento de ganancia energética que representa.

En resumen, el viento es un recurso energético que tiene posibilidades. Su abundancia y distribución justifican su aprovechamiento. Sin embargo, para que la utilización de la energía eólica llegue a ser una realidad debe demostrarse su rentabilidad, y la obtención de la máxima ganancia energética con el mínimo costo depende tanto de los recursos naturales del emplazamiento como de la eficacia y características técnicas de la aeroturbina empleada.

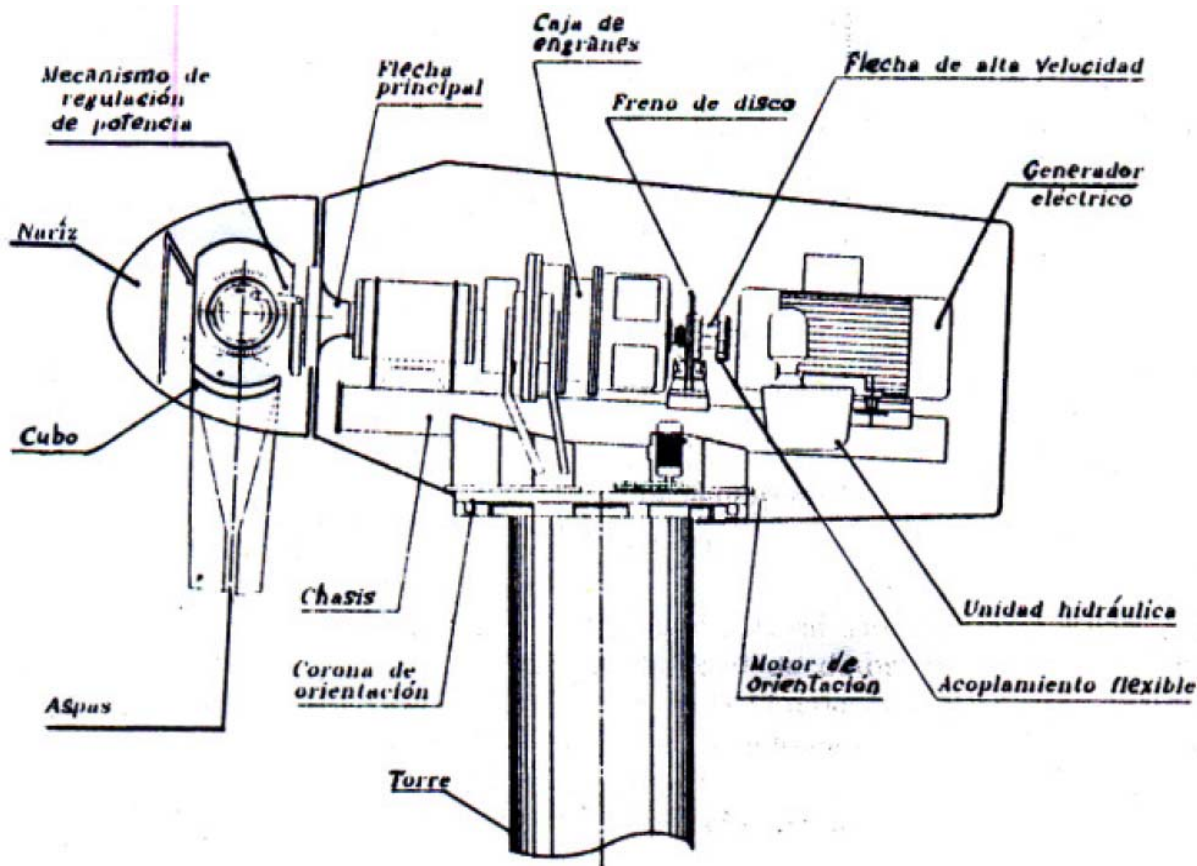
### **2.2.- Principio Funcional Básico**

Los subsistemas principales con que se integra un aerogenerador de eje horizontal se enlistan a continuación y se ilustran en la *Figura.2.2-22*.

- Rotor (juego de aspas, cubo y nariz)
- Tren de potencia (flecha principal, caja de engranes y acoplamientos)
- Generador eléctrico
- Subsistema de orientación al viento
- Subsistema de regulación de potencia
- Subsistemas de seguridad (frenos)



- Chasis principal
- Torre



**Figura 2.2-22.** Subsistemas principales de un aerogenerador de eje horizontal.  
Fuente: Borja D; Marco A. R; Gonzáles G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.

Para transformar la energía eólica en electricidad, un aerogenerador capta la energía cinética del viento por medio del rotor aerodinámico y la transforma en energía mecánica que concentra sobre su eje de rotación o flecha principal. La energía mecánica se transmite a la flecha de un generador eléctrico.

Típicamente el rotor aerodinámico está formado por un conjunto de dos o tres aspas. Por razones de diseño estructural y aerodinámico, para máquinas entre 200 y 3000 kW, la velocidad en el extremo del aspa se limita a valores entre 42 y 86 m/s (64 m/s en promedio). Esto se traduce en velocidades angulares comprendidas entre 19 y 65 rpm (34 rpm en promedio). Las velocidades nominales más bajas corresponden a los rotores de mayor diámetro y, por consecuencia, de mayor potencia. Por lo tanto, si se usan generadores eléctricos convencionales que operan a velocidades nominales altas (1200, 1800 rpm), es necesario utilizar una caja de engranes para efectuar el acoplamiento.

Los aerogeneradores de eje horizontal cuentan con un subsistema que controla la orientación del rotor hacia el viento, ya que una desalineación con respecto al mismo reduce la cantidad de energía eólica capturable. Para ello, la gran

mayoría de los aerogeneradores comerciales utilizan sistemas activos basados en servomecanismos, aunque también los hay controlados aerodinámicamente.

Como cualquier sistema electromecánico, un aerogenerador tiene límites operativos que son función de las relaciones eficiencia, resistencia, costo, que se especifican en su diseño. Por ello, es imprescindible limitar su velocidad de rotación y su potencia de salida a niveles que no pongan en riesgo su Integridad física. La efectividad de los métodos y subsistemas que se encargan de ello ha sido relevante en cuanto al logro de la madurez técnica de los aerogeneradores. Los métodos que se emplean van desde diseños pasivos (aspas fijas diseñadas para abatir aerodinámicamente la velocidad de rotación del rotor a partir de una determinada velocidad del viento), hasta el uso de servomecanismos para controlar el ángulo en que el perfil aerodinámico de las aspas se presenta al viento.

Los aerogeneradores cuentan con dos o más subsistemas de seguridad, enfocados a minimizar el riesgo de fallas que pudieran traducirse en daño a los humanos, así como a salvaguardar la integridad física del equipo.

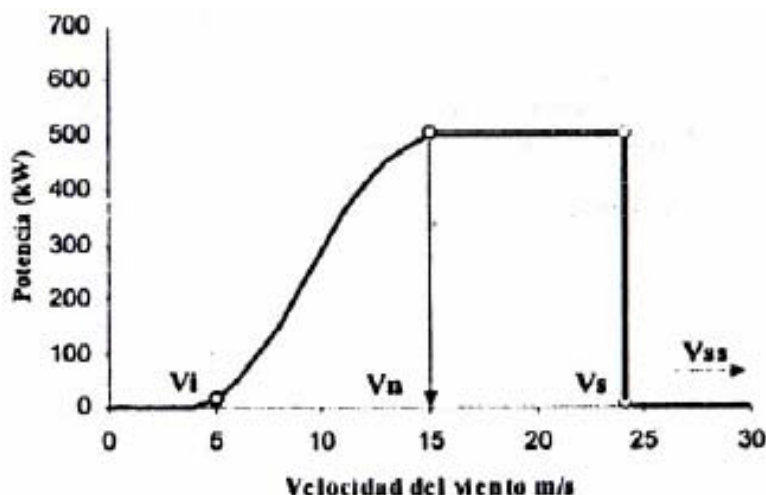
Todos los aerogeneradores para aplicaciones Interconectadas cuentan con un sistema electrónico dedicado al control y a la adquisición de datos. Independientemente de que las máquinas formen parte de una central integrada con varias turbinas, cada aerogenerador cuenta con su propio control.

El chasis principal es una estructura metálica donde se monta el tren de potencia, el generador eléctrico, las mordazas del freno y, en su caso, las unidades hidráulicas. Recibe las cargas del rotar a través del tren motriz y las transmite a la torre vía el subsistema de orientación.

En un aerogenerador de eje horizontal, tanto el rotor aerodinámico como el tren motriz y el generador eléctrico se instalan sobre una torre de altura considerable (40 a 60 m). El objetivo de esto es tomar ventaja del incremento de la velocidad del viento con la altura sobre el terreno y, por consecuencia, de su mayor contenido energético. La cantidad de energía capturable que se puede ganar con el incremento en altura depende del régimen de viento en el sitio y del tipo de terreno.

El desempeño de un aerogenerador se representa por una curva de potencia donde se grafica la potencia eléctrica que entrega el sistema, en las terminales de su generador eléctrico, en función de la velocidad del viento medida al centro del rotor.

La *Figura. 2.2-23* muestra una curva hipotética para un aerogenerador de 500 kW de capacidad nominal con regulación ideal de potencia. Las curvas de potencia varían de un modelo de aerogenerador a otro. Estas curvas se utilizan, como un dato de entrada, para estimar la cantidad de energía eléctrica que un aerogenerador específico produciría al operar bajo un régimen de viento dado.



**Figura 2.2-23.** Curva de potencia hipotética de un aerogenerador de 500 kW con regulación ideal de potencia. Fuente: Borja D; Marco A. R; Gonzáles G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.

La curva de potencia de un modelo determinado se obtiene experimentalmente por pruebas detalladas en condiciones de viento libre (para la estimación del potencial de producción de electricidad no son apropiadas las curvas derivadas de un análisis teórico o las que se obtienen bajo condiciones controladas). Para ello, la Comisión Electrotécnica Internacional emitió la norma IEC 61400-2. Existen centros de prueba especializados en las pruebas de comportamiento de aerogeneradores, tal como los laboratorios RISO en Dinamarca. En estas curvas existen cuatro puntos de referencia cuyos valores trascienden en cuanto a la respuesta operacional de los aerogeneradores. Estos puntos son:

- **Vi:** Velocidad de inicio de generación (cut in wind speed)  
Velocidad mínima del viento, a la altura del centro del rotor, a la cual un aerogenerador empieza a producir potencia aprovechable.
- **Vn:** velocidad nominal (rated wind speed)  
Velocidad del viento especificada, a la altura del centro del rotor, a la cual un aerogenerador logra alcanzar su valor nominal de potencia de salida.
- **Vs:** velocidad de salida (cut out wind speed)  
Velocidad máxima del viento, a la altura del centro del rotor, para la cual un aerogenerador está diseñado para producir potencia aprovechable. Nota: a esta velocidad el aerogenerador tiene que ejecutar un paro forzado automático para evitar su operación por arriba de los niveles máximos de diseño.
- **Vss** Velocidad de supervivencia (survival wind speed)  
La velocidad máxima del viento (normalmente una racha de tres segundos a la altura del centro del rotor), para la cual un aerogenerador está diseñado para mantenerse sin daño a los componentes estructurales o para no perder su capacidad de funcionar normalmente. Nota: por arriba de esta condición un aerogenerador puede sufrir daños permanentes aun cuando éste ya se encuentre fuera de operación.

Es importante notar que la curva de potencia de un aerogenerador se obtiene mediante la adquisición de una considerable cantidad de datos de la velocidad del viento (referida a la altura del centro del rotor) y de la potencia eléctrica de salida. La medición de ambas variables se realiza en forma simultánea con una velocidad de muestreo de 0.5 Hz o más rápida. De dichas muestras se obtienen los promedios en intervalos de 10 minutos, mismos que constituyen el conjunto de los "datos crudos" que se reducen estadísticamente para obtener la curva. Las mediciones se llevan a cabo bajo condiciones de operación "en viento libre" atendiendo a una serie de recomendaciones en cuanto a la exposición del aerogenerador al flujo eólico que tienen por objeto garantizar que los resultados de desempeño de la máquina no sean alterados por condiciones locales particulares. Adicionalmente, la norma internacional correspondiente especifica las características necesarias para el equipo de medición.

La norma IEC 61400-12 especifica todos los aspectos que deben cuidarse durante la obtención de curvas de potencia de aerogeneradores, con el fin de que el uso de esta curva conduzca a resultados confiables en la estimación de la cantidad de energía que un aerogenerador puede producir al operar en un régimen de viento dado.

### **2.3.- Rotores y Palas**

El rotor es el elemento esencial de una máquina eólica, y su misión es transformar la energía cinética del viento en energía mecánica. A lo largo de la historia, los rotores eólicos han evolucionado considerablemente, desde los rudimentarios sistemas de madera y tela que se utilizaban en la antigüedad, hasta las modernas alas aerodinámicas, de acero y plástico, de las turbinas actuales.

Los problemas técnicos de los rotores y de las palas, que los componen, están estrechamente vinculados a su tamaño. Es evidente que cuanto mayores sean las potencia generadas por una misma máquina, menores son los costos de la energía que produce, y el interés, por obtener una energía lo más barata posible ha marcado la tendencia hacia turbinas de gran potencia. Sin embargo, grandes potencias requieren rotores de gran tamaño, y con el tamaño se multiplican los problemas técnicos. En el pasado, la principal limitación de los grandes rotores venía impuesta por la dificultad de orientarlos en la dirección del viento. En la actualidad, la limitación es de tipo estructural; los elevados esfuerzos que se producen en los elementos resistentes de las palas crecen con la longitud, imponiendo serias limitaciones constructivas. Los mayores rotores que se han construido hasta el momento alcanzan diámetros de 150 m y se encuentran próximos al límite tecnológico.

La necesidad de reducir los costos de la energía, para poder competir con las plantas generadoras de tipo convencional, ha sido la causa de que en los últimos años se haya dedicado un considerable esfuerzo al desarrollo de aerogeneradores de gran potencia.

Otro aspecto de las posibilidades de aprovechamiento de la energía eólica lo constituyen las pequeñas aeroturbinas de baja potencia, dirigidas a usos agrícolas y a aplicaciones domésticas localizadas en zonas aisladas, donde el suministro de electricidad desde los centros de producción resulta difícil y costoso.

El objetivo de diseño de estas pequeñas máquinas ya no es tanto el obtener una energía barata, sino ser capaces de adaptarse a diferentes tipos de necesidades y con un mantenimiento mínimo, dada la dificultad para proporcionar asistencia técnica en zonas rurales.

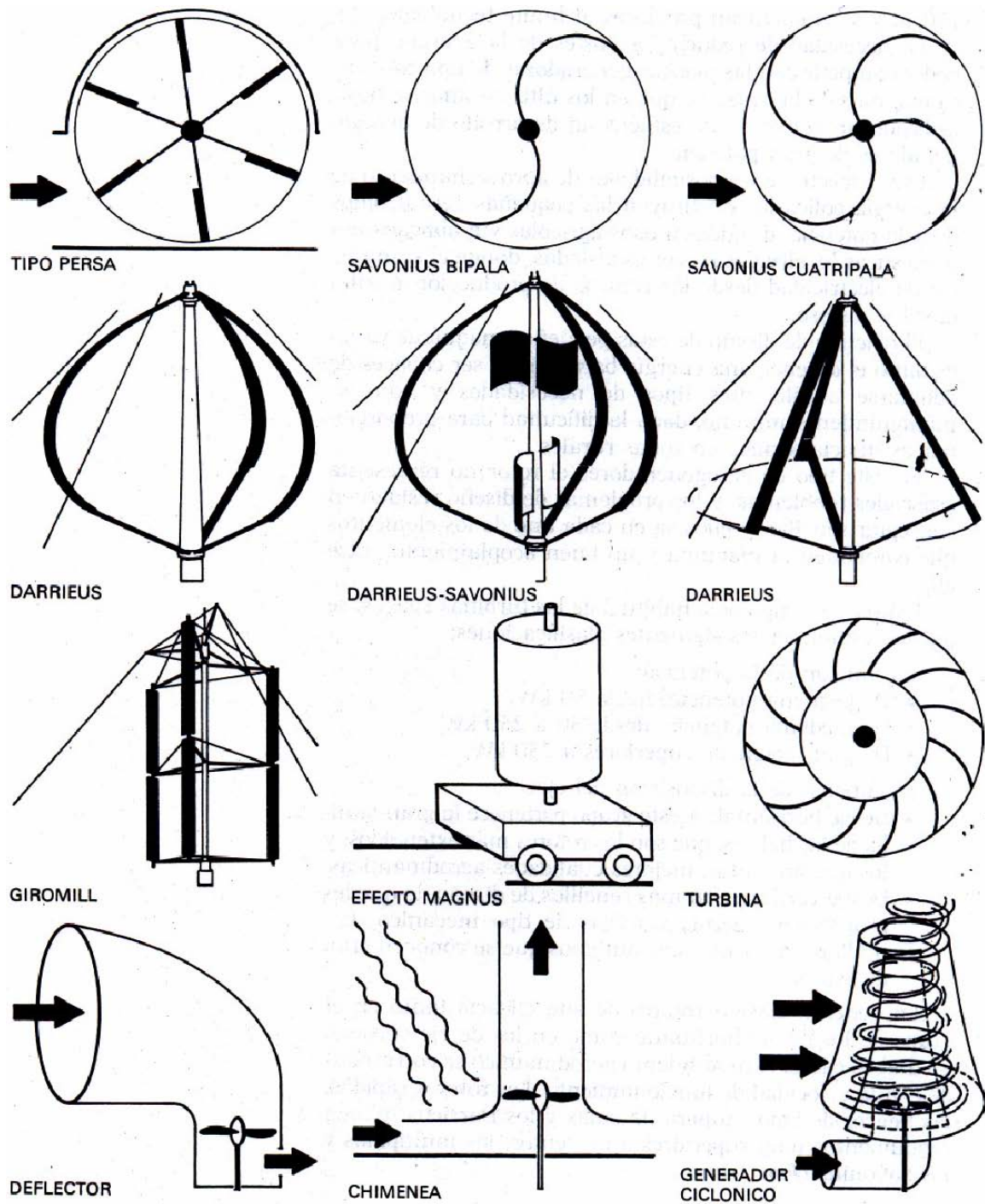
En este tipo de aerogeneradores el rotor no representa especiales problemas, y los problemas de diseño residen en conseguir sencillez y eficacia en cada uno de los elementos que componen la máquina y un buen acoplamiento entre ellos.

Dentro de la tipología habitual de las turbinas eólicas, se pueden establecer las siguientes clasificaciones:

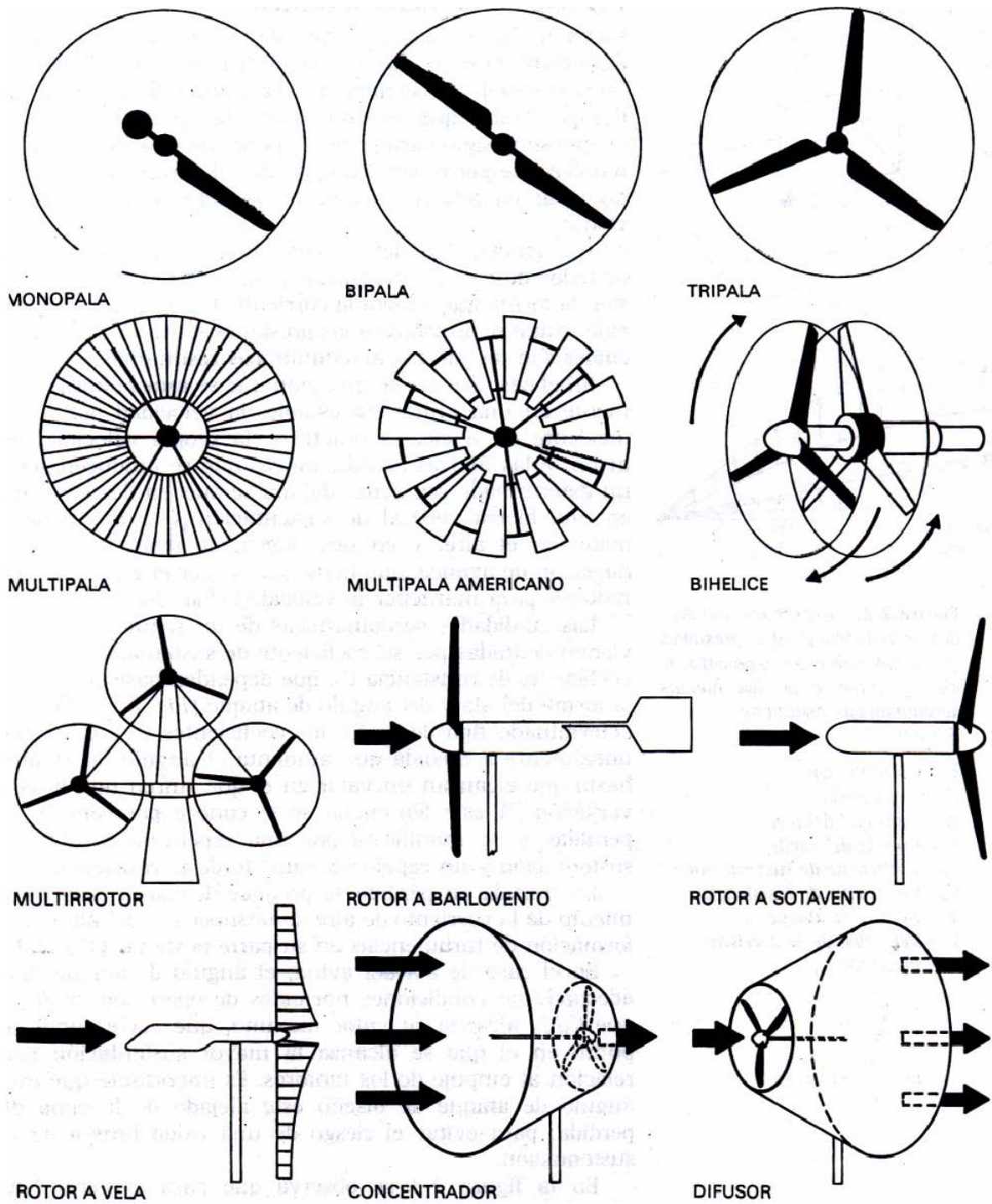
- En función de la potencia:
  - De pequeña potencia, hasta 50 kW
  - De mediana potencia, desde 50 a 250 kW
  - De gran potencia, superiores a 250 kW
  
- En función de la disposición del eje:
  - De eje horizontal: A este grupo pertenece la gran familia de las hélices, que son los rotores más extendidos, y los que presentan mejores cualidades aerodinámicas.
  - De eje vertical: Son más sencillas de diseño, lo que les proporciona ciertas ventajas de tipo mecánico. Los molinos de viento más antiguos que se conocen eran de este tipo.

En general, existen rotores de alta eficacia tanto en el grupo de los de eje horizontal como en los de eje vertical.

En ambos casos, el rendimiento aerodinámico se corresponde con la velocidad de funcionamiento. Los rotores rápidos, las hélices de bajo número de palas y los Darrieus, tienen rendimientos muy superiores a los lentos, los multipalas y los Savonius (*Fig. 2.3-24a*).



**Figura 2.3-24a.** Tipología de rotores eólicos de eje vertical. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.



**Figura 2.3-24b.** Tipología de rotores eólicos de eje horizontal. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

### 2.3.1.- Principios de Aerodinámica

Hasta el siglo pasado, las palas de los molinos de viento se diseñaban en base a unos conocimientos empíricos casi de tipo artesanal, que se habían ido acumulando a lo largo del tiempo. Hubo que esperar hasta las primeras décadas del presente siglo para poder disponer de una teoría aerodinámica que permitiera comprender el comportamiento de las palas cuando se encuentran sometidas al empuje del viento.

Hoy en día, se tienen los conocimientos suficientes y los métodos de cálculo necesarios para determinar con precisión la forma que adopta la corriente de aire al atravesar la pala, cómo se distribuyen las presiones sobre su superficie y cuáles son las fuerzas aerodinámicas resultantes.

En el caso del ala de un avión que se mueve horizontalmente en una atmósfera estable, la velocidad del viento incidente es, a efectos prácticos, la propia velocidad del avión, y las fuerzas aerodinámicas que se producen sobre un determinado segmento del ala se pueden descomponer en una fuerza vertical de sustentación que mantiene el avión en el aire, y en otra fuerza de resistencia en la dirección de avance, que tiene que vencer el empuje de los motores para mantener la velocidad.

Las cualidades aerodinámicas de un segmento del ala vienen definidas por su coeficiente de sustentación  $C_1$  y su coeficiente de resistencia  $C_d$ , que dependen básicamente de la forma del ala y del ángulo de ataque. Para un determinado tipo de perfil, los coeficientes  $C_1$  y  $C_d$  crecen linealmente a medida que aumenta el ángulo de ataque, hasta que alcanzan un valor en el que sufren una brusca variación. A este fenómeno se le conoce por “entrar en pérdida” y se manifiesta por una repentina pérdida de sustentación y un rápido incremento de la resistencia.

$$L = \frac{1}{2} \rho V^2 c \cdot C_1 \dots (f.5)$$

$$D = \frac{1}{2} \rho V^2 c \cdot C_d \dots (f.6)$$

Siendo:

L = Sustentación

D = Resistencia

$\rho$  = Densidad del aire

c = Cuerda del perfil

$C_1$  = Coeficiente de sustentación

$C_d$  = Coeficiente de resistencia

$\alpha$  = Angulo de ataque

V = Velocidad de la corriente incidente

La entrada en pérdida se produce debido al desprendimiento de la corriente de aire de la superficie del ala y a la formación de turbulencias en su parte posterior.



En el caso del ala del avión, el ángulo de ataque más adecuado en condiciones normales de operación es en el que  $C_l$  y  $C_d$  alcanza su valor máximo, que corresponde al punto en el que se alcanza la mayor sustentación con relación al empuje de los motores. Es importante que este ángulo de ataque de diseño esté alejado de la zona de pérdida, para evitar el riesgo de una caída brusca de la sustentación.

En el caso de las palas de un rotor eólico, la entrada en pérdida no supone ningún problema, e incluso puede ser positivo para evitar una aceleración excesiva cuando la velocidad del viento es muy elevada.

En los molinos antiguos, la sección de las palas es del tipo placa plana, de características inferiores a los perfiles aerodinámicos que se utilizan en la actualidad. El diseño de una pala lleva consigo la elección del perfil más adecuado, teniendo en cuenta sus características aerodinámicas y su aspecto constructivo.

Hoy en día existe una gran variedad de formas diferentes en perfiles aerodinámicos ensayados en túneles de viento, y cuyas características son especificadas en los catálogos NACA. En particular, para aplicaciones eólicas se suelen utilizar perfiles de la serie NACA 23 o NACA 44.

Una vez elegidos la forma del perfil, la velocidad de la corriente y el ángulo de ataque óptimo para un determinado segmento de ala, podemos calcular las fuerzas de sustentación y de resistencia mediante los coeficientes característicos del perfil, e integrando a toda el ala, obtener las fuerzas totales que se ejercen sobre ella.

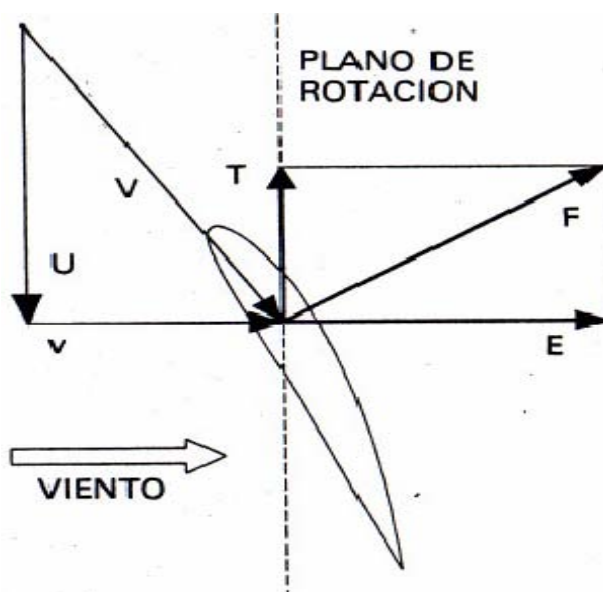
El problema se complica considerablemente si tenemos en cuenta que la velocidad de la corriente que incide sobre el ala se ve afectada por la perturbación que la propia ala causa sobre dicha corriente. Es decir, que las líneas descritas por las partículas de aire en su movimiento hacia el ala perciben su presencia y varían su trayectoria para evitarla. Estas variaciones en la velocidad de la corriente se conocen como velocidades inducidas y hay que tenerlas en cuenta para determinar con precisión el ángulo de incidencia real y la intensidad de la corriente que entra en el ala.

## 1. Aerodinámica de Las Turbinas de Eje Horizontal

En el caso de las palas de un rotor eólico, las fuerzas aerodinámicas se generan de forma similar a las del ala de un avión, pero con la complicación adicional de que a la velocidad del viento habrá que sumarle la velocidad que se produce a causa de la rotación de la pala. Esta velocidad, debida a la rotación será mayor a medida que nos alejamos del eje y, en consecuencia, la velocidad de la corriente incidente con la distancia de cada segmento de pala al eje del rotor, y su ángulo de incidencia será diferente en cada uno de ellos.

Las fuerzas aerodinámicas variarán en función de la velocidad de la corriente incidente, por lo que, también aumentarán con la distancia al eje.

La fuerza resultante que se produce sobre cada segmento de pala se descompone aquí en una fuerza  $T$ , dirigida en la dirección de rotación, que es la que produce el par motor, y en otra fuerza  $E$ , que se traduce en un empuje inútil sobre el eje del rotor *Figura 2.3.1-25*.



**Figura 2.3.1-25.** Composición de velocidades que inciden sobre un segmento de pala, y de las fuerzas aerodinámicas que se generan sobre ella. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

Siendo:

$F$  = Fuerza aerodinámica

$T$  = Fuerza motriz

$E$  =Empuje aerodinámico

$v$  =Velocidad del viento

$U$ = Velocidad debida a la rotación

$V$  = Velocidad de la corriente

Si queremos que cada segmento trabaje con un ángulo de ataque óptimo que haga máxima la fuerza motriz  $T$ , tendremos que diseñar la pala con diferente ángulo en cada segmento, para compensar la variación en el ángulo de incidencia de la corriente. Esto es la causa de que frecuentemente las palas se construyan con torsión. Sin embargo, a veces es preferible diseñar la pala sin variar, el ángulo de cada segmento, para evitar las dificultades de fabricación de una pala con torsión, a pesar de que el rendimiento aerodinámico disminuye.

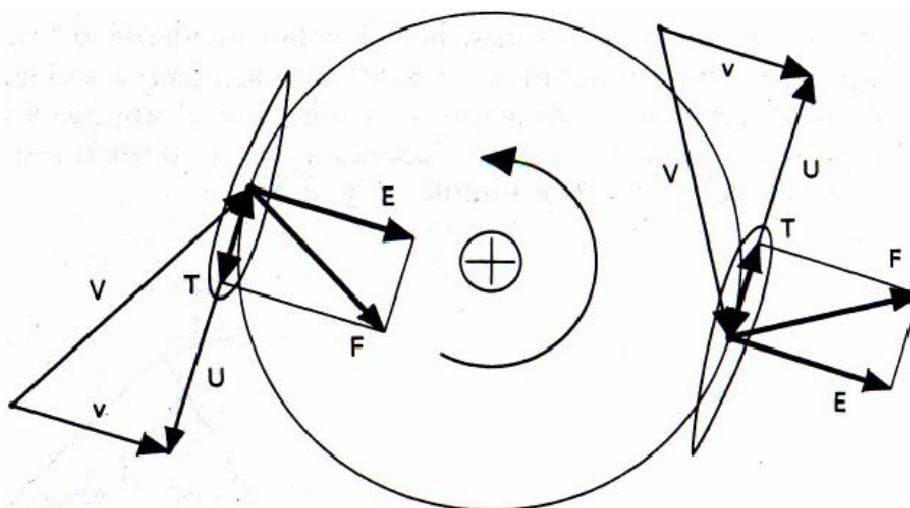
Por otra parte, una pala diseñada para obtener el mayor rendimiento posible a una determinada velocidad de viento, no trabaja en las mismas condiciones óptimas cuando la velocidad del viento es diferente o cuando varía la velocidad de giro del rotor, puesto que varía el ángulo de incidencia de la corriente. En el caso de los rotores de hélice, la solución a este nuevo problema es girar toda la pala para adaptar el ángulo de ataque a las nuevas condiciones de la corriente, en un intento de seguir operando con los  $C_1$ ,  $C_d$  óptimos de diseño.

Las palas con posibilidad de variar su ángulo de calaje se denominan de paso variable, y las que operan siempre con el mismo, cualesquiera que sean las condiciones del viento, de paso fijo. Estas últimas, tienen un rendimiento aerodinámico inferior para condiciones de viento distintas de las de diseño, pero no requieren mecanismos de variación de paso.

## 2. Aerodinámica de Las Turbinas de Eje Vertical

En el caso de estos rotores, la velocidad incidente no sólo varía en cada segmento de la pala, sino también a lo largo de la trayectoria de rotación, es decir, que el ángulo y la intensidad de la corriente dependen de la posición que tenga la pala en ese momento.

Esta nueva complicación trae como consecuencia que las fuerzas aerodinámicas, además de ser diferentes en cada uno de los segmentos de la pala, varían ahora cíclicamente durante la rotación, generando un par motor irregular. *Figura 2.3.1-26.*



**Fig.2.3.1-26.** Composición de velocidades que inciden sobre un segmento de pala de un rotor Darrieus y de las fuerzas aerodinámicas que se generan. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

Siendo:

- F = Fuerza aerodinámica
- T = Fuerza motriz
- E = Empuje aerodinámico
- v = Velocidad del viento
- u = Velocidad de rotación
- V = Velocidad de la corriente

Este inconveniente se puede subsanar con un rotor de mayor número de palas que compensen las variaciones cíclicas, o bien, incrementando la velocidad de giro, de forma que la influencia de la velocidad del viento sea menor a la hora de componer el triángulo de velocidades para obtener la resultante incidente.

De hecho, los rotores Darrieus funcionan mejor a elevadas velocidades de giro, no sólo debido a la regularización de su par motor, sino también a la mejora considerable de su rendimiento aerodinámico.

Se observa que para velocidades de rotación mayor, los márgenes de variación del ángulo de ataque en función de la posición de la pala, son cada vez menores. En consecuencia, las fuerzas aerodinámicas, y en especial el empuje, sufren una variación menor a lo largo de la rotación, y el régimen de funcionamiento se hace más regular.

### 3. Aerodinámica de Las Turbinas Lentas de Eje Vertical

Entre los distintos tipos de eje vertical, existen unos que funcionan con un principio aerodinámico diferente, utilizando las fuerzas de resistencia aerodinámica en vez de las de sustentación.

Estos rotores consiguen que la fuerza de resistencia en uno de sus lados sea superior a la del lado opuesto, generando de esta forma un par motor. Este sistema se utilizó en algunos molinos antiguos. En el molino persa se dirige el viento sobre un lado del rotor mediante una pared que actúa como una tobera. En la actualidad se sigue fabricando el rotor Savonius, que funciona de forma parecida, aunque en este caso es la pala, de sección semicircular, la que consigue que la resistencia sea mayor en el lado que se mueve a favor del viento.

La geometría de las palas favorece la formación de torbellinos en ese lado, y ellos generan una zona de alta presión que presenta una mayor resistencia a la corriente de aire. En general, este tipo de rotores funciona con rendimientos bajos, pero su diseño es muy sencillo y son fáciles de construir.

#### 2.3.2.- Parámetros Característicos de Los Rotores

Existe gran variedad de rotores diferentes, aunque muchos de ellos pertenecen ya a un pasado en el que la ciencia y la técnica no ofrecían demasiadas posibilidades, y otros sólo se desarrollaron con carácter experimental, siendo rápidamente relegados al olvido. En cualquier caso, la mayoría presenta ventajas e inconvenientes que no siempre son fáciles de evaluar.

Las características generales de un rotor se definen por los parámetros siguientes: solidez, velocidad típica y rendimiento aerodinámico.

a) Solidez.- La solidez se define como la relación entre la superficie proyectada por las palas y la superficie descrita por las mismas en su movimiento de rotación.

Es un parámetro que permite comparar diferentes tipos de rotores desde el punto de vista de la eficacia del material utilizado y de la sencillez constructiva.

b) Velocidad típica.- La velocidad típica se define como la relación entre la velocidad debida a la rotación en el extremo más alejado de la pala y la

velocidad del viento. Es un parámetro adimensional que permite clasificar los rotores en lentos o rápidos.

$$X = \Omega R/v \dots(f.7)$$

Siendo:

$\Omega$  = Velocidad de rotación

R = Longitud de la pala

v = velocidad del viento

Un rotor de gran diámetro puede tener la misma velocidad típica, aunque gire a bajo número de revoluciones por minuto, que otro de menor diámetro y mayor velocidad de rotación.

c) Rendimiento aerodinámico.- El rendimiento aerodinámico, o coeficiente de potencia, expresa la parte de la energía contenida en el viento que se transforma en energía mecánica en el eje del rotor.

Teóricamente, se puede demostrar, que el rendimiento depende de la velocidad típica como parámetro fundamental, una vez dadas las características generales del sistema eólico. La velocidad típica hace referencia a la velocidad del aire que incide realmente sobre la pala, incluyendo la participación del viento y la de la rotación de la propia pala.

Las características geométricas, tipo de perfil, ángulo de torsión y el mismo sistema eólico, son los demás parámetros de los que depende el rendimiento aerodinámico.

El teorema de Betz (Anexo 1) expresa de forma sencilla que, bajo condiciones ideales el rendimiento aerodinámico de los rotores eólicos tiene un máximo teórico que en ningún caso puede superar el 60%. En la realidad, dicho rendimiento oscila entre el 20% y 40% según los tipos de turbinas y en función de la velocidad típica de operación. En la figura se representa el rendimiento aerodinámico en función de la velocidad típica, para los sistemas eólicos de uso más corriente.

### 1. Rendimiento Aerodinámico en Turbinas Rápidas de Eje Horizontal

Los mayores rendimientos aerodinámicos corresponden a rotores de eje horizontal que funcionan con velocidades típicas elevadas.

El inconveniente de los rotores rápidos es que tienen poca capacidad para arrancar por sí solos. En situación de parada, el rendimiento es tan bajo que apenas se genera la potencia suficiente para vencer la inercia y entrar en funcionamiento. En general, en cualquier condición de operación distinta de la de diseño su rendimiento disminuye mucho.

El problema del arranque se suele solucionar en las grandes máquinas con motores auxiliares, o con el sistema de paso variable, que adapta el ángulo de

calaje de las palas a las condiciones de operación de cada momento, de forma que en cualquier caso se obtengan potencias adecuadas.

Este sistema de paso variable no sólo permite ajustar el ángulo de ataque de las palas a la hora de realizar las operaciones de arranque, sino que también sirve para evitar que el rotor se acelere excesivamente con vientos demasiado fuertes.

Generalmente, las turbinas que se utilizan para producir electricidad funcionan con régimen de vueltas constante. En este caso, cualquier perturbación de la velocidad de régimen para la que se ha diseñado la máquina irá seguida de una variación en el paso de las palas, para que, aumentando o disminuyendo el ángulo de ataque, se pueda adaptar la potencia absorbida a las condiciones normales de operación.

En los sistemas con régimen de vueltas fijo, la potencia del viento que excede a la de la velocidad de diseño se desperdicia, disminuyendo la ganancia total de energía de la máquina, a costa de una potencia de salida más regular.

Por el contrario, en los sistemas de vueltas variables, una vez sobrepasada la velocidad de régimen para velocidades de viento superiores a la de diseño, el ángulo de calaje de las palas varía, intentando optimizar el rendimiento para esa nueva condición de operación. En este caso, la curva real de potencia intentará seguir a la teórica, incrementándose la velocidad de giro del rotor y la potencia extraída.

Los sistemas de vueltas variables se utilizan generalmente en aplicaciones de bombeo, de calefacción o en todos aquellos casos en los que las fluctuaciones en la potencia de salida no tengan demasiada importancia.

## 2. Rendimiento Aerodinámico en Turbinas de Eje Vertical Tipo Darrieus

Los rotores tipo Darrieus presentan también buenas características de rendimiento aerodinámico, aunque, algo inferiores a las de las hélices.

Su curva de potencia tiene una dependencia muy acusada de la velocidad típica, lo que significa que su rendimiento baja mucho para condiciones de operación distintas de las de diseño. Esto favorece la regulación, puesto que al disminuir el rendimiento para velocidades de viento elevadas la potencia no crece demasiado y el esfuerzo necesario para frenarlo es menor. Sin embargo, también tiene el inconveniente de que su par de arranque es muy bajo, por lo que requiere de motores auxiliares para ponerlo en funcionamiento, ya que en este caso no es posible el sistema de paso variable.

## 3. Rendimiento Aerodinámico en Turbinas de Baja Velocidad

Los rotores lentos tienen rendimientos muy inferiores a los de las hélices rápidas o a los de los Darrieus, pero en cambio presentan mejores cualidades para arrancar por sí solos y pueden operar con vientos de baja velocidad. Estos

son más sencillos de construcción y muy adecuados para aplicaciones de bombeo o de molienda.

En general, todos los molinos antiguos pertenecen a este grupo, y hoy todavía se sigue construyendo algún tipo de rotor lento dado que son muy idóneos para el riego en zonas aisladas.

### 2.3.3.- Número de Palas

La elección sobre el número de palas más adecuado para un rotor eólico ha sido, a lo largo de la historia del molino de viento, un problema de difícil solución, y a ello se debe que se intentaran todo tipo de posibilidades.

Aunque a partir del siglo XVIII ya se tenía cierta idea de la inutilidad de un elevado número de palas, hasta el siglo actual, en que se desarrolla la teoría aerodinámica, no es posible evaluar en qué medida varía el rendimiento aerodinámico de un rotor cuando tiene diferente número de palas.

A partir de tres palas el rendimiento varía poco, especialmente cuando se trata de rotores rápidos. En los grandes aerogeneradores actuales, en los que el rotor puede suponer cerca del 40% del costo total de la máquina, se suele adoptar la solución de dos palas, puesto que el incremento de potencia que se obtiene con una tercera pala no compensa el costo adicional. En las turbinas pequeñas las tres palas es la solución más generalizada, ya que el costo de las palas es menos importante y no sólo se mejora algo el rendimiento sino que se facilita el equilibrado del rotor, reduciendo los problemas de vibraciones que suelen ser la causa de las fallas estructurales.

Estas conclusiones son válidas para los rotores Darrieus e incluso para los Savonius, aunque en ellos los problemas de equilibrio son menos graves que en las hélices.

### 2.3.4.- Dimensiones

El tamaño de rotor depende básicamente de la potencia de diseño de la máquina, y en su determinación hay que tener en cuenta dos factores:

- El contenido medio de energía del viento en el lugar del emplazamiento, que habrá que estimar en función de la información meteorológica disponible.
- Los rendimientos de la turbina: El rendimiento aerodinámico del rotor, el rendimiento mecánico de los engranajes y multiplicadoras, el rendimiento eléctrico del generador y circuitos de salida, y finalmente el rendimiento del sistema de almacenamiento.

Si tenemos en cuenta que la velocidad de la corriente incidente es mayor en la parte de la pala más alejada del eje y, por tanto, las fuerzas aerodinámicas son también mayores en esa zona, se comprende que la potencia crece rápidamente a medida que aumentamos la longitud de la pala. Es decir, que desde el punto de vista aerodinámico, es preferible una turbina con una sola

pala, que otra con dos palas, teniendo ambas la misma longitud de barrido. En cualquier caso, los problemas técnicos también crecen muy rápidamente con la longitud de las palas.

### 2.3.5.- Soluciones Constructivas

Las palas de los rotores son la parte más delicada de las aeroturbinas, y en general, su diseño y construcción plantea serias dificultades técnicas.

En las grandes aeroturbinas suponen, además, una parte considerable del costo total de la máquina (40%).

En la última década se han elaborado sofisticados métodos de cálculo para determinar con mayor precisión las tensiones internas que deben de soportar los materiales estructurales. También se ha dedicado un considerable esfuerzo a la selección de los materiales más adecuados en resistencia, peso y precio, y a desarrollar métodos de fabricación más aptos para reducir los costos de producción.

La mayor parte de las fallas estructurales en las palas de las turbinas se han producido a causa de las fuerzas cíclicas que actúan sobre ellas y que generan vibraciones sobre las máquinas.

Sobre la pala actúan las fuerzas aerodinámicas y las fuerzas centrífugas. Las primeras son siempre cíclicas en los rotores Darrieus, e incluso en las hélices también pueden producir un fenómeno cíclico cuando están situadas a sotavento. Este fenómeno, conocido por efecto sombra, se produce cuando la pala en su rotación pasa por detrás de la torre. La corriente de aire incidente se ve afectada por ella y las fuerzas aerodinámicas sufren una brusca perturbación.

Las fuerzas centrífugas son muy importantes en el diseño de las palas, y también en su fabricación. Estas fuerzas crecen con el cuadrado de la velocidad de rotación y con la longitud de la pala, por lo que, en turbinas rápidas y de gran potencia pueden alcanzar valores muy elevados. En teoría, estas fuerzas no deberían generar cargas cíclicas, sin embargo, en la práctica, basta con que durante la construcción se introduzcan pequeñas diferencias de masa entre las diferentes palas que componen el rotor, para que aparezcan dichas cargas alternativas. Por eso es importante el proceso de fabricación utilizado, y el equilibrado posterior una vez montado todo el rotor. En general, este equilibrio deberá ser más preciso, cuando menor sea el número de palas, ya que cuando existen varias palas los posibles errores máximos entre ellas se compensan. Esta es la razón de que para máquinas sencillas y de baja potencia, donde los métodos de fabricación no son demasiado sofisticados, sea preferible la solución de rotores trípalas o cuatrípalas.

Las vibraciones producidas por cargas cíclicas o alternativas, afectan y desgastan a los mecanismos, producen ruidos, y son la causa de los fenómenos de fatiga en los materiales por los que su resistencia va disminuyendo con el tiempo, hasta se produce el colapso por rotura frágil.



Estos fenómenos, poco conocidos con anterioridad a la década de los 50, han sido la causa de no pocas catástrofes y no sólo en el campo de las máquinas eólicas.

Aunque en los rotores Darrieus las fuerzas cíclicas son mayores que en las hélices, tienen, sin embargo, la enorme ventaja de que sus palas están apoyadas en sus dos extremos, con lo que se mejoran mucho sus características estructurales.

En las grandes turbinas de hélice se suele utilizar la solución del buje basculante, con el fin de reducir las tensiones internas producidas por fenómenos cíclicos. El buje es la parte del rotor donde se encastran las palas, y el artificio de equilibrio permite un cierto movimiento de todo el conjunto alrededor de dos ejes perpendiculares contenidos en su mismo plano. De esta forma, las fuerzas cíclicas que deben ser soportadas por los elementos estructurales son absorbidas, en parte, por los mecanismos de amortiguación de que va provisto el mecanismo de equilibrio.

El sistema de buje basculante ha permitido reducir los problemas estructurales en las grandes turbinas y ha hecho posible la disposición del rotor a sotavento, sin que el efecto sombra producido por las perturbaciones que sufre la corriente de aire al atravesar la torre tenga graves consecuencias sobre las palas. La disposición del rotor a sotavento facilita mucho las operaciones de orientación.

La estructura de las palas y los materiales que se empleen en ella deben ser capaces de soportar las tensiones internas sin roturas, evitar las deformaciones que podrían afectar al comportamiento aerodinámico de la pala y reducir al mínimo las fuerzas centrífugas que dependen de su masa. En conjunto deben ser resistentes, rígidos y ligeros.

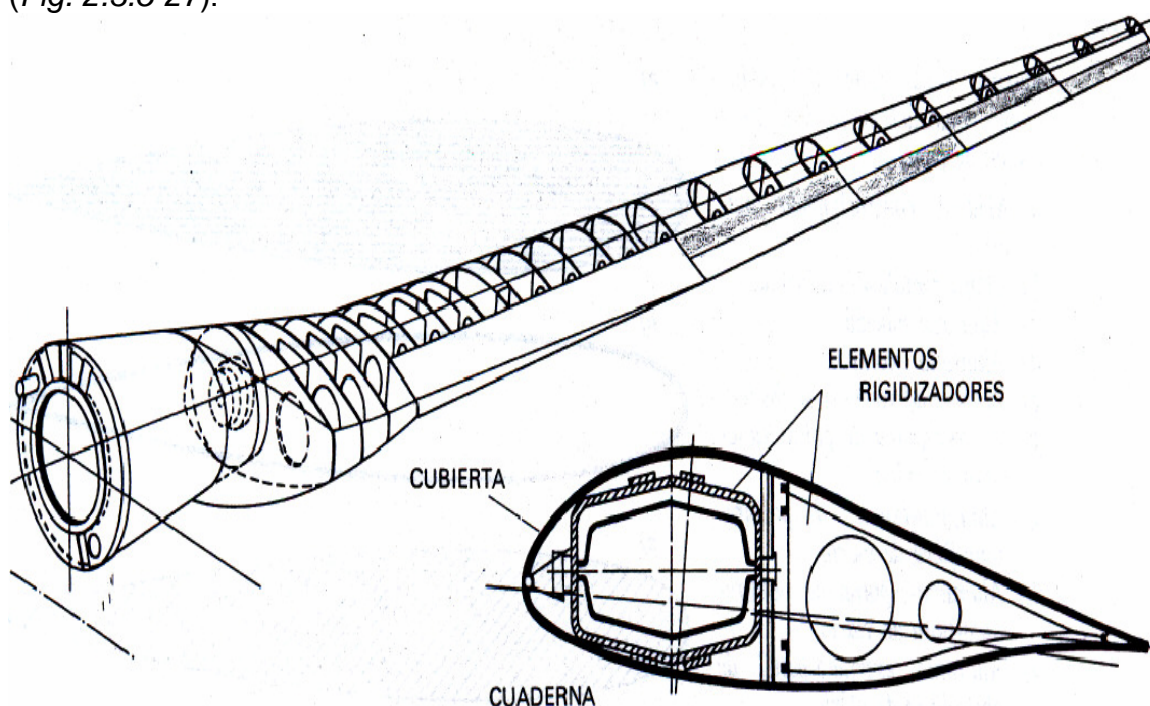
En los últimos años se han ensayado todo tipo de materiales, desde la madera pasando por gran variedad de aleaciones metálicas, y en especial las resinas plásticas polimerizables, que han dado muy buen resultado y reducido los costos de la pala de forma considerable.

La madera ha sido muy empleada en el pasado y sigue utilizándose en la actualidad. Sus propiedades mecánicas varían mucho según la clase y su tratamiento, sin embargo, suelen ser menos resistentes que otros materiales disponibles y sólo su bajo peso y sus buenas características frente a fenómenos de fatiga justifican su utilización. En general, tanto el material como los métodos de trabajo que requieren suelen ser caros.

Entre los metales, los materiales más comunes, son los aceros y los aluminios. El acero tiene muy buenas propiedades resistentes, pero es demasiado pesado. El aluminio, en cambio, le pasa lo contrario, salvo en el caso del duraluminio que resulta excesivamente caro. En cuanto a sus características frente a los fenómenos de fatiga, en general, los metales presentan peores propiedades que el resto de los materiales.

Los metales se pueden utilizar en forma de chapa conformada por estampación en forma maciza mediante métodos de moldeo o en forma estructural. La primera solución resulta sencilla y económica, pero sólo es apta para palas de pequeña longitud (2 ó 3 m). La segunda resulta cara y demasiado pesada. La tercera solución es, probablemente, la más eficaz.

Por regla general, la solución más utilizada es la de emplear elementos metálicos como estructura resistente, con una cubierta de algún material ligero (Fig. 2.3.5-27).



**Figura 2.3.5-27.** Una posible solución constructiva para una pala de grandes dimensiones. La estructura se rigidiza mediante cuadernas. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

Las resinas plásticas reforzadas con fibras vegetales o minerales constituyen posiblemente los materiales más idóneos para la fabricación de palas. Son ligeros, resistentes, con buenas características frente a fenómenos de fatiga e inalterables ante la agresión del medio ambiente. En palas de gran tamaño con exigencias estructurales muy estrictas, las resinas epoxi con refuerzo de fibra de vidrio o de carbono son las que presentan mejores propiedades de resistencia y rigidez. Para palas con menores requerimientos, las resinas de poliéster con fibra de vidrio dan muy buenos resultados y son mucho más baratas.

Las palas fabricadas en materiales plásticos suelen llevar unos elementos estructurales, una cubierta que da la forma aerodinámica y un relleno de un material ligero que puede ser espuma de poliuretano, o panel de abeja.

El mayor inconveniente de los materiales plásticos es que son demasiado elásticos y se deforman con facilidad.

Para evitar este problema hay que recurrir a añadir elementos que den rigidez, o bien incorporándolos a las resinas para cambiar el polímero final, o bien como elemento estructural. Para mejorar las propiedades mecánicas se suele aplicar la fibra de refuerzo en forma de bobina a lo largo de toda la pala.

## **2.4.- Sistemas Mecánicos**

Los sistemas mecánicos actúan en una etapa intermedia entre los rotores, que transforman la energía eólica en mecánica, y los elementos de salida, que la adaptan de la forma más adecuada a los sistemas de utilización y almacenamiento posterior. Su misión es regular la potencia que se obtiene en el eje del rotor y transmitirla a la bomba o al generador de salida, adaptándola a sus condiciones de trabajo.

### **2.4.1.- Sistemas de Regulación**

Los sistemas de regulación tienen la misión de controlar las revoluciones y el par motor en el eje del rotor, evitando las fluctuaciones producidas por las variaciones en la velocidad del viento.

Los sistemas de regulación más sencillos trabajan solamente en la etapa de exceso de potencia, evitando velocidades de giro demasiado elevadas que podrían poner en peligro la integridad de la turbina en condiciones de vientos fuertes.

Los sistemas más elaborados mantienen las fluctuaciones en la velocidad de rotación dentro de unos márgenes muy estrechos, y todavía existe un tercer nivel de regulación que permite al sistema adaptarse a cualquier condición de viento y de potencia, incluidas las correspondientes a las operaciones de puesta en marcha.

Los primeros se utilizan solamente en máquinas de pequeña potencia y, en general, en grupos autónomos o de bombeo, en los que son aceptables variaciones en la potencia de salida.

Los dos grandes grupos de sistemas de regulación vienen definidos por su forma de actuación. En unos, el control se realiza actuando sobre el rotor, aumentando o disminuyendo la potencia absorbida. En los otros, la regulación se lleva a cabo sobre el eje motor. Los primeros sólo son posibles en rotores de eje horizontal, mientras que los segundos se pueden adaptar a cualquier tipo de máquina eólica.

#### **1. Sistemas de Regulación por Acción Sobre El Rotor**

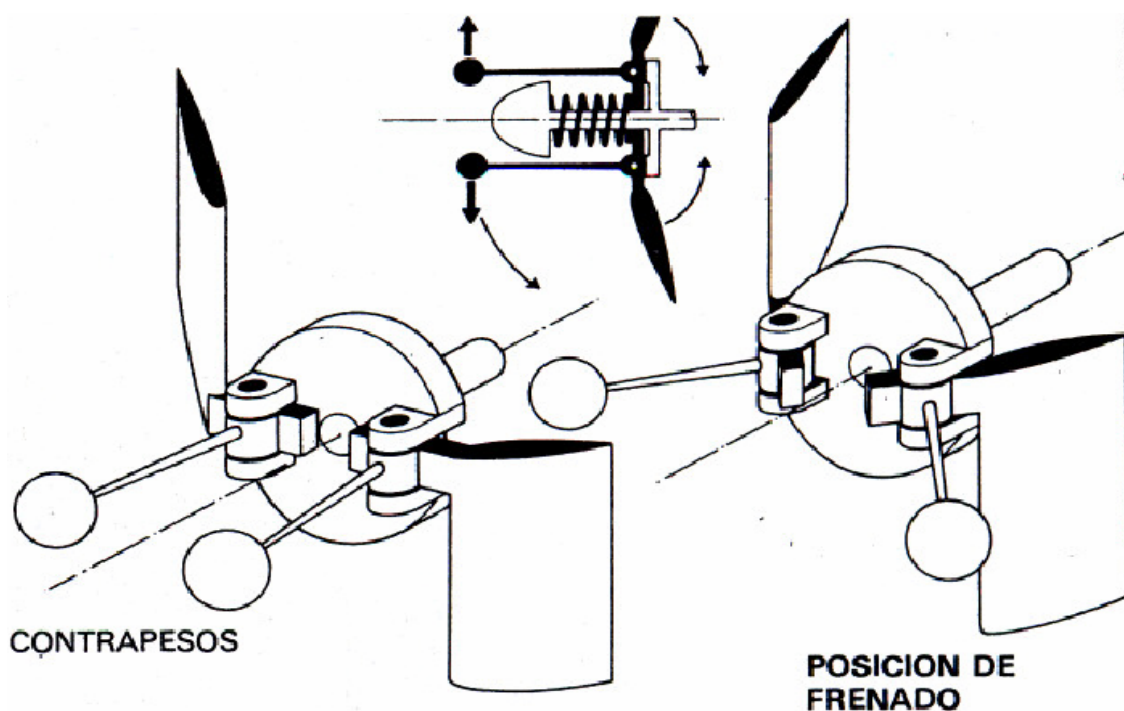
Uno de los primeros sistemas de regulación que se utilizó durante varios siglos, en los viejos molinos, era el de orientación del rotor. El rotor se podía orientar de cara al viento cuando debía funcionar a máxima potencia, o paralelo a él en situación de parada. Entre estas dos posiciones extremas podía regularse a voluntad, y siempre manualmente, el área de captación adecuada a la potencia deseada.

Este tipo de regulación se sigue utilizando actualmente, aunque sólo en máquinas de pequeña potencia. Los sistemas modernos de regulación por orientación de rotor funcionan automáticamente mediante una veleta, que hace girar la turbina cuando la velocidad del viento es demasiado elevada, o bien aprovechando la fuerza del empuje aerodinámico sobre una excéntrica. Ambos sistemas actúan contra el resorte que devuelve la máquina a su posición normal cuando la velocidad del viento disminuye.

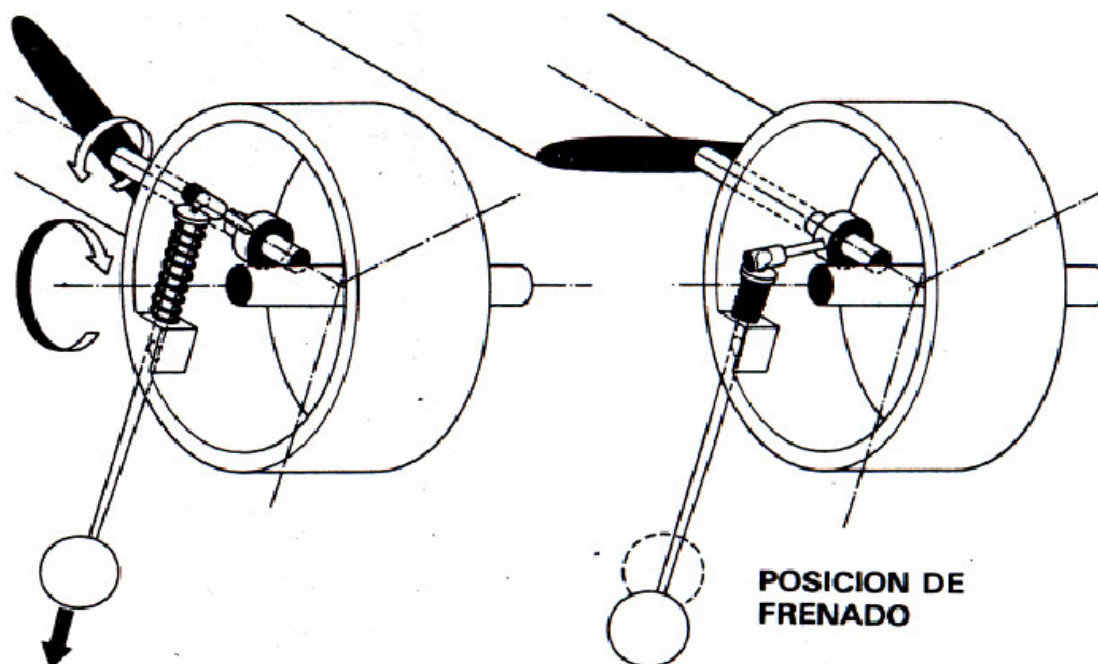
A partir del siglo XVIII los ingleses utilizaron otro sistema de regulación, consistente en unas palas provistas de una especie de persiana, que permitía aumentar o disminuir el área efectiva de captación de viento. La persiana se abría o cerraba accionada por masas inerciales que se desplazaban bajo los efectos de la fuerza centrífuga en función de la velocidad de giro.

Posiblemente, la forma de regulación más eficaz y de utilización más extendida sea la de paso variable. Este sistema actúa variando el ángulo de ataque de las palas, con lo que se aumenta o disminuye el rendimiento aerodinámico y, en consecuencia, la potencia absorbida.

Dentro de los diferentes tipos de regulación por paso variable, los más sencillos, que actúan sólo en la etapa de exceso de potencia, suelen ir provistos de algún mecanismo de acción centrífuga que mueve el ángulo de calaje de las palas cuando las revoluciones son demasiado elevadas, llegando a ponerlas en posición de bandera cuando la velocidad del viento alcanza la de desconexión de la turbina *Figura 2.4.1-28*.



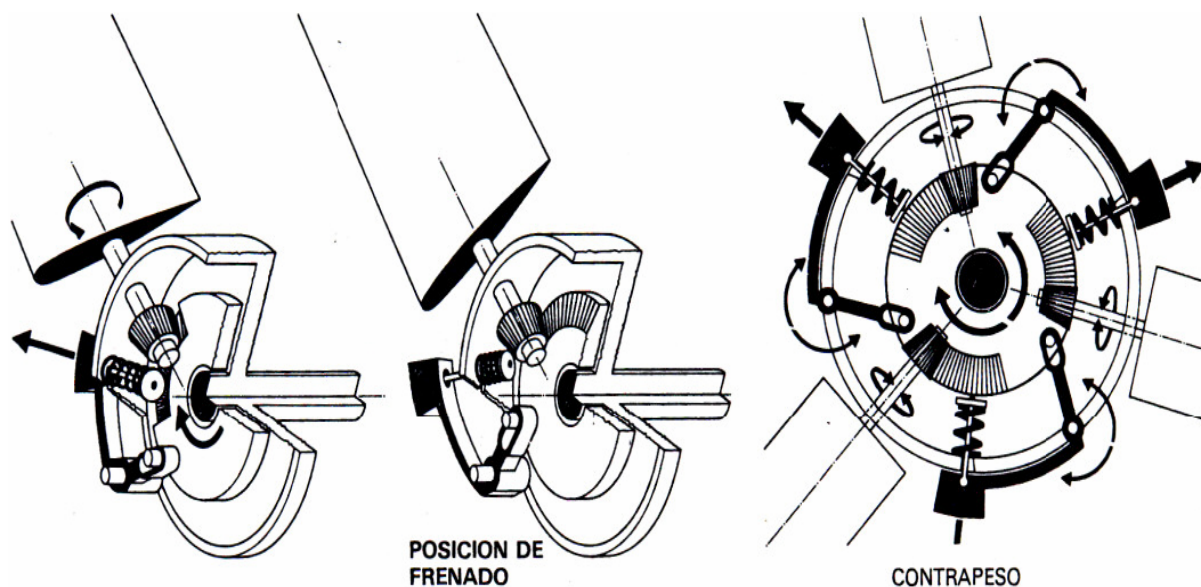
**Figura 2.4.1-28a.** Mecanismo de regulación de los aerogeneradores Enag y Quirk's. Las masas centrífugas accionadas por el giro del rotor cambian el ángulo de calaje de las palas. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.



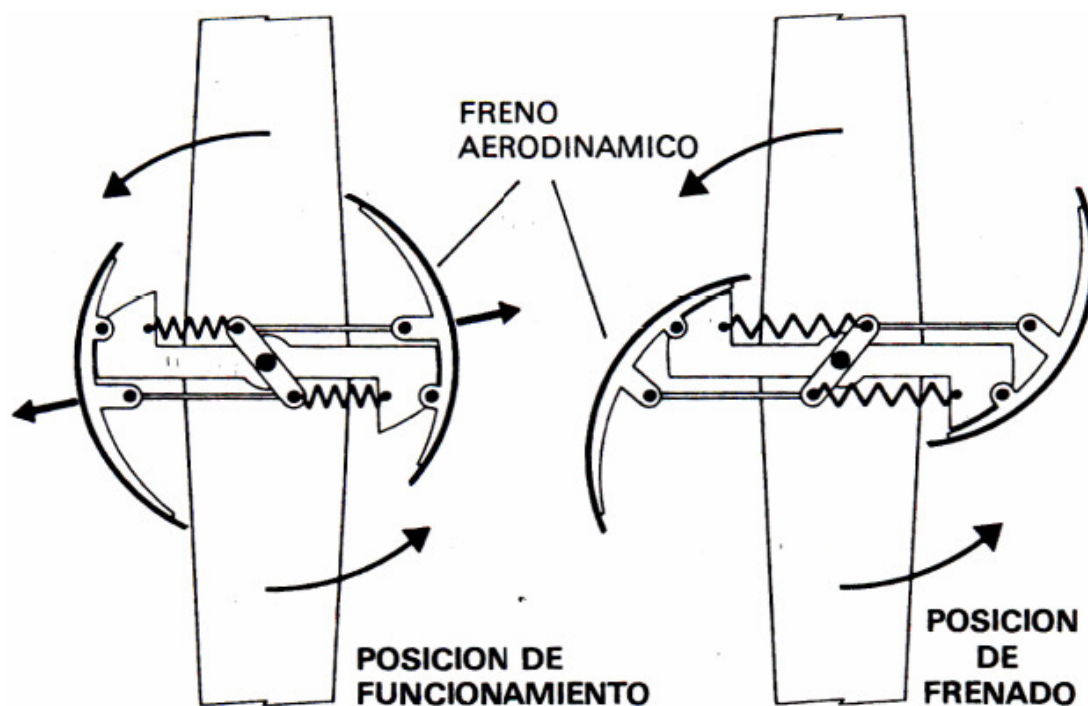
**Figura 2.4.1-28b.** Mecanismo de regulación de los aerogeneradores Elektro. Como en la figura anterior, las masas centrífugas actúan sobre el ángulo de calaje de las palas. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

Este tipo de regulador de acción centrífuga es el que se viene utilizando en la mayoría de los aerogeneradores de baja potencia, con las variantes y peculiaridades propias de cada fabricante. Los primeros que utilizaron este sistema en la década de los treinta fueron los aerogeneradores Jacobs (Fig. 2.4.1-29.) y los Windcharger (Fig. 2.4.1-30.) aunque en estos últimos la acción centrífuga no se utiliza para variar el ángulo de calaje de las palas, sino para accionar dos elementos auxiliares que funcionan como freno aerodinámico. Ambos sistemas se siguen utilizando hoy en día sin apenas modificaciones de diseño.

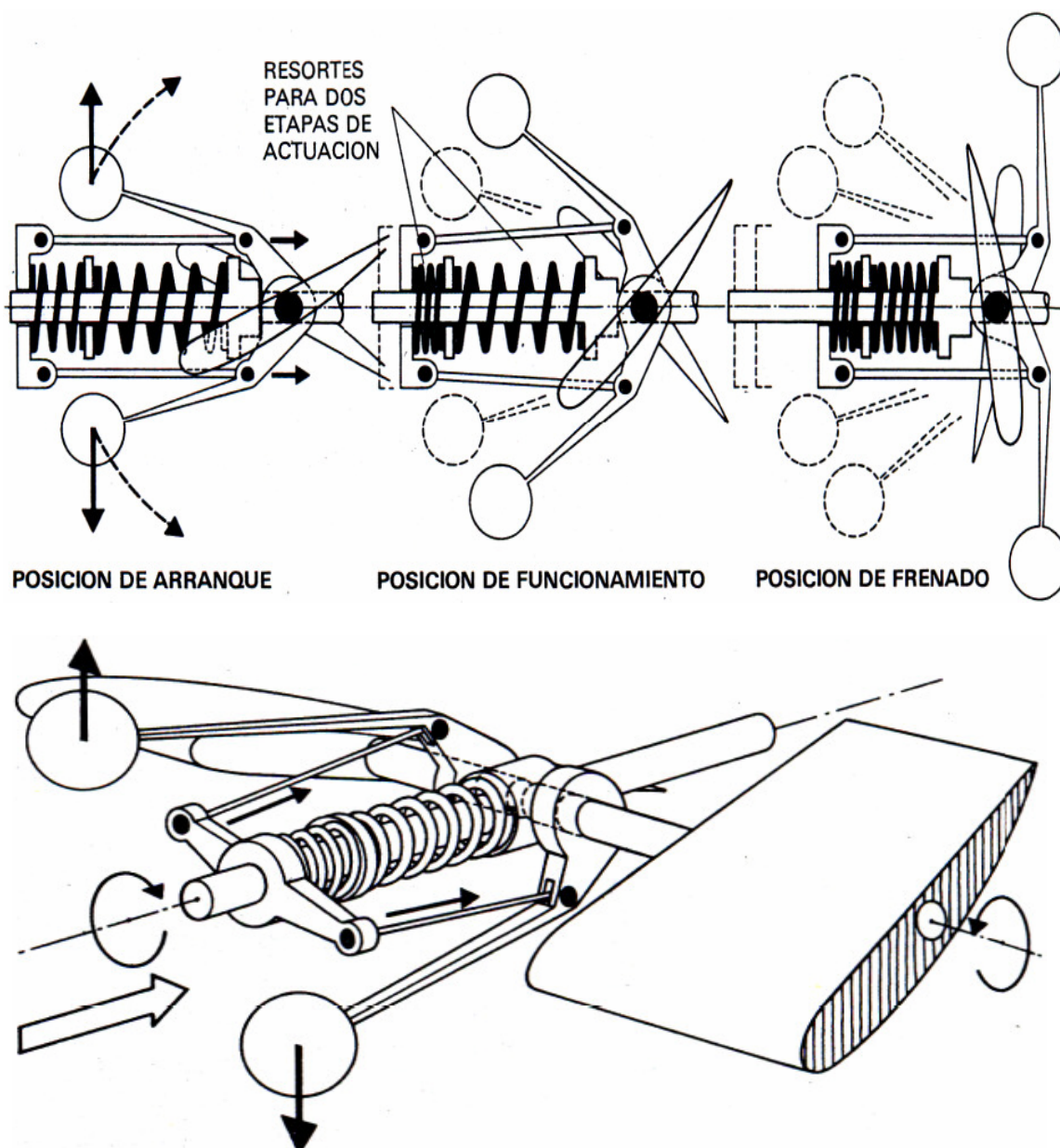
El regulador de la casa Aerowatt es algo más elaborado y trabaja en la etapa de puesta en marcha y en la de exceso de potencia. El mecanismo lleva dos muelles distintos: el primero actúa para ajustar el ángulo de calaje de la pala en los niveles de baja potencia de la puesta en marcha, y el segundo, para mantener la velocidad de régimen con vientos superiores al de diseño. Una particularidad de este sistema de regulación es que, para condiciones de viento fuerte, las palas no se disponen en posición de bandera, sino planas frente al viento, teniendo que soportar elevadas fuerzas de empuje. La casa Aerowatt garantiza que las características estructurales de sus palas le permiten soportar vientos de hasta 260 km/h (Fig. 2.4.1-31)



**Figura 2.4.1-29.** Mecanismo de regulación de los aerogeneradores Jacobs; utiliza el mismo principio de acción centrífuga, pero con la ventaja de que las tres palas giran sincronizadas. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.



**Figura 2.4.1-30.** Sistema de regulación de los aerogeneradores Wincharger. Las masas centrífugas actúan sobre un mecanismo de frenos aerodinámicos. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

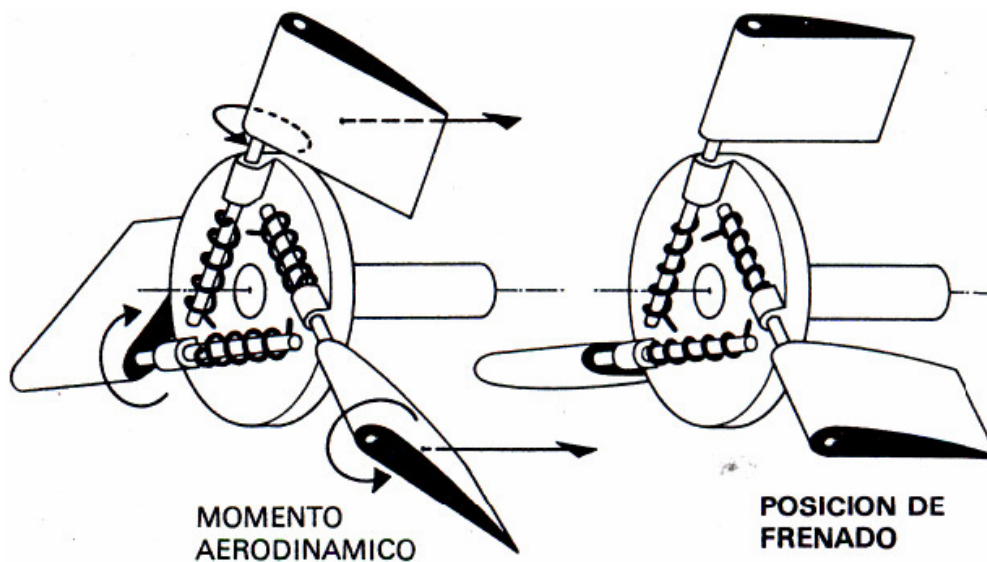


**Figura 2.4.1-31.** Sistema de regulación Aerowatt. Actúa desde la fase de arranque, adoptando la posición de las palas, hasta la desconexión para vientos demasiado fuertes. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

En el caso del sistema de regulación de la casa París-Rhone y de la japonesa Moriya y Tomasawa, las masas inerciales son las propias palas que cambian de posición accionadas por la fuerza centrífuga.

Otro sistema, desarrollado en los últimos años en el Centro de Investigaciones de East-Hartford (E.U.), consiste en una pala cuyo eje presenta cierta elasticidad a la torsión. El ángulo de la pala cambia cuando la acción centrífuga de una masa inercial actúa sobre el eje flexible, evitándose la complicación de los mecanismos y muelles.

En máquinas pequeñas y de diseño muy sencillo, se ha utilizado un sistema para variar el ángulo de calaje de las palas basado exclusivamente en la acción de las fuerzas aerodinámicas. Si diseñamos la pala de forma que el eje que la atraviesa y sobre el que gira para adaptar su ángulo de calaje quede por delante del punto sobre el que se obtiene la resultante de las fuerzas aerodinámicas, se produce un momento de giro que tiende a poner las palas en posición de bandera. El sistema va provisto de un muelle para que entre en acción en el momento conveniente y vuelva después a su posición de partida (Fig. 2.4.1-32).



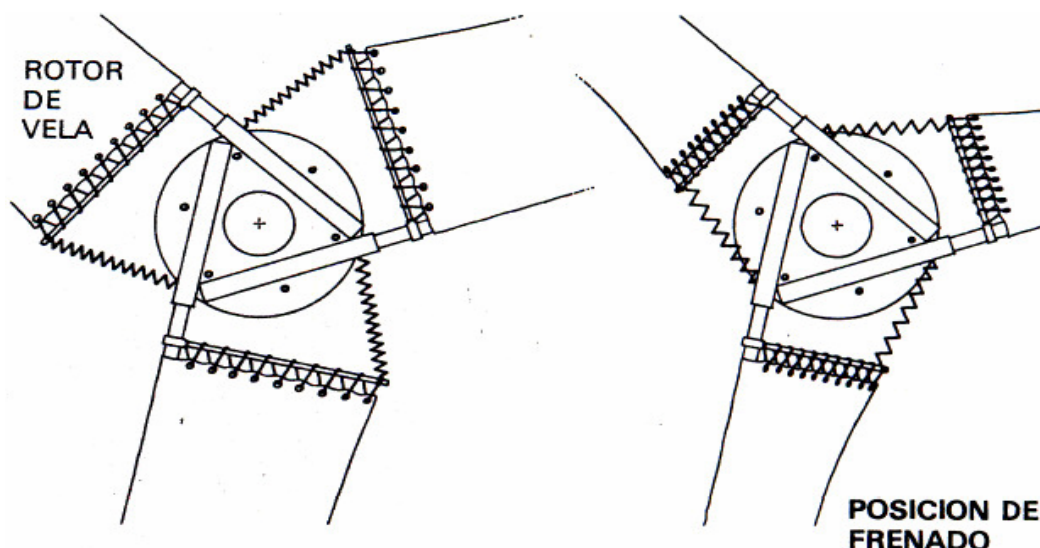
**Figura 2.4.1-32.** Sistema de regulación accionado por los momentos aerodinámicos que se ejercen sobre la superficie de la pala. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

Este tipo de regulación se ha utilizado en los rotores a vela que se han desarrollado en la Universidad de Princeton, aunque en vez de variar el ángulo de la pala, lo que cambia es la curvatura de la vela (Fig. 2.4.1-33).

En el caso de las turbinas de gran potencia, la fuerza necesaria para mover las palas es demasiado grande para confiarla a una masa centrífuga. El problema se suele solucionar mediante un mecanismo que actúa a través del eje motor y del buje, mandado por algún sistema de control automático.

Este tipo de mecanismo de regulación es más complejo que los anteriores, y por supuesto mucho más costoso, pero permite adaptarse a cualquier condición de viento y de potencia de salida, siguiendo un programa preestablecido.





**Figura 2.4.1-33.** Regulación de los rotores de vela desarrollados en la Universidad de Princeton. (E.U), basado en la variación de la curvatura adoptada por la vela. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

Una variante del anterior consiste en modificar las características aerodinámicas de la pala, actuando solamente sobre el ángulo de calaje de una parte de ella, dejando el resto de paso fijo. Otra posibilidad es utilizar una pala con flap en el borde de salida, de forma que cambiando su posición se pueda actuar sobre el comportamiento aerodinámico de toda la pala.

Ambos sistemas van provistos de mecanismos en el interior de la pala, del buje y del eje principal, que son controlados desde el interior de la máquina mediante un microprocesador e impulsados mediante motores eléctricos. Una última posibilidad podría ser la de aprovechar las actuaciones aerodinámicas y las propiedades aeroelásticas de unas palas cuidadosamente diseñadas. Se podría hacer trabajar a la pala en condiciones tales que un incremento en la velocidad del viento provocaría la entrada en pérdida de una determinada parte de la pala, o incluso de toda ella, variando de esta forma su rendimiento y la potencia absorbida.

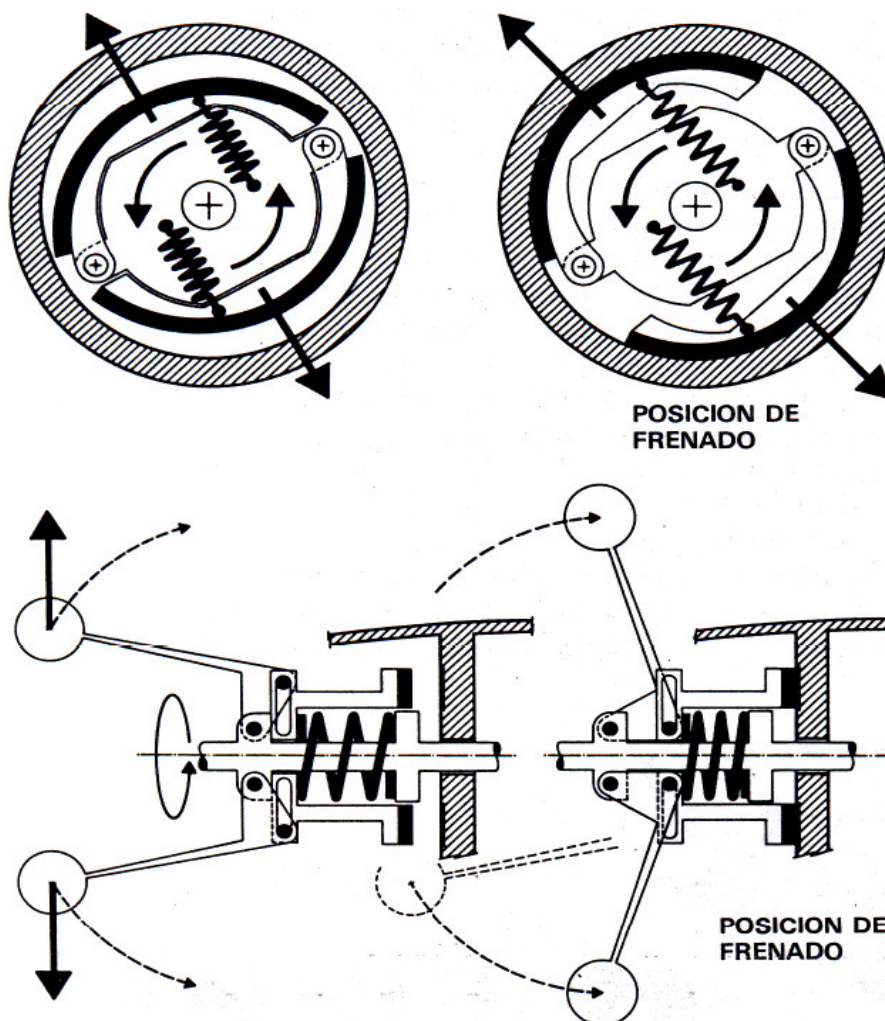
## 2.- Sistemas de Regulación por Acción Sobre El Eje

Este sistema de regulación es la que se utiliza en las turbinas Darrieus y en las hélices de paso fijo. El control de la potencia se realiza mediante el frenado del eje cuando gira a un número excesivo de revoluciones por minuto.

El freno puede ser de zapatas, de disco o de tipo electromagnético, y actuar mandado por algún mecanismo centrífugo mediante algún tipo de circuito de control (Fig. 2.4.1-34).

Este sistema de regulación por frenado tiene que realizar esfuerzos mayores que en el caso de los sistemas de regulación por acción sobre el rotor, lo que exige que los elementos de los mecanismos sean mucho más resistentes. Sin embargo, tienen la ventaja de que son sistemas más sencillos y que pueden

encontrarse ya comercializados, hecho que disminuye considerablemente sus costos.



**Figura 2.4.1-34.** Sistema de regulación por frenado sobre el eje del rotor. Puede actuar por zapatas o mediante frenos de disco accionados ambos por masas centrífugas. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

#### 2.4.2.- Sistemas de Transmisión

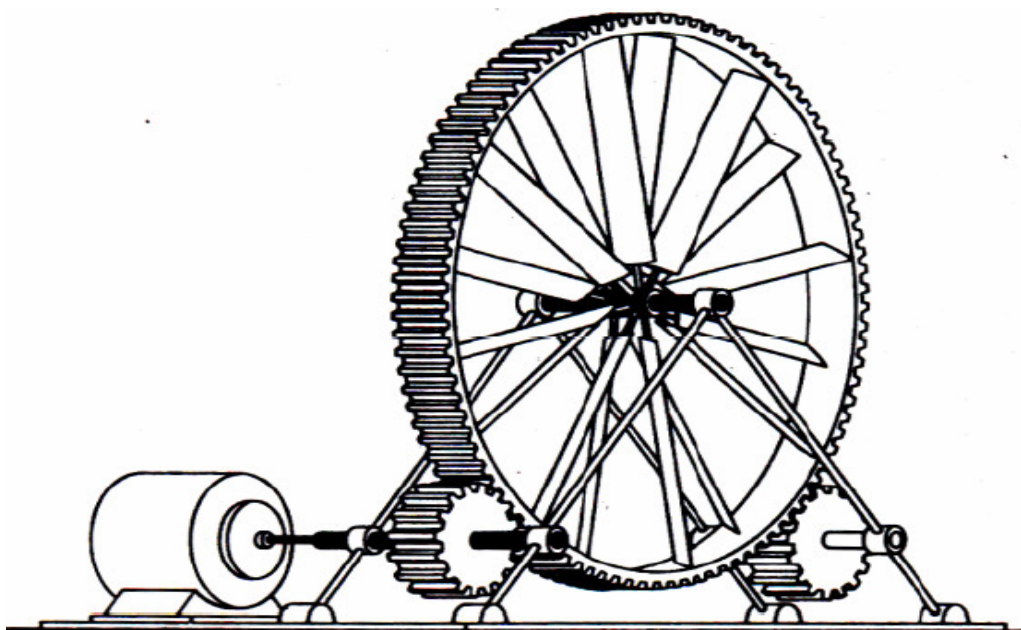
La energía mecánica obtenida en el rotor debe ser transmitida al generador mediante un sistema de acoplamiento, que generalmente consta de una multiplicadora, y en el caso de aerogeneradores de gran potencia de un embrague. Tanto los dinamos como los alternadores requieren un elevado número de revoluciones para funcionar eficazmente, por lo que, la mayoría de los aerogeneradores deben de ir provistos de una multiplicadora que eleve las vueltas del rotor. Caso especial lo constituyen los que se utilizan directamente para bombeo, o los que disponen de un sistema especial de salida.

En los molinos antiguos este, problema no existía, puesto que para mover una rueda, o impulsar una bomba, no se requerían grandes velocidades de giro, sino más bien al contrario, sin embargo, el problema del sistema de transmisión

consistía en cambiar la dirección del eje motor desde la posición horizontal del rotor a la vertical en la que se situaban las muelas. Este problema debió ser crítico para las rudimentarias tecnologías de la época y posiblemente la causa de que los primeros molinos de viento fueran de eje vertical. Más tarde, el cambio de dirección y a la vez la desmultiplicación, se realizaba mediante un gran engranaje de madera, conocido como la “rueda catalina”, en los molinos ibéricos, que se alojaba en la cúpula de las torres.

Existen diferentes tipos de multiplicadoras que se pueden encontrar fácilmente comercializados. Para máquinas de baja potencia, las poleas dentadas o incluso las trapezoidales, pueden ser una solución adecuada, de funcionamientos silenciosos y capaces de absorber vibraciones. Las multiplicadoras de engranajes deben de ir provistas de cajas blindadas para protegerlos del medio ambiente y con sistemas de lubricación de bajo mantenimiento.

Se han desarrollado también cierto tipo de rotores especiales que evitan la necesidad de utilizar multiplicadoras. La compañía francesa Morel diseñó un sistema de acoplamiento directo que consiste en tomar el par motor en la periferia del rotor en vez de hacerlo en el eje (*Fig. 2.4.2-35*).



**Figura 2.4.2-35.** Sistema de multiplicación de revoluciones mediante acoplamiento del generador en la periferia del rotor. Fuente: Cádiz. (1984). “La energía eólica, tecnología e historia” 1ED, Hermann Blume.

Otro método, empleado por la compañía suiza Noah, lleva un rotor de doble hélice en el que cada una de ellas gira en sentido contrario. El inducido del generador se acopla a una de ellas y la excitación a la otra.

Las aeroturbinas de gran potencia suelen ir provistas de un embrague que conecte el generador cuando el rotor haya alcanzado la velocidad de régimen.

Otra función que cumplen los sistemas de transmisión, por regla general mediante algún tipo de acoplamiento hidráulico, es amortiguar las pequeñas fluctuaciones de potencia que se producen en el rotor debido a ráfagas, o al efecto sombra de la torre, en caso de estar situados a sotavento.

#### 2.4.3.- Sistemas de Orientación

Los rotores de eje horizontal necesitan de algún sistema que los oriente en la dirección del viento, de forma que en condiciones de operación, siempre se encuentren en un plano perpendicular a él.

En el pasado, la orientación de los molinos se realizaba manualmente y con bastantes dificultades, siendo casi el condicionante más crítico, que limitaba el tamaño y la potencia de las máquinas eólicas.

Durante siglos se utilizaron procedimientos más o menos ingeniosos para facilitar la tarea del molinero. Desde la simple palanca unida al cuerpo giratorio del molino, pasando por poleas y manubrios se intentaron todo tipo de artilugios con el fin de resolver este problema, que sin duda fue uno de los que más condicionó el desarrollo de molinos de mayor tamaño.

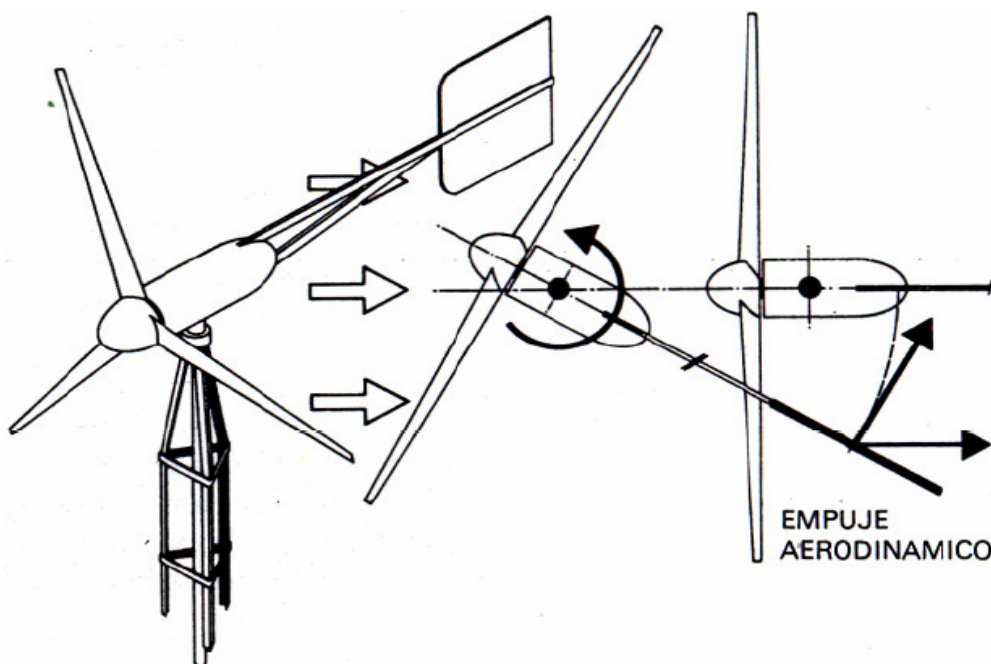
En la actualidad, la orientación del rotor se resuelve básicamente mediante unos mecanismos de giro de bajo rozamiento (rodamientos, lubricación), apoyados por sistemas más o menos automatizados que mueven la turbina sin grandes dificultades. Sin embargo, en las máquinas de gran potencia no deja de ser un problema a resolver y que, por tanto, ofrece ciertas ventajas comparativas a las turbinas de eje vertical que no presentan este inconveniente.

Las pequeñas turbinas suelen utilizar un sistema de orientación, sencillo y de muy buenos resultados consistente en una cola aerodinámica que actúa como una veleta. (*Fig. 2.4.3-36*).

Cualquier alteración de la posición de equilibrio genera un empuje sobre la cola que tiende a devolver la turbina a su posición original.

Los molinos holandeses utilizaron a partir del siglo XVIII un sistema de orientación a base de rotores auxiliares, que aún hoy en día se siguen usando en máquinas de baja potencia. El sistema consiste en disponer una hélice auxiliar en un plano perpendicular al rotor principal, de forma que cuando éste no esté orientado en la dirección adecuada reciba cierta cantidad de viento. La rotación producida por el viento en la hélice auxiliar actúa sobre un mecanismo que mueve toda la turbina hasta que queda orientada.

En los aerogeneradores de gran potencia la solución no es tan sencilla y, en general requiere de motores auxiliares que funcionan automáticamente mediante servomecanismos, y que son los que se encargan de orientar la hélice en la dirección adecuada. En cualquier caso el movimiento de rotación que se produce puede afectar negativamente a las palas generando unas oscilaciones difíciles de solucionar.



**Figura. 2.4.3-36.** Sistema de orientación del rotor mediante una veleta que actúa aerodinámicamente. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

Existe otro sistema de orientación que está siendo muy utilizado en las grandes máquinas eólicas. El sistema está basado en el efecto de conicidad de las palas, que genera unas fuerzas aerodinámicas cuando el rotor no está orientado. Las palas de la hélice se sitúan a sotavento y se inclinan ligeramente hacia detrás, de forma que en su rotación describan un cono. Cuando la hélice no está orientada, las palas que se encuentran más a favor del viento reciben un mayor empuje aerodinámico, que tiende a variar la orientación del rotor hasta conseguir la posición de equilibrio, donde todas las palas sufren el mismo empuje. Sin embargo, la disposición del rotor a sotavento, genera un problema adicional conocido por el efecto sombra. El empuje aerodinámico que actúa sobre las palas se ve afectado cuando éstas pasan por detrás de la torre, ya que ésta perturba la corriente de aire que incide sobre el rotor. Dicha perturbación produce oscilaciones en la pala, además de ciertos fenómenos acústicos de baja frecuencia que pueden ser perjudiciales para determinado tipo de afecciones cardiacas y respiratorias.

### **2.5.- Sistemas de Utilización y Aprovechamiento**

En su forma primaria la energía obtenida a través del rotor es de tipo mecánico, es decir, un eje que gira con una determinada velocidad con un determinado par motor, siendo el producto de ambos la potencia bruta de la máquina.

Durante siglos, la forma más clásica de utilización de esta energía ha sido acoplar el eje motor a unas muelas de grano, o a una bomba de agua.

Hoy en día, utilizar turbinas eólicas para moler grano no resulta demasiado práctico, pero el bombeo de agua, o de aire como posible alternativa, sigue

siendo una solución válida. De cualquier forma, el sistema de aprovechamiento de la energía eólica más generalizado en la actualidad, y sin duda alguna el de mayor interés, es la producción de electricidad.

### 2.5.1.- Aplicaciones de Bombeo de Agua

Tanto el bombeo de agua para aplicaciones de riego mediante turbinas de baja potencia, como el bombeo a gran escala para alimentar estaciones hidroeléctricas, se adaptan perfectamente a la irregularidad en el suministro de energía que caracteriza a los sistemas eólicos. Por otra parte, el comportamiento hidrodinámico de las instalaciones de agua puede cumplir las funciones de regulación de la turbina impidiendo que se produzcan velocidades excesivas en el rotor. Esta ventaja permite la utilización de máquinas más sencillas e incluso de sistemas eólicos que funcionen a vueltas variables, con lo que se mejora el aprovechamiento energético del viento.

La potencia absorbida en una instalación hidráulica depende de la cantidad de agua a bombear y de la altura manométrica, que mide la altura geométrica a la que hay que elevar el agua y las pérdidas de presión por rozamiento en el interior de las tuberías.

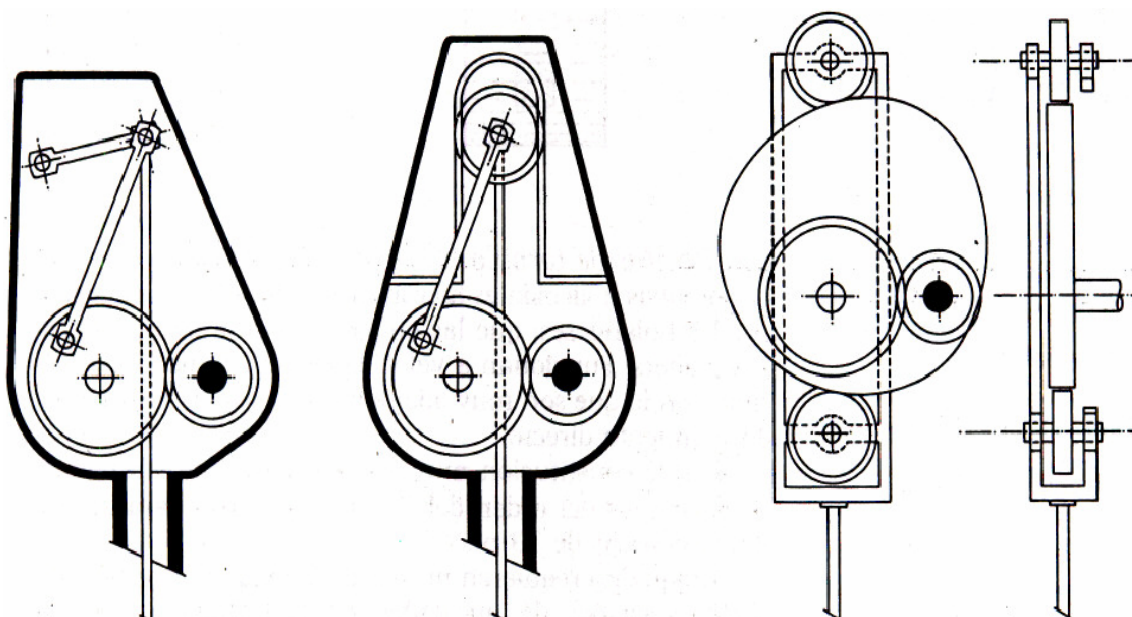
Cuando aumenta la velocidad del viento y se incrementa la potencia generada por la turbina, aumenta la presión de la bomba y el agua circula a mayor velocidad, incrementándose las pérdidas por rozamiento en el interior de las tuberías. La potencia absorbida por la instalación crecerá en función de estas pérdidas, actuando como un freno hidrodinámico que evitará aceleraciones excesivas en la turbina. Con una potencia dada en la turbina y una instalación hidráulica determinada, las condiciones de funcionamiento en el circuito se fijan como una solución de equilibrio entre la cantidad de agua que se puede bombear con esa potencia y las pérdidas de presión que se producen al circular esa cantidad de agua.

El tipo de bomba que se utilice es determinante del comportamiento del circuito, y su acoplamiento a las características de salida de la turbina es fundamental para que la instalación funcione en buenas condiciones.

#### 1. Bomba de Pistón

El sistema de pistón es el que se viene utilizando desde hace más tiempo, por ser el más adecuado en aeroturbinas de rotor lento del tipo del multipala, o del Savonius. La ventaja de la bomba de pistón es que funciona con velocidades bajas, lo que permite acoplarlas a la turbina sin apenas multiplicación o incluso directamente.

El sistema clásico de pistón lleva acoplado a la turbina una biela o una excéntrica que mueven el eje del pistón en forma de vaivén *Figura 2.5.1-37*.



**Figura. 2.5.1-37** Sistemas de transmisión para acoplar el impulso de la turbina al movimiento de vaivén de una bomba de pistón. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

El mayor inconveniente de este sistema de bombeo es la irregularidad de su funcionamiento, puesto que el émbolo sólo presenta resistencia cuando empuja el agua. Esta dificultad puede solucionarse con un volante de inercia o con dos pistones alternativos.

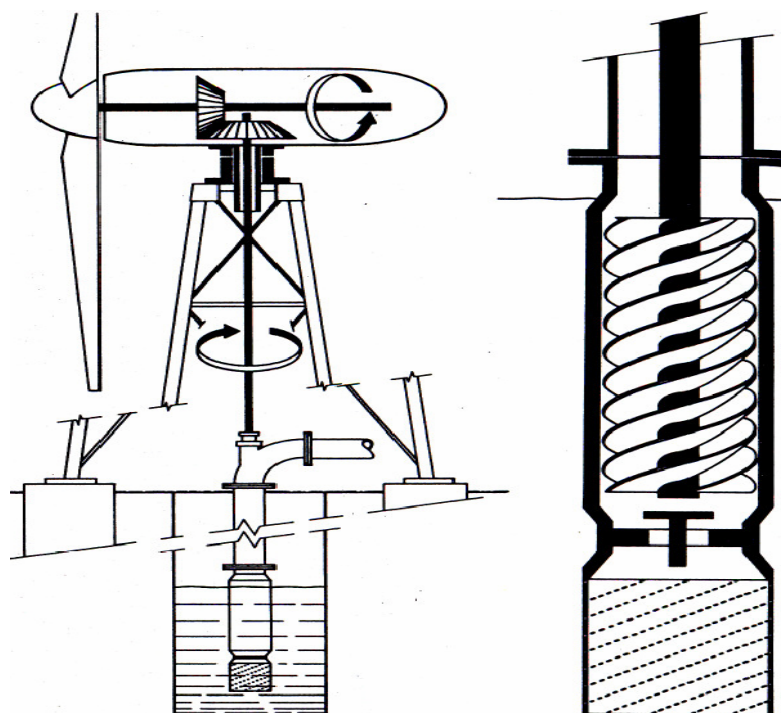
Otro problema típico de las bombas de pistón es que requieren un elevado par motor para el arranque, precisamente en el momento en que la turbina funciona a bajo rendimiento al no haber alcanzado la velocidad de régimen. El problema se reduce con pistones de mayor tamaño, pero la solución encarece la instalación.

Este inconveniente es menos grave en los rotores lentos, que presentan un elevado par de arranque, pero en los aerogeneradores rápidos obliga a disponer de mecanismos especiales, como un motor de arranque auxiliar, o un embrague centrífugo, para que el acoplamiento al eje motor se produzca cuando se ha alcanzado cierta velocidad.

## 2. Bombas de Tornillo Helicoidal

Las bombas helicoidales fueron muy utilizadas en el pasado por los holandeses, que las emplearon en la desecación de sus pozos. Funcionan a velocidades de giro de 100-1000 rpm, con lo que son muy adaptables a turbinas rápidas con acoplamiento directo. Son de constitución muy robusta y operan con buenos rendimientos, del orden del 75 al 80 % para alturas manométricas de 30 m.

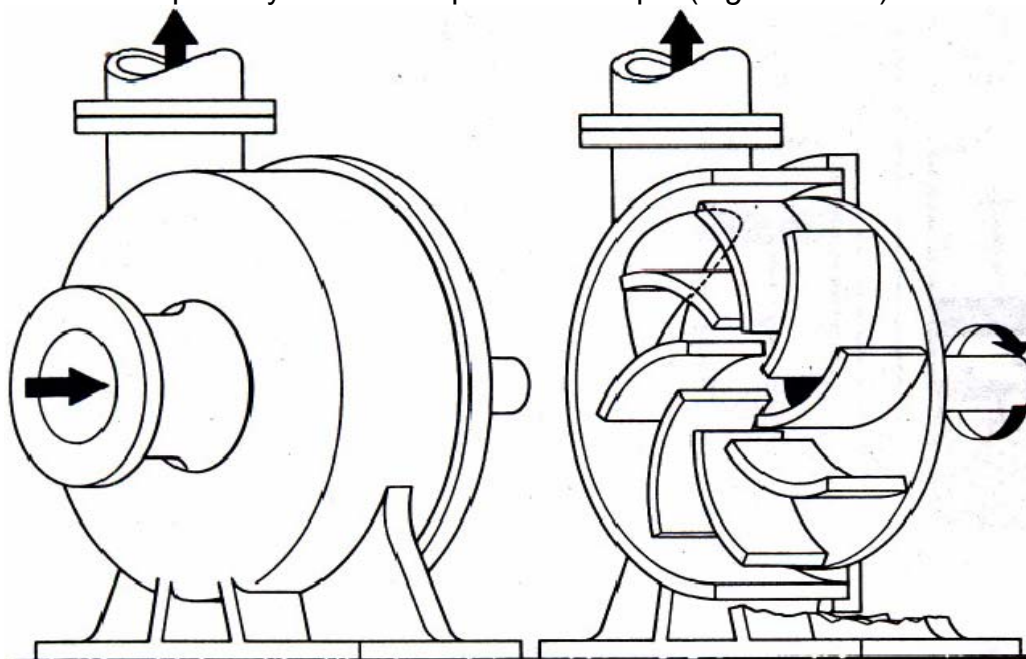
Aunque no requieren un par de arranque muy elevado, suelen disponer de un embrague centrífugo, o de una válvula que vacía el cilindro antes de ponerse en marcha (Fig. 2.5.1-38).



**Figura 2.5.1-38.** Instalación de hidro-bombeo acoplado a un dispositivo de tornillo helicoidal. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

### 3. Bombas Centrífugas

Las bombas centrífugas son más adecuadas para adaptarlas a los modernos aerogeneradores rápidos, pues funcionan con velocidades de giro superiores a las bombas de pistón y con menor par de arranque (Fig. 2.5.1-39).

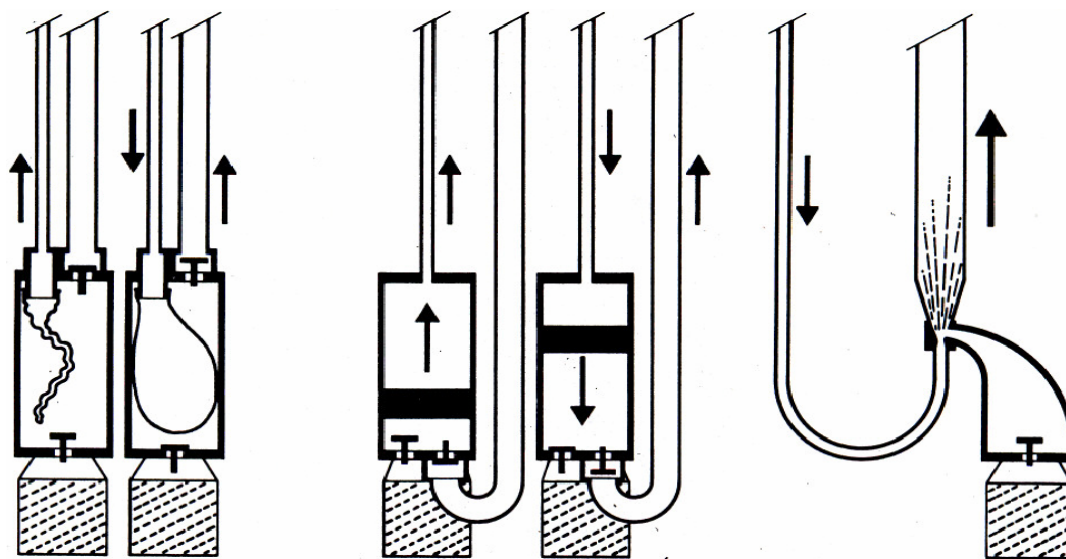


**Figura 2.5.1-39.** Esquema de bomba centrífuga que se acopla a una turbina eólica mediante un dispositivo mecánico de transmisión o más frecuentemente, mediante un motor eléctrico accesorio. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.



#### 4. Bombeo por Transmisión

Los sistemas de bombeo por transmisión se utilizan para bombeo en pozos profundos, o cuando el emplazamiento de la turbina está alejado del punto de bombeo. La turbina arrastra una bomba centrífuga o de pistón múltiple, dando presión a un circuito que mueve a su vez el sistema de impulsión del agua. Este sistema puede ser una bomba normal mandada por un motor hidráulico, una bomba de membrana que al aumentar de tamaño impulsa el agua encerrada en el cilindro, o un eyector que aspira el agua mediante una depresión producida por efecto Venturi (Fig. 2.5.1-40).



**Figura 2.5.1-40.** Sistemas de impulsión en instalaciones de bombeo en los que la potencia se transmite a distancia mediante un dispositivo hidráulico. Fuente: Cádiz. (1984). "La energía eólica, tecnología e historia" 1ED, Hermann Blume.

Otro sistema que presenta grandes ventajas es el bombeo neumático. El aire comprimido en la turbina puede pasar a un depósito intermedio, que sirve para regularizar el funcionamiento de la bomba y como almacenamiento en los períodos en que no haya viento. El bombeo del agua puede hacerse por una bomba de aire comprimido o por emulsión mediante disparos de aire comprimido en un tubo lleno de agua, aunque con rendimientos muy bajos, del orden del 30 %.

#### 5. Bombeo Eléctrico

Esta solución puede ser muy interesante cuando el emplazamiento de la turbina está situado a cierta distancia del punto de bombeo, o cuando se pretende utilizar la energía obtenida en el aerogenerador para diferentes aplicaciones.

En general las instalaciones de bombeo eléctrico son más caras que las anteriores y suelen utilizarse en turbinas de gran tamaño. Su eficacia es elevada y tiene buenas características desde el punto de vista del control y transmisión de grandes potencias.

En los sistemas de baja potencia se suelen intercalar entre el generador y la bomba unas baterías que regularicen el funcionamiento de la instalación. La dificultad del elevado par de arranque, requerido por estas bombas, se soluciona con un dispositivo que conecte la excitación del motor cuando la turbina haya alcanzado las vueltas de régimen.

### 2.5.2.- Bombeo y Compresión de Aire

El bombeo de aire es otra posible forma de utilización de las turbinas eólicas de características parecidas al bombeo de agua. En este caso, la potencia mecánica se manifiesta en la impulsión del fluido, o en su compresión. Esta variante permite ampliar el campo de las aplicaciones de la energía eólica y reúne muy buenas características para su almacenamiento.

Las instalaciones de aire son más sencillas y menos costosas que las de agua y requieren menos mantenimiento ya que no tienen problemas de corrosión. La menor densidad y viscosidad del aire respecto al agua reduce considerablemente las pérdidas de presión por rozamiento en conductos y tuberías, aunque esta ventaja se compensa con el inferior rendimiento de los compresores y ventiladores. Un inconveniente en los sistemas de aire son las pérdidas de potencia que se producen debido al calentamiento del aire durante la compresión, que suele ser demasiado rápida para que se consigan condiciones adiabáticas, es decir, condiciones ideales.

El bombeo de aire acepta dos variantes claramente diferenciadas: los sistemas de aire comprimido en los que se bombea poca cantidad de aire con altos índices de compresión, y los sistemas de ventilación en los que la cantidad de aire desplazada es elevada, pero su compresión es muy pequeña.

La primera variante se puede utilizar para alimentar máquinas neumáticas, como vehículo de transmisión para bombeo de agua, y principalmente como medio de almacenamiento de energía. El aire comprimido a altas presiones permite almacenar gran cantidad de energía en depósitos, sin demasiadas complicaciones y con reducidos costos, recuperándose después como aire comprimido, o como electricidad haciéndolo pasar a través de una turbina.

Para comprimir el aire a altas presiones se emplean compresores volumétricos que suelen ser de tipo pistón o de tornillo helicoidal. Al igual que en los sistemas de agua, los primeros tienen el inconveniente de un funcionamiento irregular y de requerir un elevado par de arranque. La irregularidad se puede resolver de igual forma con un volante de inercia o con dos pistones en contrafase, pero ambas soluciones empeoran las características de arranque.

Una ventaja de los compresores de aire a pistón es que pueden funcionar a mayores velocidades que los de agua, por lo que, son adaptables a turbinas rápidas, aunque en este caso sería necesario algún sistema para desacoplar el circuito en las operaciones de puesta en marcha o servicio.

Los compresores helicoidales tienen un funcionamiento más regular y mejores características de arranque, pero su rendimiento es inferior. Los sistemas de

ventilación se pueden utilizar para airear naves industriales, instalaciones frigoríficas, secaderos, bodegas, minas subterráneas, etc. Los ventiladores que se utilizan corrientemente son de tipo axial o de tipo centrífugo. Cada uno tiene una forma especial de comportarse y es importante elegir el más adecuado a las características de la aeroturbina.

Como en las instalaciones de agua, la potencia absorbida por el circuito aumenta con el cubo de la velocidad de desplazamiento del aire en el interior de las tuberías y conductos. Con esta función y con la curva característica del compresor o del ventilador, que relaciona la presión con la cantidad de aire impulsado, se determinan las condiciones de operación.

Para aplicaciones eólicas, los ventiladores más adecuados son los centrífugos con los alavés curvados hacia adelante, que absorben mayores potencias cuando la turbina aumenta de revoluciones, actuando como sistema de regulación.

### 2.5.3.- Producción de Energía Eléctrica

En la actualidad, la mayoría de las modernas aeroturbinas suelen estar adaptadas para producir electricidad, debido a la facilidad en la manipulación y transporte de este tipo de energía, así como la versatilidad de sus aplicaciones posteriores.

El sistema eléctrico de una aeroturbina está condicionado por las características de operación del rotor, es decir, si opera a vueltas constantes o a vueltas variables, y por el sistema de aprovechamiento de la energía obtenida, ya sea en conexión directa a la red o con alguna forma de almacenamiento. El inconveniente de utilizar los sistemas de vueltas variables para producir electricidad es la dificultad de conseguir frecuencias estabilizadas. Posiblemente, la solución más práctica es generar corriente continua, almacenarla en baterías y, en todo caso, transformarla después en alterna mediante un convertidor corriente continua / corriente alterna.

Existen otros dos métodos de utilizar sistemas eólicos de vueltas variables para generar corriente alterna con frecuencia estable, aunque resultan bastante complicados. Uno de ellos consiste en modular el campo de excitación del generador en función de la variación en las revoluciones del eje motor, mediante sistemas electrónicos.

El otro consiste en utilizar corriente alterna en la excitación del generador y hacer girar el inductor a velocidades elevadas. La corriente de salida tendría una alta frecuencia estabilizada, que una vez modulada podría ser adecuada para conectarla a la red.

Sin embargo, la mayoría de los aerogeneradores modernos funcionan en régimen de vueltas constantes, dado que las soluciones para obtener corrientes estables en los sistemas de vueltas variables no son, por el momento, demasiado prácticas. Las turbinas que funcionan con velocidad de

régimen fija suministran una corriente de salida con una frecuencia estable, debido a los sistemas de regulación y control de las revoluciones del eje motor.

Los generadores que transforman la energía mecánica en eléctrica pueden ser dinamos, que proporcionan corriente continua, o alternadores. Estos últimos pueden ser, a su vez, de inducción (asíncronos) o de excitación (síncronos). Cada uno de estos sistemas de generación tiene diferentes características, tanto en los requerimientos de entrada como en las particularidades de la corriente de salida.

### 1. Generadores de Corriente Continua

La dinamo es una máquina eléctrica sencilla que se viene utilizando desde hace mucho tiempo y que no presenta demasiadas complicaciones. Su mayor inconveniente tal vez es que utiliza escobillas en el colector, lo que exige un mantenimiento superior al de los alternadores. En las dinamos el inducido es el rotor; la corriente generada en las bobinas inducidas es alterna, pero la salida se obtiene mediante dos semi-anillos recorridos en su giro por dos escobillas, colectoras, que con el tiempo se desgastan. Las bobinas inductoras se encuentran en el estator y son alimentadas, en serie o en paralelo, por la corriente generada por la propia máquina. El arranque se realiza utilizando el magnetismo remanente en los polos inductores.

La tensión generada en las dinamos depende de la velocidad de giro y del número de polos, y la intensidad de la corriente está relacionada con la tensión y con la carga. Para evitar sobretensiones o sobreintensidades que podrían perjudicar a la batería, las dinamos suelen ir acompañadas de unos reguladores tanto de tensión como de intensidad.

### 2. Generadores de Excitación o Síncronos

Los generadores síncronos son los alternadores clásicos que reciben la corriente de excitación en forma de corriente continua, bien desde una fuente exterior o bien desde otro alternador auxiliar con rectificador incorporado. En general, este tipo de alternadores han sustituido a las dinamos en la industria del automóvil, debido a que proporcionan mayor potencia con el mismo peso y a que trabajan a un margen de revoluciones más amplio. Otra ventaja importante es que reciben la corriente inductora en el motor a través de dos anillos completos por los que deslizan las escobillas y por los que pasan sólo bajas intensidades, resultando más robustos que las dinamos y con menos requisitos de mantenimiento.

Los devanados del inducido se encuentran en el estator y actúan como reguladores de intensidad, por efecto de autoinducción, por lo que, no permiten el paso de sobrecargas. Sí necesitan, en cambio, regulador de tensión que evite los fuertes incrementos del voltaje que se producirían en caso de embalamiento de la turbina. Los generadores de este tipo suministran una corriente con una frecuencia que depende de la velocidad de rotación de la máquina, por lo que, si se desean frecuencias estabilizadas habrá que disponer de un sistema de regulación muy preciso. En caso de conexión a la red, el

sistema de control debe realizar la conexión en el momento en que la turbina haya alcanzado la velocidad de sincronismo, y la corriente de salida sea igual a la de la red. La turbina sólo puede funcionar a esa velocidad, puesto que para velocidades de giro menores actuaría como un motor, absorbiendo potencia de la red. La ventaja de los alternadores síncronos es que funcionan siempre de forma muy regular y que pueden trabajar tanto en paralelo con la red, como alimentando sistemas eólicos autónomos.

### 3. Generadores de Inducción o Asíncronos

Los generadores de inducción reciben la corriente de excitación de una fuente exterior, que puede ser la red o algún generador auxiliar, pero en cualquier caso se trata de una corriente alterna que crea un campo magnético alterno de la misma frecuencia en el inductor.

La frecuencia de la corriente generada depende de la frecuencia de excitación, y su intensidad de la caída de velocidad de giro respecto a la de sincronismo, que es la velocidad de giro del rotor cuando gira libremente sin ceder o absorber potencia eléctrica. Estos generadores son, por tanto, muy adecuados para obtener frecuencias estables.

Los sistemas de control de los generadores de inducción deben efectuar la conexión a la red cuando la velocidad de giro del rotor sea algo superior a la velocidad de sincronismo, y desconectarla cuando la velocidad sea inferior, pues en ese caso el generador actúa como un motor absorbiendo potencia de la red. Estos sistemas de control, aunque no son corrientes, no resultan demasiado caros.

Los generadores de inducción tienen la ventaja de que utilizan un rotor de jaula de ardilla, muy robusto, que no necesita anillos ni escobillas. Sin embargo, el hecho de depender de la red para obtener su corriente de excitación limita su aplicación, y hay que prever los efectos de posibles fallas en la alimentación o sobre tensiones, que ocurren con relativa frecuencia en las redes rurales.

Los sistemas de inducción y de excitación se han utilizado indistintamente en las grandes plantas eólicas que actualmente están en operación, presentando ambos, ventajas e inconvenientes. En E.U. parece que se han inclinado por los segundos, debido a que su corriente de suministro es menos reactiva, siendo su factor de potencia próximo a uno. Los daneses, y en general los proyectos europeos, han preferido los generadores de inducción para evitar los problemas del sincronismo.

En general, tanto el bombeo como la producción de electricidad, constituyen dos formas perfectamente válidas de utilización de la energía eólica. La elección entre una y otra estará condicionada bien por las necesidades energéticas que se pretenda cubrir, o bien por los sistemas de almacenamiento disponibles.

## **2.6.- Chasis Principal**

El chasis principal es la estructura sobre la cual se montan los principales componentes de un aerogenerador (rotor, tren motriz, generador eléctrico y servomotores). Este componente recibe un gran número de cargas impuestas sobre los elementos del sistema y las transmite a la torre.

Usualmente, el chasis es una estructura metálica construida a base de lámina de acero y perfiles estructurales soldados. El chasis también es el principal receptor de los esfuerzos generados en el evento de frenado, ya que sobre él se montan los elementos de fricción que actúan sobre el disco (las mordazas). Obviamente, su dimensión y peso depende de las cargas que debe soportar, mismas que son de magnitud considerable.

Su diseño forma parte del esfuerzo general con relación a la reducción de masa y volumen del conjunto. Sobre el chasis se coloca una cubierta general con el propósito de proteger los componentes del sistema contra los efectos del medio ambiente.

## **2.7.- Torres**

Las torres que se utilizan para instalar aerogeneradores de eje horizontal pueden ser tubulares y de celosía.

### Ventajas de las Torres Tubulares

- Proporcionan el medio de protección e instalación para equipos de control y sistemas eléctricos en piso.
- Se pueden integrar medios muy seguros para que el personal de mantenimiento suba al chasis.
- Su comportamiento dinámico es relativamente sencillo.
- Su aspecto estético podría ser agradable y moderno.
- Su instalación es fácil y rápida.
- Requieren menos mantenimiento.
- Su base ocupa poco espacio.

### Desventajas de las Torres Tubulares

- Tienen un costo relativamente alto.
- Su fabricación requiere maquinaria especializada.
- Su transportación es más difícil y costosa.
- Por su volumen, el transporte terrestre de torres tubulares para aerogeneradores grandes (del orden de MW) tiene limitaciones importantes.

### Torres de Celosía

En las torres de celosía es necesario verificar periódicamente el torque de apriete de los tornillos en las uniones de todos los perfiles angulares, con el fin

de que se mantenga la frecuencia natural de diseño y se eviten problemas de resonancia. Por ello, este tipo de torres no se utiliza en sistemas grandes (con capacidades de MW). Además, su rigidez limita su capacidad para absorber fluctuaciones de carga. Asimismo, el acceso al chasis se realiza por medio de escaleras tipo marino, montadas sobre un costado de la torre. A pesar de que cuentan con protecciones, subir a ellas en condiciones de baja temperatura y vientos intensos tiene un grado de dificultad importante. Ésta es una de las razones por las que en los países del norte de Europa prácticamente no se utilizan. Sus ventajas y desventajas principales son:

#### Ventajas

- Tienen un costo relativamente bajo.
- Son fáciles de construir, ya que típicamente están formadas por perfiles angulares de acero.
- Son fáciles de transportar, prácticamente en cualquier tamaño.

#### Desventajas

- Requieren mucho mantenimiento.
- Son rígidas.
- Requieren de un medio adicional para la Instalación del equipo electrónico de piso.
- El acceso al chasis principal implica riesgos altos en condiciones climáticas adversas.

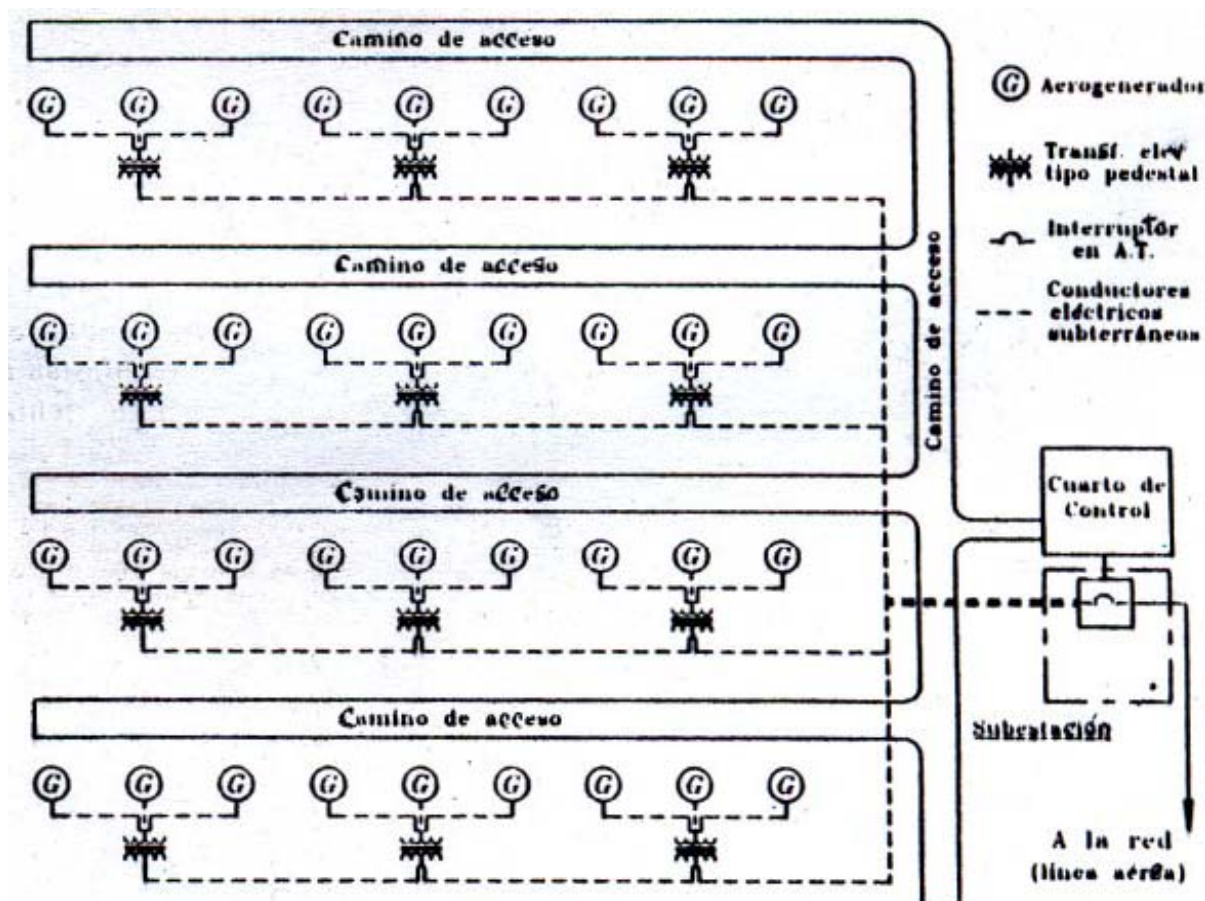
### **2.8.- Aspectos Generales de Las Centrales Eoloeléctricas y Su Configuración**

La *Figura 2.8-41*, muestra la configuración básica de una central eoloeléctrica en terrenos planos. En esta configuración, la energía eléctrica que produce cada aerogenerador se recolecta mediante una línea eléctrica que típicamente opera a voltajes de distribución (menores que 26 kV). Ya que la producción individual de los aerogeneradores es en baja tensión (480 V), y se utilizan transformadores para elevar el voltaje.

Dependiendo de las capacidades de los aerogeneradores y de los transformadores, se utiliza un transformador para cada aerogenerador o para un grupo de ellos. Típicamente las líneas de recolección son subterráneas.

Usualmente, los transformadores que se utilizan son trifásicos del tipo pedestal en conexión estrella-delta, con neutro a tierra. En algunos casos, los transformadores se instalan dentro de las torres tubulares.

Dependiendo del tamaño de la central, ésta se puede Interconectar a líneas de distribución o de transmisión. En el segundo caso, es necesario construir una subestación local para elevar el voltaje al nivel de transmisión (115 kV o más) de ahí sale una línea aérea que se interconecta con el sistema eléctrico convencional.



**Figura 2.8-41.** Configuración típica de una central eoloeléctrica en terrenos planos. Fuente: Borja D; Marco A. R; Gonzáles G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.

Como ya se mencionó, cada aerogenerador cuenta con un equipo de control y adquisición de datos que está instalado dentro de la misma unidad, mediante líneas de comunicación de datos, la Información adquirida por todos los equipos se transmiten hacia un cuarto de control, formado típicamente por computadoras personales. Ahí, la información se almacena en forma centralizada y se presenta a los operadores para fines de seguimiento de las operaciones que se realizan o que se realizarán a futuro.

## 2.9.- Distribución de Aerogeneradores

La distribución de los aerogeneradores en una central eoloeléctrica es un aspecto muy relevante en cuanto a la economía y confiabilidad del proyecto. Por una parte, si las distancias entre aerogeneradores (tanto en la dirección del viento como en la dirección perpendicular) no son las adecuadas, los efectos de estela tienden a reducir significativamente la cantidad de energía producible. Asimismo, la turbulencia que Inducen los rotores en la estela puede incrementar las cargas dinámicas en las máquinas que están atrás de otras con relación a la dirección del viento, y con ello, reducir su vida útil o aumentar la probabilidad de fallas.



Por otra parte, si los aerogeneradores se separan más de lo conveniente, los costos del resto de los elementos de la planta (líneas de recolección, caminos de acceso, líneas de comunicación de datos) se hacen mayores y también se incrementa el costo de la renta o compra del terreno. Además, se desaprovecha parte del recurso eólico disponible en un área determinada.

Los estudios básicos al respecto arrojaron resultados en los que se basó la construcción de las primeras centrales eoloeléctricas; sin embargo, una considerable cantidad de estudios posteriores, tanto teóricos como prácticos, han hecho evidente la complejidad en el diseño para lograr que la ubicación de aerogeneradores en un arreglo conduzca a la relación óptima entre el potencial de producción de electricidad y su costo de instalación.

Por ejemplo, en la *Figura 2.9-42*, se muestra los resultados teóricos de un estudio para 36 aerogeneradores ubicados en los nodos de una malla rectangular de 6X6 turbinas, espaciadas 10 diámetros en la dirección del viento dominante y para diferentes separaciones en la dirección perpendicular. En este estudio, se asume una separación de 10 diámetros en la dirección del viento dominante con base a que estudios previos indicaron que los efectos de estela dejan de ser significativos a distancias de 10 a 12 diámetros viento abajo. El estudio se enfocó a estimar las pérdidas de energía variando la separación de los aerogeneradores en la dirección perpendicular al viento dominante.

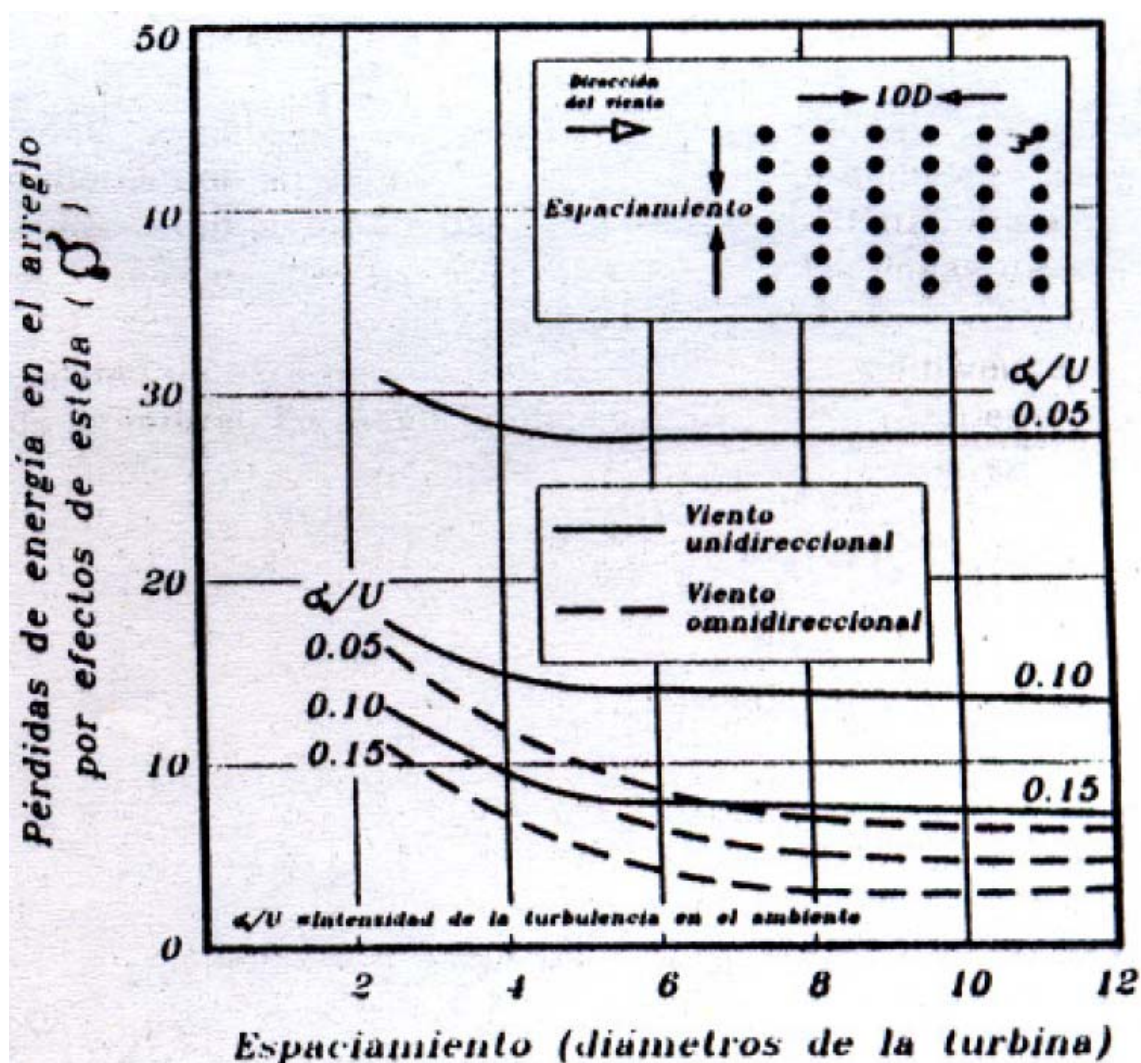
En los resultados gráficos se observa que para una intensidad de turbulencia de 0.15 (típica) y vientos de tipo unidireccional; una separación de 5 diámetros en la dirección perpendicular al viento dominante, prácticamente minimiza las pérdidas de energía en el arreglo por efectos de estela. Sin embargo, también se observa que a medida que la intensidad de turbulencia en el ambiente es mayor, las pérdidas también se reducen, lo cual se explica por el efecto de re-energización de la estela por la turbulencia que inducen los aerogeneradores. En contrapunto con lo primero, esto sugiere una posible conveniencia de acercar más los aerogeneradores para tomar ventaja de un mayor contenido energético en el flujo eólico sobre el área de la central; sin embargo, es aquí donde las consideraciones sobre las cargas dinámicas a las que se sujetarían las turbinas debe tomar una prioridad alta.

Además de acelerar la fatiga normal a un nivel alto de turbulencia, incrementa la probabilidad de fallas catastróficas debido a ráfagas de viento muy intensas, para las cuales se debe conocer y considerar su periodo de retorno.

El ejemplo sólo ilustra en su concepto más simple la complejidad en el tema (para terrenos planos), ya que para terrenos complejos el problema adquiere dimensiones mayores.

Éstos y otros factores más complejos, dieron origen al desarrollo de herramientas de diseño enfocadas a optimizar la distribución de turbinas eólicas en centrales eoloeléctricas. En la actualidad, a nivel comercial se ofrecen programas de cómputo que claman ser la solución óptima. Sin embargo la literatura especializada sugiere que los modelos que se utilizan aún

están en etapa de validación y se mencionan algunas limitaciones que indican que todavía no existe una solución óptima, principalmente para terrenos complejos.



**Figura. 2.9-42.** Resultados teórico de un estudio sobre pérdidas de energía por efecto de estela en un terreno plano. Fuente: Lissaman, P.B.S., *Critical sigues in the desingn and assesment of wind turbine arrays, proceeding of the 4th interational symposium on wind energy systems, Estocolmo, Suecia, 1982.*

En la práctica, el diseño de centrales eoloeléctricas en terrenos planos sin obstáculos se simplifica mediante indicadores generados de los estudios de efectos de estela. Algunos diseñadores optan por una distribución red separando los aerogeneradores hasta 5 diámetros en la línea perpendicular a la dirección del viento dominante y, 10 diámetros, en la dirección del viento dominante. Por supuesto, ésto también depende de la contribución energética que puedan ofrecer los vientos no dominantes en un sitio específico.

En el ambiente comercial, hay quienes prefieren reducir las distancias entre turbinas para obtener un menor costo de inversión. Esto puede ser desfavorable ya que los efectos de fatiga por la turbulencia adicional, pueden

manifestarse después de que haya caducado el periodo de garantía de las máquinas.

En terrenos complejos, la distribución de aerogeneradores para construir centrales eoloeléctricas tiene implicaciones muy relevantes. El flujo eólico que incide sobre un terreno complejo se ve modificado significativamente por la topografía de la zona. Mientras algunos sitios se ven favorecidos por la aceleración del viento, en otros sucede lo contrario.

Existen evidencias de que en Altamont Pass, California, donde hay centrales ubicadas en terrenos complejos, se instalaron varias turbinas en sitios no adecuados, resultando en una baja producción de electricidad. Asimismo, en algunos sitios de las islas Griegas, se han tenido problemas por niveles altos de turbulencia y rotores dañados por las cargas dinámicas resultantes sobre ellos.

# **CAPÍTULO III**

## **Implicaciones**

### **3.1.- Implicaciones del Diseño y Construcción de Aerogeneradores**

En la actualidad el diseño de los aerogeneradores de eje horizontal cuenta con un alto grado de desarrollo tecnológico en todas sus partes, para asegurar la mayor eficiencia posible del conjunto. En contra podemos decir que debido a esta tecnología es relativamente reciente, el precio es elevado, pero es muy posible que en pocos años sea más accesible para los países del tercer mundo. Sobre los aerogeneradores de eje horizontal hablaremos en esta sección ya que son los más comunes y los más eficientes para el trabajo.

#### Posición del Rotor

El rotor de una turbina eólica se puede ubicar en dos formas distintas; rotor a barlovento y rotor a sotavento.

#### Rotor a Barlovento (Upwind)

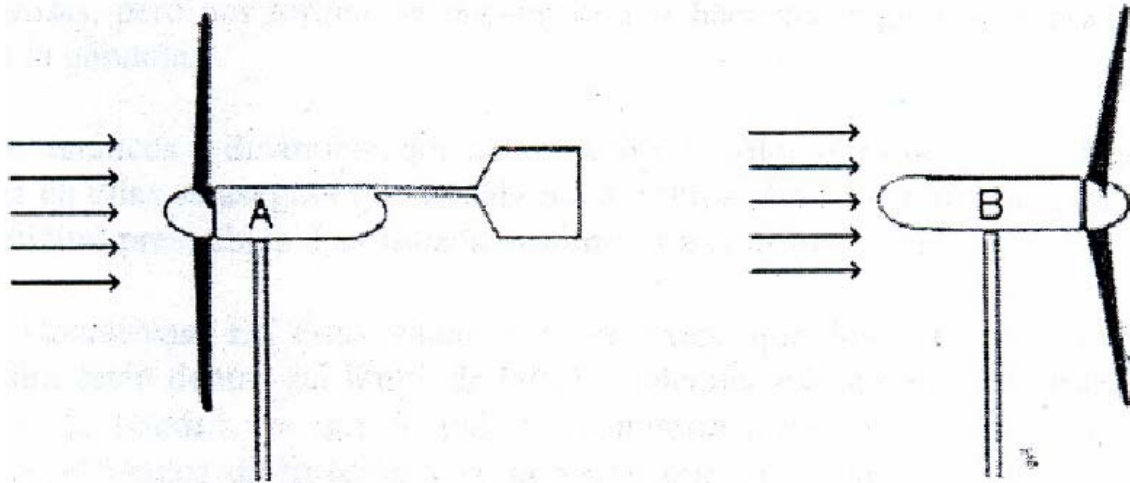
Las turbinas eólicas a barlovento son las que poseen las palas enfrentando al viento, es decir, delante de la torre para evitar la influencia de las turbulencias ocasionadas por ésta. Sin embargo, a pesar de que se evitan estas turbulencias, existe una perturbación cada vez que las palas pasan delante de la torre, ocasionada por la velocidad de las palas que originan una variación temporal de presiones, cayendo sensiblemente la captación de la potencia del viento.

Existe la desventaja de que se necesita un rotor mas rígido y situado a cierta distancia de la torre, ya que de otro modo existe el riesgo de que las palas lleguen a chocar con ésta. Esto implica el empleo de materiales más eficientes para su construcción, lo cual aumenta considerablemente su costo. Pero la principal desventaja es que requiere un sistema de orientación para mantener el rotor de cara al viento.

#### Rotor a Sotavento (Downwind)

Un rotor diseñado a sotavento es el que tiene las palas detrás de la torre, respecto a la dirección del viento. La principal ventaja de esta configuración es que no requiere de un sistema de orientación debido a que si el rotor y la góndola se diseñan adecuadamente, el viento puede guiar su dirección.

Otra ventaja es que las palas son más ligeras debido a que se puede emplear para su construcción materiales más flexibles, que a su vez, hacen que éstas se deformen con mayor facilidad y ayuden a aliviar los esfuerzos ocasionados por fuertes ráfagas o vientos turbulentos. Su desventaja básica es la fluctuación de la potencia del viento al pasar el rotor por la sombra de la torre, trayendo consigo mayores cargas de fatiga que una turbina diseñada a barlovento (Fig. 3.1-43).



**Figura 3.1-43.** Diferentes ubicaciones de un rotor eólico. A) Rotor ubicado de frente al viento (barlovento). B) Rotor ubicado detrás del viento (sotavento). Fuente: García Galludo, Mario. (1987). *Energía eólica 1ED, España, PROGENSA, 1987.*

### 3.1.1.- Cargas que Actúan Sobre El Rotor

Las cargas que actúan sobre el rotor se clasifican normalmente en estáticas y dinámicas.

#### Cargas Estáticas

La fuerza centrífuga es una carga estática perpendicular al eje de giro, es por ello que la pala suele colocarse ligeramente inclinada, proporcionando dicha fuerza centrífuga una componente de tracción a lo largo de la pala y otra de flexión en sentido contrario al de las cargas aerodinámicas. Los esfuerzos estáticos que dichas cargas originan son muy pequeños.

#### Cargas Dinámicas

Se deben al giro de la pala, existiendo también las cargas transitorias debidas a las maniobras de la máquina. La gravedad actúa como una carga periódica que se comporta como una fuerza oscilante en el plano del rotor, apareciendo una desalineación por cuanto el rotor nunca funciona perpendicularmente a la acción del viento, sino que tiene oscilaciones que generan cargas dinámicas. También el efecto de la variación del viento con la altura es un tipo de carga dinámica. Estas cargas dinámicas originan un problema de vibraciones que pueden llegar a ser muy peligrosas, pero por fortuna se pueden limitar haciendo algunas perforaciones de forma circular en la góndola.

Los efectos estáticos y dinámicos que actúan sobre el rotor se estudian en situaciones límites, tales que si en ellas se asegura que la pala no se rompe, ésta no se romperá en ninguna de las otras situaciones previsibles.

## Número de Palas

Las turbinas eólicas suelen diseñarse con un número de palas que van de una a tres, aunque diversos estudios técnicos han revelado que las turbinas construidas con un número impar de palas se pueden considerar como un disco, mientras que las construidas con un número par, tienden a ser inestables debido a las vibraciones.

## Turbinas Monopala

Este modelo no ha sido muy comercializado debido a que presentan múltiples inconvenientes en su operación, como lo son una mayor velocidad de giro, problemas de ruido y las vibraciones ocasionadas por el paso de la pala ya sea por su posición mas alta, donde el viento es más fuerte ocasionando una flexión extrema que debe ser amortiguada. Esto obliga a que el diseño sea más complejo aumentando el costo de la máquina.

## Turbinas Bipala

Las turbinas bipala tienen básicamente los mismos inconvenientes que las turbinas monopala, tanto en lo referente al ruido, como en lo referente a las vibraciones. Necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma potencia que una turbina tripala. Algunos fabricantes que construían diseños bipala han cambiado a diseños, tripala por los inconvenientes señalados anteriormente.

## Turbinas Tripala

En la actualidad es el diseño más desarrollado y comercializado por los fabricantes de aerogeneradores y tiende a imponerse como estándar. Este modelo conocido como el concepto danés cuenta con un mecanismo de orientación a base de motores eléctricos. Este concepto fue introducido por primera vez por el célebre aerogenerador de Gedser.

### 3.1.2.- Control de Potencia

Las turbinas eólicas están diseñadas para producir energía eléctrica de la forma más barata posible. Es por ello que están generalmente diseñadas para rendir al máximo a velocidades alrededor de 15 m/s. La razón es que los vientos tan fuertes no son comunes, y cuando se presentan es mejor gastar parte del exceso de la energía del viento para evitar daños en el aerogenerador, y la forma en que se ha hecho es diseñar los aerogeneradores con algún tipo de control de potencia. Hay tres formas de hacerlo con seguridad en los modernos aerogeneradores.

- Regulación por Cambio de Ángulo de Paso ("Pitch Controlled")

Este sistema funciona de la siguiente manera; el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza un valor mínimamente superior a la potencia nominal, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento, manteniendo la potencia nominal hasta la

velocidad de corte. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo.

De esta manera, las palas del rotor deben ser capaces de girar sobre su eje longitudinal (variar el ángulo de paso). El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado.

En este tipo de aerogeneradores, el ordenador generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento. Este sistema funciona de forma hidráulica.

- Regulación Pasiva por Pérdida Aerodinámica ("Stall Controlled")

Los aerogeneradores de regulación pasiva por pérdida aerodinámica tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento, ocasionando la pérdida de sustentación.

Las palas del rotor de un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica están ligeramente inclinadas a lo largo de su eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala pierda la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico. La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control.

Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo, y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. Alrededor de las dos terceras partes de los aerogeneradores que actualmente se están instalando en todo el mundo son máquinas de regulación por pérdida aerodinámica.

- Regulación Activa por Pérdida Aerodinámica

Técnicamente, las máquinas de regulación activa por pérdida aerodinámica se parecen a las de regulación por cambio del ángulo de paso, en el sentido de que ambos tienen palas que pueden girar. Para tener un momento de torsión (fuerza de giro) razonablemente alto a bajas velocidades del viento, este tipo de máquinas serán normalmente programadas para girar sus palas como las de regulación por cambio del ángulo de paso a bajas velocidades del viento (a menudo sólo utilizan unos pocos pasos fijos, dependiendo de la velocidad del viento).

Sin embargo, cuando la máquina alcanza su potencia nominal, este tipo de máquinas presentan una gran diferencia respecto a las máquinas reguladas por cambio del ángulo de paso: si el generador va a sobrecargarse, la máquina girará las palas en la dirección contraria a la que lo haría una máquina de regulación por cambio del ángulo de paso. En otras palabras, aumentará el ángulo de paso de las palas para llevarlas



hasta una posición de mayor pérdida de sustentación, y poder así consumir el exceso de energía del viento.

Una de las ventajas de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva, con el fin de evitar que al principio de una ráfaga de viento la potencia nominal sea sobrepasada. Otra de las ventajas es que la máquina puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades de viento. Un aerogenerador de regulación pasiva por pérdida aerodinámica tendrá generalmente una caída en la producción de potencia eléctrica a altas velocidades de viento, dado que las palas alcanzan una mayor pérdida de sustentación. El mecanismo de cambio de ángulo de paso suele operarse mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso.

### 3.1.3.- Sistema de Orientación

#### Veleta de Cola

Este sistema es usado ampliamente en pequeños aerogeneradores (de 1 kW -50 kW) y diseños múltipala debido a que su peso es muy pequeño comparado con los grandes aerogeneradores (mas de 100 kW), y es posible orientarlos de cara al viento solamente con la fuerza del momento de torsión proporcionado por la veleta.

#### Orientación Asistida

El sistema de orientación asistida es el que se menciona en la sección como mecanismo de orientación. El mecanismo de orientación consta básicamente de un anemómetro, veleta, controlador electrónico y un sistema de orientación forzada. El sistema de orientación forzada consta de una corona dentada unida a la parte superior de la torre, y tres o más motores eléctricos para hacer girar la góndola sobre la torre. Este sistema es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta, para girar al aerogenerador en contra del viento. Normalmente, la turbina sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección.

El anemómetro y la veleta se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 metros por segundo. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 metros por segundo, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores.

#### Orientación por Rotación a Barlovento

Este tipo de sistema de orientación es usado en la actualidad sobre todo en modelos de pequeña capacidad (50 kW). En este caso, el rotor, al estar detrás de la torre con respecto al viento, y careciendo de veleta, toma la dirección que le imprime el viento en todo momento. El caso más sobresaliente de aerogenerador de gran capacidad con este tipo de sistema de orientación, es el aerogenerador Tvind.

### 3.1.4.- Tipos de Torre

Existen varios diseños de torres de aerogeneradores, pero el empleo de cada uno está en función de varios factores, tanto técnicos como económicos, y en algunos casos hasta estéticos.

#### Torres de Mástil Tensado

La mayor parte de aerogeneradores de pequeña capacidad están montados sobre una torre de este tipo, debido a que es ligera y relativamente económica, pero presenta el inconveniente de que los cables tensores hacen que el acceso al área cercana al aerogenerador sea un tanto incomoda.

#### Torres de Celosía

Las torres de celosía se fabrican con perfiles de acero, soldados en una disposición tal que sean lo más resistente posible a las cargas dinámicas y estáticas. La ventaja básica de este tipo de torres es su costo, puesto que requieren de la mitad del material que una torre tubular con la misma rigidez, aunado a que producen menos abrigo del viento. En los últimos años, este tipo de torre a desaparecido del mercado, argumentando motivos estéticos que en cualquier caso no intervienen con la finalidad de su aplicación, pero dificultan un tanto el acceso a la góndola, especialmente en condiciones climáticas adversas.

#### Torres Tubulares

Las torres tubulares son ampliamente usadas en los modelos actuales, principalmente porque el personal de mantenimiento puede acceder a la góndola por las escaleras que hay en su interior y protegerlos cuando hay mal tiempo. Tienen una forma tronco-cónica, es decir, con un diámetro decreciente con la altura, con la finalidad de aumentar su resistencia y ahorrar material. La lamina utilizada en su fabricación es de difícil fabricación, ya que para darle la forma cónica al tubo, se debe pasar por un rodillo con diferentes presiones en cada lado. Una vez que la lámina tiene la forma correcta se unen sus extremos con soldadura de arco sumergido. Los cordones de soldadura se inspeccionan utilizando dispositivos de ultrasonido o rayos X. Las torres son ensambladas a partir de subsecciones cónicas pequeñas. A su vez, una torre está formada por secciones de 20 o 30 metros que se ensamblan con tornillos. El peso típico de una torre de 50 metros es de alrededor de 40 toneladas.

### 3.1.5.- Tipo de Cimentación

Por lo general, la cimentación para aerogeneradores ubicados en tierra firme, tienen un diseño parecido. Constan de una base de concreto armado, cuyas dimensiones dependen del tamaño del aerogenerador y, en la parte central, se construye un cilindro de poca altura, el cual, sobre su borde interior, lleva incrustados ejes para atornillar la torre. En el caso de aerogeneradores marinos existen varios diseños que revisaremos enseguida.

### Cimentación por Gravedad más Acero

Se constituye por un tubo de acero que en la parte inferior lleva soldada una caja de acero con forma circular o cuadrada y cuyas dimensiones son de 14 x 14 en una máquina de 65 metros de diámetro de rotor.

Para una profundidad de entre 4 y 10 metros, la estructura de acero tiene un peso de 80 toneladas y se rellena con olivina, que es un mineral muy denso, con lo cual el peso total aumenta a 1000 toneladas aproximadamente. El lecho marino debe ser previamente acondicionado para este fin, pues se tiene que retirar el limo para colocar un lecho de grava. Es un poco extraño el hecho de que los motivos principales que definen las dimensiones de la cimentación tienen que ver más estrechamente con las fuerzas que producen las olas que con el peso de la turbina. En cuanto al costo, éste aumenta cuando nos movemos hacia zonas más profundas, pero lo atractivo de las, turbinas instaladas en el mar es que su producción aumenta entre un 10% y un 15% con relación a las instaladas en tierra firme.

#### 3.1.6.- Diseño de Parques Eólicos

En función de las actividades de medidas meteorológicas y asesoría en la evaluación de recursos, se realiza el diseño del parque.

El diseño del parque tiene en cuenta no sólo la maximización de la producción energética, sino también las restricciones ambientales o de otro tipo.

Dependiendo del modelo de aerogenerador, se definen las posiciones posibles y se evalúa el tipo y subtipo de turbina requeridos en cada emplazamiento, según los requisitos de la norma IEC 61400-1. Para ello se tiene en cuenta la velocidad media anual en cada posición, la distribución de velocidades y turbulencia, además de la influencia de la orografía, estelas y distancia entre aerogeneradores.

Cuando se van a instalar dos o más aerogeneradores se tiene que tomar en cuenta factores técnicos y económicos, para asegurar que en el emplazamiento se están aprovechando al máximo los recursos eólicos y la superficie de terreno. Es debido a lo anterior que se han establecido como norma general la separación entre turbinas eólicas de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes, y de 3 a 5 diámetros de rotor en dirección perpendicular a los vientos dominantes.

Para determinar el número exacto de diámetros de rotor para la separación de las turbinas necesitamos conocer e interpretar tanto las especificaciones de las turbinas como los datos que nos proporciona la rosa de los vientos, la distribución de Weibull, la rugosidad y determinar en qué porcentaje el viento se ralentiza por las propias turbinas. Además de tomar en cuenta las especificaciones de la norma de estándar internacional IEC61400 wind turbines, en sus distintas partes para la generación de energía eolieléctrica.

La pérdida de energía del viento debida a la ralentización ocasionada por las turbinas en un parque eólico suele ser del 5 %, aproximadamente.

### 3.1.7.- Formas de Conexión de Aerogeneradores

Un aerogenerador, que como ya hemos dicho es una turbina que se encarga de la producción de energía eléctrica, se puede conectar de dos formas diferentes:

Aislamiento de la red:

Este tipo de instalaciones suelen ser realizadas en zonas muy alejadas del trazado de la red general de distribución eléctrica. El tamaño y tipo de instalación depende únicamente de las necesidades del usuario de la instalación y, es característico en ellos que la instalación se sitúe muy cerca del centro de consumo, requiriéndose frecuentemente la existencia de un grupo de baterías.

Un aerogenerador aislado de la red se compone básicamente de las siguientes partes:

- Rectificador: sólo necesario si la salida del generador es en alterna.
- Regulador: necesario para evitar sobrecargas o descargas de la batería que podrían dañarla.
- Baterías: encargadas de acumular la energía eléctrica para aquellos periodos sin viento.
- Convertidor: que es el encargado de transformar la corriente continua que se obtiene de las baterías, en corriente alterna necesaria para el consumo.
- Fuente auxiliar: generalmente un grupo diesel que sirve de apoyo al aerogenerador para aquellos días sin viento de los que, además, no existe carga en las baterías o se ha prescindido de éstas.

Conexión a Red:

Una instalación eólica conectada a la red, se configura mediante la instalación de uno ó varios aerogeneradores de igual o diferente dimensión y potencia, interconectadas eléctricamente mediante redes eléctricas en baja y media tensión, dependiendo del tamaño de la instalación. Se aplica en aquellos casos en que existe una red de distribución eléctrica en las proximidades del consumo. Este tipo de aplicación se justifica basándose en los excedentes de energía eléctrica producida y no consumida, estos excedentes pueden volver a ser vertidos a la red, pagando la compañía eléctrica dicha energía. La conexión a la red eléctrica de distribución y/o transporte se realiza mediante la correspondiente transformación de tensión que será de baja a media o de media a alta tensión, dependiendo de la capacidad técnica de las redes existentes y de la propia instalación.

Las instalaciones eólicas conectadas a la red son las aplicaciones eólicas que mayor aporte eléctrico proporciona, del orden de megavatios de potencia. Dado que el precio de esta energía vendida por el usuario es superior a la que compra, es necesario, para aumentar la rentabilidad de la instalación, dimensionarla bien para aprovechar al máximo la energía de origen eólico y recurrir lo menos posible a energía suministrada por la red. Una ventaja adicional de este funcionamiento es la flexibilidad en el suministro. Como un caso particular de esta aplicación están los parques eólicos, que son agrupaciones de aerogeneradores para la producción masiva de electricidad, minimizando ciertos costos de instalación y mantenimiento.

### **3.2.- Medición del Viento**

El viento es el elemento básico de la circulación general de la atmósfera y es definido como “el aire en movimiento”. Este movimiento, desde ráfagas pequeñas hasta grandes masas de aire es ocasionado por la energía solar y la rotación de la tierra. La energía cinética del viento depende básicamente de los valores que tomen la densidad ( $\rho$ ) y velocidad ( $v$ ) del aire.

Calculo de La Potencia del Viento

Como se señalo anteriormente, la energía cinética de una masa de aire, depende básicamente de su densidad y velocidad. La energía cinética de una masa de aire "m" moviéndose a una velocidad "v" responde a la expresión:

$$E_c = \frac{1}{2} m V^2 \dots (f.8)$$

El volumen de aire que se mueve es "V", y tiene una densidad "ρ", por lo tanto su masa es:  $m = \rho V$  y su energía cinética será:

$$E_c = \frac{1}{2} \rho V v^2 \dots (f.9)$$

La cantidad de aire que atraviesa un área "A" perpendicular a la corriente, en un tiempo "t", dependerá de la magnitud del área y de su velocidad. Esta cantidad o volumen de aire se expresa como:

$$V = Avt \dots (f.10)$$

Sustituyendo la ecuación (f.10) en la ecuación(f.9), tenemos:

$$E_c = \frac{1}{2} \rho A t v^3 \dots (f.11)$$

Que es la energía cinética del aire. Dado que la energía se define como;  $E = P \times t$ , donde "P" es la potencia y "t" el tiempo, entonces la potencia del viento resulta:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \dots (f.12)$$

Donde:

P = potencia en watts (746 watts = 1hp)

$\rho$  = densidad (1.225kg/m<sup>3</sup> al nivel del mar)

A = área (m<sup>2</sup>)

v = velocidad del viento (m/s) ( 1 m/s = 2.24 mph = 1.944 nudos)

De esta manera, la potencia mecánica disponible en las masas de aire en movimiento, es directamente proporcional al cubo de la velocidad del viento y al área expuesta perpendicularmente a la corriente de aire.

Sin embargo, debido a que debe cumplirse la ecuación de conservación de la masa en el flujo de aire (condición de continuidad), ningún mecanismo puede extraer toda la potencia eólica disponible en el viento. Por lo anterior, la máxima potencia que se

puede extraer del viento está descrita por el "teorema de Betz" el cuál predice que el valor máximo de la potencia aprovechable es del 59%. Este valor también es conocido como Coeficiente de Potencia o "Límite de Betz".

En la *Tabla B* se aprecia como aumenta la potencia del viento (densidad de potencia en  $W/m^2$ ) con el correspondiente aumento en su velocidad, en condiciones normales de presión a nivel del mar,  $15^\circ C$  y  $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ . La potencia que posee el viento tiende a aumentar con la altitud, esto es por que la fricción entre el viento y la superficie va disminuyendo conforme nos alejamos del suelo, permitiendo que el viento fluya con una mayor velocidad.

Como la densidad disminuye con la altitud, la potencia del viento también baja, pero este efecto es despreciable a alturas de hasta unos 200 metros aproximadamente.

| Densidad de Potencia del Viento |         |     |         |     |         |
|---------------------------------|---------|-----|---------|-----|---------|
| m/s                             | $W/m^2$ | m/s | $W/m^2$ | m/s | $W/m^2$ |
| 0                               | 0       | 8   | 313,6   | 16  | 2508,8  |
| 1                               | 0,6     | 9   | 446,5   | 17  | 3009,2  |
| 2                               | 4,9     | 10  | 612,5   | 18  | 3572,1  |
| 3                               | 16,5    | 11  | 815,2   | 19  | 4201,1  |
| 4                               | 39,2    | 12  | 1058,4  | 20  | 4900,0  |
| 5                               | 76,5    | 13  | 1345,7  | 21  | 5672,4  |
| 6                               | 132,3   | 14  | 1680,7  | 22  | 6521,9  |
| 7                               | 210,1   | 15  | 2067,2  | 23  | 7452,3  |

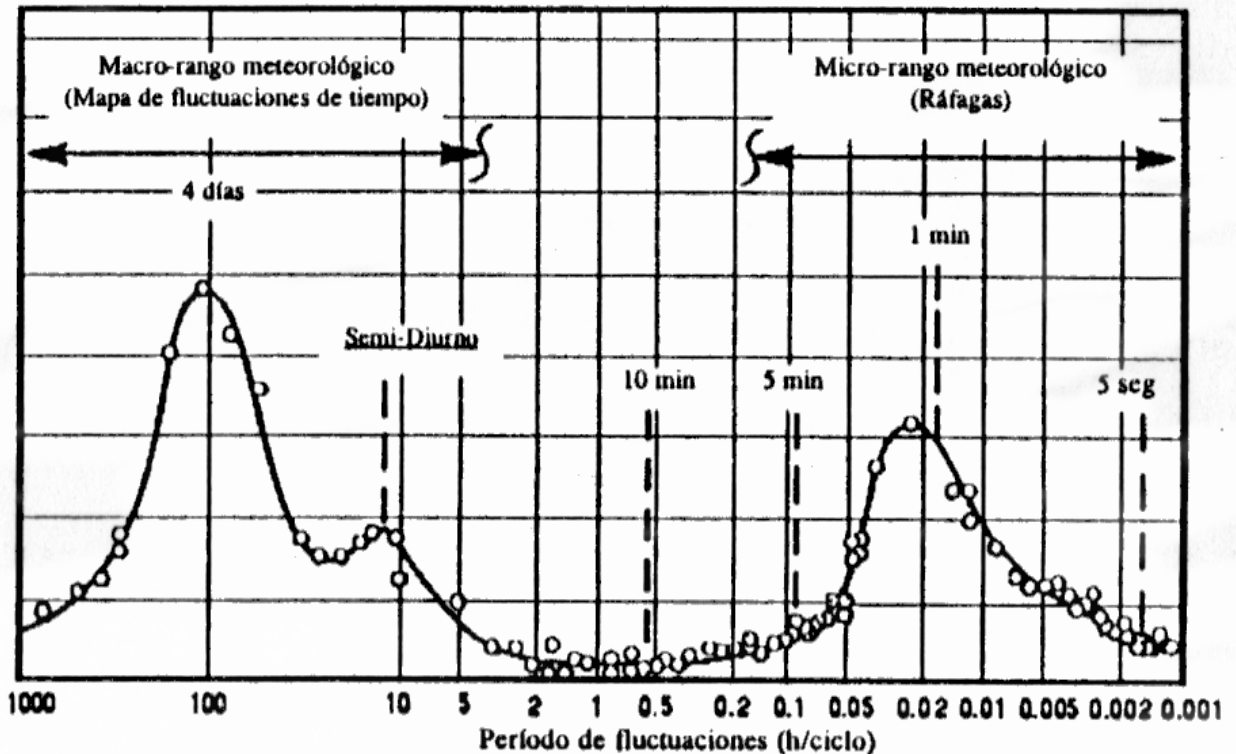
**Tabla B.** - Densidad de Potencia de Viento a diferentes velocidades.

En la práctica, la cantidad de energía eólica disponible en un sitio y su densidad de potencia, se derivan de mediciones de la velocidad del viento. Sin embargo, ¿Qué tipo de mediciones son las más adecuadas? La respuesta se ha encontrado mediante el análisis del "espectro energético del viento ( $S_d(f)$ ), mismo que se muestra en la *Figura 3.2-44*. La interpretación física del espectro es la siguiente: toda el área bajo la curva representa la variancia total (el cuadrado de la desviación estándar ( $\sigma^2$ ) del viento, por lo mismo, el valor local de  $S_d$  es representativo de la contribución a la variancia total de las fluctuaciones con período  $T$ .

Lo que es evidente en la *Figura 3.2-44*, es que hay muy poca contribución a  $\sigma^2$  para los períodos comprendidos entre 2 horas y 5 minutos. Esto se conoce como la "depresión espectral" del espectro energético del viento, cuyo valor mínimo se alcanza para períodos de 10 minutos. Por ello, la velocidad promedio del viento en 10 minutos se ha considerado como la *velocidad estacionaria*. Las fluctuaciones asociadas con

períodos mayores de 2 horas, representan procesos macro-meteorológicos (ciclos de insolación, frentes, tormentas), mientras que las fluctuaciones asociadas con períodos menores que cinco minutos representan procesos micro-meteorológicos (rachas, turbulencia).

### Espectro de Energía ( $m/s^2$ )



**Figura 3.2-44.** "Espectro energético del viento", según Van der Hoven. Fuente: Van der Hoven, *Power Spectrum of Horizontal Wind Speeds in the Frequency from 0.0007 to 900 Cycles per hour*, *International Meteorology*, 1987, vol. 4, pp 160-173

En relación con el desempeño de los aerogeneradores, las variaciones de la velocidad estacionaria no afectan su respuesta dinámica, ya que la turbina se puede ajustar a ellas. Las fluctuaciones turbulentas, sí excitan la dinámica de las turbinas y son de suma importancia para el diseño de la estructura, con respecto a fatiga.

Junto con la magnitud de la velocidad del viento, también es imprescindible adquirir su "dirección estacionaria", es decir, aquella que se puede asociar con la "velocidad estacionaria". Típicamente, se obtiene la dirección dominante en el intervalo de 10 minutos, o bien, el vector unitario resultante. En aerogeneradores para aplicaciones interconectadas, las variaciones de la dirección del viento en intervalo menores de 10 minutos no se siguen de manera dinámica. Sin embargo, las variaciones y distribución de la "dirección estacionaria" a lo largo del tiempo sí son muy importantes (con relación a la ubicación de aerogeneradores).

La evaluación del recurso eólico exige la medición de la velocidad y dirección del viento en el sitio de posible explotación, por lo menos durante un año. Esto con el fin de conocer las variaciones a nivel estacional. Así mismo, es conveniente conocer las variaciones que el recurso eoloenergético podría presentar a lo largo de los años. Por ejemplo, durante la vida útil de una central eoloeléctrica, es decir, de 20 a 25 años.

Cuando no se cuente con mediciones históricas en el sitio, es posible realizar la estimación de las variaciones a largo plazo, utilizando datos de estaciones climatológicas cercanas, siempre y cuando la información disponible se valide y se establezcan las correlaciones con el sitio específico. En una escala nacional, una vez que se ha determinado que en una región o área, el recurso eólico es lo suficientemente importante como para ser aprovechado, es conveniente mantener mediciones anemométricas de manera permanente, ya que esto conllevará a contar con la información adecuada en el momento oportuno.

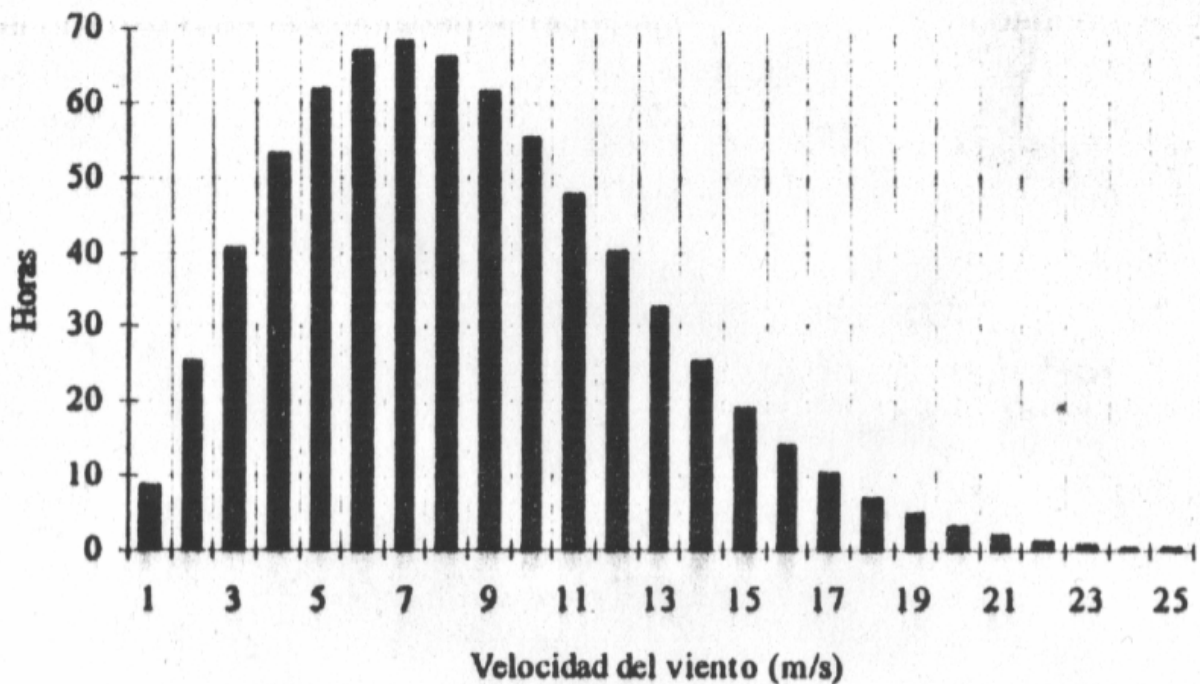
La medición del viento, para fines de su aprovechamiento energético, se realiza a una altura mínima de 10 metros sobre el terreno. La altura de medición busca medir un flujo no perturbado, por lo que, la ubicación y exposición del anemómetro debe ser seleccionada de manera cuidadosa, con el fin de evitar que se midan flujos perturbados por obstrucciones (edificios, árboles). En caso necesario, la altura de medición debe incrementarse a 30 o 40 metros. En todos los resultados y bases de datos que se deriven de mediciones anemométricas es muy importante que se haga referencia a la altura de medición y a la ubicación exacta del anemómetro. Para proyectos eoloeléctricos específicos es conveniente realizar las mediciones a la altura del centro del rotor de los aerogeneradores candidatos, así como integrar juegos de sensores de velocidad y dirección del viento a diferentes alturas sobre el terreno (10, 20 y 40 metros), con el fin de obtener datos que permitan conocer el perfil de la velocidad de viento y contar con sensores redundantes para incrementar la continuidad de las mediciones.

El proyecto de una central eoloeléctrica requiere la instalación de una red de estaciones anemométricas. La cantidad de estaciones depende de la complejidad topográfica del terreno, de tal manera que las mediciones en conjunto sean representativas de toda el área de posible construcción de la central. En terrenos planos se necesita un número relativamente bajo de estaciones, mientras que en terrenos bastante complejos o accidentados se puede llegar a necesitar hasta un anemómetro por cada aerogenerador a instalar. De no existir datos climatológicos confiables, una red anemométrica se complementa con una estación climatológica para medir otras variables que influyen sobre el comportamiento de los aerogeneradores (temperatura ambiente, presión atmosférica, precipitación pluvial).

### 3.2.1.- Histograma de Velocidades del Viento

Este histograma indica la frecuencia con que la velocidad estacionaria del viento ( $V_e$ ) ocurre para clases de velocidad con un tamaño de 1 m/s. Usualmente, la frecuencia de ocurrencia se presente en horas sobre un período mensual o anual (Fig 3.2.1-45). Este resultado es de gran utilidad, ya que al relacionarlo con la curva de potencia de un aerogenerador se puede estimar el potencial de generación de electricidad, tema que se trata en la sección sobre implicaciones económicas.





**Figura 3.2.1-45.** Ejemplo del histograma de velocidad de viento para un período mensual. Fuente: Borja D; Marco A. R; Gonzáles G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.

#### Patrón Diario de Velocidad de Viento

Este resultado corresponde a una gráfica (y sus resultados tabulares) que indican el comportamiento típico del viento a lo largo del día, durante períodos mensuales (Fig. 3.2.1-46). Es de gran utilidad para conocer la correlación entre el recurso eólico y, por consecuencia, del potencial de generación eoloeléctrica con la demanda.

Obviamente, en el análisis económico de proyectos, es de utilidad para estimar la posible facturación cuando se aplican estructuras, tarifarias horarias a lo largo del día.

La velocidad media horaria  $\bar{V}_h$  y la desviación estándar  $\sigma_h$ , que definen el patrón de velocidades diario pueden ser obtenidas a través de las siguientes expresiones:

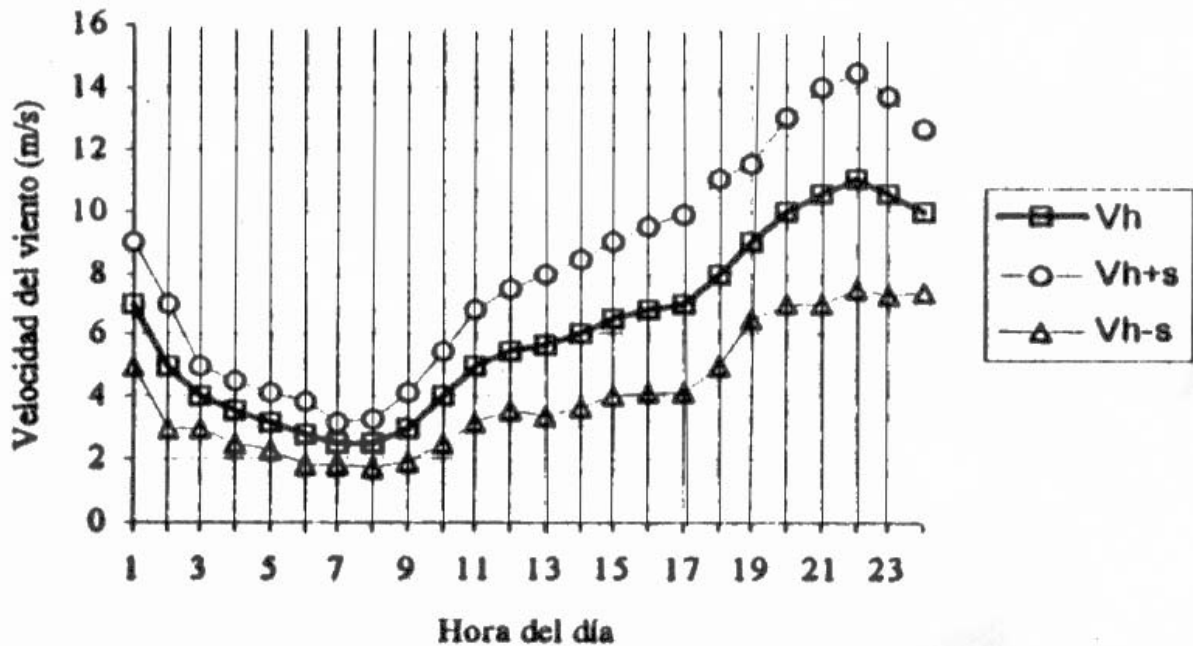
$$\bar{V}_h = \frac{\sum_{i=1}^D \bar{V}_{e_{h,i}}}{D} \dots(f.13)$$

$$\sigma_h = \sqrt{\frac{1}{D-1} \sum_{i=1}^D (\bar{V}_{e_{h,i}} - \bar{V}_h)^2} \dots(f.14)$$

Donde:

D es el número de días en el período

$\bar{V}_{e_{h,i}}$  es el promedio horario de la velocidad estacionaria (Ve), a la hora h del i-ésimo día.



**Figura 3.2.1-46.** Ejemplo del patrón diario de velocidad de viento para un período mensual. Fuente: Borja D; Marco A. R; Gonzáles G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloelectrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.

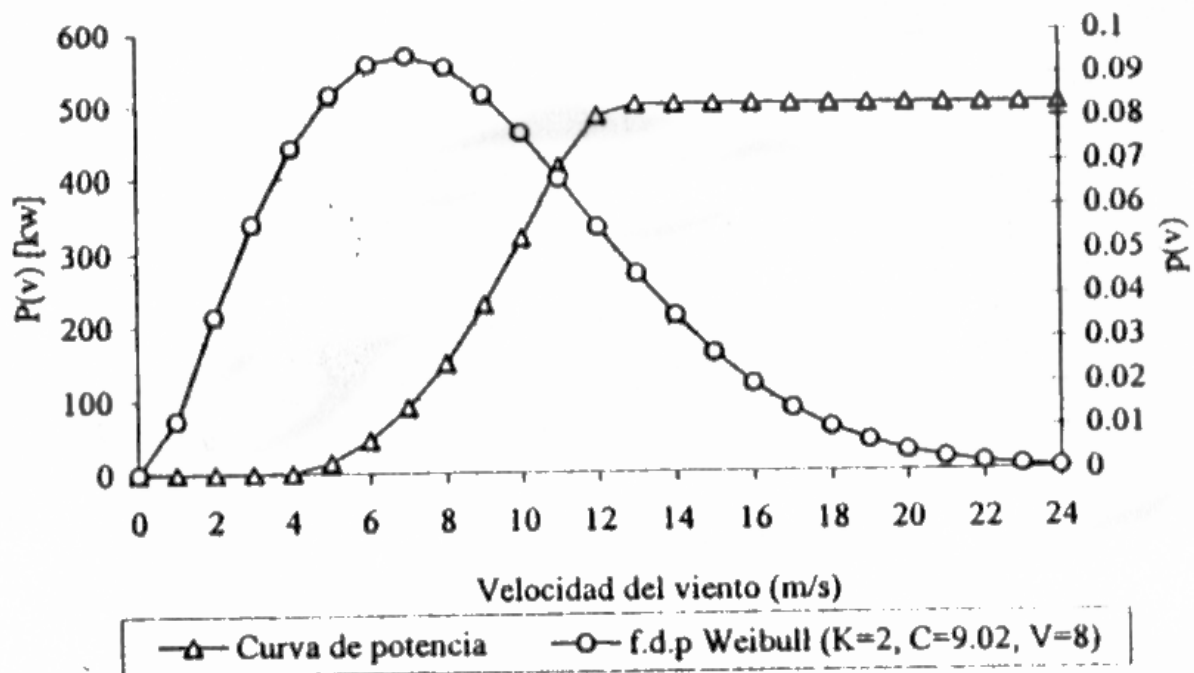
### 3.3.- Potencial de Producción de Electricidad

Primordialmente, la cantidad de energía eléctrica que un aerogenerador (o grupo de ellos) puede producir a lo largo del tiempo depende de la cantidad de energía eólica disponible en el área de barrido del rotor y de su capacidad para capturarla y transformarla. Por lo tanto, la evaluación de la factibilidad técnica y económica de cualquier proyecto eoloelectrico exige información confiable del recurso eólico en el sitio de posible construcción o información confiable (de preferencia certificada) de la respuesta funcional de los aerogeneradores candidatos (curva de potencia).

Para fines de pronóstico, el potencial de producción de electricidad de un aerogenerador durante un período específico ( $E_{p,T}$ ) se estima integrando el producto de su curva de potencia  $P(v)$  por el f.d.p. de Weibull,  $p(v)$  característica del período, es decir:

$$E_{p,T} = T \int_{\infty}^{\infty} P(v)p(v)dv \dots(f.15)$$

En la Figura 3.3-47 se muestra un ejemplo de la relación entre las funciones  $P(v)$  y  $p(v)$ . Se puede notar que, típicamente, durante una cantidad de tiempo considerable, las máquinas operan a velocidades inferiores a su velocidad nominal. De ahí los esfuerzos por mejorar su respuesta en este rango.



**Figura 3.3-47.** Ejemplo de la relación entre el f.d.p. de Weibull con parámetros ( $k=2.0$ ,  $c=9.02$  y  $V=8$ ) y la curva de potencia de un aerogenerador específico. Fuente: Borja D; Marco A. R; Gonzáles G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.

Adicionalmente, para estimar la producción de electricidad de un aerogenerador y de una central eoloeléctrica, se debe aplicar lo siguiente:

- Corrección por Densidad del Aire

Se aplica a la curva de potencia dada por el fabricante del aerogenerador para condiciones estándar a nivel del mar. Primordialmente, depende de la altura del sitio de instalación sobre el nivel del mar (i.e., presión atmosférica) y de la temperatura ambiente.

- Factor de Comportamiento ( $K_c$ )

Se aplica de acuerdo con el posible detrimento del comportamiento aerodinámico del rotor por causas como suciedad de las aspas, lluvia, hielo, etc.

- Factor de Arreglo ( $K_a$ )

Se aplica por las pérdidas del contenido energético del viento en un arreglo de aerogeneradores, principalmente por posibles efectos de estela.

- Factor de Disponibilidad ( $K_d$ )

Se aplica de acuerdo con el tiempo en que los aerogeneradores no estarán en condiciones de producir electricidad por falla y mantenimiento.

- Factor de Pérdidas ( $K_p$ )

Se aplica por las pérdidas de la transmisión eléctrica desde la central al punto de interconexión.

- Factor de Utilización ( $K_u$ ).

Se aplica cuando la capacidad eolotécnica instalada tiene un factor de penetración alto en el sistema eléctrico, de tal manera que la potencia de salida de la central en condiciones de vientos intensos y persistentes pudiera llegar a exceder el valor de la carga durante periodos de demanda baja.

En principio, los aerogeneradores para un proyecto se seleccionan en función del régimen del viento en el sitio de instalación de la central, la Comisión Electrotécnica internacional, mediante la norma IEC-1400-1, ha clasificado los aerogeneradores en este sentido, tal como se muestra en la Tabla C. En esta Tabla: ( $V_{ref}$ ) es el valor máximo de la velocidad promedio del viento en un intervalo de 10 minutos, que estadísticamente ocurre una vez cada 50 años; ( $V_{anual}$ ) es la velocidad media anual a la altura del eje de la turbina; y  $\sigma v/V$  es la turbulencia máxima en un intervalo de 10 minutos.

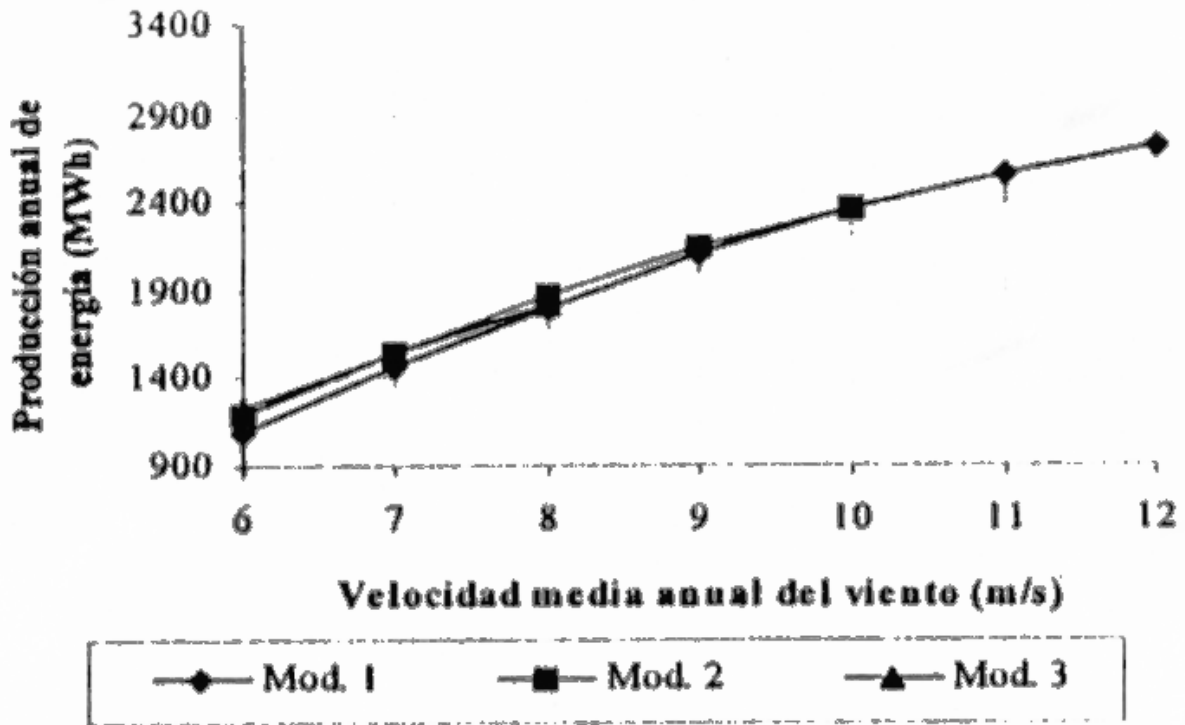
**Tabla C.-** Clasificación de aerogeneradores por tipo de régimen de viento de aplicación (IEC-1400-1).

| Parámetros               | Clase I | Clase II | Clase III | Clase IV |
|--------------------------|---------|----------|-----------|----------|
| $V_{ref}$ (m/s)          | 50      | 42.5     | 37.5      | 30       |
| $V_{anual}$ (m/s)        | 10      | 8.5      | 7.5       | 6        |
| $\sigma v/V$ turbulencia | .17     | .17      | .17       | .17      |

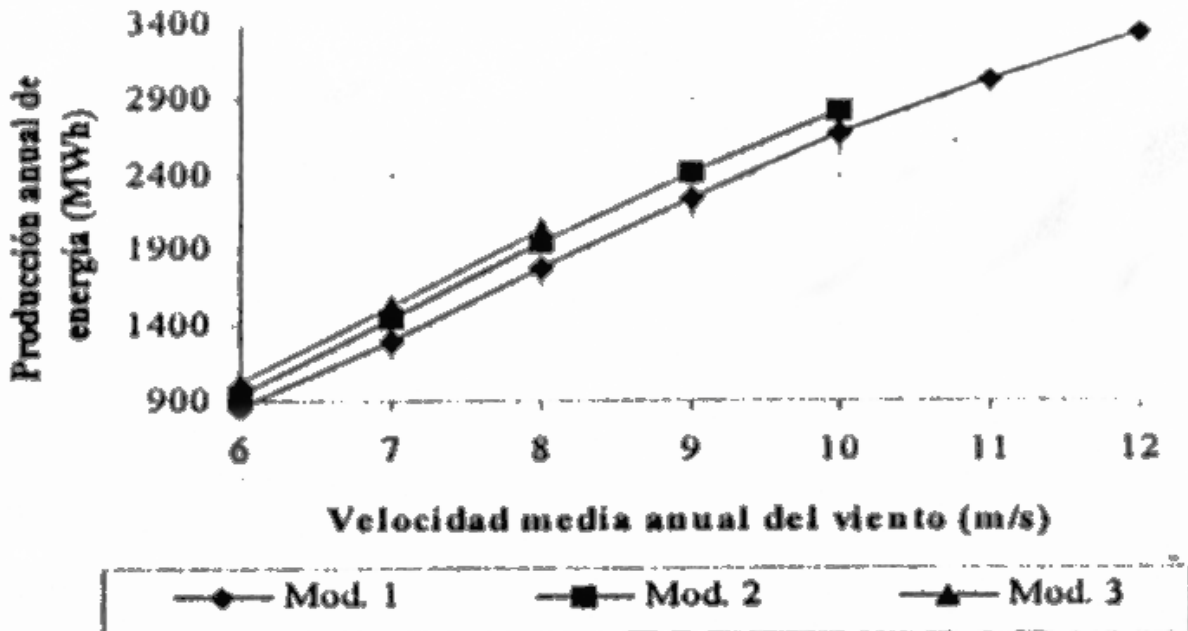
Como las clases I a IV no cubren sitios con velocidades medias anuales mayores que 10 m/s, informalmente se habla de una clase 0, que correspondería a los aerogeneradores aplicables en sitios con un régimen de viento excelente.

Las Figuras 3.3-48 y 3.3-49, ilustran el potencial de producción anual de electricidad en función de la velocidad media anual del viento, para tres modelos diferentes de aerogeneradores de 600 kW de una misma marca, operando en regímenes de viento aproximables por la f.d.p. de Weibull con parámetro  $k=1.5$  y  $k=2$ . Estas estimaciones están hechas para condiciones estándar al nivel del mar y no incluyen la aplicación de los factores de comportamiento, disponibilidad, arreglo y pérdidas.

Tomando como referencia el segundo caso (Fig. 3.3-48), se observa que el modelo 3 podría producir cerca de nueve por ciento más de electricidad que el modelo 1. Esto no implica que el modelo 3 sea un mejor aerogenerador que el modelo 1; sólo implica que su respuesta es más adecuada al régimen de viento en consideración. Sin embargo, dotar de una mayor capacidad al modelo 3 para adecuarse mejor a un régimen de viento bajo (clase III) implica que no daba aplicarse en sitios con un régimen de viento alto (clase I).



**Figura 3.3-48.** Ejemplo del potencial de producción anual de energía para tres modelos de aerogeneradores de 600 kW de la misma marca ( $k=1.5$ ). Fuente: Borja D; Marco A. R; Gonzáles G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloelectrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.



**Figura 3.3-49.** Ejemplo del potencial de producción anual de energía para tres modelos de aerogeneradores de 600 kW de la misma marca ( $k=2.0$ ). Fuente: Borja D; Marco A. R; Gonzáles G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloelectrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.

En sentido inverso, un aerogenerador clase 1 no tendría limitaciones de tipo estructural para aplicarse a un régimen de viento más bajo. Sin embargo, de hacerse esto, se estaría produciendo cerca de un 10 por ciento menos de electricidad que al usarse una máquina más adecuada. Dada la relación entre el régimen de viento y la respuesta funcional de los aerogeneradores disponibles en el mercado actual, el indicador de los Factores de planta anualizados que se pueden lograr en proyectos eoloeléctricos va de 18 a 40 por ciento. Con la tecnología actual, las mejores cifras se logran para los sitios clase I, mientras que las bajas para los sitios clase IV.

### **3.4.- Aspectos Técnicos del Emplazamiento**

Tipicamente, los resultados de la prospección del recurso eólico se presentan en atlas eólicos de un país o una región. En éstos se delimitan áreas de acuerdo con la magnitud del contenido eoloenergético promedio que se puede encontrar dentro de ellas. Su confiabilidad es mayor en la medida en que se basen en resultados de mediciones anemométricas en *superficie*, que se caractericen favorablemente por su ubicación, exposición, continuidad, precisión, y por el número y distribución de estaciones en el área, usualmente, los atlas eólicos asignan a las distintas áreas un rango de velocidad media anual del viento y un rango de densidad de potencia eólica en base anual. La Tabla D muestra un ejemplo al respecto.

Con la tecnología actual es poco probable que en los sitios con densidades de potencia menores a  $200 \text{ W/m}^2$  (a la altura del centro del rotor) exista factibilidad económica para construir centrales fotoeléctricas interconectadas a la red convencional. Para una f.d.p. de Weibull con factor de forma  $k=2$  esto correspondería a una velocidad del viento media anual de 5.6 m/s a la altura del centro del rotor.

Aparte de la disponibilidad de un buen recurso eólico existen otros elementos que técnica o económicamente pueden favorecer el desarrollo de proyectos fotoeléctricos:

- Poca complejidad del terreno
- Baja turbulencia
- Poca altura sobre el nivel medio del mar
- Interconexión a sistemas eléctricos robustos
- Interconexión a líneas de alto voltaje
- Cercanía con la línea de Interconexión (facilidad de acceso al sitio)
- Características favorables del suelo

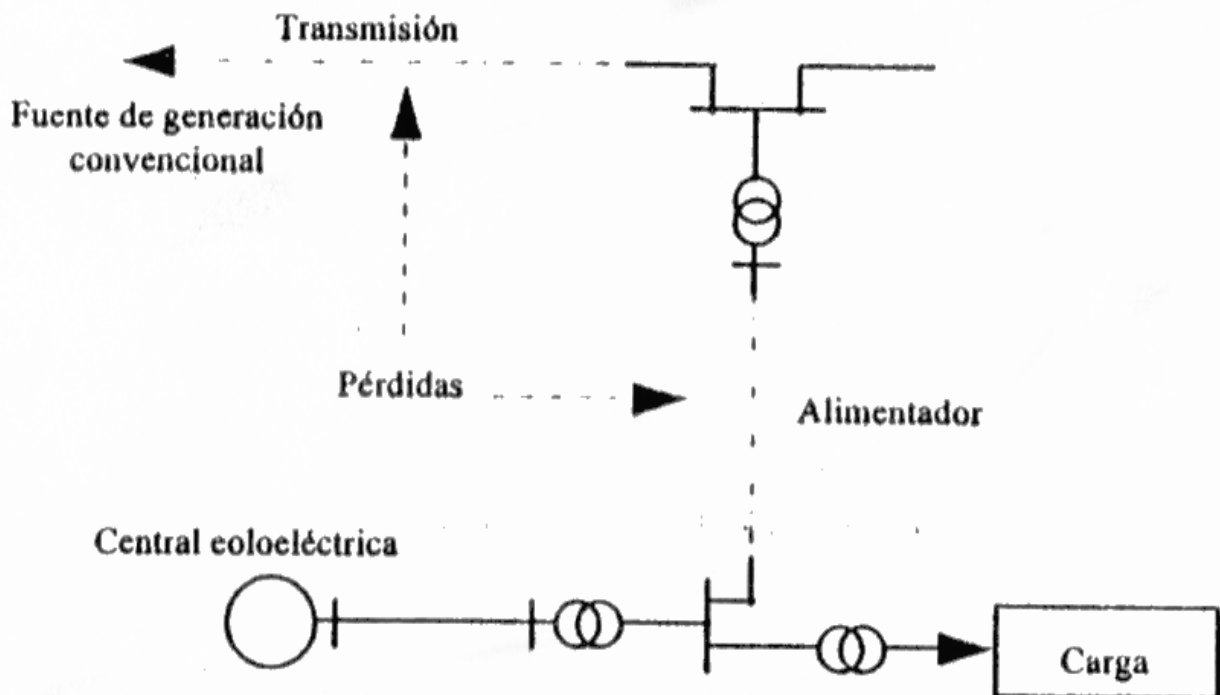
A continuación se listan algunas de las ventajas de las centrales eoloeléctricas, en relación con su construcción.

- Pueden crecer modularmente, lo que permite ventajas económicas para la reinversión.
- Su velocidad de construcción es comparada a la de otras tecnologías.
- Una vez construida la infraestructura básica (líneas y subestaciones eléctricas, caminos de acceso), cada aerogenerador que se instala puede entrar en operación y comenzar a generar retribuciones por la energía que produce. Esto ayuda a mitigar los intereses durante la construcción.

**Tabla D.-** Ejemplo de clasificación del recurso en atlas eólicos (50 m de altura, k=2)

| Clase | Densidad de potencia media anual<br>(WIM <sup>2</sup> ) | Velocidad media anual<br>(m/s) |
|-------|---|--------------------------------|
| 1     | 0 - 200   | 0 - 5.6                        |
| 2     | 200 - 300   | 5.6 - 6.4                      |
| 3     | 300 - 400   | 6.4 - 7.0                      |
| 4     | 400 - 500   | 7.0 - 7.5                      |
| 5     | 500 - 600   | 7.5 - 8.0                      |
| 6     | 600 - 800   | 8.0 - 8.8                      |
| 7     | 800 - 2000  | 8.8 - 11.9                     |

Cuando se instalan cerca de una carga que anteriormente se alimentaba por una fuente de generación distante, mitigan las pérdidas de energía por transmisión en la línea eléctrica convencional. Este aspecto es importante y, en función de las condiciones específicas del proyecto, es uno de los elementos técnicos que pudiera agregar valor a la generación eoloeléctrica distribuida, ya que visto desde el lado del suministrador, constituiría un ahorro de energía o un beneficio económico (Fig. 3.4-50).



**Figura 3.4-50.** Mitigación de pérdidas por transmisión. Fuente: Borja D; Marco A. R; González G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.

### 3.4.1.- Crédito Por Capacidad (CPC)

Dado que la producción de energía eoloeléctrica varía en función de la magnitud y disponibilidad del viento, en algunos círculos se cuestiona su valor para sustituir capacidad convencional en un sistema eléctrico mixto en expansión. El tema

debatible, sin embargo, se puede decir que actualmente en varios países ya se reconoce que la generación eoloeléctrica tiene un crédito por capacidad. Por ejemplo, en el Reino Unido se le otorga 43 por ciento. De manera simplificada, a continuación se resume un método de origen holandés para calcular el CPC de centrales eoloeléctricas.

La contabilidad constituye un criterio muy importante en la planeación de todo sistema eléctrico. Un método probabilístico para evaluar esta contabilidad es calcular el índice de pérdida de carga (IPC), el cual representa el número de horas por año en que la capacidad instalada disponible es insuficiente para satisfacer la demanda pico de todo el sistema eléctrico.

Una forma para calcular el CPC de centrales eoloeléctricas consiste en planear la expansión de un sistema eléctrico para un IPC dado; primero en un caso base sin considerar la instalación de centrales eólicas y después incorporando la generación de una cierta cantidad de capacidad eoloeléctrica. La diferencia entre la capacidad convencional necesaria en el caso base y la capacidad convencional necesaria al incorporar la generación eoloeléctrica se toma como un indicador del valor que la capacidad eoloeléctrica agregada tiene para sustituir capacidad firme, es decir, el CPC de la generación eoloeléctrica.

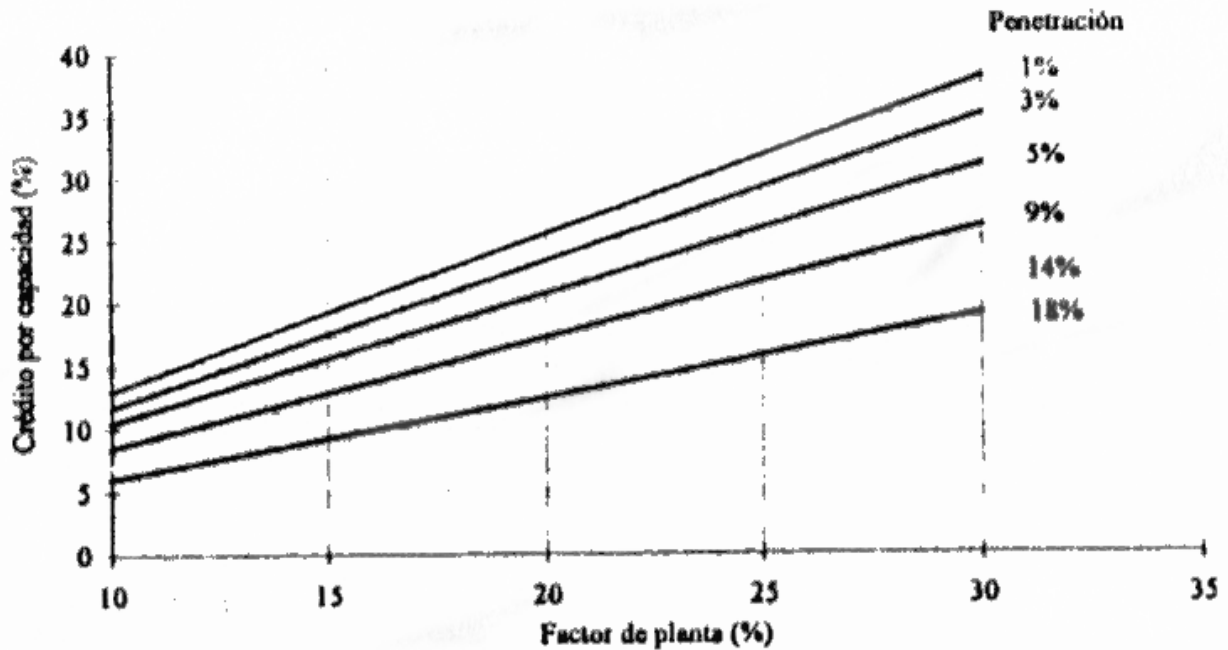
Una manera de incorporar la generación eoloeléctrica en estos cálculos es considerar la producción de eololectricidad como una carga negativa variable en el tiempo, los cálculos de esta índole son complejos y requieren información detallada y confiable, tanto del sistema eléctrico como de la generación eoloeléctrica.

En un estudio del caso de los Países Bajos, para una proyección de 11120 MW de capacidad al año 2000 que incluyen 1000 MW eoloeléctricos, se calculó un CPC de 18.4 por ciento, con base en la proyección de un factor de planta promedio de 22 por ciento para las centrales eoloeléctricas. En principio, esto sugirió que para este sistema el CPC por lo menos es muy cercano al factor de planta. Además, se encontró que aumenta entre menor es el grado de penetración. En la *Figura 3.4.1-51*, se muestran las relaciones encontradas entre el CPC y el factor de planta para diferentes grados de penetración.

Adicionalmente, se encontró que el CPC aumenta a medida que la dispersión de las centrales fotoeléctricas es mayor y también conforme la generación fotoeléctrica coincide con la demanda.

Estas combinaciones sugieren que para un sistema eléctrico robusto, las primeras centrales eoloeléctricas que se agreguen pueden tener un CPC significativamente mayor que su factor de planta. Por ejemplo, en un estudio realizado por la Pacific Gas & Electric para centrales eoloeléctricas en Solano, California, se calculó un CPC de 80 por ciento, que por supuesto es mayor que el factor de planta. Este resultado se debe a una casi perfecta correlación entre la velocidad del viento y la demanda de la carga.





**Figura 3.4.1-51.** Relación entre el crédito por capacidad y el factor de planta de centrales eólicas (caso de Los Países Bajos). Fuente: Borja D; Marco A. R; Gonzáles G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.

El CPC de centrales eoloeléctricas es un indicador importante para el cálculo de incentivos económicos a la inversión privada en el rubro, ya que permite conocer el ahorro en inversión pública por concepto de capacidad de generación convencional adicional. Además, es un parámetro que se utiliza para una estimación más adecuada del potencial de ahorro de combustibles fósiles y de la potencia de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero y de contaminantes atmosféricos. Existen otros estudios al respecto que varían en los métodos usados. Sin embargo, el denominador común es la conclusión de que a la generación eoloeléctrica si le corresponde un crédito por capacidad.

### **3.5.- Implicaciones de Los Aspectos de Interconexión**

Es un hecho que en varios países ya se ha logrado de manera exitosa la integración de una cantidad importante de centrales eoloeléctricas a los sistemas de generación convencional. Sin embargo, las compañías eléctricas aún tienen preocupaciones al respecto, sobre todo a medida que la penetración de la generación eoloeléctrica se incrementó en cuanto a su dimensión y cobertura. Las causas de estas preocupaciones se resumen a continuación.

#### **3.5.1.- Efectos a Macro Escala**

Se asocian a niveles altos de penetración de la generación eoloeléctrica en un sistema eléctrico convencional. Su origen es la variabilidad de la potencia eoloeléctrica alimentada a la red y su dificultad para controlarla. Se cree que esto podría tener aplicaciones desde el punto de vista operacional y que podría llegar a ocasionar variaciones importantes en la frecuencia y en el voltaje del sistema. Aún no

se sabe con certeza la magnitud de la penetración a la cual podrían empezar a ocurrir estos problemas. Sin embargo, hay consenso en que a menos de 10 por ciento no hay razón para preocuparse. Dinamarca ya ha alcanzado ocho por ciento y tiene planes para satisfacer con energía eólica 10 por ciento de su demanda de electricidad para el año 2057.

La probabilidad de ocurrencia de este problema se reduce cuando el sistema eléctrico es robusto, la dispersión de la generación eoloeléctrica es mayor y existe una buena correlación de la producción de potencia eoloeléctrica con la demanda.

### 3.5.2.- Implicaciones Sobre Los Efectos en Líneas de Transmisión y Distribución

a).- A nivel local, las variaciones de la potencia eoloeléctrica pueden llegar a causar fluctuaciones de voltaje con una magnitud observable en el parpadeo de lámparas fluorescentes. Usualmente, esto se evita conectando las centrales eólicas a líneas de voltaje suficientemente altas.

b).- Las altas corrientes que demandan los generadores de inducción en su inicio de operación pueden causar transitorios y caídas de voltaje. Lo anterior puede evitarse con una programación adecuada del arranque de los aerogeneradores, es decir, mediante un retardo entre el arranque de cada turbina.

c).- Los generadores de inducción demandan potencia reactiva. Las centrales eoloeléctricas con este tipo de máquinas incluyen bancos conmutables de capacitores para mejorar el factor de potencia, así como una cierta cantidad de capacitancia en cada turbina.

d).- Los aerogeneradores de velocidad variable con conversión CA-CD-CA pueden contar con convertidores electrónicos ajustados para operar a cualquier factor de potencia. Sin embargo, éstos deben ser lo suficientemente adecuados para evitar distorsiones armónicas.

En términos generales, las centrales eoloeléctricas deben cumplir con los requisitos de calidad de potencia eléctrica, establecidos por la Comisión Electrotécnica Internacional (o por la normatividad local). Es lógico suponer que casi todos los 7000 MW eólicos que se han instalado hasta ahora, sobre todo en los países con normatividad estricta, han satisfecho tales exigencias.

Hasta ahora ninguno de los 16 países con capacidad de generación eoloeléctrica importante ha reportado problemas serios sobre la interconexión. Sólo Alemania considera como problema potencial el desarrollo interconectado a redes débiles. Cabe recordar que Alemania ya tiene más de 2000 MW eólicos instalados. Existen estudios en ese país en los que se concluye que con la construcción de nuevas líneas y subestaciones se podrían instalar 1000 MW adicionales en la región más crítica.

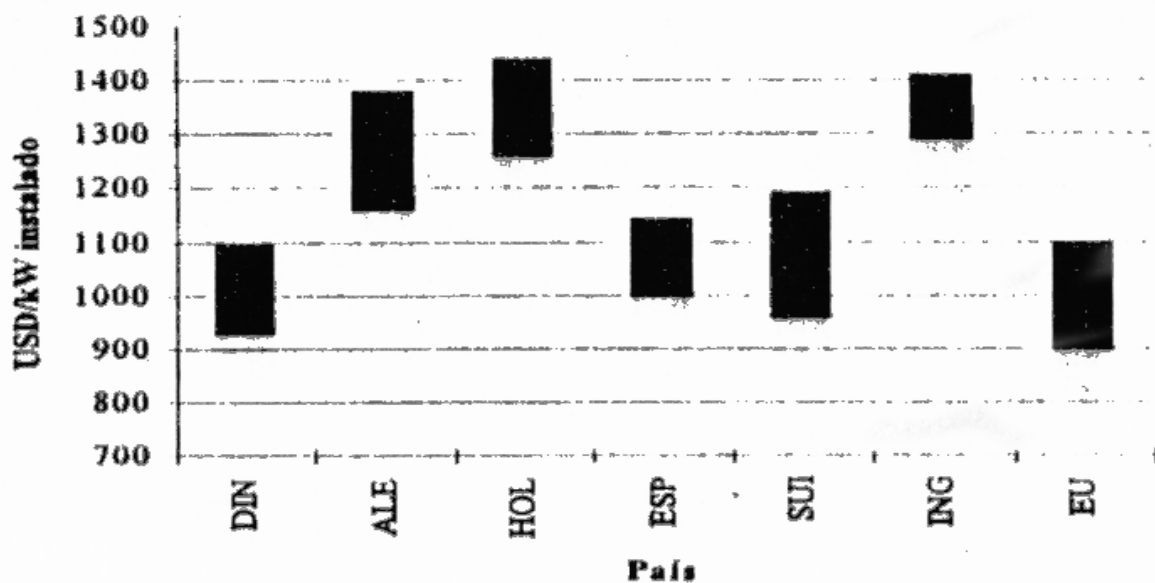
### 3.6.- Implicaciones Económicas

Los factores principales que influyen en la economía de un proyecto de generación eoloeléctrica interconectada son:

- Régimen de viento en el sitio de construcción
- Infraestructura preexistente
- Lejanía con el punto de interconexión
- Diseño de la central
- Grado de dificultad para construir, mantener y operar la central
- Confiabilidad y comportamiento de las máquinas
- Grado de correlación de la generación con la demanda
- Condiciones de financiamiento
- Reconocimiento económico de beneficios
- Condiciones del marco regulador en cuanto a los lineamientos para que las compañías eléctricas reciban la producción fotoeléctrica

Es conocido que el precio de la electricidad en cada país es un asunto de política económica y estrategia energética. Ya que la generación eoloelectrica está inmersa en este contexto, cada país ha desarrollado sus propias estrategias para colocar a la oferta eoloelectrica en un plano económicamente competitivo. En algunos casos, la competencia se ha dado en un mercado libre, es decir, donde la generación eoloelectrica compita con otras tecnologías en igualdad de circunstancias. En otros, el Estado ha intervenido con una diversidad de mecanismos para equilibrar la oferta barata, pero de alto impacto ambiental, con la oferta eoloenergética ambientalmente compatible. En esta sección se presentan los indicadores económicos principales en el plano Internacional.

Para 1996, los costos de inversión de centrales eoloelectricas reportados a la Agencia Internacional de Energía, estuvieron en el rango de 900 a 1440 USD/KW instalado, con un promedio global cercano a 1.160 USD/KW. La *Figura 3.6-52* muestra la variación reportada al respecto en algunos países. En la Tabla E se muestran los indicadores de la distribución del costo de inversión en centrales eoloelectricas, la cual varía de un proyecto a otro.



**Figura 3.6-52.** Costos de Inversión de centrales eoloelectricas en varios países.  
Fuente: Borja D; Marco A. R; González G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloelectrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.

**Tabla E.-** Distribución de costos de Inversión en centrales eoloeléctricas

| Concepto                       | (%)       |
|--------------------------------|-----------|
| Aerogeneradores                | 60 - 70   |
| Gastos de importación          | 1 - 1.5   |
| Transportación con seguros     | 0.5 - 3.5 |
| Obra civil                     | 8 - 13    |
| Obra eléctrica                 | 8 - 12    |
| Obra de interconexión          | 6 - 8     |
| Instalaciones                  | 1 - 2     |
| Control centralizado           | 0.2 - 0.5 |
| Ingeniería y administración    | 2 - 4     |
| Costos legales                 | 1 - 2     |
| Cuotas bancarias               | 0.5 - 1.5 |
| Intereses durante construcción | 1 - 2.5   |
| Garantía extendido             | 0.5 - 1   |
| Contingencias                  | 1 - 3     |

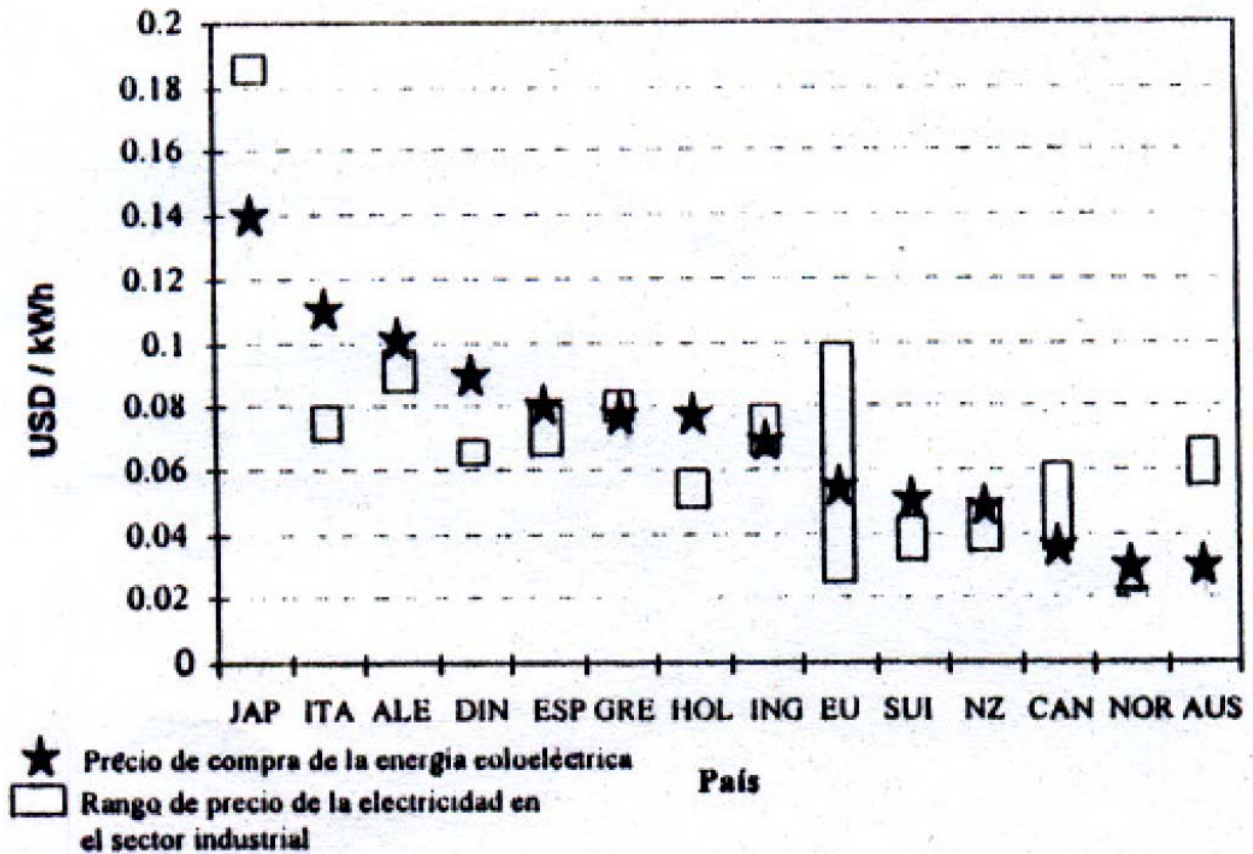
La gran mayoría de los proyectos de centrales eoloeléctricas en el mundo se han desarrollado con inversión privada. En ellos tanto las condiciones de financiamiento (tasa de interés, plazo del préstamo), como la tasa interna de retorno requerida por el inversionista, son factores que impactan en el costo de la electricidad producida.

Tipicamente, los inversionistas privados toman decisiones con base en el flujo de efectivo, el tiempo de recuperación de la inversión y las expectativas de utilidades netas.

Por su parte, algunas autoridades públicas, de acuerdo con su estrategia energética y en función de sus necesidades y oportunidades han establecido un precio de compra para la energía fotoeléctrica (o fórmulas para su cálculo) y definido el esquema de integración del mismo. Por ejemplo, cuánto debe pagar directamente la compañía eléctrica que recibe la energía y cuáles son las remuneraciones que otorga el Estado por los beneficios al sector público.

Así, los precios de compra de la energía fotoeléctrica difieren considerablemente de un país a otro, al igual que el precio que los consumidores pagan por la electricidad convencional, la Fig. 3.6-53 muestra el precio de compra de la energía fotoeléctrica en varios países y el rango de precios de la electricidad convencional en el sector industrial.

Con el propósito de que el costo de la generación eoloeléctrica pueda compararse entre proyectos diferentes en países distintos, un grupo de expertos del Acuerdo de implementación de la generación eoloeléctrica de la Agencia Internacional de Energía ha sugerido el uso de una metodología basada en el cálculo del costo nivelado de producción (CNP), definido como el costo de una unidad de electricidad (kW/h) promediado sobre la vida útil de la central.



**Figura 3.6-53.** Precio de compra de la energía fotoeléctrica en varios países. Fuente: Borja D; Marco A. R; González G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.

Para su cálculo, tanto la energía total entregada por la central como los costos totales durante la vida útil se reducen a valor presente al inicio de operación de la central. El CNP se obtiene por la relación entre ambos conceptos, es decir:

$$CNP = \frac{1 + \sum_{t=1}^n (OM_t + CS_t + RC_t)(1+r)^{-1} - VR(1+r)^{-n}}{\sum_{t=1}^n EAU_t(1+r)^{-1}} \dots(f.16)$$

Donde:

CNP Es el costo de inversión (incluyendo posibles intereses durante la construcción).

$OM_t$  son los costos de operación y mantenimiento durante el año t.

$CS_t$  son los costos sociales durante el año t.

$RC_t$  es el costo de mantenimiento mayor durante el año t.

$r$  es la tasa de descuento.

$VR$  es el valor de rescate después de n años.

$EAU_t$  es la energía eléctrica 'utilizada' en el año t.

$$EAU_t = E_{p,t} (k_c, k_a, k_d, k_p, k_u) \dots \text{ (f.17)}$$

Donde:

$E_{p,t}$  está dada por la ecuación

$K_x$  son los factores que se mencionaron en la sección sobre potencial de producción de electricidad.

En general, el CNP es útil para realizar comparaciones económicas entre tecnologías diferentes, siempre y cuando los resultados se deriven de la misma forma y se utilicen datos veraces.

Con base en los precios actuales de los aerogeneradores, así como en un indicador para los costos de operación y mantenimiento acotado entra 1 y 2 US¢ / kW/h, el CNP en proyectos eolieléctricos mayores de 10 MW podría estar ubicado entre 3 y 7 US¢/kW/h, dependiendo del régimen de viento y de los demás aspectos que ya se han mencionado. Los costos se han venido reduciendo significativamente con el progreso tecnológico. Se dice que durante la próxima década, el CNP podría alcanzar niveles inferiores a 3 US¢/kW/h en sitios con buen recurso eólico.

### 3.6.1.- Desarrollo Tecnológico y Costo de la Energía .

El reto es perfeccionar la tecnología, como ya se mencionó, para lograr captar la mayor cantidad de energía del viento y lograr mayor confiabilidad de los sistemas para entregar la energía a los clientes a un precio competitivo. En el año de 1980, el costo de generación se encontraba en alrededor de los 35 centavos de dólar por kWh, hoy en día va de los 4 a 6 centavos de dolar por el kWh.

Actualmente la generación con energía, eólica presenta costos competitivos, pues como se presenta en la gráfica de la *Figura 3.6.1-54*, éstos son únicamente superados por el uso de gas natural.

Aunque estos costos han decrecido significativamente, los investigadores consideran que nuevas mejoras podrían reducir estos costos de un 30 a 50% más. La meta propuesta por el Departamento de Energía de los Estados Unidos es alcanzar costos de 3 centavos de dólar por kWh en sitios de buen recurso para el año 2004, y de 3 a 4 centavos de dólar en sitios de potencial moderado para el periodo 2007-2015. (Tabla F)

Asimismo, la economía de escala presenta un papel muy importante en el costo de generación, pues por ejemplo, dos plantas eólicas una de 3 MW y otra de 51 MW, presentan costos de 0.059 y 0.036 centavos de dólar respectivamente, para una misma velocidad de viento lo cual evidencia el aprovechamiento de estas ventajas. A lo largo de 20 años se ha evolucionado en costos y tamaños de las turbinas.

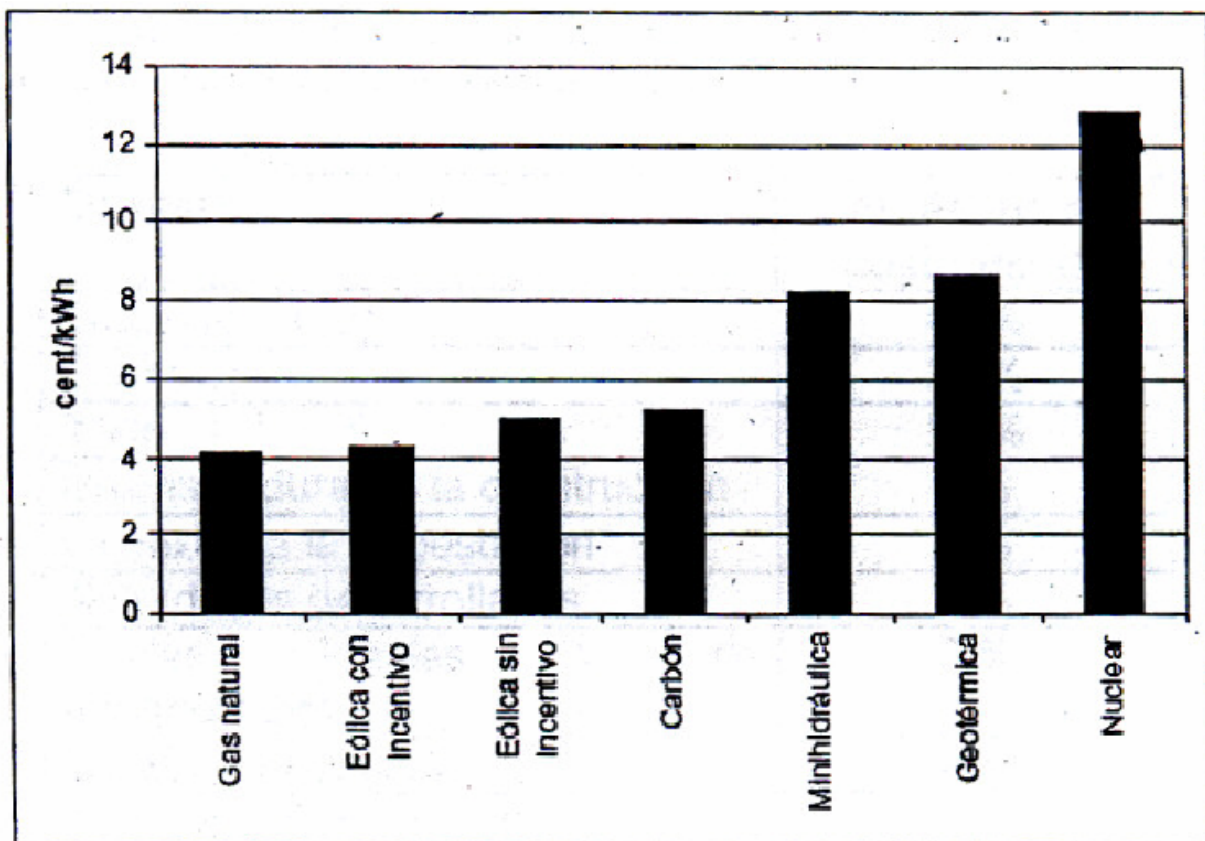


Figura 3.6.1-54. Comparación de costos de generación con diversas fuentes. Fuente: García Galludo, Mario. (1987). Energía eólica 1ED, España, PROGENSA, 1987.

| Concepto                | 1981  | 1985  | 1990  | 1998  | 1999  | 2000  |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Rotor (metros)          | 10    | 17    | 27    | 40    | 50    | 71    |
| Potencia (kW)           | 25    | 100   | 225   | 550   | 750   | 1,500 |
| Costo total (USDx103)   | 65    | 165   | 300   | 580   | 730   | 1,300 |
| Costo por kW (USD)      | 2,600 | 1,650 | 1,333 | 1,050 | 950   | 790   |
| Energía generada (MW/H) | 45    | 220   | 550   | 1,480 | 2,200 | 5,600 |

Tabla F. Evolución de desempeño de las turbinas eolicas. Fuente: García Galludo, Mario. (1987). Energía eólica 1ED, España, PROGENSA, 1987.

Actualmente los costos de capital, alrededor de 1,000 USD por kW, de un proyecto de energía eólica se desglosan como se puede ver en la Tabla G.

| <b>Concepto</b>                           | <b>Porcentaje del costo inicial</b> |
|---|-------------------------------------|
| <b>Turbinas (FOB)</b>                     | <b>49 %</b>                         |
| <b>Construcción</b>                       | <b>22 %</b>                         |
| <b>Torre</b>                              | <b>10 %</b>                         |
| <b>Intereses durante la construcción</b>  | <b>4 %</b>                          |
| <b>Conexión a la subestación</b>          | <b>4 %</b>                          |
| <b>Actividades desarrolladas</b>          | <b>4 %</b>                          |
| <b>Cuotas legales y de financiamiento</b> | <b>3 %</b>                          |
| <b>Diseño e Ingeniería</b>                | <b>2 %</b>                          |
| <b>Transportación terrestre</b>           | <b>2 %</b>                          |

*Tabla G.- Costos de capital desglosado en porcentajes. Fuente: García Galludo, Mario. (1987). Energía eólica 1ED, España, PROGENSA, 1987.*

A la luz de estos resultados existen ejemplos de proyectos que han sido desarrollados en zonas rurales, lo que ha traído desarrollo económico para éstas, pues es más redituable la instalación de generadores eólicos que sembrar. Esto no quiere decir que las tierras dejan de producir alimentos, sino al contrario al contar con fuentes de energía se vuelven zonas más tecnificadas, lo que también incrementa su productividad por unidad de área.

Nuestro país cuenta con uno de los mejores sitios en el mundo para la generación de electricidad a partir de la fuerza del viento. Es bien conocido el hecho de que existen zonas rurales que cuentan con buen recurso, como es el caso de Oaxaca, donde se podrían instalar generadores que no necesariamente tienen que ser de cientos de kilowatts, sino de mediana potencia, que les permitirían abastecerse de energía, para sembrar y cosechar con mayor tecnología, lo que elevaría el nivel de vida de estas poblaciones marginadas.

### 3.6.2.- Mecanismos de Incentivación

Las políticas energéticas estatales o federales constituyen un aspecto fundamental y de suma importancia para fomentar, o en su caso frenar, el desarrollo de proyectos de energía eólica, por lo que, se debe trabajar en este tema y tener en cuenta los aspectos ambientales. La generación de energía a partir del viento ha sido desarrollada mediante estímulos y control del mercado, lo que no ha significado abandonar la economía de mercado sino simplemente combinar ambas estrategias a favor del desarrollo de la energía eólica, así como con reglas de transmisión de energía favorables.



En algunos estados de la Unión Americana se han desarrollado mecanismos de incentivación hacia la energía eólica, pero principalmente han sido incentivos fiscales, desarrollo del portafolio de energías renovables, que en el caso del estado de Texas es un excelente ejemplo de cómo hacerlo. Los incentivos básicamente han sido que los distribuidores están obligados a comprar cierta cantidad de energía proveniente de renovables, mediante un sistema denominado de "Créditos de energía renovable", el cual cada uno equivale a 1 MWh.

En México, la emisión de un contrato de interconexión para fuentes renovables de energía ha traído la posibilidad de aprovechamiento eólico para el suministro de electricidad a los consumidores municipales e industriales. En el actual marco legal, la energía eólica puede abastecer la demanda de los sectores industriales, con costos competitivos en el largo plazo, aun considerando los subsidios no explícitos del sector eléctrico. El Gobierno Federal puede contribuir a un mejor desempeño económico, al menos, sobre dos bases:

- Aplicación de incentivos fiscales para las energías renovables, sobre todo aplicadas a la inversión inicial, como por ejemplo, la depreciación acelerada de la misma.
- Definición de los criterios nacionales de aplicación del Protocolo de Kyoto y de las condiciones del mercado de carbonos; en especial una línea base realmente vinculada a las condiciones de generación eléctrica.

Los costos de la energía eólica actualmente para plantas de gran escala y con buen factor de planta, son competitivos con algunas plantas que utilizan combustibles fósiles. El desarrollo tecnológico de los generadores eólicos hará de esta fuente de energía una opción cada vez más competitiva, además de permitir la conexión de estas unidades generadoras a la red de suministro sin problemas de inestabilidad en las redes de transmisión.

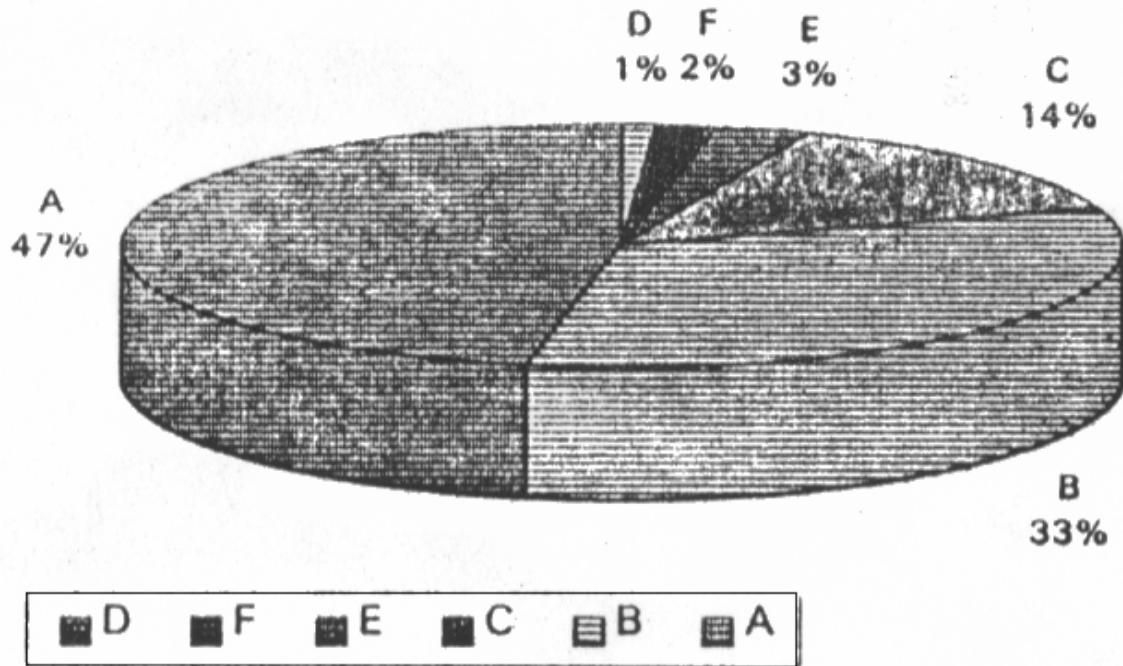
### 3.6.3.- Implicaciones Comerciales

Como se observa en la Tabla H, los modelos principales de aerogeneradores que se ofrecen en el mercado actual se pueden agrupar de acuerdo con los diferentes criterios de diseño.

En la Figura 3.6.3-55 se muestra la penetración de las diferentes versiones que estuvieron en el mercado durante 1997.

**Tabla H.-** Agrupación de aerogeneradores por sus criterios de diseño

|            |  |
|------------|--|
| A-3A-DKS   | Tres aspas, regulación por desprendimiento de flujo, concepto danés.   |
| B-3A-DKP   | Tras aspas, regulación por control de ángulo de paso, concepto danés.  |
| C-3A-W-SCT | Tres aspas, velocidad variable, sin caja de engranes, concepto alemán. |
| D-3A-W-US  | Tres aspas, velocidad variable, concepto norteamericano.               |
| E-2A-WNC   | Dos aspas, velocidad variable o velocidad constante.                   |
| F-Otros    |  |



**Figura 3.6.3-55.** Penetración en el mercado 1997 de los diferentes conceptos de aerogeneradores (Ver Tabla E). Fuente: Borja D; Marco A. R; Gonzáles G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.

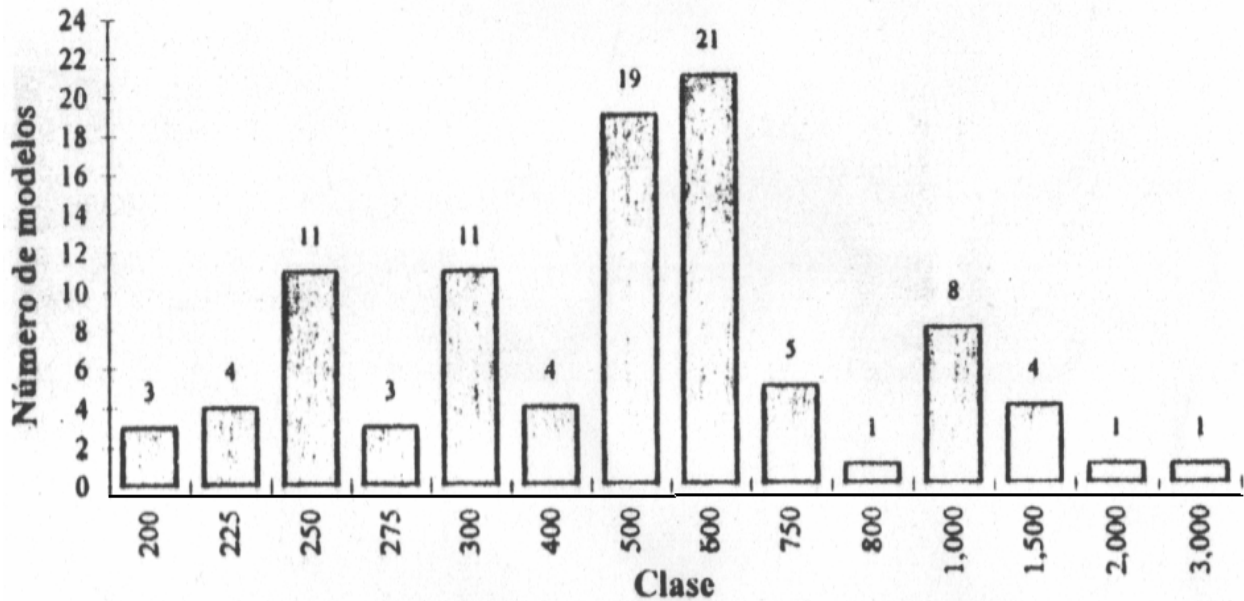
Atendiendo a su capacidad, en la Tabla I se clasifican los aerogeneradores disponibles en el mercado en 1997. Esta clasificación, que de alguna manera representa generaciones distintas, se utiliza para proporcionar los indicadores de mercado siguientes.

**Tabla I.-** Clasificación de aerogeneradores por su capacidad.

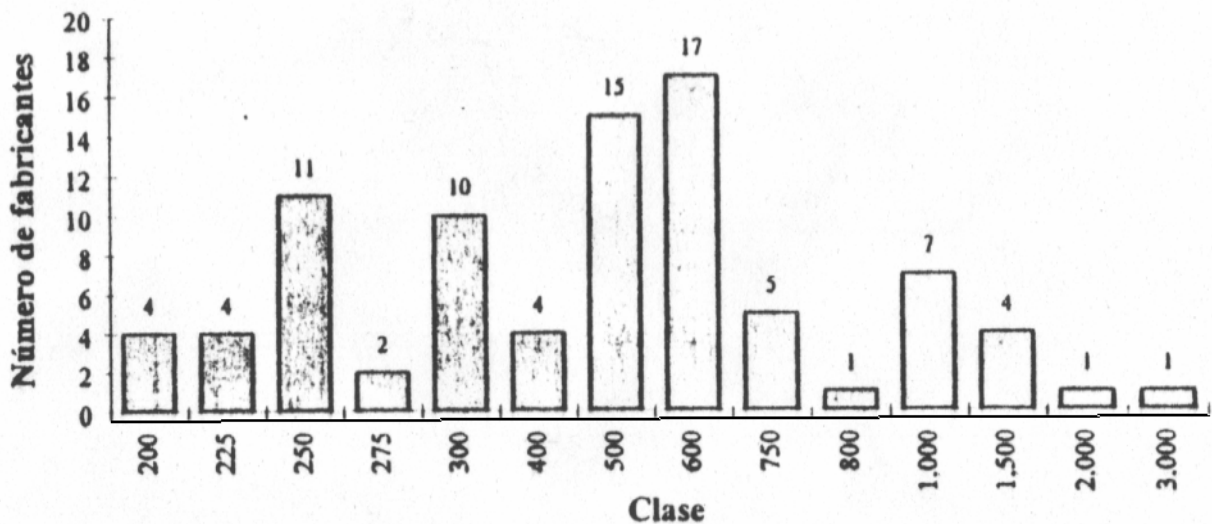
| Clase | Rango de potencia nominal (kVv) |
|-------|---------------------------------|
| 200   | 200 - 220                       |
| 225   | 225                             |
| 250   | 250                             |
| 275   | 270 - 275                       |
| 300   | 300 - 350                       |
| 400   | 400 - 450                       |
| 500   | 500 - 550                       |
| 600   | 600 - 630                       |
| 750   | 750                             |
| 800   | 800                             |
| 1,000 | 1,000 - 1,200                   |
| 1,500 | 1,500                           |
| 2,000 | 2.000                           |
| 3.000 | 3.000                           |

En 1997, se ofrecieron 96 modelos de aerogeneradores, de los cuales 40 corresponden a las clases 500 y 600. Para estas dos clases existen 17 fabricantes

diferentes; 39 modelos son europeos y sólo uno es norteamericano. En la Figura 3.7-56 se muestra el número de modelos en el mercado 1997, para la clasificación de la Tabla I. La Figura 3.6.3-57 muestra el número de fabricantes.



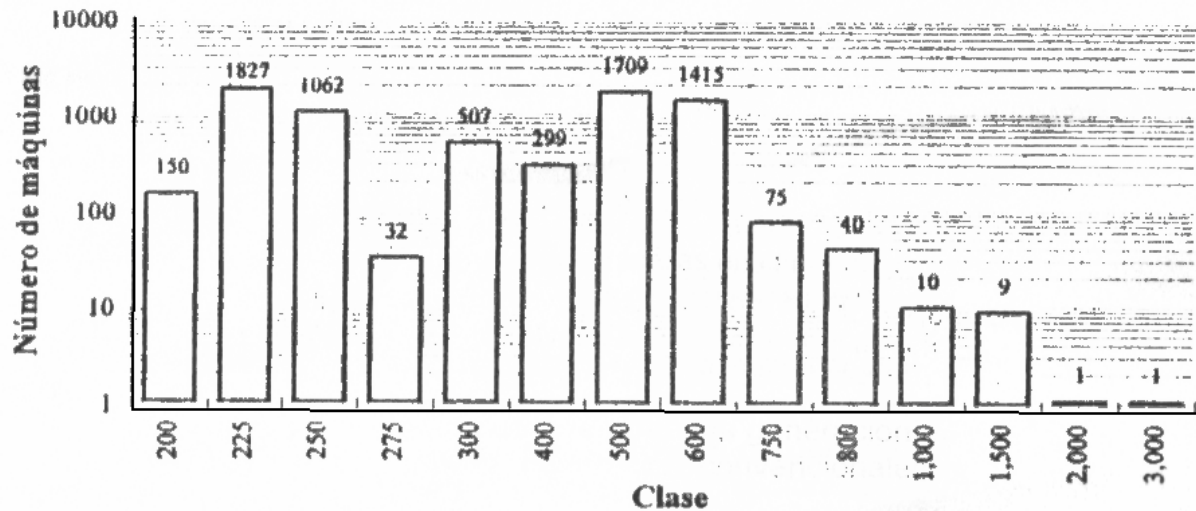
**Figura 3.6.3-56.** Número de modelos de aerogeneradores en el mercado 1997.  
 Fuentes: Wind Turbine Market: The international Overview 1997, Winkra-Project GmbH. ISBN 3-9804393-0-5



**Figura 3.6.3-57.** Número de fabricantes de aerogeneradores en el mercado 1997.  
 Fuentes: Wind Turbine Market: The international Overview 1997, Winkra-Project GmbH. ISBN 3-9804393-0-5.

Actualmente, existen cerca de 35,000 aerogeneradores instalados en el mundo. De esto, cerca de 18,000 están en Estados Unidos, pero la gran mayoría corresponde a máquinas pequeñas (promedio de 125 kW). Dinamarca, Alemania, los Países Bajos, España, el Reino Unido e India acumulan cerca de 17,500 máquinas instaladas, con un promedio de capacidad por máquina de 300 kW. Durante 1997, el promedio global

de capacidad de las máquinas agregadas fue cercano a 560 kW, lo que indica el actual predominio de las clases 500 y 600. Actualmente, existen cerca de 3,260 máquinas instaladas de las clases 500 a 3,000. Su distribución se muestra en la *Figura 3.6.3-58*.



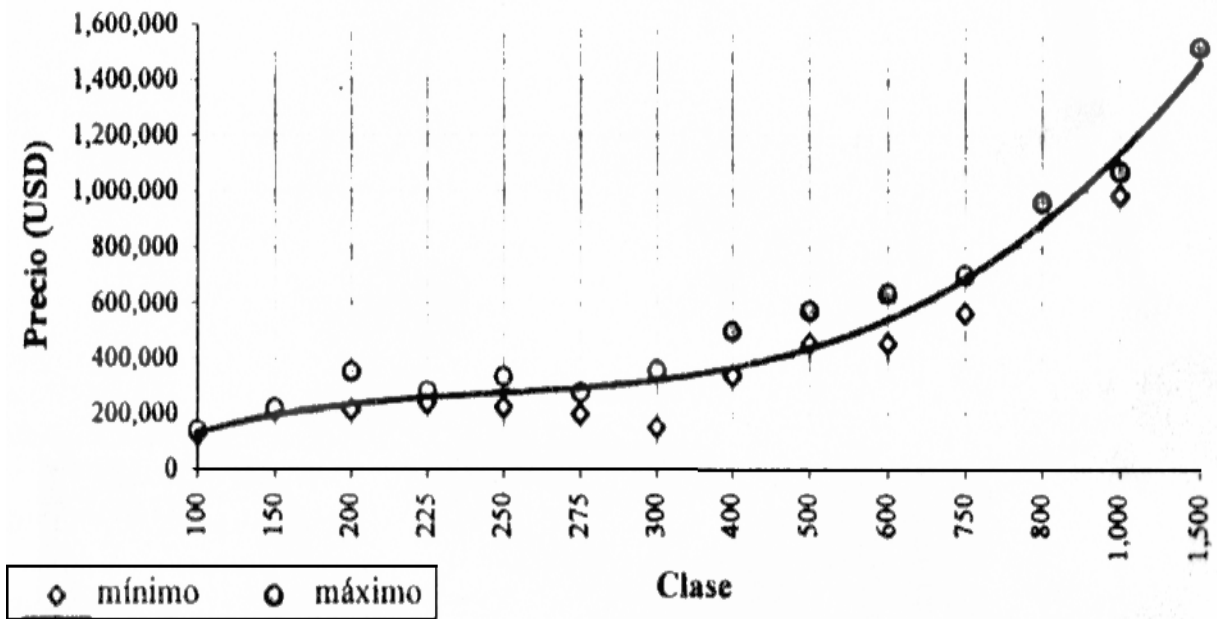
**Figura 3.6.3-58.** Distribución de las máquinas instaladas de las clases 500 a 3,000.  
Fuente: *Wind Turbine Market: The International Overview 1997*, Winkar-Project GmbH, ISBN 3-9804393-0-5.

La Tabla J muestra la penetración de mercado que han logrado los fabricantes principales en relación con toda su producción (acumulado) y para el año de 1997. Para los modelos ofrecidos en 1997, las Figuras 3.7-59 a 61 muestran los indicadores de precio aerogenerador, precio por unidad de capacidad y precio por unidad de área de barrido del rotor, respectivamente.

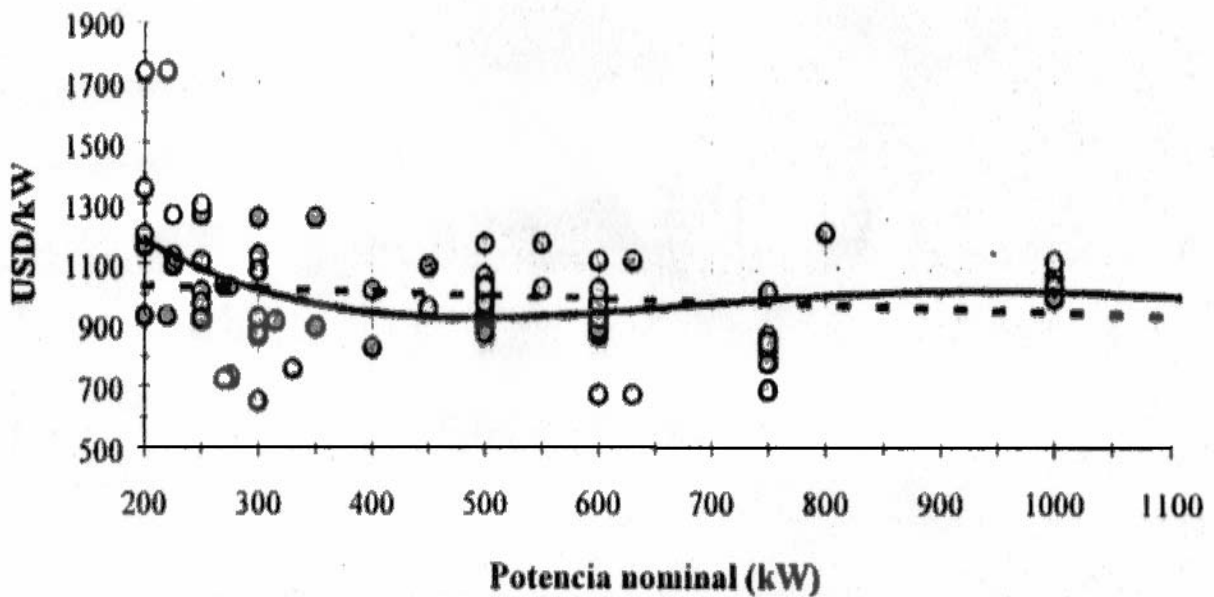
**Tabla J.-** Penetración en el mercado de los fabricantes principales.

| Fabricante  | País      | Acumulado(%) | 1997(%) |
|-------------|-----------|--------------|---------|
| NEG MICON   | Dinamarca | 16,4         | 19.7    |
| VESTAS      | Dinamarca | 18.9         | 18.5    |
| ENERCON     | Alemania  | 9.2          | 14.2    |
| BONUS       | Dinamarca | 9.0          | 14.1    |
| GAMESA      | España    | 2.4          | 5.9     |
| MADE        | España    | 1.6          | 4.8     |
| NORDEX      | Dinamarca | 2.5          | 4.3     |
| DESARROLLOS | España    | 2            | 3.4     |
| ZOND        | E. Unidos | 0.7          | 2.4     |
| WND WORLD   | Dinamarca | 2-8          | 1.9     |
| TACKE       | Alemania  | 4.0          | 1.8     |
| OTROS       |           | 31.4         | 7.7     |

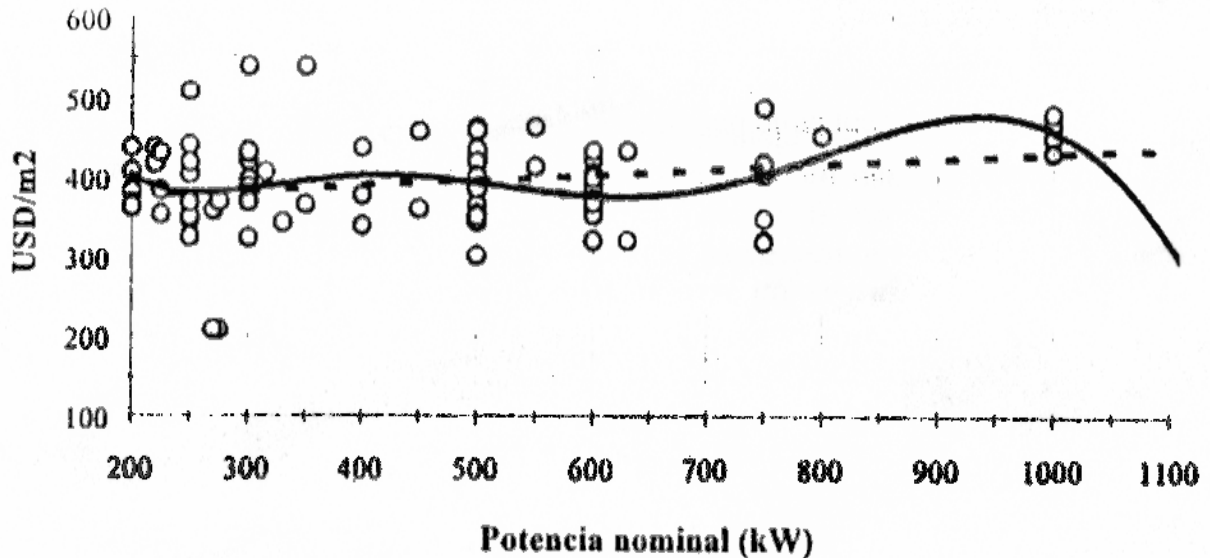
NEG MICON, comprende a MICON y NORTANK. ENRON compró a ZOND y TACKE, GAMESA fabrica con tecnología de VESTAS. Fuente: *Wind Marke update 1997t: International Win Energy Development, BTM Consult Aps., 1998*



**Figura 3.6.3-59.** Indicadores de precio por clases de aerogeneradores en el mercado 1997. Fuente: *Wind Turbine Market: The International Overview 1997*, Winkar-Project GmbH. ISBN 3-9804393-0-5.



**Figura 3.7-60.** Indicadores de precio por unidad de capacidad nominal para aerogeneradores en el mercado 1997. Fuente: *Wind Turbine Market: The International Overview 1997*, Winkar-Project GmbH. ISBN 3-9804393-0-5.



**Figura 3.6.3-61.** Indicadores de precio por unidad de área de barrido del rotor, para aerogeneradores en el mercado en 1997. Fuente: *Wind Turbine Market: The International Overview 1997*, Winkar-Project GmbH. ISBN 3-9804393-0-5.

### **3.7.- Implicaciones Ambientales**

El potencial de mitigación de emisiones que ofrece la generación eoloelectrónica representa una ventaja sobre las tecnologías de generación convencionales que queman carbón y combustóleo.

El valor efectivo del potencial de ahorro de combustibles fósiles y de mitigación de emisiones a la atmósfera depende de la mezcla de tecnologías de generación en el sistema eléctrico que se trate. La Comisión Europea estima que la operación de 10,000 MW eoloelectrónicos en la Unión Europea evitaría la emisión de 20 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por año y que representaría un ahorro total de 3,500 millones de dólares por el concepto de combustibles fósiles no quemados.

Sin embargo, la promoción de la tecnología eoloelectrónica mediante argumentos ambientales ha provocado que éstos se miren con una gran lupa. Si bien esto ha desacelerado el despliegue de dicha tecnología, también ha ayudado a fortalecerla, ya que se han orientado esfuerzos a cuantificar detalladamente los efectos adversos, así como a reducirlos sustancialmente.

Algunas de las imputaciones del impacto ambiental son objetivas, aunque a veces se exageran y generalizan, pero son específicas de situaciones particulares. Otras son de carácter subjetivo y dependen en buena medida del ánimo de la opinión pública.

#### **3.7.1.- Uso del Suelo**

En la Tabla K se muestran valores del área requerida para construir centrales eoloelectrónicas en terrenos planos. Se supone el uso de máquinas de una capacidad de 600 kW con un diámetro de rotor de 43 metros, así como una distribución reticular

con aerogeneradores separados de 3 a 5 diámetros, en la dirección perpendicular al viento dominante y de 10 diámetros en la dirección paralela.

**Tabla K.-** Indicadores del área requerida para construir centrales eoloeléctricas en terrenos planos.

|  |               |                    |
|--|---------------|--------------------|
| Área libre* requerida por aerogeneradores de 600kW | 55,500-92,500 | M <sup>2</sup>     |
| Capacidad instalable por unidad de área            | 6.5-10.8      | MW/km <sup>2</sup> |
| Área requerida por unidad de capacidad             | 92.5-154.1    | M <sup>2</sup> /kW |

\*Sin instalación de otros aerogeneradores.

Por ejemplo, con estos criterios 5,000 MW eoloeléctricos podrían construirse sobre una área máxima de 770 km<sup>2</sup>. Sin embargo, de esa superficie sólo se afectaría menos del cinco por ciento con caminos, cimentaciones, edificios y otras instalaciones. El resto seguiría siendo aprovechado para agricultura, panadería o de acuerdo con su uso natural (ver Fotografía 3.8.1-1). En este ejemplo, sólo se afectara un máximo de 38.5 km<sup>2</sup>, es decir, menos de un rectángulo de 6 por 7 Km.



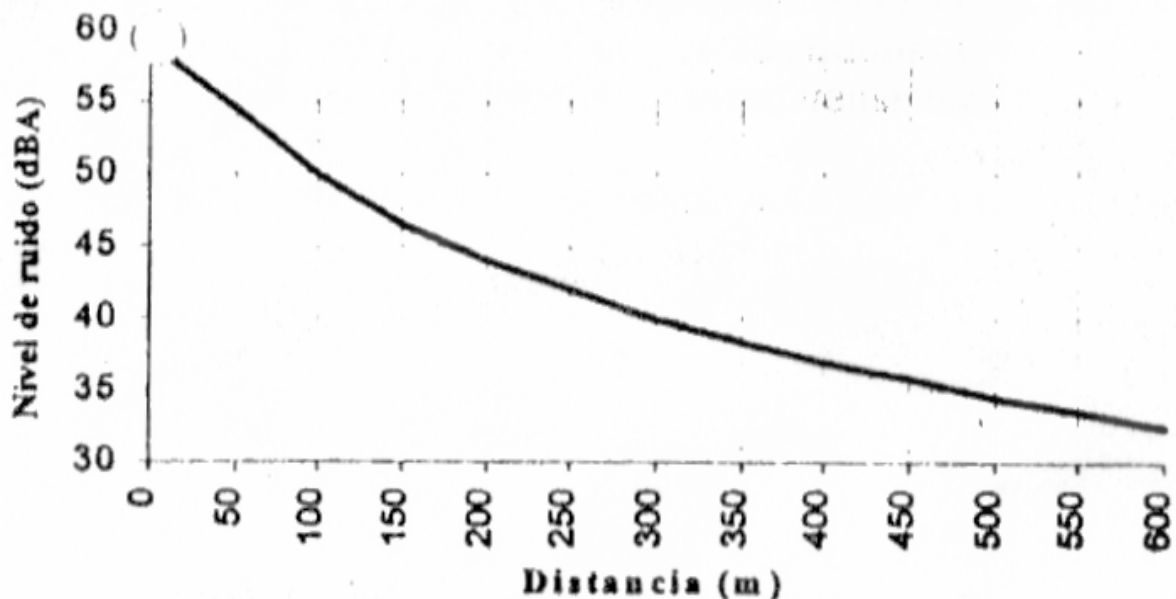
**Fotografía 3.7.1-1.** La generación eoloeléctrica compatible con la agricultura. Fuente: <http://www.windpower.org>

### 3.7.2.- Implicaciones del Ruido

La emisión de ruido acústico ha sido una preocupación cuando los aerogeneradores se desean instalar a poca distancia de lugares habitados. Esto es particularmente crítico en países que tienen poca extensión territorial (Los Países Bajos y Dinamarca) o en países donde el despigue se ha llevado a cabo de manera importante cerca de zonas densamente pobladas (Alemania). En países con una gran extensión territorial donde existe recurso eólico alejado de zonas pobladas, este problema puede ser mucho menor (o no existir), como es el caso de los 1500 MW instalados en el complejo eoloelectrico de California.

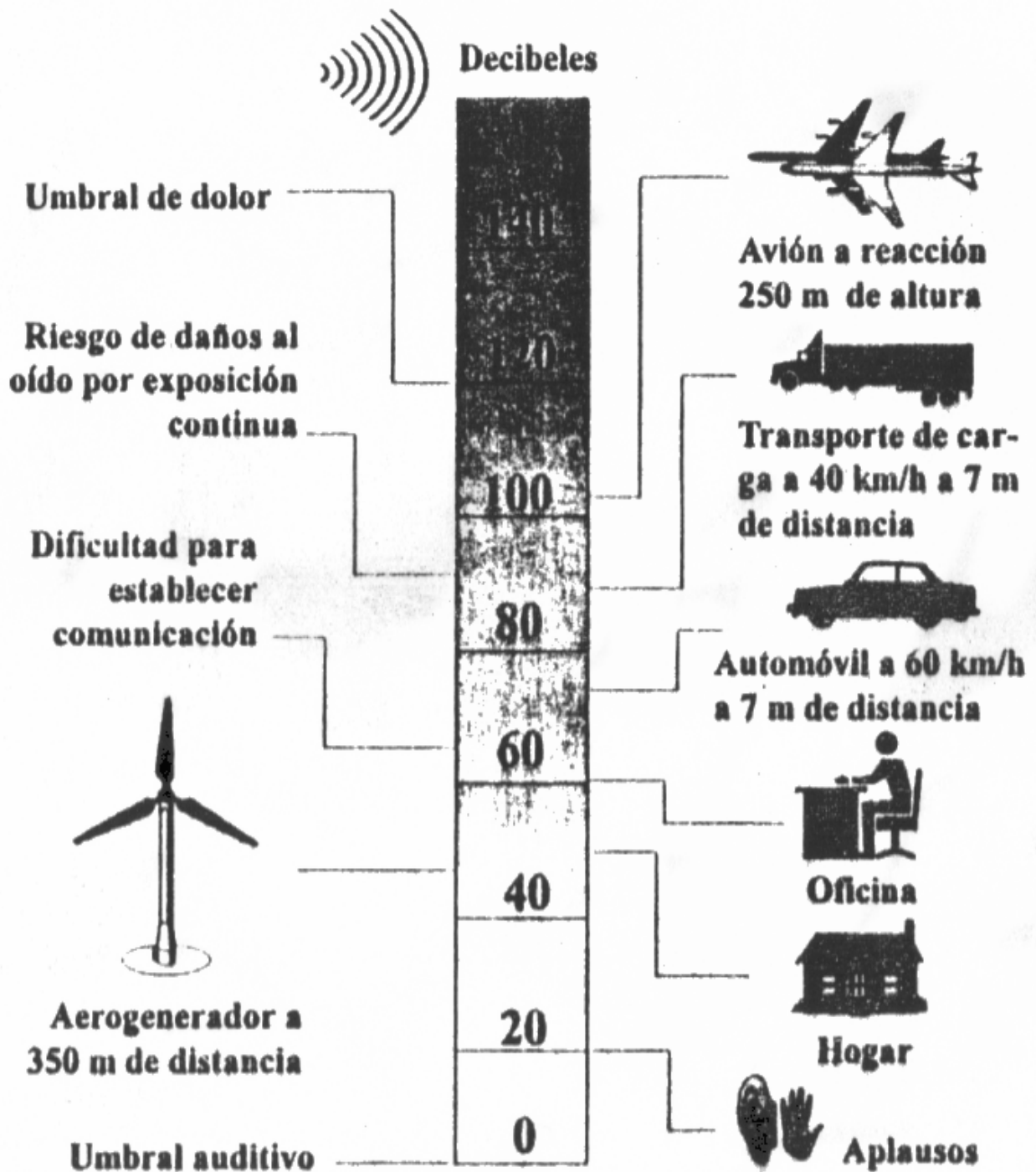
Para que las centrales eoloelectricas no causen molestias de ruido a los vecinos, algunos países han emitido lineamientos ambientales que limitan su cercanía a lugares habitados. Por ejemplo, en Alemania se deben alejar lo suficiente para que los vecinos no perciban un ruido mayor a 45 dB. En términos prácticos, la distancia que una central eoloelectrica debe alejarse de una zona habitada no va más allá de 1 km.

La *Figura 3.7.2-62* muestra cómo disminuye el ruido de un aerogenerador en función a la distancia y la *Figura 3.8.2-63* compara el nivel de ruido con otras fuentes.



**Figura 3.7.2-62.** Relación ruido-distancia para un aerogenerador específico de 600kW. Fuente: Vestas, General specification 600kW variable slip wind turbines. 1996.





**Figura 3.7.2-63.** Comparación de niveles de ruido. Fuente Borja D; Marco A. R; González G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloelectrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.

### 3.7.3.-Impacto Visual

El impacto visual depende de la percepción de las personas. Para algunas, los aerogeneradores son feos y deterioran el paisaje, mientras que para otras son agradables y representan una tecnología amigable al medio ambiente. Al igual que el problema de ruido, el impacto visual depende de la cercanía entre las poblaciones y las centrales eoloelectricas. Asimismo, adquiere mayor o menor dimensión dependiendo de varios factores psicológicos y sociales. Por ejemplo, si la generación eoloelectrica ayuda a crear nuevas fuentes de empleo y contribuye al desarrollo regional, difícilmente los aerogeneradores pueden verse rechazados por motivos estéticos. Por supuesto, en este sentido lo que cuenta es la opinión pública mayoritaria.

En una investigación para la Comunidad Europea, se encontró que 80 por ciento de los encuestados están a favor de la generación eoloelectrica, cinco por ciento se opone y 15 por ciento es neutral.

Para las centrales eoloelectricas de Devon y Cornwall en el Reino Unido, 84 por ciento de la población aprobó la generación eoloelectrica después de la construcción de la primera central. 70 por ciento de los encuestados estuvieron de acuerdo en ver más centrales eoloelectricas en el área y sólo cuatro por ciento no estuvo de acuerdo con el proyecto.

En Escocia, para la central eoloelectrica de Cammanes, 86 por ciento de la población local encuestada aprobó el proyecto inmediatamente después de su construcción. Un año después se obtuvo que el mismo porcentaje aún estaba a favor del proyecto.

Otra encuesta en la misma zona, enfocada exclusivamente al impacto visual, mostró que 76 por ciento de los encuestados realizaron comentarios favorables respecto a la apariencia de la central. Sólo siete por ciento se sintieron ofendidos por la apariencia de la central, 91 por ciento no se sintieron ofendidos y dos por ciento se mostró indiferente.

En un estudio realizado en 1994 en Nueva Zelanda, se estableció que 87 por ciento de los encuestados aprueban la generación eoloelectrica en sus áreas y sólo cuatro por ciento respondió de manera negativa. Con relación a un aerogenerador de 225 kW instalado cerca de Brooklyn, en una colina donde la mayoría de la población lo puede ver, se ha reportado que el aerogenerador ha probado ser muy popular. Está abierto a visitas durante todo el año de 9 a 12 horas al día. Se cuenta con amplio estacionamiento que normalmente está lleno los fines de semana durante el verano con gente que observa el aerogenerador, los paneles informativos y que disfruta de la vista de la ciudad y de la bahía. El aerogenerador es ahora una atracción pública y en km recorridos turísticos de Wellington se incluye su vista.

### 3.7.4.- Impacto Sobre Las Aves

A la par de la experiencia operativa de una gran cantidad de centrales eoloelectricas en el mundo, se han emprendido estudios sobre la mortalidad de aves al chocar contra los rotores y las estructuras de los aerogeneradores. También se ha estudiado el efecto de los aerogeneradores sobre el hábitat y costumbres de las aves.

A este respecto, las investigaciones realizadas en el ámbito del acuerdo de implementación de la generación eoloelectrica de la agencia Internacional de Energía, reportara para 1996 lo siguiente:

-Todos los países miembros continúan expresando su inquietud acerca de la posibilidad de mortalidad de aves (por operación de centrales eoloelectricas). La muerte de aves fue reportada como mínima, y estudios llevados a cabo en varios países sugieren que los aerogeneradores no tienen impacto significativo en la vida de las aves, al compararse con otras actividades humanas. El problema varía sustancialmente de un sitio a otro y muchas centrales eoloelectricas reportan no tener problemas al respecto.

En 1995, Dinamarca reportó haber encontrado evidencias de que una vez que se ha concluido la construcción y puesta en operación de una central, las aves locales se familiarizan con los aerogeneradores y tienden a evitarlos.

La Asociación Europea de Energía Eólica dice sobre este asunto de las turbinas eólicas, a pesar de su tamaño y de sus aspas en movimiento, no presentan un problema especial, de acuerdo a lo encontrado en estudios realizados en Alemania.

Los Países Bajos, Dinamarca y el Reino Unido, dicen que las líneas de transmisión de energía eléctrica presentan una amenaza mucho mayor que los aerogeneradores. La principal Sociedad Ornitológica del Reino Unido apoya los desarrollos eólicos ubicados y diseñados de manera sensata.

### **3.8.- Implicaciones Sociales**

#### **3.8.1. Fuentes de Empleo**

La generación eoloelectrica ha comprobado ser una actividad que tiene un amplio potencial para la creación de nuevas fuentes de empleo, sobre todo en las empresas medianas y pequeñas. Para finales de 2000, La Asociación Europea de Energía Eólica estimó que en Europa ya existían más de 40,000 personas trabajando en la industria eoloelectrica. Asimismo, proyectó que para el año 2030 esta cifra podría duplicarse.

En cuanto a la fabricación e instalación de aerogeneradores, el indicador para creación de fuentes de empleo es de seis personas por año, por cada nuevo MW. Para la operación y mantenimiento se habla de un potencial de generación de empleo de 100 a 450 personas por año, por cada MW/h generado (en función del tipo de máquinas que se utilicen). Se estima que por cada puesto de trabajo en la fabricación, instalación, operación y mantenimiento de aerogeneradores se crea al menos otro puesto de trabajo en sectores asociados (consultarías, investigación, finanzas, etc.). En Europa existen más de 750 compañías que participan en la implantación de la generación eoloelectrica.

Un estudio reciente de la Asociación de Fabricantes Daneses de aerogeneradores, concluyó que la industria eólica danesa emplea a más de 8,500 daneses y que ha creado otros 4,000 puestos de trabajo fuera de su país.

### 3.8.2.- Desarrollo Regional

La disponibilidad de recurso eólico en una región abre la posibilidad de establecer una industria eoloeléctrica local con importantes beneficios económicos y sociales. Este es uno de los elementos que con frecuencia se asienta en la formulación de los planos eoloeléctricos de las comunidades autónomas españolas, que en conjunto constituyen uno de los planes más ambiciosos para el aprovechamiento del recurso eólico en el plano internacional.

### 3.8.3.- Seguridad Pública

En toda actividad existen riesgos de accidentes. Por supuesto, la práctica de la generación eoloeléctrica no es una excepción a esta regla. A continuación se mencionan indicadores al respecto.

La fabricación de aerogeneradores es, en realidad, un proceso de integración. Los riesgos de accidentes son aquellos asociados a la fabricación de sus componentes en industrias tradicionales (generadores, cajas de transmisión). La integración de aerogeneradores se realiza en naves industriales similares a aquellas en las que se construyen transformadores eléctricos grandes.

El transporte de aerogeneradores es similar al transporte de equipo pesado. Se transportan en partes (carcaza, aspas, torre y transformadores). La carcaza de una máquina de 600 kW pesa cerca de 20 toneladas y el rotor (tres aspas más el cubo), cerca de nueve toneladas. Una torre tubular de 45 metros de altura pesa unas 30 toneladas y se transportan por secciones (típicamente 2).

La construcción de una central eoloeléctrica requiere obra tradicional, tanto civil como eléctrica. La instalación de aerogeneradores es una maniobra especializada que requiere grúas de tamaño considerable.

Quizás la inquietud más importante sobre la seguridad de las centrales eoloeléctricas es la posibilidad de que por una falla catastrófica de un aerogenerador una partícula o sección de una aspa, se proyecte hacia un lugar público. Se han hecho análisis teóricos de eventos críticos, estimándose que un proyectil no viajaría más de 800 metros y, que sin la condición de embalamiento, no iría más allá de 350 metros.

Asimismo, estos estudios sugieren que es muy poco probable que impacte a un civil. A la fecha, existen más de 38,000 aerogeneradores instalados en centrales eoloeléctricas alrededor del mundo, algunos de ellos ya tienen operando más de 15 años. No ha habido ningún accidente a personas ajenas a las centrales por desprendimiento de secciones de aspas, aunque sí ha habido fallas catastróficas en algunos aerogeneradores.

En cuanto a la seguridad pública, una central eoloeléctrica no implica riesgos importantes; es decir, una falla catastrófica que llegue a destruir todos los aerogeneradores de una central eoloeléctrica, no significaría nada al compararse con una catástrofe en otro tipo de centrales o un gran incendio que involucre cantidades importantes de combustibles fósiles.

### 3.9.- Rentabilidad Energética

Estudios realizados en Dinamarca indican que un aerogenerador moderno de 600 kW produce durante los primeros tres o cuatro meses de su operación una cantidad de energía equivalente a la que habría de gastarse en su fabricación, instalación, mantenimiento y desmantelamiento. Así, durante sus 20 años de vida útil, un aerogenerador produce por lo menos 80 veces la energía gastada. Asimismo, se encontró que el balance de energía en el proceso de desmantelamiento y reciclado de materiales es positivo.

### 3.10.- Implicaciones Organizacionales

De manera genérica, la Figura 3.10-64 muestra los tipos principales de instituciones y empresas que están involucradas en el desarrollo e implantación de la generación eoloeléctrica.

| Marco Internacional  | Marco Nacional   |  |
|--|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>* Protección ambiental.</li> <li>* Comercio.</li> <li>* Política energética.</li> <li>* Normalización.</li> <li>* Financiamiento.</li> <li>* Colaboración tecnológica.</li> </ul> | <p><b>Base Institucional</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Política energética.</li> <li>* Planeación energética.</li> <li>* Protección ambiental.</li> <li>* Desarrollo económico.</li> <li>* Legislación.</li> <li>* Regulación.</li> </ul> <p><b>Base de apoyo Tecnológico</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Centros de investigación y desarrollo tecnológico.</li> <li>* Centros de pruebas especializadas y certificación.</li> <li>* Normalización.</li> </ul> <p><b>Base empresarial</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Inversionistas privados.</li> <li>* Desarrolladores de proyectos eoloeléctricos.</li> <li>* Consorcios de autoabastecimiento de electricidad.</li> </ul> <p><b>Base financiera</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Instituciones de crédito.</li> <li>* Banca de desarrollo.</li> </ul> | <p><b>Base industrial</b></p> <p><b>Manufactura</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Fabricantes de aerogeneradores.</li> <li>* Fabricantes de componentes.</li> <li>- Aspas.</li> <li>- Generadores.</li> <li>- Cajas de engranes.</li> <li>- Equipo eléctrico.</li> <li>- Equipo electrónico.</li> <li>- Servomecanismos.</li> <li>- Torres.</li> </ul> <p><b>Construcción</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Firms de ingeniería civil.</li> <li>* Firms de ingeniería eléctrica.</li> <li>* Compañías de transporte.</li> <li>* Compañías de grúas y maniobras.</li> </ul> <p><b>Operación</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Compañías operadoras de centrales eoloeléctricas.</li> <li>* Firms de ingeniería especialistas en mantenimiento.</li> <li>* Compañías comercializadoras de electricidad.</li> </ul> <p><b>Base de apoyo</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Contable y fiscal.</li> <li>* Legal.</li> <li>* Ambiental.</li> </ul> |

**Figura 3.10-64.** Tipos de instituciones y empresas involucradas en el desarrollo e implantación de la generación eoloeléctrica. Borja D; Marco A. R; Gonzáles G; Raúl. (1998). Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.

## CONCLUSIONES

El aprovechamiento de la energía eólica ha desempeñado un importante papel en el pasado, y la larga experiencia acumulada, especialmente en los últimos 20 años, demuestra que es posible construir grandes plantas aerogeneradoras capaces de producir energía a nivel industrial y comercial a precios competitivos (económicos).

Aunque la tecnología de las grandes plantas ya se encuentra en servicio en México, está todavía en desarrollo, los problemas que se plantean no parecen difíciles de solucionar, y los conocimientos de los que disponemos los ingenieros por el momento permiten establecer ciertos criterios básicos que, poco a poco, van limitando el campo de investigación a soluciones concretas.

La limitación de la potencia instalada no parece un problema insalvable que no pueda solucionarse con la construcción de más parques eólicos, que permitan alcanzar potencias a nivel industrial. Los estudios realizados en este aspecto indican que la reducción en los costos de mantenimiento y de instalación podría compensar el costo adicional del terreno necesario, de la fabricación de los aerogeneradores y de su importación.

La solución de los parques eólicos pueden tener la ventaja a efectos de ahorrarse los sistemas de almacenamiento, que suponen un costo importante en las plantas eólicas, o de reducir los problemas de conexión a la red.

En el aspecto económico puede afirmarse que el aprovechamiento de la energía eólica mediante aerogeneradores de gran potencia puede ser rentable con la infraestructura actual de los precios energéticos, y parece probable que su rentabilidad comparativa tenderá a mejorar, a medida que su desarrollo técnico permita reducir los costos mediante diseños más ajustados, y procesos de fabricación más precisos.

En definitiva, la energía eólica talvez no esté capacitada para resolver el problema energético, pero es un recurso que está al alcance en lo tecnológico y económico, y no parece razonable desaprovechar lo que nos pueda ofrecer.

No olvidemos lo más importante y eso es que México ya se encuentra en los últimos años de extracción de energía barata (de 8 a 10 años), es decir, los derivados del petróleo.

Lo que es digno de notar es que en el año 2000 las energías renovables (ER) contribuyeron entre el 13 y el 18% de las necesidades energéticas primarias a nivel mundial.

Este porcentaje se ha incrementado debido a dos razones principales:

1. Preocupación por el cambio climático
2. Preocupación por el decremento en las reservas de los combustibles fósiles (o por su incremento de precio)

Queda, por tanto, aclarar que las dificultades para su desarrollo no son de índole técnica o económica, sino estructurales de los sistemas eléctricos, y de carácter legal y regulatorio.

De los 50,000 MW eólicos a finales del 2005 en el mundo, el 90% estaba en 10 países, encabezados por Alemania y España, y en ella, de los 10,000 MW instalados, solo 5 de las 14 comunidades autónomas concentraban el 85%, en razón de que las autoridades provinciales y municipales han tomado cartas en el asunto para promover, regular y organizar las explotaciones eólicas en sus territorios. Lo que a fin de cuentas demuestra que en esencia es un asunto de voluntad política.

¿En México tendremos la conciencia, la visión y la voluntad política para finalmente aprovechar ese inmenso potencial, no solo de generación eléctrica, sino también de desarrollo industrial y tecnológico, creación de empleos y mitigación de gases de efecto invernadero?.

Como respuesta se puede decir que ya hay planteamientos y propuestas de ingeniería para producir energía eléctrica en base a los sistemas de generación eólicos, así como propuestas de la conexión a la red eléctrica, es decir, no consumir energía eléctrica cuando la industria sea auto sustentable, y talvez la inyección de energía eléctrica a la red nacional, para conseguir descontar del consumo que se tenga de la red nacional, esto principalmente en la industria. Y la finalidad es reducir el consumo energético, procurar al mínimo la contaminación del medio ambiente, usar la tecnología y propiciar su generación y mantenimiento en nuestro propio país, además de la creación de empleos.

Así mismo y para concluir, lo que faltaría, es que el Gobierno Federal, apruebe leyes para que se pueda llevar a cabo, pueda ser regulado, y de incentivos a quienes puedan y sean aptos para aprovechar este tipo de energía renovable.

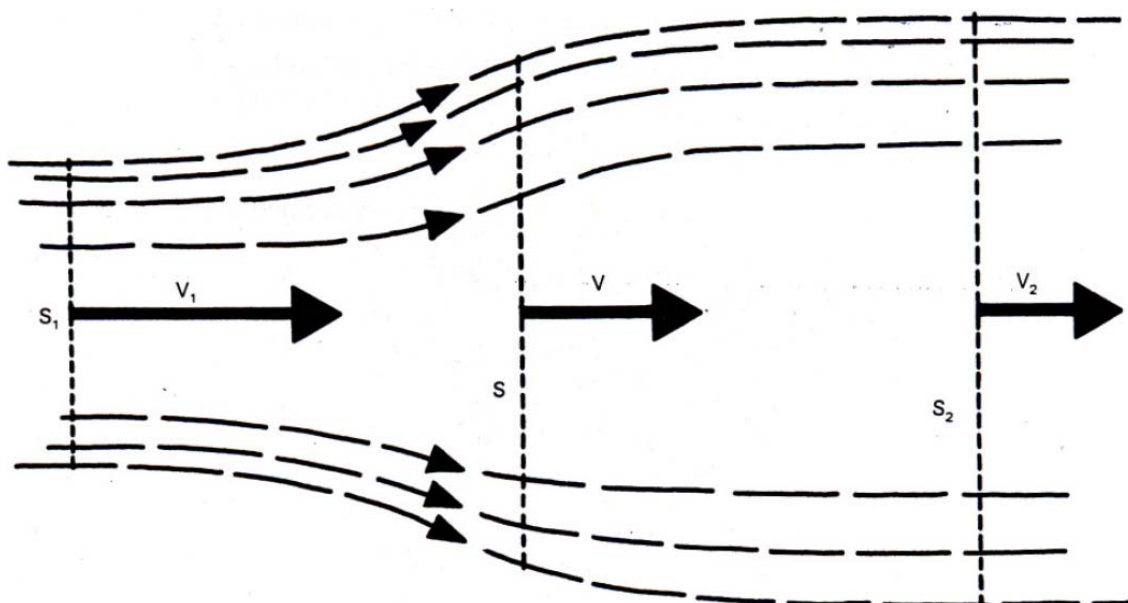
## ANEXO 1

### A.1.- Teorema de Betz

Betz supuso que el viento al atravesar el disco que se forma en el área de captación del rotor, sufre una acción de frenado que se manifiesta en una expansión de las líneas de corriente.

Las líneas de corriente que atraviesan el área de la turbina  $S$ , aguas arriba atraviesan un área inferior  $S_1$  y aguas abajo una superior  $S_2$ .

Con las velocidades ocurre lo contrario  $V_1$  es superior a  $V$  y  $V_2$  inferior.



**Figura A.1-1.** Esquema de una corriente fluida al atravesar el área de captación de un rotor de tipo genérico. Fuente: Cádiz Deleito, Juan Carlos. (1984). *La energía eólica, tecnología e historia* 1ED, España, Hermann Blume, 1984.

Siendo:  $V_1$ ,  $V$  Y  $V_2$  la velocidad del viento aguas arriba, en el disco, y aguas abajo, respectivamente.

$S_1$ ,  $S$ ,  $S_2$ , el área formada por las líneas de corriente aguas arriba, en el disco, y aguas abajo.

Aplicando la ecuación de la continuidad:

$$S_1 V_1 = S V = S_2 V_2 \dots (f.18)$$

Según la ecuación de la cantidad de movimiento, la fuerza que se ejerce sobre el disco es igual a la variación de la cantidad de movimiento:

$$F = \rho S V (V_1 - V_2) \dots (f.19)$$



Aplicando la ecuación de la energía e igualándola a la fuerza por la velocidad en el disco:

$$E = 1/2 \rho S V (V_1^2 - V_2^2) \dots (1) \dots (f.20)$$

$$E = F V = \rho S V^2 (V_1 - V_2) \dots (2) \dots (f.21)$$

$$Y \quad V = \frac{V_1 - V_2}{2} \dots \text{de (1) y (2)} \dots (f.22)$$

Substituyendo en (2)

$$E = 1/4 \rho S (V_1^2 - V_2^2) (V_1 + V_2) \dots (3) \dots (f.23)$$

La potencia máxima se obtiene cuando  $\frac{\partial E}{\partial V} = 0$ , y esto ocurre cuando  $V_2 = 1/3 V_1$  es decir, cuando el viento sufre un frenado equivalente a 2/3 de su propia velocidad.

Substituyendo en (3):

$$E_{\text{mx}} = 16/27 \cdot 1/2 \rho S V_1^2 = 16/27 \cdot \text{Energía del viento} \dots (f.24)$$

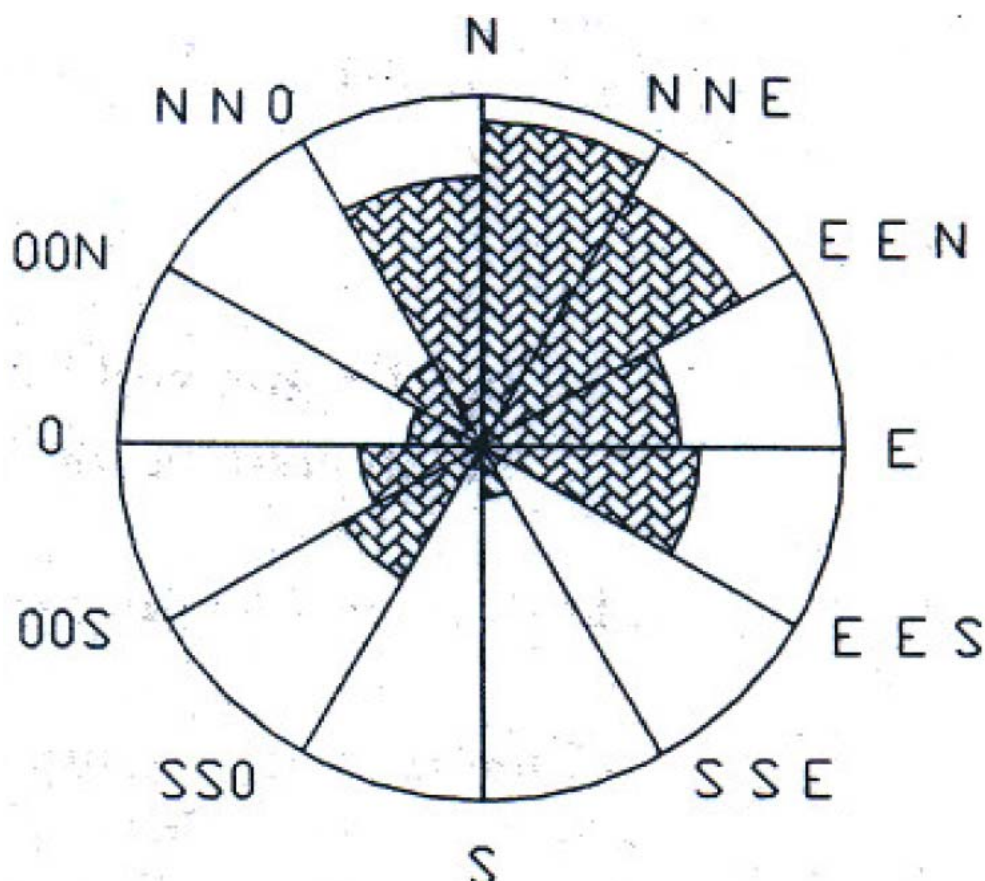
## ANEXO 2

### A.2.1.-La Rosa de Los Vientos

El viento es un elemento que posee magnitud y dirección, pero estas características pueden cambiar de acuerdo a la topografía de cada lugar. Es por ello que para mostrar la información sobre la frecuencia de variación de las direcciones del viento, puede dibujarse la llamada rosa de los vientos. Basándose en observaciones meteorológicas de las velocidades y direcciones del viento.

La rosa de los vientos es un gráfico circular dividido en 8, 12 o 16 sectores, aunque 12 es el número de sectores que se utiliza como, estándar. La utilidad de los datos que proporciona la rosa de los vientos radica en la posibilidad de saber en que direcciones el viento sopla durante mas tiempo. Estos datos son imprescindibles para el diseño de cualquier estructura, para determinar en que puntos o direcciones, el viento causara mayores esfuerzos.

En el caso de aerogeneradores, servirá fundamentalmente como dato para determinar su correcta ubicación.



**Figura A.2-1.** La rosa de los vientos típica dividida en 12 sectores muestra en este caso que las direcciones del viento dominante son NOO, N, NNE, EEN, y en menor proporción E, EES. Fuente: <http://www.windpower.org>.

### A.2.2.-La Fuerza de Coriolis

La Fuerza de Coriolis es un fenómeno que causa una desviación del aire a la derecha en el hemisferio norte y a la izquierda en el hemisferio sur. Se trata de una fuerza aparente causada por la rotación de la Tierra, que incide sobre el movimiento del aire.

Aparentemente, tanto la fuerza de gravedad como las fuerzas de fricción (rozamiento de la superficie terrestre con la atmósfera) hacen que la tierra y su atmósfera se muevan como un solo cuerpo, pero debido a que la atmósfera tiene una densidad inferior, este movimiento no puede ser igual. La fuerza de Coriolis actúa sobre cualquier móvil por unidad de masa y su componente horizontal es:

$$F = -2\Omega \sin\phi V \dots (f.25)$$

El calentamiento diferencial es la propiedad que hace que las diferentes superficies se calienten y se enfríen en velocidades distintas.

## **ANEXO 3**

### **A.3.- Norma IEC 61400-1**

# INTERNATIONAL STANDARD

# IEC 61400-1

Second edition  
1999-02

---

---

## Wind turbine generator systems –

### Part 1: Safety requirements

### *Aérogénérateurs –*

### *Partie 1: Spécifications de sécurité*

© IEC 1999 — Copyright - all rights reserved

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission 3, rue de Varembe Geneva, Switzerland  
Telefax: +41 22 919 0300 e-mail: inmail@iec.ch IEC web site <http://www.iec.ch>



Commission Electrotechnique Internationale  
International Electrotechnical Commission  
Международная Электротехническая Комиссия

PRICE CODE

U

For price, see current catalogue

## Numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series.

## Consolidated publications

Consolidated versions of some IEC publications including amendments are available. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

## Validity of this publication

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology.

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available in the IEC catalogue.

Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is to be found at the following IEC sources:

- **IEC web site\***
- **Catalogue of IEC publications**  
Published yearly with regular updates  
(On-line catalogue)\*
- **IEC Bulletin**  
Available both at the IEC web site\* and as a printed periodical

## Terminology, graphical and letter symbols

For general terminology, readers are referred to IEC 60050: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV).

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications IEC 60027: *Letter symbols to be used in electrical technology*, IEC 60417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets* and IEC 60617: *Graphical symbols for diagrams*.

\* See web site address on title page.

61400-1 © IEC:1999(E)

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND TURBINE GENERATOR SYSTEMS –

Part 1: Safety requirements

FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61400-1 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind turbine systems.

This second edition of IEC 61400-1 cancels and replaces the first edition published in 1994.

The text of this standard is based on the following documents:

| FDIS       | Report on voting |
|------------|------------------|
| 88/98/FDIS | 88/103/RVD       |

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

Annexes A, B and C form an integral part of this standard.

Annex D is for information only.

A bilingual version of this standard may be issued at a later date.

## INTRODUCTION

This International Standard outlines minimum safety requirements for wind turbine generator systems and is not intended for use as a complete design specification or instruction manual.

Any of the requirements of this standard may be waived if it can be suitably demonstrated that the safety of the system is not compromised. Nevertheless this waiver does not apply to clause 6.

Compliance with this standard does not relieve any person, organization, or corporation from the responsibility of observing other applicable regulations.



## **BIBLIOGRAFÍA**

- [1]. Mercado H., Salvador. (1999). *¿Cómo hacer una tesis?, tesinas, informes, memorias, seminarios de investigación y monografías* 2ED, México, Limusa, 1999.
- [2]. Sabino, Carlos A. (1998). *Cómo hacer una tesis y elaborar todo tipo de escritos* 3ED, Argentina, Lumen/HVMANITAS, 1998.
- [3]. Calderón, Laura P. (2003). *Manual para la elaboración de tesis de licenciatura del departamento de derecho* No.10, México, ITAM, 2003.
- [4]. Cádiz Deleito, Juan Carlos. (1984). *La energía eólica, tecnología e historia* 1ED, España, Hermann Blume, 1984.
- [5]. Borja D; Marco A. R; Gonzáles G; Raúl. (1998). *Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica* 1ED, México, Instituto de investigaciones eléctricas, 1998.
- [6]. García Galludo, Mario. (1987). *Energía eólica* 1ED, España, PROGENSA, 1987.
- [7]. UNESCO. (1956). *Energía solar y eólica* 1ED, Paris, UNESCO, 1956.
- [8]. Artobolevski. (1981). *Mecanismos en la técnica moderna*. Rusia, Moscú. MIR. (1981).
- [9]. Energía hoy (2006). *Energía hoy*, México, El Despertador, 3 (28), pp. 18,20.
- [10]. Elecnor (2006). *Energía hoy*, México, El Despertador, 3 (31), pp. 20.

## **LA WEB**

- [a] [http://www.tudiscovery.com/guia\\_tecnologia/energia\\_alternativa/energia\\_eolica/index.shtml](http://www.tudiscovery.com/guia_tecnologia/energia_alternativa/energia_eolica/index.shtml).
- [b] <http://www.adnmundo.com>.
- [c] <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/eoloelctrica/>
- [d] <http://www.anes.org/docs/energiaeolica.pdf>
- [e] <http://www.infoeolica.com>
- [f] <http://www.vestas.dk>

[g] <http://www.windpower.org>

[h] <http://www.cie.unam.mx>