ENERGÍA EÓLICA

FUNDAMENTOS, ASPECTOS TÉCNICOS, MEDIOAMBIENTALES Y SOCIOECONÓMICOS

PROYECTO EUROPEO LEONARDO DA VINCI

PROYECTO AEOLUS

INDICE

PROYECTO AEOLUS

TEMA 1: Introducción contextual
TEMA 2: El viento
TEMA 3: Tecnología empleada
TEMA 4: Aerogeneradores
TEMA 5: El parque eólico
TEMA 6: Mantenimiento
TEMA 7: Aspectos medioambientales
TEMA 8: Aspectos socioeconómicos

ANEXO I: *Materiales compuestos*
ANEXO II: *Normativa aplicable*
ANEXO III: *RD 2818/98*
ANEXO IV: *Parques eólicos instalados: Galicia y España*

Índice

TEMA 1.- INTRODUCCIÓN CONTEXTUAL 6

1.0.- El reto de la energía eólica 8
1.1.- La mitología del viento 10
1.2.- Los aprovechamientos eólicos 13
1.3 .- Situación actual y perspectivas futuras 19
1.4.- Aplicaciones de la energía eólica 23

TEMA 2.- EL VIENTO 28

2.1.- ¿Cómo se origina la energía eólica? 30
2.2.- La fuerza de Coriolis 30
2.3.- Recursos eólicos: vientos globales 31
2.4.- Vientos geostróficos 34
2.5.- Vientos locales 36
2.6.- La energía en el viento: densidad del aire y área de barrido del rotor 38
2.7.- El viento es desviado por los generadores 42
2.8.- La potencia del viento: límite de Betz 44
2.9.- La medida de la velocidad del viento: anemómetros y veletas 48
2.9.1.- ¿Cómo se mide la velocidad del viento en la práctica? **49**
2.10.- La rosa de los vientos 51
2.11.- Medidas por observación: la escala Beaufort 53
2.12.- Variación de la velocidad del viento 54
2.13.- Turbulencia 57
2.13.1.- Los obstáculos afectan al viento 58
2.14.- Efectos aceleradores 59
2.15.- Comportamiento del viento en el mar 60
2.16.- Descripción de las variaciones del vientos 61
2.16.1.- Contenido energético del viento promedio **62**
2.16.2.- Cálculo de la potencia promedio del viento **63**
2.16.3.- Función de densidad de potencia **64**
2.17.- Mapas eólicos 65

TEMA 3.- TECNOLOGÍA EMPLEADA 70

3.1.- Clasificación de las máquinas eólicas 72
3.2.- Consideraciones tecnológicas 78
3.3.- Curva de potencia de un aerogenerador 80
3.4.- Sistemas de regulación 83
3.5.- Control de potencia en aerogeneradores comerciales 87
3.6.- Sistema de orientación 90

TEMA 4.- AEROGENERADORES 92

4.0.- Elementos de los aerogeneradores 93
4.1.- La góndola 94

4.2.- El rotor.....94
4.2.1.- Las palas del rotor.....95
4.2.1.1.- Materiales de la pala del rotor.....100
4.2.1.2.- Las palas y el control de potencia.....110
4.2.1.3.- Características de las palas.....111
4.2.2.- El buje del rotor.....115
4.3.- El tren de potencia.....117
4.3.1.- Eje principal de transmisión.....119
4.3.2.- Multiplicadores para aerogeneradores.....122
4.3.2.1.- Filtración de aceite en grandes aerogeneradores...128
4.4.-Generadores de turbinas eólicas.....132
4.4.1.- Generadores síncronos.....133
4.4.2.- Cambio de la velocidad del giro del generador.....137
4.4.3.- Generadores asíncronos.....138
4.4.4.- Cambio del número de polos del generador.....142
4.4.5.- Generadores de deslizamiento variable.....143
4.4.6.- Conexión indirecta a red de aerogeneradores.....145
4.4.7.- Generador de corriente contínua.....148
4.4.8.- I+D del generador eléctrico.....148
4.4.8.1.- Aerogenerador de 750 kW directamente acoplado.....149
4.4.8.2.- Windformer.....152
4.5.- Sistemas hidráulicos.....156
4.6.-Torres de aerogeneradores.....166
4.6.1.- Fabricación de torres.....168
4.6.2.- Soldadura de las torres.....169
4.6.3.- Instalación y ensamblaje de las torres.....170
4.7.- Sistema de control.....172

TEMA 5.- EL PARQUE EÓLICO.....180

5.1.- Evaluación de los recursos eólicos.....182
5.2.- Comprobación del rendimiento del parque eólico.....184
5.3.- Medición de la velocidad del viento.....186
5.4.- Ubicación de los aerogeneradores.....188
5.5.- Medición de la emisión de ruido en los aerogeneradores.....191
5.6.- Cálculo de la emisión sonora.....193
5.7.- Metodología en la presentación de un proyecto eólico.....195
5.8.- Ejemplo de distribución eléctrica en un parque eólico.....209

TEMA 6.- MANTENIMIENTO.....218

6.0.- Introducción.....220
6.1.- Tipos de mantenimiento.....220
6.2.- Cometidos del servicio de mantenimiento.....222
6.3.- Niveles de intervención.....224
6.4.- La disponibilidad.....227
6.5.- Técnicas de mantenimiento preventivo.....229
6.6.- Mantenimiento preventivo en transformadores.....231
6.7.- Mantenimiento de equipos eléctricos de AT.....235

6.8.- Mantenimiento de equipos eléctricos de BT 240
6.9.- Mantenimiento en equipos de accionamiento 244
6.10.- Análisis de vibraciones.....248
6.11.- Instrumentos para la medida de vibraciones.....250
6.12.- Lubricación 253
6.13.- Montaje y tipos de rodamientos.....268
6.14.- Fallos en los rodamientos 274
6.15.- Examen de los rodamientos.....276

TEMA 7.- ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES.....280

7.1.- Reflexiones sobre el medio ambiente.....282
7.2.- Repercusiones medioambientales.....288
7.3.- Los aerogeneradores y el medio ambiente 291
7.4.- Programa de subvenciones estatales, el modelo Alemán 292

TEMA 8.- ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS 296

8.1.- Contexto.....298
8.2.- Costes de inversión de un parque eólico.....298
8.3.- Costes de explotación.....300
8.4.- Primas, subvenciones e incentivos económicos 303
8.5.- Métodos de evaluación financiera (VAN, TIR, P.R.).....304
8.6.- Tratamiento del riesgo 306
8.7.- Posibles valores considerados 306
8.8.- Empleo en la industria eólica 307
8.9.- Ejemplo de contrato de arrendamiento de fincas.....308

Anexo I 314
Materiales compuestos 316
Anexo II.....338
Normativa aplicable.....340
Anexo III 348
Real Decroto 2818/1998 350
Anexo IV.....356
Parques eólicos construidos 358
Anexo V 378
Ejemplos de la base de datos recopilada 380

TEMA 1

INTRODUCCIÓN CONTEXTUAL

1.0 EL RETO DE LA ENERGÍA EÓLICA
1.1 LA MITOLOGÍA DEL VIENTO
1.2 LOS APROVECHAMIENTOS EÓLICOS
1.3 SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS FUTURAS
1.4 APLICACIONES DE LA ENRGÍA EÓLICA

1.0.- El reto de la energía eólica

En la actualidad la energía representa uno de los principales problemas y no son pocos los esfuerzos que se realizan para encontrar nuevas y fiables fuentes de producción de la misma, sin menoscabo del futuro de la vida.

La obtención de cualquier manifestación energética aprovechable está ligada a la protección ambiental. Esta circunstancia nos obliga a olvidar definitivamente, en un período corto de tiempo, a las tradicionales fuentes no renovables, entre las que se encuentran las derivadas del carbón, petróleo, gas, o las nucleares con los tradicionales reactores de fisión. El carácter finito de los recursos y los peligros que depara para la vida terrestre son factores determinantes para que luchemos denodadamente en la búsqueda de otros medios energéticos que, transformados en electricidad, nos hagan la vida más agradable en nuestros pueblos, hogares e incluso en la industria al uso.

Por lo que respecta a la obtención de energía eléctrica a partir de las centrales nucleares tradicionales, nos presentan un problema de magnitud desconocida a medio y largo plazo: el almacenaje de residuos radiactivos.

Con esta tesitura es necesario invertir en la investigación sin escatimar recursos; y en este camino se encuentran las energías renovables, ya que constituyen la garantía de supervivencia necesaria para perpetuar, en el tiempo, la vida del planeta que habitamos.

En los últimos treinta años, los diversos organismos internacionales, compuestos precisamente por los países que más contribuyeron al deterioro ambiental, se vieron en la necesidad de tomar acuerdos determinantes para solucionar este terrible problema. El fin que pretenden con estos acuerdos es el de proteger elementos básicos como el aire, el agua o el suelo.

El consejo de Europa y la ONU, con la Carta Mundial de la Naturaleza (1982), así como en las Conferencias y Tratados de Estocolmo, Tbilisi, Atenas, Rio de Janeiro o Nairobi son algunos referentes ejemplares de protección del medio natural.

Las disposiciones legislativas en materia de medio ambiente y la evaluación del impacto ambiental, publicadas los últimos años, nos advierten seriamente de la urgencia en buscar nuevas soluciones energéticas, nuevos caminos en los que investigar y desarrollar prototipos fiables que, después de un prudente período de prueba, puedan ser empleados con garantías máximas de seguridad para la vida.

De no remediarlo, el legado de las denominadas revoluciones industriales y del avance tecnológico, será un legado tristemente recordado por las especies que pueblan el Planeta Azul.

Esta valoración global obedece a los resultados críticos, pero objetivos, que nos da la sociedad científica, y nos obliga a efectuar una reflexión socioeconómica a gran escala. En esta reflexión se admiten todo tipo de criterios: los éticos, los sociales, los políticos, los tecnológicos y los más elementales de la propagación de la vida por sí sola. De todos ellos se pueden sacar las conclusiones que se estimen oportunas para el bien común.

Por esta razón el sistema educativo no debe de quedar apartado, a la espera; más bien debe de implicarse desde los primeros años en los que el individuo comienza su desarrollo físico, emocional y humano. Y desde nuestra perspectiva no escatimaremos esfuerzos para conseguirlo.

1.1.- La mitología del viento

A la hora de presentar los frutos de nuestro trabajo queremos recordar, en sentido figurado, a los dioses de los vientos que recoge la mitología griega, y en especial a Eolo, figura que llegó a tener una doble consideración, la de Dios y la de Rey.

En la antigua Grecia se reconocía a Eolo como soberano y regulador de todos los vientos (***tamias anemon Hippotades***) y se fijaba su residencia en la isla de Eolia, tal y como nos lo dejó escrito Homero en la *Odisea*. En esta maravillosa obra también se nos dan a conocer los nombres de otros dioses del viento: "Bóreas", o viento del Norte; Noto, o viento del Sur; Céfiro, o viento del Oeste, y a Euro o viento del Este. Hesíodo cita, además, a Argestes y lo clasifica, junto con Noto, Bóreas y Cefiro como "viento benéfico". Otro de los dioses de los vientos lleva el nombre de Tifón, y su consideración es la de destructor.

Homero, en la *Odisea* hace a Eolo padre de seis hijos y seis hijas, que eran los doce vientos. Estos vientos son entregados a Ulises dentro de un odre. Ulises, cuando decide marcharse, libera al viento favorable Céfiro para que le ayude en su viaje de regreso. Los ambiciosos e imprudentes compañeros de Ulises abrieron el odre aprovechando que este estaba dormido, y se desencadenó una terrible tempestad.

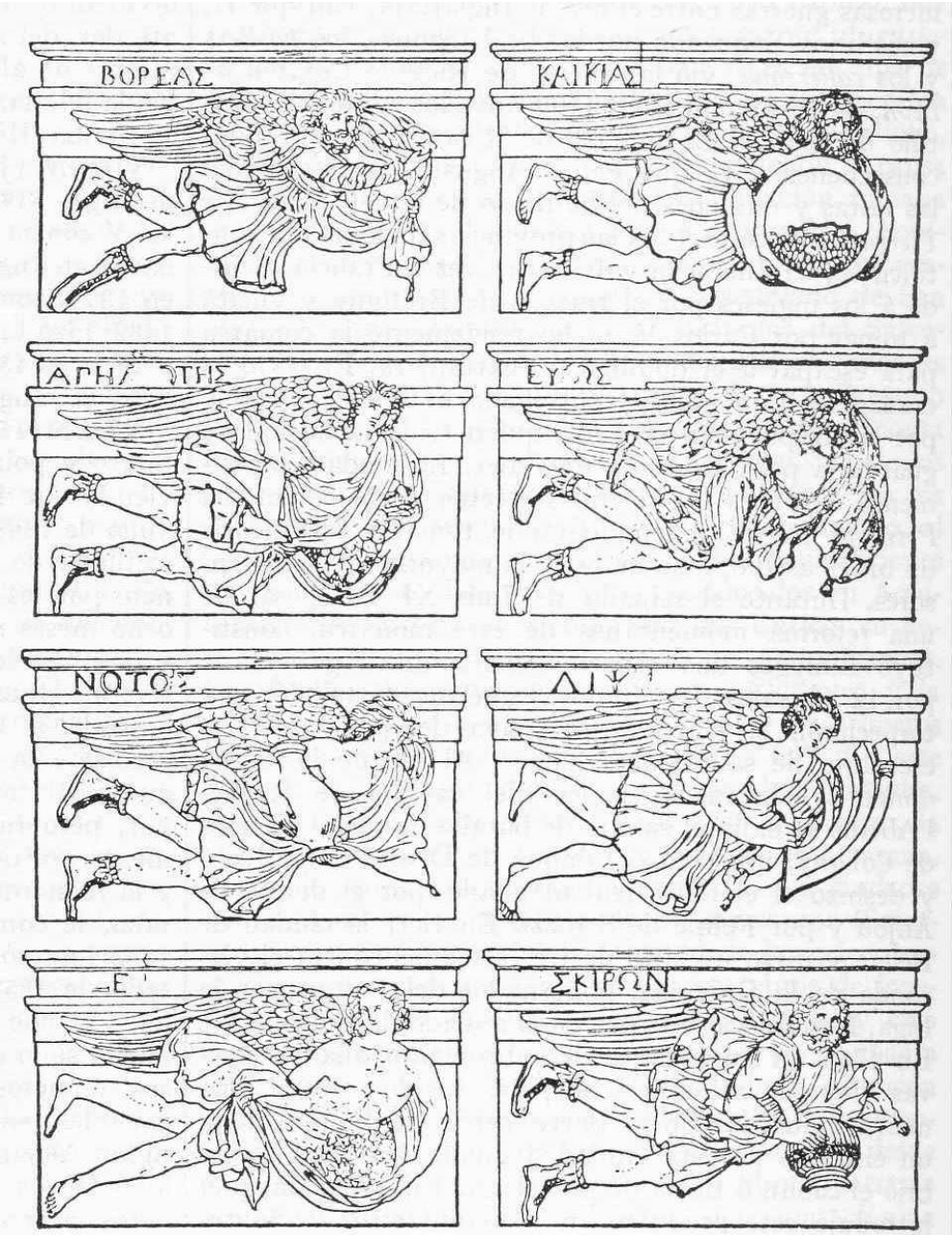
Esa breve cita que nos llegó de la mano de Homero tiene un valor histórico considerable, y demuestra el culto que los antiguos rendían a los fenómenos naturales en los que intervenía de modo directo el viento, como vemos, sus efectos, así como la estación del año en la que hacía su aparición, y también su procedencia. Esta importancia quedó plasmada en otras manifestaciones artísticas y así, por poner un ejemplo, citaremos un monumento que aún se conserva en la actualidad, la famosa Torre de los Vientos que fue construida por Andrónico de Cyrrhus, en Atenas en el siglo I a.C.

En sus ocho caras o lados se tallaron en un friso los relieves correspondientes a las figuras de otros tantos genios que representan a los ocho vientos principales. Esta torre de 8 metros de diámetro y 12 de altura, servía a su vez de reloj hidráulico y de cuadrante solar.

Pero no fueron los griegos los únicos que rindieron culto al viento, sino que muchas otras culturas realizarían prácticas similares, de las cuales quedaron muestras en los cuatro continentes. La continuidad de la cultura romana haría que se transmitieran hasta nuestros días estas y otras manifestaciones mitológicas que nos hablan del viento, con nombres distintos pero de características similares. En todos ellos se quería respetar su fuerza y su poder. De la cultura griega nos quedarían restos etimológicos relacionados con los vientos o ***anemoi;*** pongamos la palabra "anemómetro" como ejemplo: aparato conocido por todos nosotros, que mide la velocidad del viento.

Sin embargo, nos encontramos en el español con dos significados distintos para la palabra "viento", motivo por el cual buscaremos el origen etimológico de esta acepción en otra lengua distinta del griego, y recurriendo, como es natural, a las fuentes clásicas y a los orígenes de nuestra lengua y, en especial, al latín.

Uno de los significados más conocido en la actualidad, es el que define a una corriente de aire que, de forma natural se produce en la atmósfera, y que tiene su origen etimológico en la acepción latina ***ventus.***



Alegoría de los ocho vientos antiguos

En el gallego, en el portugués y en el italiano se conserva la forma **vento.** En catalán y en francés se conoce como **vent.** Para ingleses y alemanes la palabra que define este concepto es **wind,** y evidentemente sus orígenes son distintos a los de nuestra lengua.

Otro de los significados que se aplicaba en el castellano antiguo era el que derivaba de la acepción latina ***venditus,*** de ***vendere,*** vender. Con este significado nos aparece entre los siglos XIV y XVI como un impuesto o ***alcabala*** que gravaba las transacciones que realizaban los mercaderes forasteros.

A estos impuestos se les denominaba **“alcabalas del viento”**, y aparecen en la documentación medieval con gran profusión de detalles, relacionados en mayor medida con los puertos de mar o con las villas, pueblos y ciudades que tuvieran mercados o ferias, como era el caso de muchos puertos y villas gallegas entre las que se encontraban Ferrol, Cedeira, Ortigueira, o el puerto de Cariño.

Se aporta estos comentarios, a modo de reflexión, en la presente introducción histórica para ilustrar en la medida de lo posible, a los que utilizan el viento como forma de energía o trabajan con elementos o tecnología aplicable al aprovechamiento del mismo; otras apreciaciones, como las de las alcabalas del viento, se ofrecen a modo de curiosidad mitológica, histórica, y etimológica .

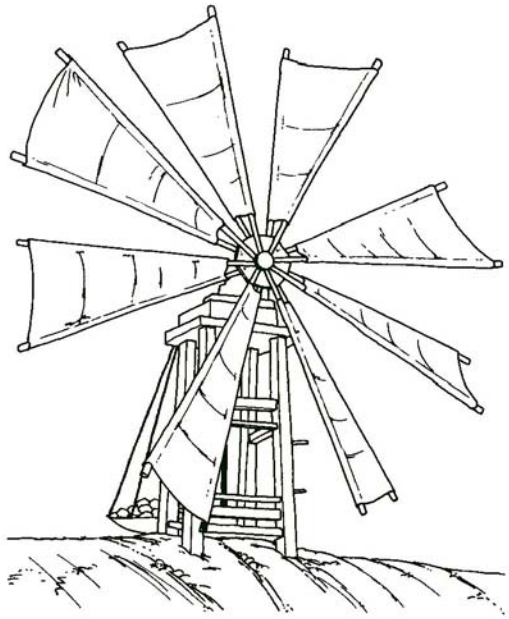
Como contribución humilde para honrar la memoria del sabio Leonardo da Vinci hemos querido seguir su ejemplo y utilizar sus métodos de investigación y estudio para elaborar el presente trabajo, que, como señal de agradecimiento de nuestra generación, brindamos a nuestros maestros, a los que nos enseñaron a amar esta noble profesión.

1.2.- Los aprovechamientos eólicos, su evolución histórica

La aplicación de la energía eólica no es reciente. La historia nos enseña que los molinos de viento existían ya desde la más lejana antigüedad, en Persia, Irak, Egipto y China.

El rey de Babilonia, Hammurabi, concibió, según parece, 1700 años antes de Jesucristo, el proyecto de poner en regadío la meseta de Mesopotamia con ayuda de la energía extraída del viento.

Los molinos empleados en aquella época eran de tipo horizontal y, sin duda, análogos a los que todavía perduran como ruinas en la meseta iraní.



Molino Persa del siglo IV DC

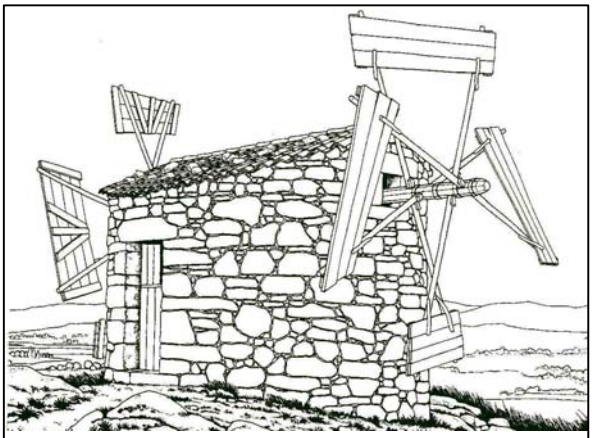
En el año 300 A.C., el egipcio Hero de Alejandría presentó un molino de eje horizontal de cuatro palas que alimentaba un órgano de aire comprimido. No puede deducirse por ello que fueran muy abundantes en dicho periodo, pero lo que sí se puede afirmar es que la parte oriental de la cuenca mediterránea constituye con China, donde solo se conocían las máquinas de eje vertical, la cuna de los aeromotores.

Únicamente en la Edad Media los molinos de viento aparecieron en Italia, España, Portugal y también en Francia. Posteriormente aparecen en Inglaterra, Alemania y Holanda. Algunos autores opinan que su introducción en Europa se debe a los Cruzados, a su regreso de Oriente Medio, aunque otros apuntan a la conexión española a través de las comunidades musulmanas de Al-Andalus.

Las máquinas empleadas aquí, del tipo de eje horizontal, llevan cuatro aletas dispuestas en cruz y sirven para moler grano, principalmente trigo. En Holanda se utilizan desde 1350 para la desecación de los "*pólders*".

Para ello se les acopla una rueda de cangilones o tornillos de Arquímedes, para así elevar el agua hasta una altura de cinco metros. Además también se usan para extraer el aceite de las nueces y de los granos, para aserrar madera, para transformar trapos viejos en papel, para la preparación de los colorantes en polvo (que forman parte de la composición de los tintes) y para la fabricación de rapé (que antiguamente ocupaba el lugar de los cigarrillos).

En Galicia, debido a su peculiar régimen de vientos dominantes según direcciones opuestas (NE y SO), se construyeron unos molinos con dos rotores opuestos acoplados a un mismo árbol y sin ningún sistema de orientación. Dependiendo del sentido del viento, actuaba un rotor u otro. En los alrededores de Catoira se conserva un conjunto de molinos de este tipo, que también se utilizó en Portugal, pero con dos ejes dispuestos a 90º acoplados a la misma rueda.

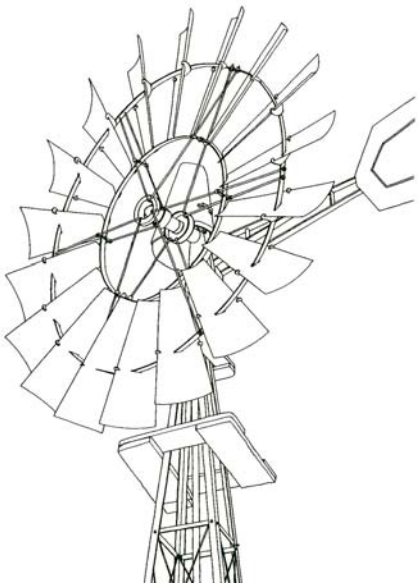


Molino de Catoira (Pontevedra)

El generador multipala lento (tipo americano) no apareció hasta mucho más tarde, en pleno siglo XIX. Sin embargo se conservan algunos diseños atribuidos al inventor alemán Leupold Jacob, con una extraordinaria similitud al multipala americano, en el año 1724 en la ciudad de Leipzig. A pesar de ello la construcción del generador multipala no se desarrolla en el viejo continente, sino en América donde aparece a partir de 1870. Allí se extiende por todas partes y aparece en Europa en 1876, donde se implanta como molino americano.

Hasta principios del siglo XX no se tuvieron los conocimientos suficientes para aplicar a las máquinas eólicas los perfiles aerodinámicos desarrollados para la aviación, donde se conseguían grandes velocidades de rotación y mejoras sustanciales de rendimiento. Empezó entonces la aplicación de los aerogeneradores para la introducción de la electricidad, si bien no se generalizaron por no resultar competitivos con la energía de tipo fósil. No obstante, fué al finalizar ambas guerras mundiales cuando, por escasez de combustibles fósiles, recibieron fuertes impulsos.

A finales de los años 60 proliferaron gran número de instalaciones experimentales, construidas de forma dispersa por distintos países, sin demasiada conexión entre sí, siendo Francia e Inglaterra quienes desarrollaron programas de mayor alcance. Pero, de todas formas, al ser el petróleo barato se cerró el camino al desarrollo de la tecnología eólica en los países occidentales.



Molino americano

A partir de 1973, y como consecuencia de la crisis del petróleo, se inicia de nuevo el aprovechamiento de las energías renovables, desarrollándose los aprovechamientos eólicos junto con la energía solar.

El aumento del precio del petróleo favorece el desarrollo de los grandes aerogeneradores capaces de producir energía a precios competitivos. Es, mayoritariamente, a partir de los años 80 cuando despega la industria eólica liderada por

Dinamarca y su **aerogenerador tripala a barlovento** siguiendo, el diseño del denominado concepto danés, como a continuación veremos.

La Industria eólica a partir de los 80.

La turbina Riisager

La turbina Riisager

Un carpintero danés, Christian Riisager, construyó un pequeño aerogenerador de 22 kW en su propio jardín utilizando el diseño del aerogenerador de Gedser como punto de partida. Utilizó, donde le fue posible, componentes estándar que no resultaban caros (un motor eléctrico como generador, partes de un vehículo como multiplicador y freno mecánico). La turbina de Riisager resultó ser un éxito en muchas casas particulares de Dinamarca, y su éxito proporcionó la inspiración para que los actuales fabricantes daneses empezasen a diseñar sus propios aerogeneradores a partir de los 80.

Diseños competitivos de turbinas

Aerogenerador Darrieus

Algunos diseños, están en parte basados en la sólida experiencia del aerogenerador de Gedser, o en las clásicas "rosas de los vientos" multipala americanas de lento movimiento. Otras eran más revolucionarias, incluyendo las máquinas Darrieus de eje vertical, las máquinas que utilizan aletas para el control de potencia, o hidráulica para el sistema de transmisión, etc., etc.

La mayoría de máquinas eran muy pequeñas para los estándares actuales, normalmente de 5 a11 kW.

Bonus de 30 kW

Modelo Bonus de 30 Kw

La máquina Bonus 30 kW, fabricada desde 1980, es un ejemplo de uno de los primeros modelos de los fabricantes actuales.

Al igual que la mayor parte del resto de los fabricantes daneses, la compañía se dedicaba inicialmente a la fabricación de maquinaria agrícola. El diseño básico de estas máquinas se desarrolló mucho más en las siguientes generaciones de aerogeneradores.

California, el gran torrente eólico

Literalmente, miles de aerogeneradores fueron instaladas en el programa eólico de California a principios de los 80. El modelo Micon de 55 kW es un ejemplo de tales máquinas, instalada en un enorme parque eólico de más de 1.000 unidades en Palm Springs (California).

Habiendo empezado series de fabricación de aerogeneradores unos cinco años antes, los fabricantes disponían de mucho más que de una simple hoja de servicios respecto al resto de compañías de otros países.

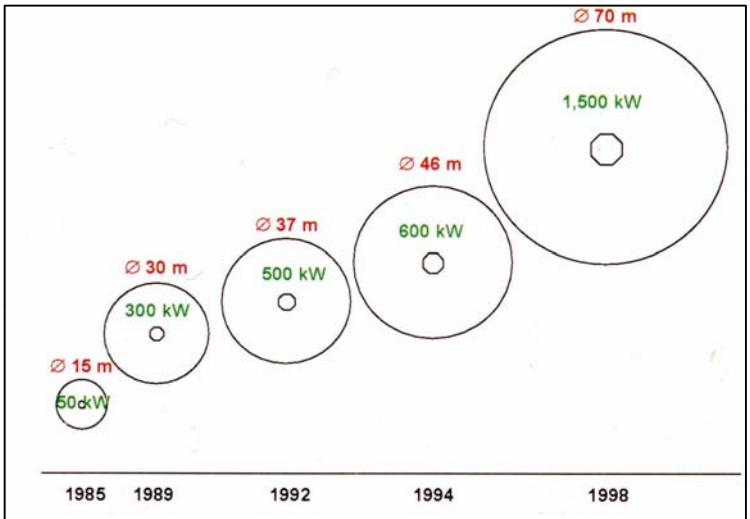
Alrededor de la mitad de los aerogeneradores instalados en California son de origen danés. El mercado de energía eólica en Estados Unidos desapareció de la noche a la mañana con la desaparición de los esquemas de apoyo californianos en 1985. Desde entonces, sólo unas pocas instalaciones han sido puestas en servicio, aunque finalmente el mercado parece haberse recuperado. Alemania es ahora el principal mercado mundial, y el país con la mayor potencia eólica instalada.

Palm Springs, California

La lección aprendida de la historia de California nos dice que es más importante atraer el capital privado y desarrollar un mercado de Energía Eólica, que depender únicamente de las subvenciones estatales, I+D y compañías de servicios.

Progresión hasta el presente.

Los fabricantes, fundamentalmente daneses, empezaron a aumentar la potencia de los aerogeneradores de manera progresiva. Los tamaños mayores eran más económicos debido a las economías de escala, por tanto, preferidos por los inversores. Así las potencias alcanzan valores crecientes: 55, 100, 250 y hasta los 350 Kw en 1992. En dicho año aparecen los primeros aerogeneradores de 500 Kw de manos de Tacke Windtechnik y de Enercon; estos modelos fueron seguidos por otros de 600 Kw diseñados en principios para regiones de menor régimen de vientos. Un paso intermedio antes de saltar al Mw fue el desarrollo de máquinas de 800 Kw y de 1000 Kw.



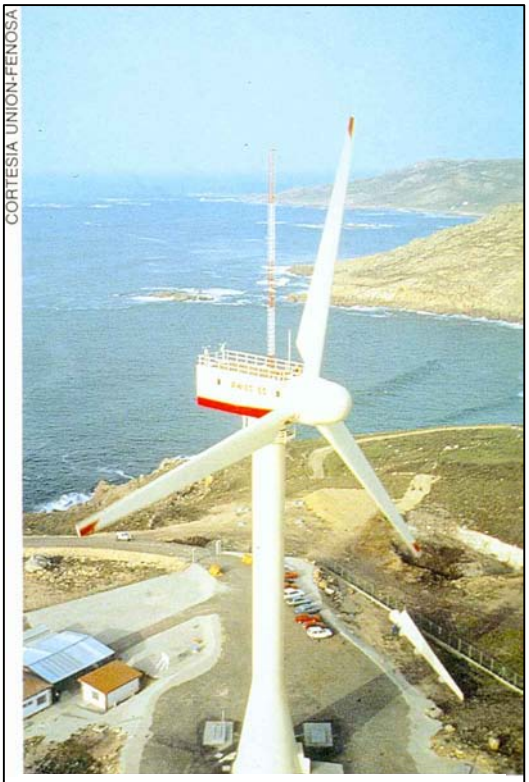
Evolución de la potencia en los aerogeneradores

En 1996 Enercon pone en operación la primera máquina de 1,5 Mw con 66 m de diámetro de rotor. Posteriormente aparecen los aerogeneradores de 1,8 Mw y en estos momentos están en desarrollo prototipos de 3 Mw y 80 m de diámetro de rotor, diseñados para el montaje en el mar "offshore".

¿Dónde se encuentra el limite? Parece ser que estudios actuales muestran un costo mínimo, motivado fundamentalmente a los costes de transporte y montaje en el sitio, para potencias entre 500 y 2500 Kw con rotores de hasta 80 m de diámetro.

Evolución de la energía eólica en Galicia.

A continuación resumiremos de forma cronológica, la evolución a partir de los 80 del aprovechamiento de los recursos eólicos gallegos, basándose en las distintas campañas de medición y estudio del potencial disponible:



Aerogenerador AWEC 60

- Años 80: Se empiezan a hacer medidas para evaluar el potencial eólico gallego y se instalan algunos pequeños aerogeneradores en zonas costeras, (Torre de Hércules, Riazor y zona interior).

- 1987: Puesta en funcionamiento del parque eólico de Estaca de Bares (Endesa), compuesto de 12 máquinas de 7.5/30 kW, en aquel entonces el mayor de España.

- 1988: Primer mapa eólico gallego.

- 1989: En Cabo Vilano, la compañía danesa Vestas monta dos máquinas de 100 y 200 kW, subvencionadas por un programa europeo de investigación.

- 1990: CIEMAT y GESTENGA realizan una campaña sistemática de medidas en Cedeira, Malpica, Monfero y Zas, en el marco del proyecto europeo Joule. En Cabo Vilano se monta el aerogenador AWEC de 1200 kW.

- 1991: En Cabo Vilano, MADE monta 20 máquinas de 150 kW.

- 1992: La compañía californiana Sea West y GESTENGA hacen campañas de medida y evaluación del potencial eólico en diversos puntos gallegos.

- 1993: Conocidas las posibilidades eólicas gallegas, empieza a acelerarse la iniciativa privada. Operadores eólicos nacionales y extranjeros como MADE, Enotecnia, Sea West, Abengoa, Vestas, Nordtank, Kenetech, Hidroener, GAMESA, Micon, Wind World, Bonus, Zond, New World Power Corp., Consolidated Investiment y Elsam Projekt buscan negocio eólico en Galicia.

- 1994: Se solicitan 23 proyectos con una potencia total de 500 MW.

- 1995: Se realizan 33 solicitudes con una potencia de 850 MW. GESTENGA realiza para la Xunta el estudio "Ordenamiento eólico de la Comunidad Autónoma de Galicia", concluyendo en 5500 MW la potencia instalable en Galicia. Decreto 205/95 Plan Eólico Estratégico de Galicia.

Galicia, la gran oportunidad

Actualmente Galicia se encuentra en la punta de lanza en cuanto a implantación de energía eólica en España. De esta forma esta previsto instalar una potencia total de 3.000 MW a finales del 2005. Para ello la Xunta de Galicia a puesto a punto un estratégico plan de desarrollo e implantación, cuyos puntos clave son:

- 1997-99: 1ª fase del Plan Eólico Estratégico de Galicia. Se eliminan obstáculos de infraestructura eléctrica que permitan la instalación de 900 MW, reforzando las líneas de transporte en el Norte de Lugo y Sur de Galicia.

- 1998: 250 MW funcionado.

  100 MW en construcción.

  500 MW en tramitación.

- 2000-02: 2ª fase del P.E.E. Se realizan las actuaciones necesarias para instalar 800 MW.

- 2003-05: 3ª fase del P.E.E. Se realizan las actuaciones necesarias para instalar 1100 MW.

PARQUE EÓLICO	POTENCIA (MW)
Coriscada	24,00
Muras	24,42
Serra do Cando	24,42
Monte do Seixo Cando	24,42
Muras II	9,77
Paxareiras I	20,40
Paxareiras II A	19,20
Vicedo	24,60
Paxareiras II F (A Ruña)	24,60
Capelada	16,50
Capelada II	14,80
Barbanza	19,80
Barbanza II	9,23
Bustelo	24,70
San Xoán	15,84
Carba	19,80
Vilalba	25,08
Cabo Vilán	5,10
Zas	24.00
Soán	19,50
Cadramón	18,75
Nordés	20,25
Monte da Serra	14,40
Coucepenido	22,80
Os corvos	10,20
Malpica	15,08
TOTAL	**491,66**

Parques eólicos en funcionamiento (Finales de 1999)

- 2005: Objetivo: 3000 MW instalados (significarían el 60 % de la potencia total instalable, con una producción energética aproximada de 650 Ktep, la mitad de la energía eléctrica consumida a día de hoy en nuestra comunidad).

1.3. - Situación actual y perspectivas futuras

A lo largo de casi dos mil años de evolución, los ingenios eólicos han pasado por muchas etapas de desarrollo: desde su lenta iniciación, que coincide con los primeros siglos de nuestra era, hasta alcanzar una etapa de pleno desarrollo a mediados del XIX, pasando por un periodo de afianzamiento que corresponde con los siglos XVI y XVII.

Objetivos, costes y beneficios del Libro Blanco	
Biomasa:	90 Mtep
Energía hidráulica:	13 GW
Eólica:	36 GW
Colectores solares térmicos:	94 millones de m^2
Energía solar fotovoltaica:	3 GWp
Geotermia:	2,5 GW.
Inversión necesaria para el período 1997-2010:	27,5 billones de PTA
Reducción de las emisiones de CO_2:	402 millones de toneladas anuales

Campaña para el despegue de las energías renovables
1 millón de sistemas fotovoltaicos
10.000 MW en parques eólicos
10.000 MW en instalaciones de biomasa
Integración de E.R. en 100 comunidades
Coste: 3,4 billones de PTA
Apoyo público: 0,67 billones de PTA
Reducción de las emisiones de CO_2: 40 millones de toneladas anuales

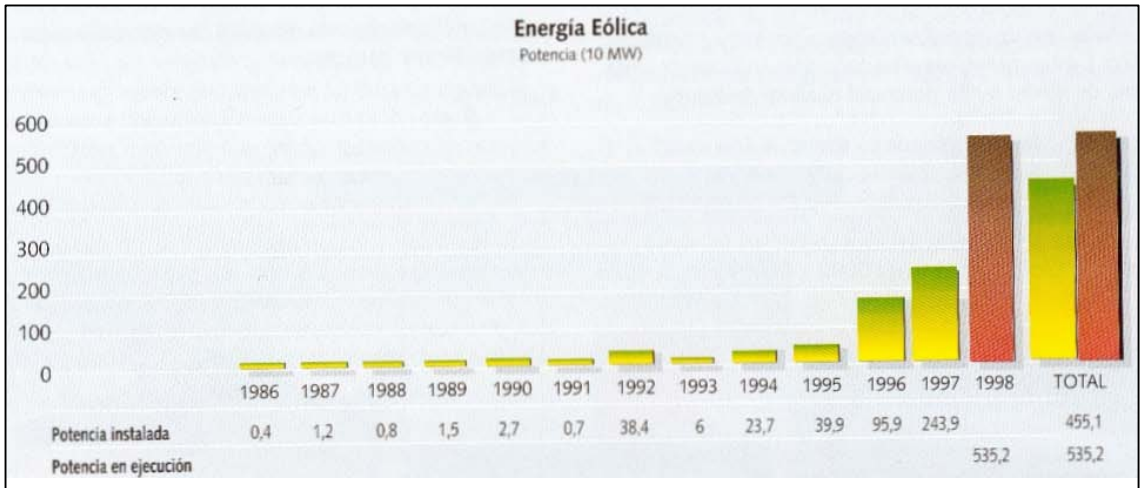
Objetivos del libro Blanco Europeo

Su transformación como máquinas de bombeo en la segunda mitad del siglo pasado y su posterior reaparición como generadores eléctricos a principios del siglo XX ha estado condicionada por el desarrollo de nuevas fuentes de energía, más eficientes y baratas.

Las posibilidades del aprovechamiento eólico, en una economía de petróleo y electricidad, se ha visto muy impulsadas por la situación geopolítica actual arrastrada ya desde la primera crisis del petróleo de 1973, sumándose posteriormente una problemática todavía, si cabe, de mayor envergadura como es el cambio climático.

A este respeto cabe mencionar, dada su importancia, la cumbre de Kyoto celebrada en Japón en diciembre de 1997. En dicha cumbre participaron 158 países de los 5 continentes y por primera vez se firmó un protocolo de compromisos para frenar la emisión de gases con efecto invernadero sobre la atmósfera. Dicho protocolo divide a los países industrializados en 8 grupos y les obliga a reducir las emanaciones de gases contaminantes, principalmente CO_2, sobre los niveles de 1990 entre los años 2008 y 2012. Este acuerdo obliga a los 38 países más desarrollados del mundo a reducir sus emisiones en un 5,2%.

El nivel de dependencia de los combustibles fósiles es tal que, en España, el 70 % de la energía que se consume procede del petróleo, mientras que la media europea es del 50 % según la A.P.P.A. (Asociación de Productores de Energías Renovables)



Evolución de la energía eólica en Galicia

Durante las últimas décadas, los esfuerzos dedicados en el desarrollo de los modernos aerogeneradores han estado dirigidos a mejorar sus prestaciones y a reducir sus costes, incrementando además la potencia de las instalaciones.

La moderna industria eólica, que apenas cuenta veinte años de vida, ha logrado reducir el coste de la potencia instalada en más de un 85 por ciento, motivado por la producción en serie y a una fuerte competencia lo que propicia I+D (Investigación y Desarrollo), actualmente el nivel de precios está en torno a las 140.000 pts/Kw, llave en mano, incrementado simultáneamente la fiabilidad de las instalaciones.

A comienzo del siglo XXI, las grandes turbinas eólicas son comparativamente tan rentables como el resto de las energías convencionales y, debido a ello, y a un adecuado fomento desde los medios públicos, su uso se ha extendido de forma masiva en los últimos años.

La energía eólica posee una serie de características que la hacen especialmente favorable: es gratuita, es limpia (no genera residuos), es inagotable, tiene un carácter modular y reversible (los aerogeneradores se instalan y pueden retirarse en escaso tiempo sin que quede apenas rastro de su emplazamiento). Además, entre sus beneficios directos cabe destacar:

- Los municipios donde se instalan los parques eólicos incrementan sus ingresos en concepto de Impuesto de Actividades Económicas, Impuesto de bienes muebles, licencias de obras, etc.

- Mejora la calidad del servicio eléctrico ya que se construyen nuevas líneas, subestaciones, etc.

- La puesta en marcha de un Plan Eólico Estratégico (P.E.E.) provoca un efecto beneficioso en la economía, ya que desarrolla actividades industriales y económicas en el ámbito regional y local, provocando el surgimiento de industrias de componentes, empresas de mantenimiento, contratación de obra civil, etc.

PROMOTOR	TECNÓLOGO	POTENCIA PREVISTA(MW)	DURACION DEL PLAN (años)	NÚMERO DE ÁREAS	INVERSIÓN PREVISTA (MPTA)
DESA	DESA	283	7	9	40.563
EASA	ECOTÉCNIA	98	5	7	14.445
MADE	MADE	443	10	17	71.426
EUROVENTO	BAZAN-BONUS	525	10	10	78.600
GAMESA	GAMESA	600	10	20	84.000
HIDROENER		46	10	5	6.900
IBERDROLA	GAMESA	120	7	6	19.800
INEUROPA	MICON	240	5	4	30.003
PEGSA	MICON	75	8	3	12.000
UFEE S.A.	MICON	384	10	17	58.135
ELECNOR		125	6	15	15.960
H.G.P.		110	7	7	18.700
ENGASA		50	10	6	7.500
FERGO-GALICIA		36	6	2	5.400
TOTAL		**3.135**		**128**	**463.432**

Planes Eólicos Estratégicos aprobados

En lo que a Europa respecta, la culminación de esta política de fomento de las energías "limpias" se recoge en el denominado Libro Blanco Europeo sobre las energías renovables (1997).

Este documento, basado en trabajos previos llevados a cabo por la Comisión Europea, promueve **que en el año 2010 el 12% de la energía total primaria utilizada en Europa pueda estar aportada por energías renovables**, este porcentaje equivale a una producción de electricidad generada a partir de energías alternativas del 22,1% para la UE y de un 30% en el caso de España. Esta cantidad, dejando de lado la contribución de las grandes centrales hidroeléctricas, será suministrada en su mayor parte por el viento, la biomasa y los recursos hídricos a través de minicentrales hidráulicas.

España, que obviamente no es ajena a todas estas circunstancias, ha reaccionado también ante este desafío y ha tomado sus propias medidas correctoras. El paso más importante se ha dado con la redacción del nuevo Plan Energético Nacional que contempla actuaciones encaminadas en este mismo sentido.

De todo este abanico de energías renovables, una de las que ha experimentado un mayor avance durante estos últimos 15 años ha sido la energía eólica. Su evolución, de hecho, tal y como se muestra en la figura, ha sido notable y las perspectivas de crecimiento que sobre ella se depositan son impresionantes.

La energía eólica es la fuente de energía que más rápidamente está creciendo en todo el mundo (un 39 % en 1999), con un descenso importante en el precio medio del Kwh, lo que aumenta su competitividad. Se trata, por tanto, de un sector casi maduro

tecnológicamente, es decir, suficientemente evolucionado, de menor coste que alguno de sus competidores y rentable en los actuales términos económicos. Estas perspectivas, conforme aumenta el plazo de tiempo considerado, son todavía más esperanzadoras.

En Europa, por ejemplo, el Libro Blanco plantea para el año 2010 unos objetivos en potencia instalada de 40.000 MW, mientras que la Asociación Europea de la Energía Eólica cifra en torno a los 100.000 MW los instalados en el año 2020.

Objetivos de los Estados Miembros en Energías Renovables		
	Porcentaje %	**TWh**
Alemania	12,5	76,4
Austria	78,1	55,3
Bélgica	6,0	6,3
Dinamarca	29,0	12,9
España	29,4	76,6
Finlandia	35,0	33,7
Francia	21,0	112,9
Grecia	20,1	14,5
Irlanda	13,2	4,5
Italia	25,0	89,6
Luxemburgo	5,7	0,5
Países Bajos	12,0	15,9
Portugal	45,6	28,3
Reino Unido	10,0	50,0
Suecia	60,0	97,5
Unión Europea	**22,1**	**647,9**

En España de los 512 MW instalados a finales del año 97, se pasó 2000 MW a finales de 2000, cumpliéndose las estimaciones del Plan Energético Nacional, de los cuales el 30 % se encuentran en Galicia. En el año 2000 se han instalado en España 740 Mw, junto con Alemania y EEUU, nuestro país forma parte del trío de países a la cabeza en la implantación de la energía eólica. La potencia acumulada total asciende en España a 2235 Mw a principios de 20001 y nuestro país es junto con Alemania el mercado más activo.

Galicia, precisamente, por sus especiales condiciones climatológicas está llamada a desempeñar un papel protagonista dentro de España en lo que a energía eólica se refiere. Mediciones llevadas a cabo sobre su potencial eólico han arrojado a la luz cifras de unos 5500 MW explotables técnicamente; de éstos, tras la aplicación de unos criterios de planificación por parte de la Xunta de Galicia, se seleccionaron una serie de áreas con una potencia total instalable de 2800 MW, aunque los 14 planes estratégicos aprobados supondrían casi el doble de dicha potencia. En el anexo I pueden verse los parques eólicos instalados en Galicia a febrero de 2001, con sus respectivas potencias.

	1990	1998	2010
Minihidráulica	611,8 Mw	1.509,7 Mw	2.230 Mw
Consumo de Biomasa	3.753 Ktep	3.886 Ktep	10971 Ktep
Eólica	27,2 Mw	834 Mw	8.974 Mw
Colectores Solares	294.918 m^2	340,892 m^2	4.840.892 m^2
Solar Fotovoltaica	3,2 Mw	7,9 Mw	172,9 Mw
Objetivos para el año 2010 del Plan de Fomento de las Energías Renovables			

Por todo esto, aunque sean evidentes, es preciso señalar los siguientes hechos:

- el viento es un recurso cuyo valor puntúa al alza dentro del mercado de la energía.
- su situación, con relación a las diferentes alternativas de las fuentes energéticas convencionales, es sólida y pujante.
- el desarrollo tecnológico ha permitido que el coste del Kw eólico haya descendido, convirtiéndose en una fuente competitiva, incluso sin contabilizar los costes ambientales de otras fuentes.
- para Galicia, en particular, se está presentando una oportunidad histórica de aprovechar todos estos buenos augurios, no sólo económicamente sino que también en términos relativos a la investigación, desarrollo y mejora de las tecnologías actuales que en un futuro no muy lejano pudiesen permitir la exportación de todos los conocimientos recopilados.
- en Dinamarca y Alemania, países punteros en tecnología eólica se crean de 5 a 13 puestos de trabajo por Mw instalado. Como ejemplo en Dinamarca la energía eólica crea más puestos de trabajo que su potente industria pesquera.

1.4. Aplicaciones de la energía eólica.

La energía eólica captada por un rotor es de tipo mecánico, aunque posteriormente pueda ser transformada en energía eléctrica. Según el uso que se le dé, se dividen en dos:

- Centralizadas.
- Autónomas.

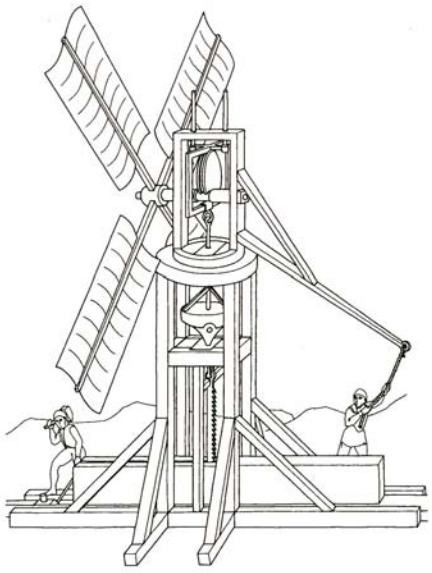
Las aplicaciones centralizadas se caracterizan por la producción de energía eléctrica en cantidades importantes, vertiéndola directamente a la red de distribución. Siempre será necesario que la energía base de la red sea producida por otras fuentes energéticas más estables, estimándose que la energía eólica en red no debe ser superior al 10 % para mantener la estabilidad del sistema. Esta cantidad podría ser mayor si se pudiera almacenar parte de ella de forma racional pero esto conlleva costos inadmisibles.

Aerogenerador Neg Micon de 700 Kw

Dentro de este marco podemos destacar dos tipos de instalaciones:

- Aerogeneradores de gran potencia. Están en fase de experimentación en varios países aerogeneradores del rango de los 2 a 4 MW y son una posibilidad futura muy importante.

- Parques eólicos. Se trata de grupos de aerogeneradores de mediana potencia conectados entre sí y que vierten el conjunto de energía producido a la red. El rango de potencias esta comprendido entre los 100 a 300 KW para los más antiguos, y de 600 KW a 1 MW para los de última generación. El impacto que estas instalaciones pueden producir en la red eléctrica no es importante al menos mientras no se generalice la instalación de las mismas.



Uso del viento en un aserradero

Las aplicaciones autónomas se caracterizan por el uso directo e inmediato bien, en forma de energía mecánica o por conversión en energía térmica o eléctrica.

Tiene aplicación para suministro de energía para usuarios aislados pues de no cumplir esta condición no suelen ser rentables. Las instalaciones pueden producir:

- Energía mecánica. Entre sus varios usos tenemos:

  - Bombeo de agua (extracción de pozos, elevación a depósitos o embalses, etc.).

  - Accionamientos mecánicos directos (muelas, sierras, etc.).

- Energía térmica. Este tipo de instalaciones van encaminadas al calentamiento de agua por rozamiento mecánico o compresión del fluido refrigerante de una bomba de calor.

SISTEMAS EÓLICO-DIESEL

La principal aplicación de estos sistemas son las "mini redes eólico-diesel" para electrificación rural de comunidades, que, en general, provienen de una instalación "sólo" diesel a la que se ha añadido uno o más aerogeneradores. Otra posibilidad a la que está prestándose mucho interés en la actualidad es la desalinización, especialmente por ósmosis inversa. Se han realizado distintos prototipos que buscan mayor fiabilidad, abaratar costes y estandarizar el control y almacenamiento.

Otras aplicaciones de estos sistemas híbridos son la electrificación de lugares aislados de interés turístico. Un ejemplo es la instalación realizada en el pueblo de Xcalac, (Yucatán, México). Se trata de un pueblo pescador y turístico de 250 personas situado a 110 km de la red.

Estamos hablando de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel que consta de seis aerogeneradores de 10 kW y 11 kW en paneles fotovoltaicos. Hasta tres años y medio después de su puesta en marcha (1992), no fue necesario que entrase el grupo diesel. En la actualidad es utilizado con muy poca frecuencia.

En la "web", denominada "Renewables for Sustainable Village Power" (www.rsvp.nrei.gov) , del U.S. National Renewable Energy Laboratory (NREL) se puede encontrar una gran cantidad de información de instalaciones realizadas con sistemas híbridos. Además existe una amplia información técnica y acceso a varios programas de modelado y simulación de estos sistemas.

TEMA 2

EL VIENTO

2.1.- ¿Cómo se origina la energía eólica? 30
2.2.- La fuerza de Coriolis 30
2.3.- Recursos eólicos: vientos globales..... 31
2.4.- Vientos geostróficos 34
2.5.- Vientos locales 36
2.6.- La energía en el viento: densidad del aire y área de barrido del rotor...38
2.7.- El viento es desviado por los generadores.....42
2.8.- La potencia del viento: límite de Betz.....44
2.9.- La medida de la velocidad del viento: anemómetros y veletas..48
2.9.1.- ¿Cómo se mide la velocidad del viento en la práctica?.**49**
2.10.- La rosa de los vientos.....51
2.11.- Medidas por observación: la escala Beaufort.....53
2.12.- Variación de la velocidad del viento 54
2.13.- Turbulencia 57
2.13.1.- Los obstáculos afectan al viento.....**58**
2.14.- Efectos aceleradores..... 59
2.15.- Comportamiento del viento en el mar..... 60
2.16.- Descripción de las variaciones del vientos..... 61
2.16.1.- Contenido energético del viento promedio **62**
2.16.2.- Cálculo de la potencia promedio del viento **63**
2.16.3.- Función de densidad de potencia..... **64**
2.17.- Mapas eólicos 65

Tema 2.- EL VIENTO.

2.1.- ¿Cómo se origina la energía eólica?

Todas las fuentes de energía renovables (excepto la mareomotriz y la geotérmica), e incluso la energía de los combustibles fósiles, provienen, en último término, del sol, que es el encargado de aportar la energía necesaria para que funcione el sistema de bombeo universal. El sol irradia 100.000.000.000.000 Kwh. de energía hacia la Tierra cada hora. En otras palabras, la Tierra recibe 10^{17} W de potencia.

Entre un 1 a un 2 % de la energía proveniente del sol es convertida en energía eólica. Esto supone una cifra alrededor de 50 a 100 veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra.

Las diferencias de temperatura conllevan la circulación de aire

Las superficies que están alrededor del ecuador, a 0° de latitud, son calentadas por el sol más que las zonas del resto del globo. Estas áreas calientes están indicadas en colores cálidos, rojo, naranja y amarillo, en esta imagen de rayos infrarrojos de la superficie del mar (tomada de un satélite de la NASA, NOAA-7, en julio de 1984).

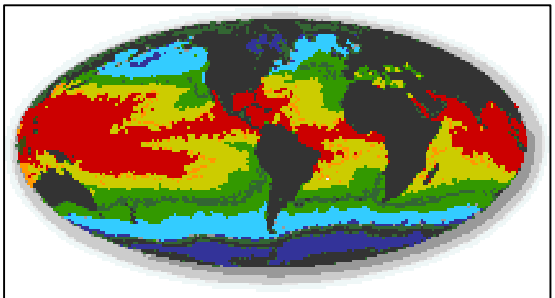


Imagen de infrarrojos (temperatura).

El aire caliente es más ligero que el aire frío (porque tiene menos densidad), razón por al que subirá hasta alcanzar una altura aproximada de 10 Km, extendiéndose hacia el norte y hacia el sur. Si el globo no rotase, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur, para luego descender y volver al ecuador.

2.2.- La fuerza de Coriolis

Debido a la rotación del planeta, cualquier movimiento en el Hemisferio Norte es desviado hacia la derecha, *si se mira de norte a sur desde nuestra posición en el suelo* (en el Hemisferio Sur es desviado hacia la izquierda de sur a norte). Esta aparente fuerza de curvatura es conocida como **fuerza de Coriolis** (debido al matemático francés Gustave Gaspard Coriolis (1792-1843).

Si se lanza un proyectil *desde el Polo Norte* hasta un punto situado en el *Ecuador*, y, al mismo tiempo, se observa la trayectoria que sigue desde un satélite artificial, veremos que, debido a la rotación de la Tierra, el camino seguido no es recto, sino que es desplazado hacia la izquierda (visto desde el satélite). Para analizarlo con más detalle, cojamos una pelota de baloncesto y una moneda, y tracemos una línea recta desde la parte superior de la pelota hasta la parte inferior. Con la pelota estática, si dejamos caer la moneda desde su parte elevada, se observa que sigue la línea recta marcada. Ahora cojamos la pelota con las yemas de los dedos de la mano diestra y la hacemos girar hacia la derecha un cuarto de vuelta (que es el sentido de giro del planeta –el Sol sale por el Este-). Al mismo tiempo que iniciamos el giro de la bola, con la

mano izquierda hacemos descender, en línea recta, la moneda desde la parte más alta a la más baja. Entonces vemos claro que la rotación de la pelota hace que se desvíe la trayectoria de la moneda hacia la izquierda, si la observamos desde el exterior, y hacia la derecha si nuestro punto de vista estuviese fijado en la bola de norte a sur.

La fuerza de Coriolis es un fenómeno visible. Las vías del ferrocarril se desgastan más de un lado que del otro. Las cuencas de los ríos están excavadas más profundamente en una cara que en la otra (de cual se trate depende en qué Hemisferio nos encontremos: en el hemisferio norte las partículas sueltas son desviadas hacia la derecha).

En el Hemisferio Norte el viento tiende a girar en el sentido contrario al de las agujas del reloj (visto desde arriba) cuando se acerca a un área de bajas presiones. En el Hemisferio Sur el viento gira en el sentido de las agujas del reloj alrededor de áreas de bajas presiones. (ver figura)

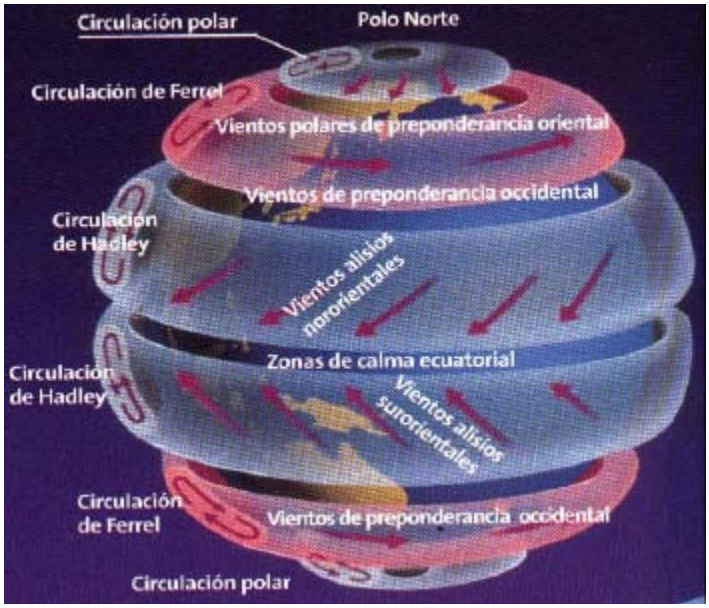
Influencia de la fuerza de Coriolis en los hemisferios.

2.3.- Recursos eólicos: vientos globales

La Tierra en seis “rebanadas”

La circulación de los vientos en la parte alta de la atmósfera sigue recorridos que se extienden alrededor de todo el planeta. En la parte más cercana a la superficie (baja troposfera) es mucho más recogida y se puede dividir sistemáticamente en tres franjas por cada hemisferio (polar, de Ferrel y de Hadley).

Las tres se caracterizan por los vientos polares, los occidentales y los alisios. En realidad, entre la alta y la baja



Vientos globales: vientos geostróficos

troposfera se producen cambios de aire mucho más complejos.

Cómo afecta la fuerza de Coriolis a los vientos globales

En los trópicos, la circulación atmosférica sigue un patrón meridional, llamado célula tropical de Hadley, en el que el aire desciende en cinturones situados en torno a los 30º de latitud N y los 30° de latitud S respecto del Ecuador, y asciende en las inmediaciones de éste. A baja altitud hay una deriva general del aire hacia el Ecuador, mientras que a mayor altitud se produce una deriva compensadora hacia los polos que completa la célula. Al converger las dos corrientes superficiales hacia el Ecuador desde el Norte y el Sur en un cinturón de bajas presiones, llamado de calmas ecuatoriales, éstas se ven obligadas a ascender, expandirse y enfriarse. La humedad del aire se condensa formando nubes, que tienden a producir lluvias frecuentes sobre el área. El cinturón de convergencia tiende a desplazarse unos cuantos grados al Norte y al Sur con los cambios de estación. A 30º de latitud N y a 30° de latitud S respecto del ecuador, los ramales descendentes de la célula se calientan por efecto de la compresión, y las posibles nubes presentes tienden a evaporarse. Como resultado, el tiempo es cálido y soleado, y predominan los climas desérticos. Debido a la rotación de la Tierra, las corrientes de aire ecuatoriales, llamadas vientos alisios, son desviadas hacia el Oeste y, por consiguiente, soplan del Noreste en el Hemisferio Norte y del Sureste en el Hemisferio Sur. Las corrientes de retorno, de gran altitud, tienen a convertirse en vientos del Oeste (en términos meteorológicos, los vientos se nombran en función de la dirección desde la que soplan).

A latitudes medias y altas, los rasgos más notables de la circulación atmosférica son los ciclones y anticiclones migratorios, y sólo emerge una imagen clara de la circulación global cuando se obtienen los valores medios de estos movimientos durante varios días. Esta circulación procede del Oeste en casi en todo el mundo, y su velocidad aumenta rápidamente con la altitud hasta unos 23 km, donde la velocidad media del viento puede superar los 160 km/h. La presión a nivel del mar disminuye hacia el Norte desde los 30º hasta los 60º de latitud, donde tiende a producirse un mínimo, y a los 60º de latitud N se desarrolla un anticiclón poco profundo en el que prevalecen los vientos del Este.

La circulación media al norte de los 30º de latitud tiende a ser fuerte durante el invierno, que es cuando se producen las mayores diferencias de temperatura entre las latitudes altas y bajas. Los cinturones de altas y bajas presiones situados en los 30º y los 60º de latitud N se desplazan ligeramente con las estaciones, tendiendo a seguir al Sol hacia el Norte y hacia el Sur. Los continentes ejercen también una notable influencia sobre el flujo medio, y sus efectos son, sobre todo, llamativos en el Hemisferio Norte, donde el contraste entre la temperatura de las masas terrestres y la de los océanos es máxima. Durante el invierno se desarrollan sobre Norteamérica y Asia anticiclones muy fríos, mientras que en verano tienden a prevalecer las bajas presiones cálidas. Los sistemas de vientos estacionales asociados a estos patrones de presión reciben el nombre de monzones; son muy llamativos en la India y el Sureste asiático.

Un aspecto notable de la circulación del Oeste a latitudes medias y altas es la presencia de vórtices ciclónicos y anticiclónicos que derivan desde dicho viento hacia el Este y producen cambios en el clima de un día para otro. Los vórtices que giran en sentido antihorario reciben el nombre de ciclones extratropicales, y su intensidad tiende a ser máxima durante el invierno, cuando los contrastes de temperatura son mayores.

Estos ciclones tienden a formarse o a regenerarse a partir de alteraciones débiles en ciertas áreas, situadas sobre todo a lo largo de las costas de Norteamérica y Asia, en el Hemisferio Norte, y también al este de las barreras montañosas de Norteamérica y el sur de Europa. Las tormentas se intensifican al ir desplazándose hacia el Este y el Noroeste, y tienden a alcanzar su desarrollo máximo en las regiones de Islandia y las Aleutianas. En estas tormentas pueden producirse vientos de más de 160 km/h en mar abierto, y las enormes olas que generan pueden recorrer miles de kilómetros, dificultando la navegación en otras zonas y abatiéndose sobre sus costas.

Dentro del flujo dominante hacia el Este, a latitudes medias, se encuentra la corriente en chorro, una banda estrecha de viento del Oeste de alta velocidad que sigue un curso ondulante de Oeste a Este. Sopla a una altitud media de 12.200 km en invierno y de 13.700 km en verano. La velocidad del viento de la corriente en chorro puede llegar a superar los 400 kilómetros por hora.

Teniendo en mente la fuerza de curvatura de Coriolis, obtenemos los siguientes resultados generales de las direcciones del viento dominantes:

Direcciones de viento dominantes

Latitud	90-60°N	60-30°N	30-0°N	0-30°S	30-60°S	60-90°S
Dirección	NE	SO	NE	SE	NO	SE

La **troposfera** tiene un espesor típico de sólo 10 km, lo que representa 1/1200 del diámetro del globo, que tiene 12000 km (12000 Km / 1200 = 10 Km). En realidad, se extiende hasta unos 16 km en las regiones tropicales (con una temperatura de -79 °C) y hasta unos 9,7 km en latitudes templadas (con una temperatura de unos -51 °C). Esta parte de la atmósfera es donde ocurren todos los fenómenos metereológicos (también el efecto invernadero), y la temperatura disminuye a medida que aumenta la altitud.

Las direcciones dominantes del viento son importantes para el emplazamiento de un aerogenerador, ya que obviamente querremos situarlo en un lugar en el que haya el mínimo número de obstáculos posibles para las direcciones dominantes del viento.

Sin embargo, la geografía local puede influenciar en los resultados de la tabla anterior (ver páginas siguientes).

La troposfera

La capa más importante de la atmósfera, en eólica, es la troposfera. Es la más próxima a la tierra y en ella nos movemos y respiramos, y en ella se producen también los fenómenos meteorológicos que determinan el clima (el viento).

La troposfera se extiende desde la corteza terrestre hasta la base de la estratosfera. Su espesor típico suele considerarse de 10 Km, como ya se ha mencionado anteriormente. Presenta tres características esenciales que la distinguen de las demás capas de la atmósfera:

- Es la capa más perturbada, agitada sin cesar por movimientos verticales y horizontales. La turbulencia vertical se debe a la proximidad de la corteza terrestre, que determina, por una parte, ascensos mecánicos (por frotamiento) y, por otra, ascensos térmicos (por inestabilidad y termoconvección).

- La agitación asegura una constancia relativa en la composición, sobre todo el espesor (constancia mucho más grande que en la estratosfera y la ionosfera). En ella se encuentran las tres cuartas partes de la masa atmosférica, prácticamente todos los cuerpos sólidos en suspensión y toda el agua atmosférica en sus tres estados: sólido, en forma de pequeñas agujas de hielo; líquido, en forma de humedad; y gaseoso en las nubes.

- La temperatura desciende regularmente con la altitud a razón de 0.6 ºC cada 100 m., como media. Es otra consecuencia de los movimientos verticales. El aire que se eleva se enfría por expansión adiabática, y lo contrario caracteriza al aire descendente.

2.4.- Vientos geostróficos

Las capas de la atmósfera

La atmósfera se puede subdividir en una serie de estratos concéntricos (esferas), con temperatura, densidad y espesor diversos, separada por franjas de paso (pausas).

Se han realizado muchos intentos de clasificación de las distintas capas de la atmósfera, basados en criterios diferentes tales como: variación de la temperatura con la altura, composición química, distribución de las propiedades eléctricas y magnéticas, etc.

Como no parece viable la realización de un modelo atmosférico que considere simultáneamente la distribución de todas las variables atmosféricas, se recurrirá a una y otra de estas clasificaciones en función del fenómeno que interese considerar.

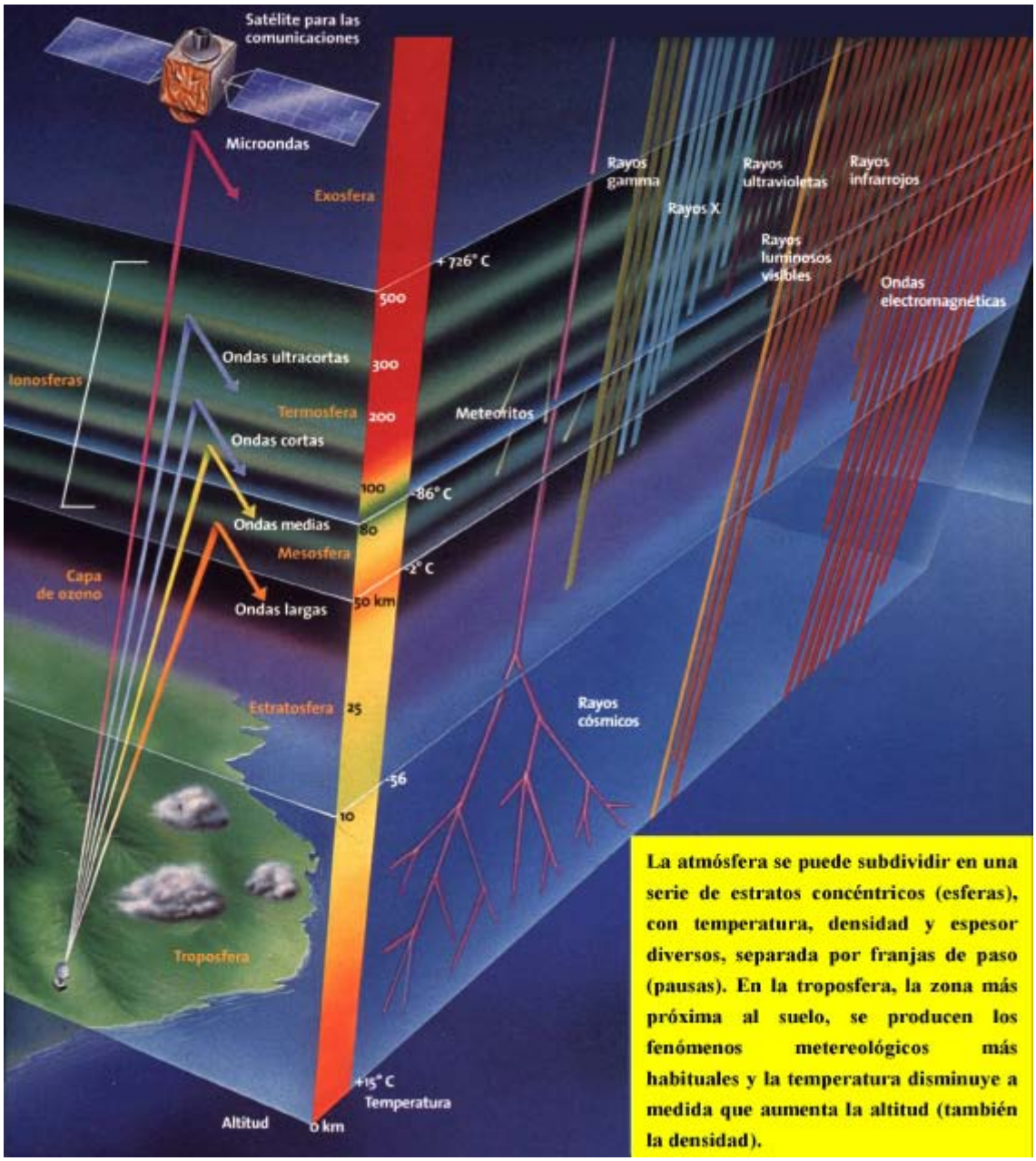
Una de las más antiguas y que mejor se adapta al estudio de los vientos geostróficos es la basada en la distribución de temperaturas en función de la altura. Según ella se distinguen en la atmósfera, de abajo hacia arriba, las siguientes: Troposfera, Estratosfera, Mesosfera, Termosfera y Exosfera.

La imagen de la página siguiente muestra esta distribución, en la que podemos observar los cambios de temperatura experimentados en las distintas capas y el comportamiento de las ondas de radio y las radiaciones externas.

Como puede verse, en la troposfera, que es la capa de mayor interés en temas eólicos, tan sólo llega hasta los 10 primeros kilómetros de altitud, pudiendo observar también los grandes cambios de temperatura experimentados.

El viento geostrófico

Los vientos que han sido considerados en las líneas precedentes como vientos globales son en realidad los **vientos geostróficos.**



La atmósfera se puede subdividir en una serie de estratos concéntricos (esferas), con temperatura, densidad y espesor diversos, separada por franjas de paso (pausas). En la troposfera, la zona más próxima al suelo, se producen los fenómenos metereológicos más habituales y la temperatura disminuye a medida que aumenta la altitud (también la densidad).

El fenómeno en cuestión es aquel en el que la fuerza del gradiente bárico (diferencias de presión) es igual a la fuerza de Coriolis. Es de velocidad constante y deja, en Hemisferio Norte, las bajas presiones en la izquierda, y en el Sur a la derecha, siendo paralelo a las isobaras (líneas de igual presión – ver la 2ª imagen en la página anterior -).

Los vientos geostróficos son ampliamente conducidos por las diferencias de temperatura, así como por las de presión, y apenas son influenciados por la superficie de la tierra. Se encuentran a una altura de 1.000 metros a partir del nivel del suelo y su velocidad puede ser medida utilizando globos sonda.

Vientos de superficie

Estos vientos, que son los de nuestro ámbito de aplicación, están mucho más influenciados por la superficie terrestre a altitudes de hasta 100 metros. El viento es frenado por la rugosidad de la superficie de la Tierra y por los obstáculos, como veremos seguidamente. Las direcciones del viento cerca de la superficie serán ligeramente diferentes de las de los vientos geostróficos debido a la rotación de la Tierra.

Tratándose de energía eólica, interesará conocer los vientos de superficie y cómo calcular la energía aprovechable del viento.

2.5.- Vientos locales

Aunque los vientos globales son importantes en la determinación de los vientos dominantes de un área determinada, las condiciones climáticas locales pueden influir en las direcciones de viento más comunes.

Los vientos locales siempre se superponen en los sistemas eólicos a gran escala, es decir, la dirección del viento está influenciada por la suma de los efectos global y local.

Cuando los vientos a más gran escala son suaves, los locales pueden dominar los regímenes de viento.

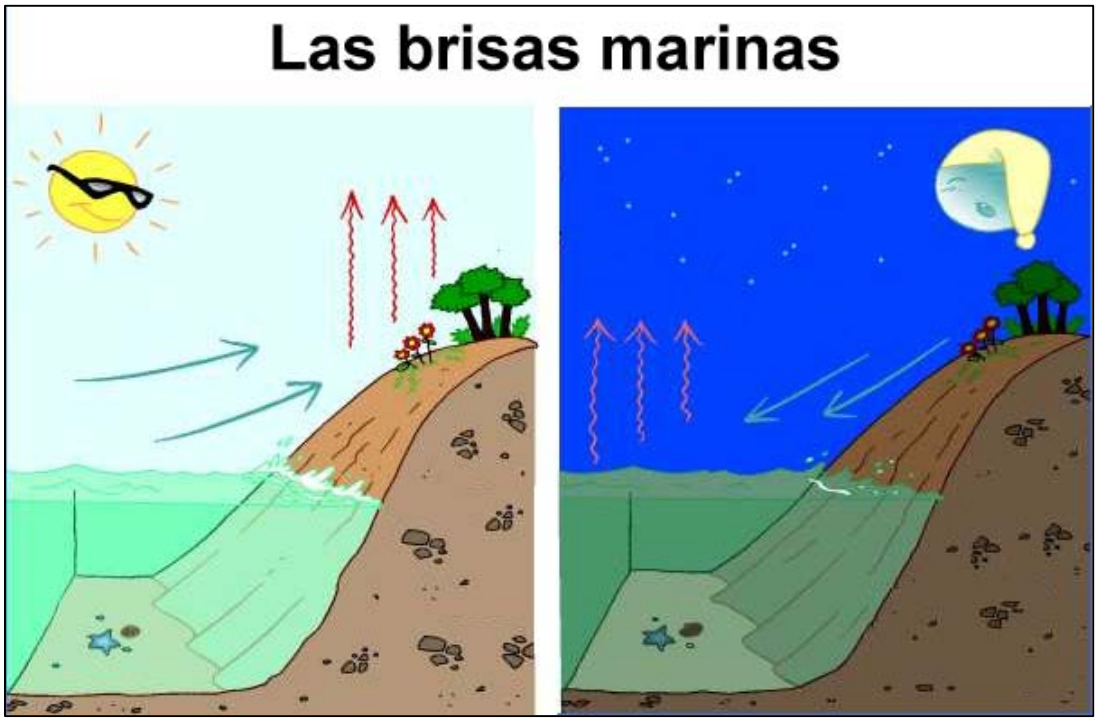
Brisas marinas y terrestres

Durante el día la superficie de tierra se calienta más rápidamente que el mar por efecto del sol.

El aire sube, circula hacia el mar y crea una depresión a nivel del suelo que atrae este fluído frío del mar.

Esto es lo que se llama **brisa marina.** A menudo hay un periodo de calma al anochecer, cuando las temperaturas del suelo y del mar se igualan.

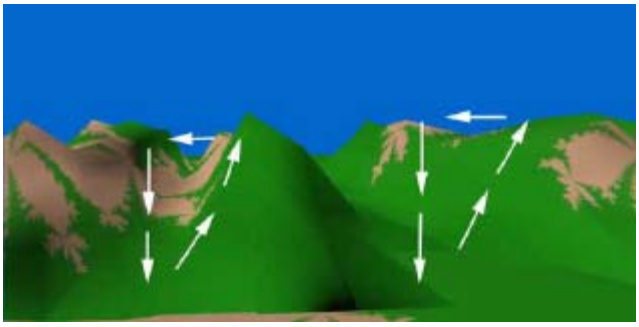
Durante la noche los vientos soplan en sentido contrario. Normalmente la **brisa terrestre** tiene velocidades inferiores, debido a que la diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar es más pequeña.



El conocido monzón del sureste asiático es en realidad una forma, a gran escala, de la brisa marina y la brisa terrestre, variando su dirección según la estación, debido a que la tierra se calienta o enfría más rápidamente que el mar.

Vientos de montaña

Los modelos de clima que presentan las regiones montañosas son muy interesantes.



Vientos de montaña

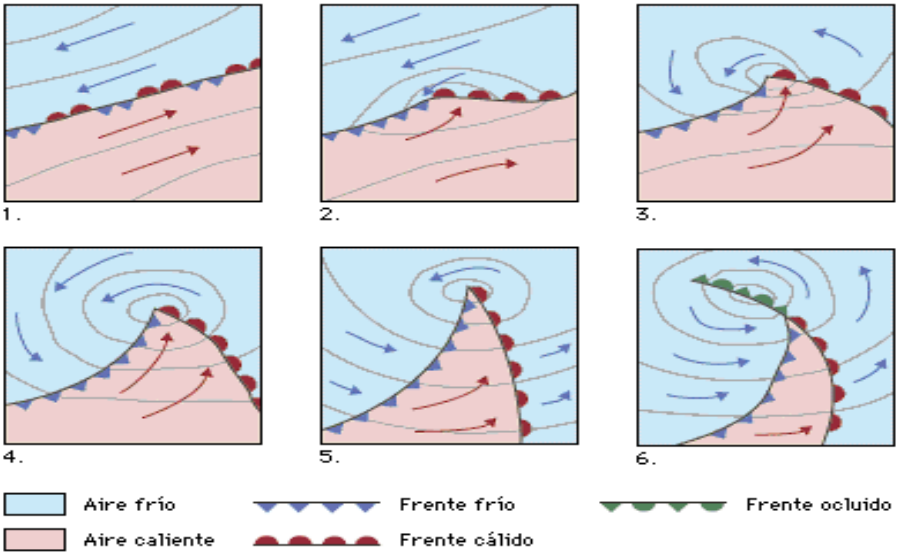
Como ejemplo tenemos el **viento del valle**, que se origina en las laderas que dan al sur (o en las que dan al norte en el Hemisferio Sur). Cuando las laderas y el aire próximo a ellas están calientes, la densidad del aire disminuye, y éste asciende hasta la cima siguiendo la superficie de la ladera. Durante la noche la dirección del viento se invierte, convirtiéndose en un viento que fluye ladera abajo. Si el fondo del valle está inclinado, el aire puede ascender y descender por el valle; este efecto es conocido como viento de cañón.

Los vientos que soplan en las laderas a sotavento (no enfrentada en la dirección del viento) pueden ser bastante potentes. Ejemplos de ellos son: El Fhon de los Alpes en Europa, el Chinook en las Montañas Rocosas y en Zonda en los Andes.

Otros ejemplos de sistemas de viento locales son el Mistral, que sopla a lo largo del valle del Rhone hasta el Mar Mediterráneo; y el Sirocco, un viento del Sur proveniente del Sahara, que sopla hacia el Mar Mediterráneo.

Formación de frentes y variación de los vientos

Los frentes se asocian con ciclones o zonas de baja presión y se producen cuando una masa de aire frío entra en contacto con otra de aire cálido. La circulación de la atmósfera terrestre hace que el aire frío se mueva hacia el Este y hacia el ecuador, mientras que el cálido se desplaza hacia el Este y hacia los polos formando una cuña llamada sector cálido. Este movimiento hace que el frente se curve; el frente cálido se desvía hacia el Este, donde el borde delantero del sector cálido está reemplazando al aire frío, y el frente frío se desvía hacia el Oeste. Como el aire frío se mueve más deprisa que el cálido, el sector cálido se va comprimiendo y el frente se cierra y pierde fuerza.

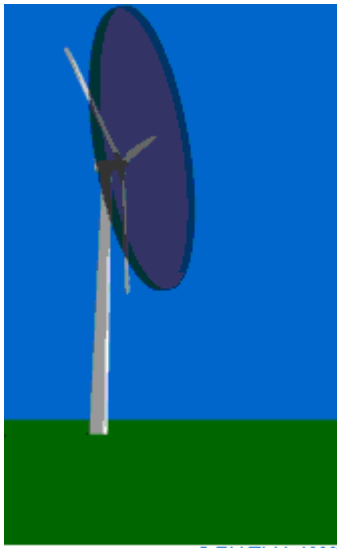


2.6.- La energía en el viento: densidad del aire y área de barrido del rotor

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento, actuando sobre las palas del rotor, en un **par** (fuerza de giro). La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento al cubo.

La ilustración muestra cómo una porción cilíndrica de aire de 1 metro de espesor pasa a través del rotor de un aerogenerador típico de 600 Kw.

Con un rotor de 43 metros de diámetro cada cilindro pesa realmente **1,8 toneladas**, es decir, 1.470 veces 1,225 Kg. Es es así dado que:



Cilindro imaginario para demostrar la energía del viento.

$\tilde{n}_{aire}$=1,225 kg/m³

$$A = \frac{p \cdot D^2}{4} = \frac{p \cdot 43^2}{4} = 1452(m^2)$$

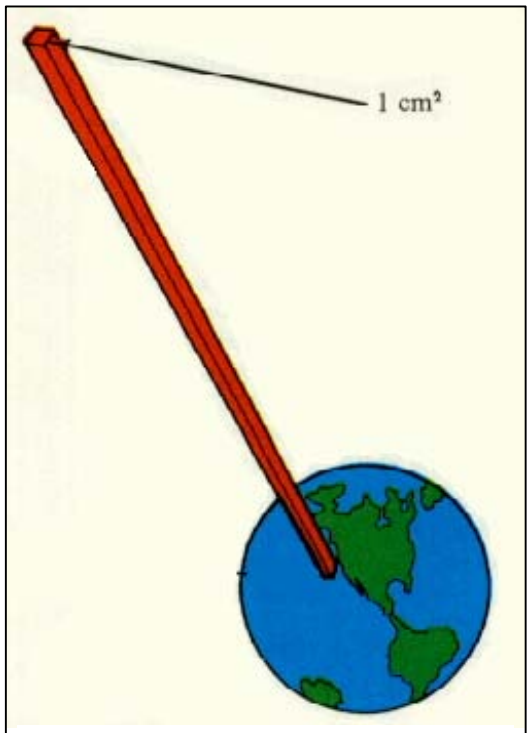
$$V = A \cdot h = 1452(m^2) \cdot 1(m) = 1452(m^3)$$

Como se verá:

$$m = r \cdot V = 1{,}225 \cdot 1452 = 1779(kg)$$

Densidad del aire

La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso) y a la segunda potencia del propio movimiento (Ec=½ m· v²). Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen (d=m/V m=d· V).



La presión atmosférica es debida solo a los 80 primeros Km. de altura del aire

En otras palabras, cuanto "más pesado" sea el aire más energía recibirá la turbina para la misma velocidad del viento.

A presión atmosférica normal, y a 15 °C, el aire pesa unos 1,225 kilogramos cada metro cúbico (densidad ñ= 1,225 Kg/m³), aunque la densidad disminuye ligeramente con el aumento de la humedad.

Además, el aire es más denso cuando hace frío que cuando hace calor, debido a que la agitación molecular disminuye y éstas se encuentran más juntas unas de otras, aumentando la densidad (caben más en el mismo volumen). La afirmación anterior es cierta si la referenciamos al mismo punto (altitud), pero a grandes altitudes (en las montañas) la presión del aire es más baja y el aire es menos denso, aunque la temperatura sea inferior. Esto es así porque el incremento de densidad causado por la temperatura es menor que el descenso debido a la altura. Recordemos que cada 5 km. la presión atmosférica se reduce a la mitad, aproximadamente.

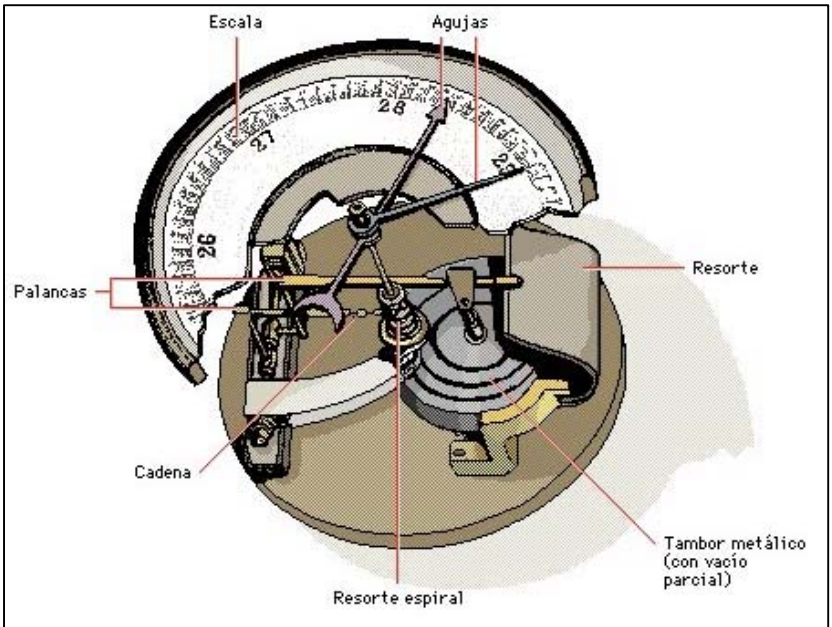
Barómetro de mercurio

Démonos cuenta de que la presión atmosférica está originada por el peso de la capa de aire que existe en la troposfera, estratosfera y mesosfera, que

se eleva hasta unos 80 Km de altitud. Es decir, si aislamos una columna de aire de 1cm², ésta ejerce sobre el nivel del mar una presión de 1 atmósfera (1 atm = 760 mmHg = 1013 mb = 1023 g/cm²).

A partir de la termosfera, donde la densidad del aire es de 5 millones de veces menor que en la troposfera, no se considera que estas capas ejerzan presión.

La presión atmosférica se mide con un **barómetro de mercurio**. Este instrumento determina la fuerza por unidad de superficie ejercida por el peso de la atmósfera. Como en cualquier fluido, esta fuerza se transmite por igual en todas las direcciones. La forma más fácil de medir la presión atmosférica es observar la altura de una columna de líquido cuyo peso compense exactamente el empuje de la atmósfera. Un barómetro de agua sería demasiado alto para resultar cómodo. El mercurio, sin embargo, es 13,6 veces más denso que el agua, y la columna de mercurio sostenida por la presión atmosférica normal tiene una altura de sólo 760 milímetros a nivel del mar.



Barómetro aneroide

Otro dispositivo para medir presiones atmosféricas de forma sencilla es el **barómetro aneroide**. Éste consta de un tambor metálico en el que se ha hecho un vacío parcial, el cual se dilata o se contrae con los cambios de presión. Una serie de palancas y resortes transforma el movimiento del tambor en el movimiento de la aguja del barómetro.

Para hallar la variación de la presión atmosférica con la altura, tendríamos que averiguar la densidad exacta en cada punto a calcular. Dado que este cálculo es muy laborioso, pues influyen parámetros como la temperatura, humedad, etc, una averiguación sencilla podemos aproximarla si suponemos la temperatura constante en todas partes. Entonces:

$$p \cdot V = \frac{m}{M} R \cdot T \qquad \text{y} \qquad r = \frac{m}{V} = \frac{p \cdot M}{R \cdot T}$$

Si designamos por p_1 la presión a la altura y_1 y por p_2 a la y_3, y hacemos:

$$\frac{dp}{dy} = -\frac{p \cdot M \cdot g}{R \cdot T} \Rightarrow \int_{p1}^{p2} \frac{dp}{p} = -\frac{M \cdot g}{R \cdot T} \int_{y1}^{y2} dy \Rightarrow \ln \frac{p2}{p1} = -\frac{M \cdot g}{R \cdot T}(y2 - y1)$$

Si la presión en y=0 es p_0, entonces la presión p para cualquier y está dada por:

$$p = p_0 e^{-M \cdot g \cdot y / R \cdot T} \qquad [2.1]$$

Por ejemplo, la presión en la cumbre del monte Everest, donde y=8882 m, sería:

$$\frac{M \cdot g \cdot y}{R \cdot T} = \frac{(28{,}8 \times 10^{-3} kg \cdot mol^{-1}) \cdot (9{,}8 m \cdot s^{-2}) \cdot (8882 m)}{(8{,}314 J \cdot mol^{-1} \cdot K^{-1}) \cdot (273 K)} = 1{,}10$$

$$p = (1{,}01 \times 10^5 Pa) e^{-1{,}10} = 0{,}336 \times 10^5 Pa$$

$$p = 0{,}333 \quad atm.$$

P=Presión en pascales.
V=Volumen ocupado por el gas.
m=Masa del gas encerrado en V.
M=Masa molecular del gas.
R=Constante de Boltzmann.
T=Temperatura absoluta en Kelvins.
ñ=Densidad del gas.

Se ha utilizado una temperatura constante de 0ºC=273 K, la cual no es totalmente real, pero este ejemplo demuestra la razón de que los montañeros tengan tanta dificultad para respirar en el Everest. Allí la presión del aire es sólo un tercio de su valor al nivel del mar. Por razones similares, los aviones a reacción que vuelan normalmente a alturas de 8000 a 10000 m tienen cabinas presurizadas para preservar la salud y el bienestar de los pasajeros.

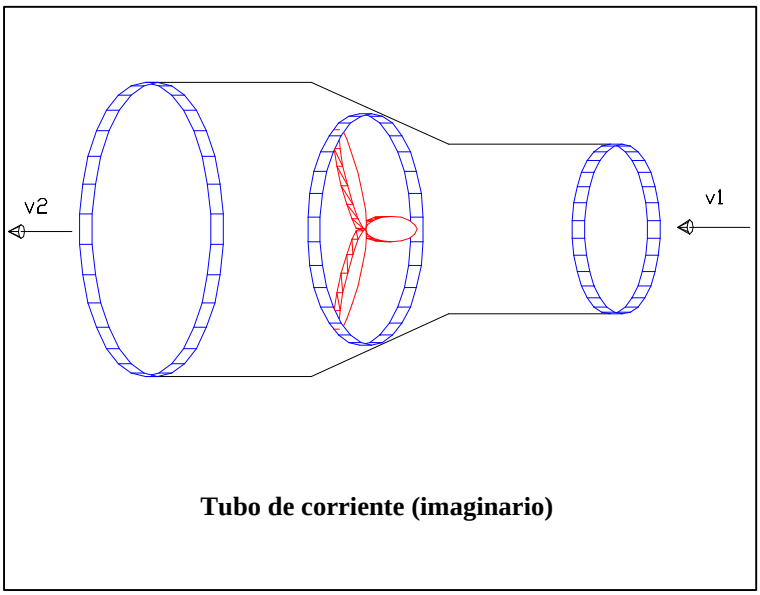
De la misma forma, podemos comprobar que a 80 km de altura tenemos una presión de **47,8 ìatm**, con lo que demostramos que, a partir de esta altura, el resto de gases que pueda haber no influyen en la presión atmosférica (ver la figura de la columna de aire aislada). Recordamos que esto sólo es aproximado, pero bastante orientativo.

Área de barrido del rotor

Un aerogenerador típico de 600 kW tiene un diámetro del rotor de 43-44 metros, lo que supone un área del rotor de unos 1,500 metros cuadrados. El área del rotor determina cuanta energía del viento es capaz de capturar una turbina eólica. Dado que el área del rotor aumenta con el cuadrado del diámetro de rotor ($A=\pi \cdot D^2/4$), una turbina que sea de dos veces más diámetro recibirá 2^2 = 2 x 2 = **cuatro** veces más energía. La sección sobre *"tamaño de los aerogeneradores"* le proporcionará más detalles.

2.7.- El viento es desviado por los aerogeneradores

La imagen (cilindro imaginario), sobre la energía en el viento, está algo simplificada. En realidad, un aerogenerador desviará el viento antes incluso de que éste llegue al plano del rotor. Esto significa que nunca seremos capaces de capturar toda la energía que hay en el viento utilizando un aerogenerador. Discutiremos esto más tarde, cuando hablemos de la ley de Betz.



Tubo de corriente (imaginario)

En la imagen el viento que viene desde la derecha V_1, y usamos un mecanismo para capturar parte de la energía cinética que posee el viento (en este caso usamos un rotor de tres palas, aunque podría haberse tratado de cualquier otro mecanismo).

El tubo de corriente

Para poder convertir la energía cinética que transporta el viento con su movimiento a energía rotacional, el rotor de la turbina eólica debe frenar el viento. Esto implica que el flujo de aire se moverá más lentamente en la parte izquierda del rotor que en la parte derecha.

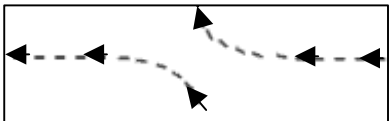
Puesto que la cantidad de aire que pasa a través del área barrida por el rotor desde la derecha (por segundo) debe ser igual a la que abandona el área del rotor por la izquierda, el aire ocupará una mayor sección transversal (diámetro) detrás del plano del rotor.

El efecto explicado puede apreciarse en la imagen anterior, donde se muestra un tubo imaginario, el llamado **tubo de corriente,** alrededor del rotor de la turbina eólica. El tubo de corriente muestra cómo el viento moviéndose lentamente hacia la izquierda ocupará un gran volumen en la parte posterior del rotor.

La velocidad del viento no será disminuida hasta su velocidad final inmediatamente detrás del plano del rotor. La ralentización se producirá gradualmente en la parte posterior del rotor hasta que ésta llegue a ser prácticamente constante.

Distribución de la presión del aire en la parte delantera y trasera del rotor

A la derecha vemos un gráfico que indica la presión del aire en el eje vertical, siendo el eje horizontal la distancia al plano del rotor. El viento llega por la derecha, estando situado el rotor en el centro del gráfico.



Distribución de presiones en el rotor

Aumenta la presión del aire gradualmente a medida que el viento se acerca al rotor desde la derecha, pues el rotor actúa de barrera del viento. Obsérvese que la presión del aire caerá inmediatamente detrás del plano del rotor (parte izquierda), para luego aumentar de forma gradual hasta el nivel de presión normal en el área.

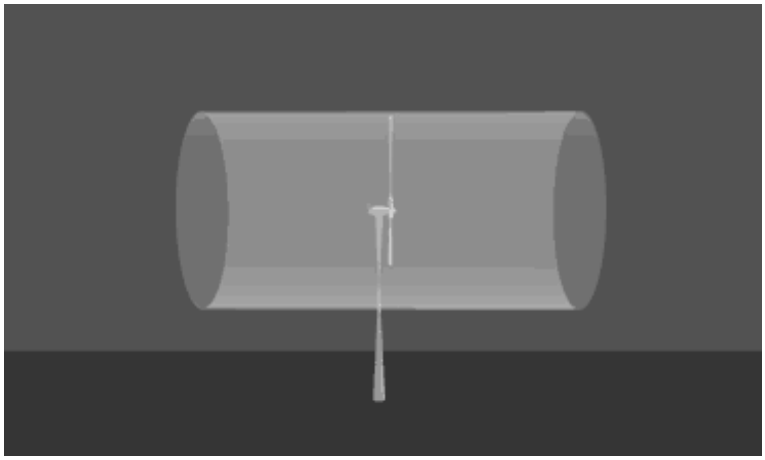
¿Qué ocurre corriente abajo?

Aguas abajo, la turbulencia del viento provocará que el viento lento de detrás del rotor se mezcle con el viento más rápido del área circundante. Por lo tanto, el abrigo disminuirá gradualmente tras el rotor conforme nos alejamos de la turbina. Veremos esto más ampliamente y las distancias requeridas entre molinos en el tema 5 "*El parque eólico*".

La utilización de un tubo de corriente cilíndrico no es correcta

Ahora usted podría objetar que una turbina giraría incluso situándola dentro de un tubo cilíndrico normal, como el que se muestra en la siguiente figura. ¿Por qué insistimos entonces en que el tubo de corriente tiene forma de botella?

Por supuesto, usted estaría en lo cierto al pensar que el rotor de una turbina podría girar si lo situásemos dentro de un enorme tubo de cristal como el que podemos ver aquí, pero vea que es lo que ocurre:



Tubo de corriente cilíndrico

En la parte izquierda del rotor, el viento se mueve a menor velocidad que el de la parte derecha. Pero, al mismo tiempo, sabemos que el volumen de aire que entra al tubo por la derecha en cada segundo debe ser el mismo que el volumen de aire que sale del tubo por la izquierda. Con ello puede deducirse que si el viento encuentra algún obstáculo dentro del tubo (en este caso nuestro rotor), parte del viento que llega desde la derecha debe ser desviado de la entrada del tubo (debido a la alta presión del aire en el extremo derecho).

A causa de esto, el tubo cilíndrico no es una representación muy exacta de lo que ocurre cuando el viento encuentra una turbina eólica, por lo que la imagen del tubo de corriente en forma de botella es la correcta.

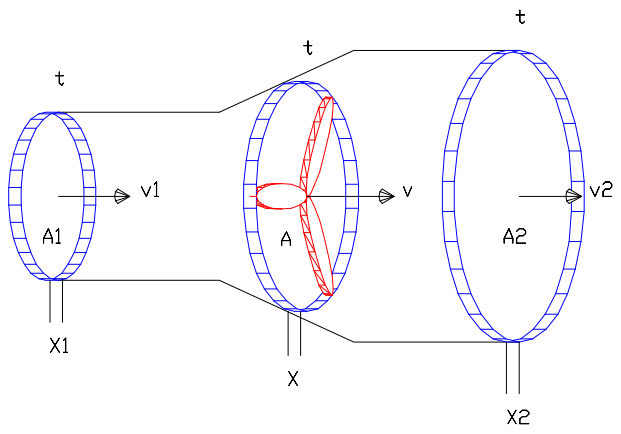
2.8.- La potencia del viento: *límite de Betz*

La velocidad del viento es muy importante para la cantidad de energía que un aerogenerador puede transformar en electricidad. La cantidad de energía que posee el viento varía con el **cubo** (la tercera potencia) de su velocidad media. Por ejemplo, si la velocidad del viento se duplica, la cantidad de energía que contenga será $2^3 = 2 \times 2 \times 2 =$ **ocho** veces mayor.

Ahora bien, ¿por qué la energía que contiene el viento varía con la tercera potencia de su velocidad?

Límite de Betz

Tenemos un tubo de corriente de aire, y suponiendo que este es incompresible, es decir, que mantiene su densidad constante, se cumple que el caudal que atraviesa cualquier sección de la vena de fluido es en todo momento constante:



Tubo de corriente para explicación del límite de Betz

$$Q_1 = Q = Q_2 \qquad [2.2]$$

$$\frac{V_1}{t} = \frac{V}{t} = \frac{V_2}{t} \qquad [2.3]$$

$$\frac{A_1}{t} = \frac{A_2}{t} = \frac{A_3}{t} \qquad [2.4]$$

Esto es lo mismo que decir que el producto de la sección por la velocidad en cualquier punto es constante. Esta ley, llamada "*Teorema de la continuidad*", ya fue anunciada por Leonardo Da Vinci, y se expresa así:

$$A_1 \cdot v_1 = A \cdot v = A_2 \cdot v_2 = cte \qquad [2.5]$$

La masa de un fluido contiene energía debido a su movimiento y a la altura en que se encuentre (teorema de Bernouilli). Por lo tanto, suponiendo que el aire circule

horizontalmente sin variar la altura, la energía extraíble es cinética. La definición física de la energía cinética se refiere al trabajo que ha sido necesario desarrollar para que el cuerpo alcance una velocidad determinada. En el caso del viento, este trabajo ya hemos visto que lo aporta la radiación solar. La expresión general de la energía cinética Ec, de un cuerpo es:

$$Ec = \frac{1}{2} m \cdot v^2 \qquad [2.6]$$

Donde *m* es la masa del cuerpo, y *v* la velocidad con la que se mueve.

La energía cinética que posee una masa de aire de densidad ρ (≈1,225 Kg/m³) y volumen *V* es:

$$Ec = \frac{1}{2} r \cdot V \cdot v^2 \qquad [2.7]$$

Y, si este volumen de aire atraviesa el área barrida por las palas de un aerogenerador disminuyendo su velocidad, la energía cedida en las aspas será la diferencia entre la energía cinética antes y después según:

$$Ec_1 - Ec_2 = \frac{1}{2} r \cdot V \cdot (v_1^2 - v_2^2) \qquad [2.8]$$

en donde v_1 y v_2 son las velocidades del aire antes y después de interaccionar con las palas.

Como el volumen *V*, que atraviesa el área barrida *A* en un tiempo *t*, es el caudal *Q*, y al mismo tiempo el caudal es la sección del mismo área *A* por la velocidad del aire *v* a su paso por las palas del aerogenerador:

$$Q = \frac{V}{t}; Q = A \cdot v \Rightarrow V = Q \cdot t \Rightarrow V = A \cdot v \cdot t \qquad [2.9]$$

Y dado que la potencia desarrollada por el viento sobre el aerogenerador es la energía cedida entre el tiempo durante el que la cede:

$$P = \frac{Ec_1 - Ec_2}{t} \qquad [2.10]$$

Entonces, según las expresiones anteriores, la potencia absorbida por la máquina será:

$$P = \frac{1}{2} r \cdot A \cdot v \cdot (v_1^2 - v_2^2) \qquad [2.11]$$

Enfocado el problema desde otro punto de vista, y determinando la fuerza que ejercen las aspas contra la vena fluida que las atraviesa, tendremos:

$$F = m \cdot a = r \cdot V \frac{(v_1 - v_2)}{t} = r \cdot A \cdot x \frac{(v_1 - v_2)}{t} \Rightarrow F = r \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \qquad [2.12]$$

Y como la potencia desarrollada puede definirse también como el producto de esta fuerza por la velocidad *v* del aire a su paso por las palas:

$$P = F \cdot v \Rightarrow P = r \cdot A \cdot v^2 \cdot (v_1 - v_2) \qquad [2.13]$$

Igualando las dos expresiones de la potencia absorbida tenemos:

$$\frac{1}{2} r \cdot A \cdot v \cdot (v_1^2 - v_2^2) = r \cdot A \cdot v^2 \cdot (v_1 - v_2) \qquad [2.14]$$

de donde deducimos que:

$$v = \frac{(v_1^2 - v_2^2)}{2 \cdot (v_1 - v_2)} = \frac{(v_1 + v_2) \cdot (v_1 - v_2)}{2 \cdot (v_1 - v_2)} = \frac{(v_1 + v_2)}{2} \qquad [2.15]$$

Con lo que sustituyendo el valor de *v* en la expresión 2.11, tenemos:

$$P = \frac{1}{4} r \cdot A \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2) \qquad [2.16]$$

Y si suponemos la velocidad del aire, antes de que incida sobre el aerogenerador v_1, constante, entonces la potencia absorbida será máxima para un valor dado de la velocidad v_2, después de atravesar el área barrida por las palas, este valor será el que hace nula la primera derivada de la potencia respecto de v_2:

$$\frac{dP}{dv_2} = 0; \qquad [2.17]$$

$$\frac{1}{4} \cdot r \cdot A (v_1^2 - 2 \cdot v_1 \cdot v_2 - 3 \cdot v_2^2) = 0 \qquad [2.18]$$

$$-3v_2^2 - 2v_1 \cdot v_2 + v_1^2 = 0 \qquad [2.19]$$

Aplicando a esta última expresión la solución para las ecuaciones de segundo grado tenemos:

$$v_2 = \frac{-(-2v_1) \pm \sqrt{(-2v_1)^2 - 4 \cdot (-3) v_1^2}}{2 \cdot (-3)} = \frac{(v_1 \pm 2v_1)}{-3} \qquad [2.20]$$

Obteniendo dos soluciones, una sin sentido físico al ser v_2=-v_1, y la otra:

$$v_2 = \frac{v_1}{3} \qquad [2.21]$$

Es decir, la máxima energía extraída al viento se verifica cuando detrás del rotor tenemos una velocidad equivalente a 1/3 de la que traía el incidente sin perturbar.

Si sustituimos este valor en la expresión 2.16, obtenemos:

$$P_{max} = \frac{8}{27} r \cdot A \cdot v_1^3 \qquad [2.22]$$

Fórmula de Betz

Expresión que es la "**fórmula de Betz**", y para cuya obtención se ha supuesto el fluido incompresible y moviéndose sin rozamiento (régimen de Bernouilli) al pasar a través del área barrida por las aspas del aerogenerador. La fórmula de Betz representa el límite de la potencia teórica máxima extraíble de un fluido con densidad constante. Las máquinas reales tienen un rendimiento mecánico, o bien mecánico y eléctrico si son eólicas para generación de electricidad, luego la potencia real obtenible será siempre menor que la establecida por Betz.

Esta fórmula nos permite diseñar áreas de barrido del rotor (longitud de palas) para extraer una potencia dada en función de una velocidad media del viento, por ejemplo para el bombeo de agua y otras aplicaciones de potencia conocida.

El coeficiente de potencia de una turbina es el rendimiento con el cual funciona y expresa qué cantidad de potencia total, de la que posee el viento, es capaz de capturar el rotor:

$$Cp = \frac{Cp_{max}}{\frac{1}{2} \cdot r \cdot A \cdot v_1^2} \qquad [2.23]$$

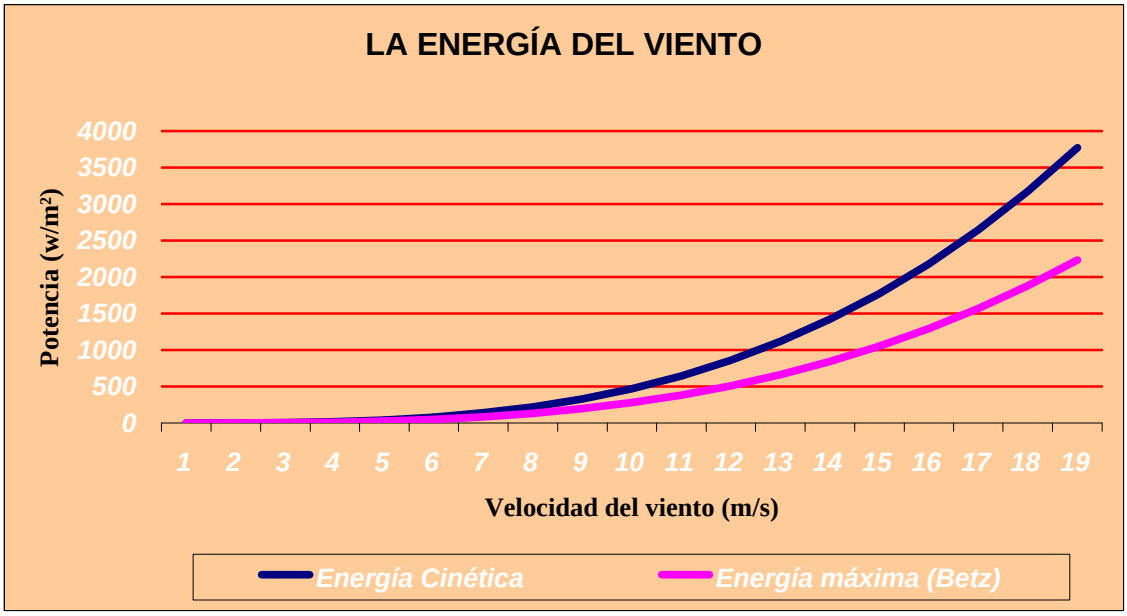
Donde Cp_{max} es la potencia que realmente podría capturar el rotor (Betz) y el denominador es la energía de la potencia del viento incidente.

El límite de Betz es el máximo coeficiente de potencia con el que puede funcionar una turbina ideal. Haciendo cálculos obtenemos:

$$Cp_{máx} = \frac{\frac{8}{27} \cdot r \cdot A \cdot v_1^3}{\frac{1}{2} \cdot r \cdot A \cdot v_1^3} = \frac{16}{27} = 0.5925 = 59{,}25\% \qquad [2.24]$$

Recordemos que Albert Betz fue pionero en los estudios de la energía eólica, y fue también el que primero obtuvo este coeficiente del rendimiento teórico de una turbina ideal.

En la siguiente gráfica se muestra la energía que transporta el viento en color azul, y la energía máxima que podemos aprovechar (teóricamente), según el teorema de Betz, en color magenta.



Energía cinética contenida en el viento, y cuánta podemos aprovechar.

Este coeficiente de potencia (Cp) raramente excede en la práctica del 40 % para los rotores típicos de tres palas. Para otros tipos de rotores, refirámonos a la sección "*las máquinas eólicas rápidas*" expuestas en el tema 3.

CONCLUSIÓN:

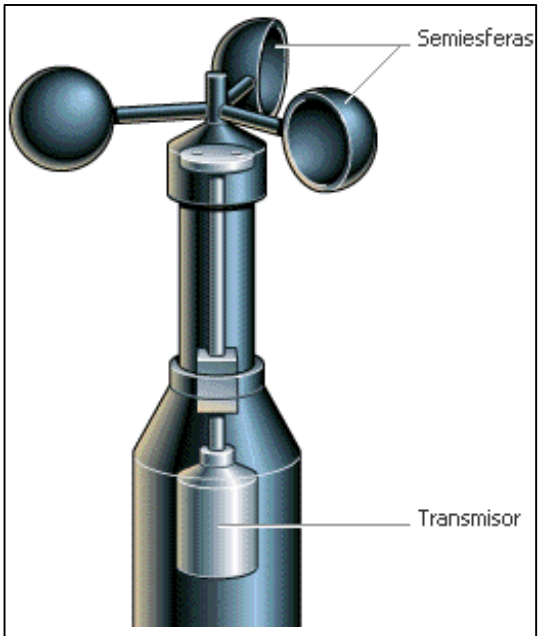
A un generador eólico sólo le es posible extraer energía del viento a expensas de reducirle la velocidad, pero una reducción muy acusada de la velocidad del viento haría que el aire circulase alrededor del rotor, en lugar de pasar a través de él. La máxima extracción de energía del viento se consigue para una reducción de los 2/3 de la velocidad del viento incidente.

2.9.- La medida de la velocidad del viento: anemómetros y veletas

La forma más usual de medir la velocidad del viento es mediante un anemómetro de cazoletas, representado en el gráfico de la derecha. El anemómetro de cazoletas tiene un eje vertical y tres cazoletas que capturan el viento. Consta de un generador de c.c. o una tacogeneratriz, que varía la tensión generada en concordancia directa con las revoluciones giradas. Estos datos son, posteriormente, registrados electrónicamente.

En algunos modelos, el anemómetro está provisto de una veleta para detectar la dirección del viento.

En lugar de cazoletas, el anemómetro puede estar equipado con hélices, aunque no es lo habitual.



Constitución de un anemómetro de cazoletas.

Anemómetro y veleta.

Otros tipos de anemómetros incluyen ultrasonidos o anemómetros provistos de láser que detectan el desfase de sonido o la luz coherente reflejada por las moléculas de aire.

Los anemómetros de hilo electro-calentado (anemometría de hilo caliente) detectan la velocidad del viento mediante pequeñas diferencias de temperatura entre los cables situados en el viento y en su sombra (cara a sotavento).

La ventaja de los anemómetros no mecánicos es que son menos sensibles a la formación de hielo. Sin embargo, en la práctica, los anemómetros de cazoletas son ampliamente utilizados, y modelos especiales con ejes y cazoletas eléctricamente calentados pueden ser usados en las zonas árticas.

Conjunto formado por anemómetro de cazoletas y veleta.

2.9.1.- ¿Cómo se mide la velocidad del viento en la práctica?

La medida de la velocidad del viento se puede obtener por observación o por medida (la primera es sólo aproximada).

La forma más idónea de medir la velocidad del viento en una futura localización de una turbina eólica es situar un anemómetro en el extremo superior de un mástil que tenga la misma altura que la del buje esperada de la turbina que se va a utilizar. Esto evita la incertidumbre que conlleva el recalcular la velocidad del viento a una altura diferente.

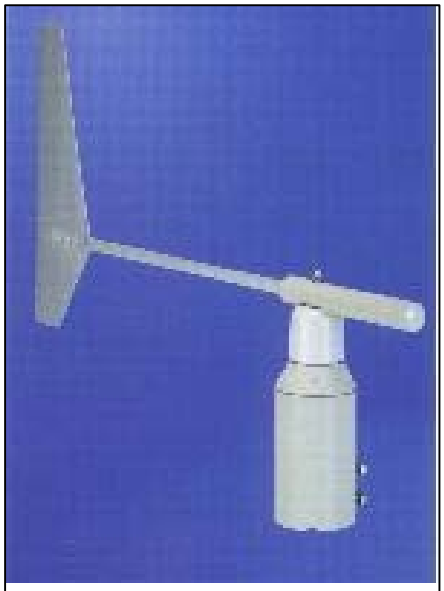
Si se coloca el anemómetro en la parte **superior** del mástil se minimizan las perturbaciones de las corrientes de aire creadas por el propio mástil. Si el anemómetro está situado en la parte lateral del mástil es fundamental enfocarlo hacia la dirección dominante para minimizar el abrigo del viento de la torre. En la práctica se registran las velocidades del viento a tres alturas diferentes (un tercio, dos tercios y altura de turbina).

La veleta

La encargada de indicar la dirección desde donde sopla en viento es la veleta. Esta consta de un alerón que se encarga de mantener alineada su parte delantera apuntando cara al viento.

En su interior consta de un potenciómetro giratorio generalmente de 2 KÙ, el cual varía su resistencia (0 – 2000 Ù) en función del ángulo girado, indicando el norte (de la veleta) en la posición 0 Ù.

Algunos modelos incorporan detectores de los cuatro cuadrantes, otros en cambio sólo detectan con seguridad el norte (de la veleta).



Veleta clásica

Elección del mástil

Con el objetivo de evitar el abrigo de viento, en lugar de utilizar torres de celosía, normalmente se utilizan postes cilíndricos delgados, tensados con vientos, en los que se colocan los mecanismos de medición del viento.

Los mástiles son suministrados en *kits* de fácil ensamblaje, por lo que usted puede instalar un mástil para mediciones de viento en la altura del buje de una futura turbina, sin necesidad de una grúa.

Registrador de datos *'data logger'*

La información obtenida con los anemómetros y las veletas (a diferentes alturas) es almacenada en un *chip* electrónico en una pequeña computadora, el **registrador de datos *'data logger'***, que puede funcionar con batería durante un largo período de tiempo.

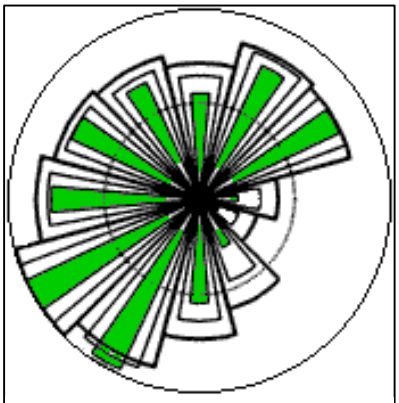
Es posible que una vez al mes sea necesario ir hasta el registrador a recoger el *chip* y remplazarlo por otro virgen que recoja los datos del mes siguiente.

Velocidad media cada 10 minutos

Las direcciones y velocidades del viento son medidas en **medias de 10 minutos** para que sea compatible con la mayoría de programas estándar (y con la bibliografía sobre el tema). Los resultados en las velocidades del viento son diferentes si se utilizan diferentes periodos de tiempo para calcular las medias, como se verá posteriormente.

2.10.- La rosa de los vientos

Cuando queremos plasmar la información sobre las distribuciones de velocidades y frecuencias del viento gráficamente, disponemos de la llamada **rosa de los vientos**, que se basa en observaciones metereológicas de las velocidades y direcciones del viento. Ésta representa el porcentaje de tiempo que el viento sopla en una dirección determinada.



Rosa de los vientos de aplicación eólica.

Se ha dividido la rosa en doce sectores, abarcando cada uno 30° del horizonte (también puede dividirse en 8 ó 16 sectores, aunque 12 es el número de sectores del Atlas Eólico Europeo).

El radio de las cuñas amplias (las más exteriores) proporciona la frecuencia relativa de cada una de las doce direcciones consideradas, es decir, qué tanto por ciento del tiempo el viento sopla desde esa dirección.

La segunda cuña da la misma información, pero multiplicada por la media de la velocidad del viento en cada dirección particular. El resultado se normaliza sumando hasta el 100 por cien. Esto indica la contribución de cada sector en la velocidad media del viento en nuestra ubicación particular.

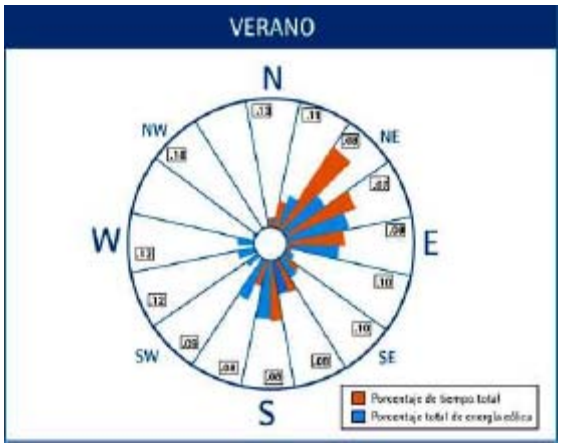
La cuña más interior (en verde) proporciona la misma información que la primera, pero multiplicada por el cubo de la velocidad del viento en cada ubicación. El resultado se normaliza sumando hasta el 100 por ciento. Esto indica la contribución de cada sector en la energía eólica contenida en el viento en nuestra ubicación particular.

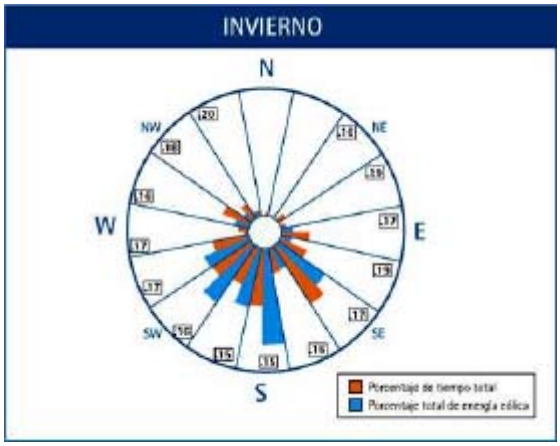
Tenga en cuenta que el contenido energético del viento varía con el cubo de su velocidad, tal y como se expuso anteriormente. Por tanto, las cuñas verdes son en realidad las más interesantes. indican donde encontrar una mayor potencia que impulse nuestros aerogeneradores.

En este caso podemos ver que la dirección de viento dominante es la Suroeste, tal y como habríamos predicho en el punto 2.3 "*vientos globales*".

Una rosa de los vientos proporciona información sobre las velocidades **relativas** del viento en diferentes direcciones. El método seguido para construir la primera rosa de los vientos verifica que cada uno de los tres grupos de datos ha sido multiplicado por un número que asegura que la cuña más larga del grupo mide exactamente lo mismo que el radio del círculo más exterior del diagrama.

Variabilidad de las rosas de los vientos



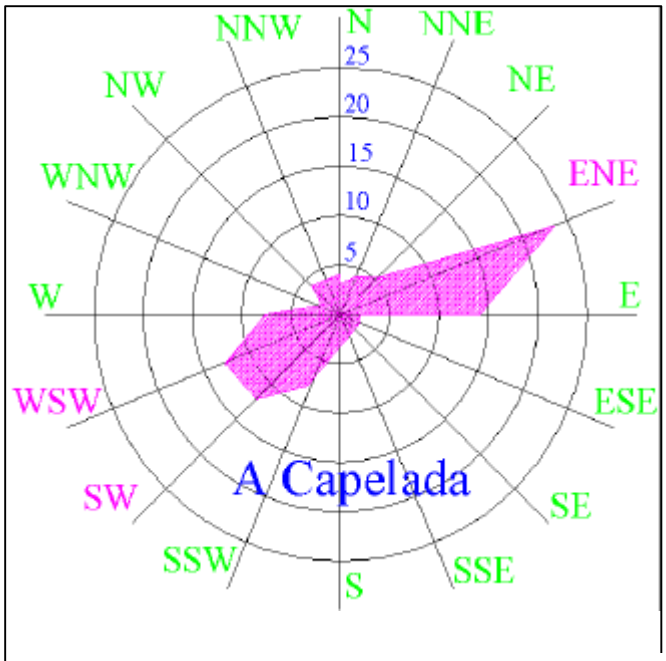


Las rosas de los vientos varían de un lugar a otro, e incluso con la estación del año considerada. Son, en realidad, una especie de huella metereológica.

En las dos imágenes anteriores, podemos observar la variación de la dirección predominante del viento en verano o en invierno. En este caso están divididas en 16 sectores.

En azul representamos el porcentaje total de la energía eólica, y en rojo el porcentaje del tiempo total.

En la figura de la derecha se puede ver la rosa de los vientos medios anuales del parque eólico de **A Capelada** (Cedeira, A Coruña, España -observatorio de S. Andrés de Teixido-), donde observamos que la dirección del viento predominante es de dirección ENE, durante un 23% de las horas totales de funcionamiento.



Rosa de los vientos de "A Capelada" (Cedeira).

En la sección sobre "*direcciones del viento dominante –en el punto 2.3-*", se dijo que la dirección del viento predominante para las latitudes de 60-30º N era la SW. Pues bien, como podemos observar, en la posición de A Capelada (43.5º latitud N, 8º longitud W) sopla con más fuerza d e la ENE, aunque desde la WSW y SW también es importante.

Esto viene a confirmar que los vientos geostróficos pueden estar muy influenciados, tal y como se ha visto en apartados anteriores.

En el último temporal de Enero de 2001 se registraron en el parque eólico de A Capelada y Muras una velocidad de viento de 56.6 m/s (204 Km/h).

Utilización de la rosa de los vientos

Para situar aerogeneradores es sumamente útil echar un vistazo a la rosa de los vientos. Si una gran parte de la energía del viento viene de una dirección particular, lo que se deseará, cuando se coloque una turbina eólica en el entorno, será tener la menor cantidad de obstáculos posibles en esa dirección, así como un terreno lo más liso posible.

A la vista de la rosa de los vientos de A Capelada mostrada en la figura, la mayor parte de la energía viene del este-noreste (ENE), por lo que no necesitaríamos preocuparnos de los obstáculos al noroeste y al sureste del aerogenerador, ya que apenas llegaría energía desde esas direcciones.

No obstante, los modelos eólicos pueden variar de un año a otro, así como el contenido energético (normalmente alrededor de un 10 por ciento). Por lo tanto, lo más conveniente es tener observaciones de varios años para poder obtener una media fidedigna. Los proyectistas de grandes parques eólicos cuentan, normalmente, con un año de medidas locales y utilizan observaciones metereológicas con períodos más extensos que las estaciones climáticas cercanas, para ajustar sus medidas y obtener así una media a largo plazo fiable.

En el tema 5 sobre "*El parque eólico*", se verá cómo se deben colocar las turbinas eólicas y qué distancia se debe respetar para que unos rotores no se vean demasiado influenciado por los otros.

2.11.- Medidas por observación: la escala Beaufort

La fuerza que un viento ejerce sobre una superficie interpuesta en su trayectoria depende de su velocidad. El almirante Beaufort estableció, hacia 1805, una clasificación de la fuerza de los vientos según sus efectos sobre las aguas del mar. La escala Beaufort sigue usándose en la actualidad; se divide en 17 grados, a los que les corresponde un intervalo de velocidades de viento, una descripción del efecto marino y una descripción del efecto terrestre. De forma resumida se presenta en el siguiente cuadro.

Escala Beaufort

Grados Beaufort	Velocidad del viento			Nombre típico	Efecto marítimo	Efecto terrestre
	Nudos	m/s	Km/h			
0	1	0/0.04	<1	Calma	Mar calma	El humo asciende verticalmente
1	1/3	0.05/1.5	1/5	Ventolina	El mar cabrilea	El humo varía, la veleta no
2	4/6	1.6/3.4	6/11	Flojito	Olitas	La veleta se orienta
3	7/10	3.5/5.5	12/19	Flojo	Olitas, alguna espuma	Se agitan las hojas del árbol
4	11/16	5.6/8	20/28	Fresco	Olas, más espuma	Se levanta polvo y papeles

Grados Beaufort	Velocidad del viento			Nombre típico	Efecto marítimo	Efecto terrestre
	Nudos	m/s	Km/h			
5	17/21	8.0/10.9	29/38	Fresquito	Olas con picos, espuma	Los arbolitos se mueven
6	22/27	11.0/13.9	39/49	Bonancible	Oleaje, espuma blanca	Las ramas grandes se agitan
7	28/33	14.0/16.9	50/61	Frescachón	Lo anterior, y más gruesa	Difícil ir contra el viento
8	34/40	17.0/20.4	62/74	Duro	Grandes olas	Se rompen ramas pequeñas
9	41/47	20.5/23.9	75/88	Muy duro	Además poca visibilidad	Se rompen ramas grandes
10	48/55	24.0/28	89/102	Temporal	Además agua blanca	Arranca árboles
11	56/63	28.1/32.5	103/117	Borrasca		Destrozos generalizados
12	64/71	32.6/35.9	118/133	Huracán		
13	72/80	36.0/40.4	134/149			
14	81/89	40.5/45.4	150/166			
15	90/99	45.5/50	167/183			
16	100/108	50.1/54	184/201			
17	109/118	54.1/60	202/220	Ciclón		

Unificación de criterios

Para facilitar que las medidas del viento sean de alta calidad se hacen según norma IEC e IEA, aun así es necesario una mayor armonización de los métodos para un reconocimiento mutuo de las mediciones, ya que existían diferencias en los resultados. El Instituto Alemán de Energía Eólica (DEWI) y otros 6 institutos europeos de energía eólica crearon la Red de Institutos de Medición de Europa (MEASNET) que editó una normativa unificada sobre:

- Calibración de anemómetros.
- Medición, calidad y rendimiento de potencia.
- Ruido.
- Calidad de energía.
- Emite una calificación (EN 45001) de calidad similar a la ISO 9000.

2.12.- Variación de la velocidad del viento

Variación de la velocidad del viento con respecto al tiempo

El viento siempre es turbulento, aumentando y disminuyendo la velocidad rápidamente. Los valores máximos de la velocidad se llaman ráfagas, que son variaciones bruscas de la misma.

Éstas varían de forma horaria y diariamente. Se han obtenido velocidades máximas del orden de 325 Km/h. en la Antártida a ras de suelo, y en España la máxima registrada ha sido en las islas de Gran Canaria con más de 200 Km/h.

Si los vientos son locales repiten un ciclo diario, pero variable, mientras que las variaciones mensuales o estacionales son cíclicas y uniformes. En verano son, generalmente, de menos intensidad que en invierno, y durante el día menos que durante la noche. Los meses de vientos más fuertes en España son Febrero y Marzo.

Variación de la velocidad del viento con respecto a la altura

En las capas más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre. En la industria eólica se distingue entre rugosidad del terreno, la influencia de los obstáculos y la influencia del contorno del terreno, también llamada **orografía** del área. Trataremos de la orografía cuando investigamos los llamados **efectos aceleradores,** a saber: el efecto túnel y el efecto de la colina.

Rugosidad (Z_0)

Por norma general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento.

Los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento, mientras que las pistas de hormigón de los aeropuertos sólo lo hacen ligeramente. Las superficies de agua son incluso más lisas que las pistas de hormigón, y tendrán por tanto menos influencia sobre el viento, mientras que la hierba alta y los arbustos ralentizan el viento de forma considerable.

Nos referimos, en la industria eólica, a **clase de rugosidad** o **longitud de rugosidad** cuando se trata de evaluar las condiciones eólicas de un paisaje. Una alta rugosidad de clase 3 ó 4 se refiere a un paisaje con muchos árboles y edificios, mientras que a la superficie del mar le corresponde una rugosidad de clase 0.

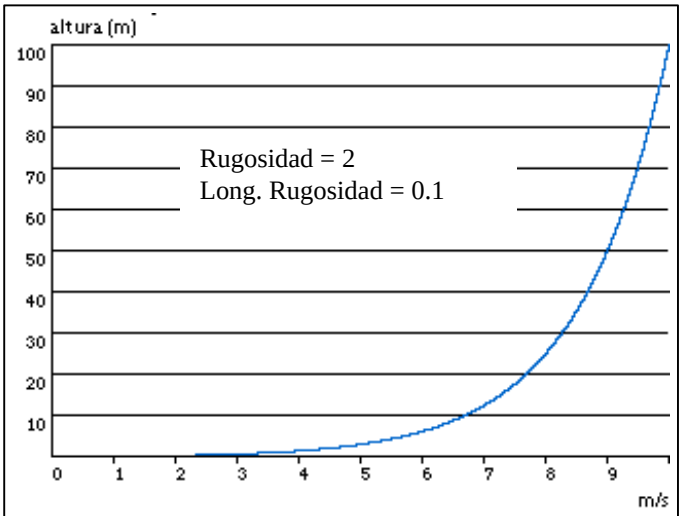
Los aeropuertos pertenecen a la clase de rugosidad 0.5, al igual que el paisaje abierto y llano pacido por las ovejas.

El término longitud de rugosidad es en realidad la distancia sobre el nivel del suelo a la que, teóricamente, la velocidad del viento debería ser nula.

Cizallamiento del viento

La tasa de aumento de la velocidad con la altitud depende de la rugosidad del terreno.

En la figura podemos ver como varía la velocidad del viento en una rugosidad de clase 2 (suelo agrícola con algunas casas y setos de protección a intervalos de unos 500 metros), considerando que el viento sopla a una velocidad de 10 m/s a 100 metros de altura.



Variación de la velocidad del viento con la altura

Para alturas inferiores a 100 m, que es el caso que nos ocupa, la velocidad media del viento puede describirse por la fórmula:

$$V(z) = \left(\frac{V_0}{k}\right) \cdot Ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right) \qquad [2.25]$$

Fórmula de Prandtl

Donde: $V_{(z)}$= Velocidad media a la altura z.
V_0= Velocidad de fricción.
K= Constante de Von Karman.
Z_0= Rugosidad de la superficie.

La hipótesis de Wieringa dice que a 60 m de altura la velocidad del viento ya no es afectada por la rugosidad.

Hay fórmulas que indican la variación del viento con la altura, siendo la más sencilla:

$$\frac{V_{(z)}}{V_{10}} = \frac{Ln\, Z/Z_0}{Ln\, 10/Z_0} \quad ó \quad también \quad \frac{V_{(z)}}{V_{10}} = \left(\frac{Z(m)}{10(m)}\right)^a \qquad [2.26]$$

Donde : $V_{(z)}$ = velocidad a la altura Z
V_{10} = velocidad a 10 m de altura.
α = Parámetro que varía entre 0,1 y 4. Depende de la topografía.

La tabla adjunta muestra las rugosidades (Z_0) y parámetro (á) para varias superficies conocidas. Éstas se han averiguado empíricamente (experimentalmente) para este fin.

Suele llamarse **cizallamiento del viento** al hecho de que el perfil de viento se mueva hacia velocidades más bajas conforme nos acercamos al nivel del suelo. Esto también puede ser importante en el diseño de aerogeneradores.

Considerando un aerogenerador con una altura del buje de 40 metros y con un diámetro del rotor de 40 metros, observará que el viento sopla a 9,3 m/s cuando el extremo de la pala se encuentra en su posición más elevada, y sólo a 7,7 m/s cuando dicho extremo se encuentra en la posición inferior. Esto significa que las fuerzas que actúan sobre la pala del rotor, cuando ésta está

Tipo de superficie o terreno	Z_0 (cm)	á
Hielo	0.001 a 0.003	
Mar en calma	0.02 a 0.03	
Arena	0.02 a 0.01	0.1
Nieve	0.1 a 0.6	
Césped recién segado	0.1 a 1	0.13
Pradera de siega	1 a 4	
Barbecho	2 a 3	
Pradera de heno	4 a 10	0.19
Bosque	10 a 100	
Suburbio	100 a 200	0.32
Ciudad	100 a 400	0.32

en su posición más alta son mucho mayores que cuando está en su posición más baja.

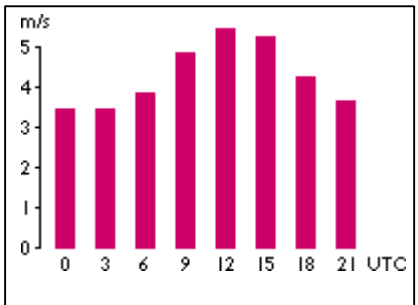
Velocidad variable a corto plazo

Por todos es sabido que la velocidad del viento está siempre fluctuando, por lo que el contenido energético del mismo varía continuamente. De qué magnitud sea exactamente esa fluctuación depende tanto de las condiciones climáticas como de las condiciones de superficie locales y de los obstáculos.

Por lo tanto, la producción de energía de una turbina eólica variará conforme varíe el viento, aunque las variaciones más rápidas serán hasta cierto punto compensadas por la inercia del rotor de la turbina eólica.

Variaciones diurnas (noche y día) del viento

En la mayoría de las localizaciones del planeta, el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche. El gráfico de la derecha muestra, en intervalos de 3 horas, como varía la velocidad del viento a lo largo del día en A Coruña (España).



Viento en A Coruña. España.

Esta variación se debe sobretodo a que las diferencias de temperatura, p.ej. entre la superficie del mar y la superficie terrestre, son mayores durante el día que durante la noche. El viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente por el día que por la noche.

Variaciones estacionales del viento

En zonas templadas, los vientos de verano son generalmente más débiles que los de invierno. El consumo de electricidad es generalmente mayor en invierno que en verano en estas regiones.

2.13.- Turbulencia

La dirección del viento no es constante, variando tan rápidamente como la velocidad. A esta variación se le llama turbulencia. El grado de turbulencia se mide por la variación entre la oscilación máxima de la velocidad del viento y la velocidad media. Vale 0 cuando es laminar y 2 cuando es torbellino o remolino.

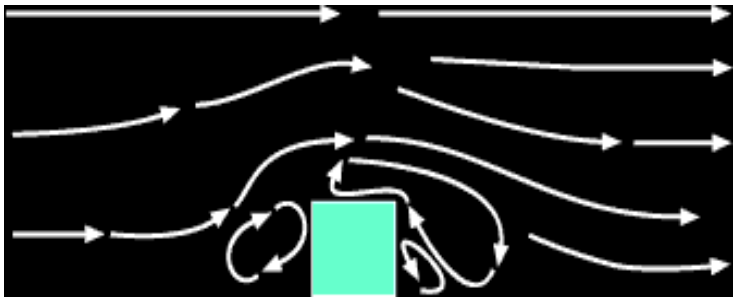
Allí donde la superficie es muy accidentada y tras obstáculos como edificios, también se producen muchas turbulencias, con corrientes de viento muy irregulares, remolinos y vórtices alrededor.

La posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva en un aerogenerador disminuye con las turbulencias. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica, por ello, las torres de aerogeneradores suelen construirse lo suficientemente altas como para evitar las turbulencias del viento cerca del nivel del suelo.

2.13.1.- Los obstáculos afectan al viento

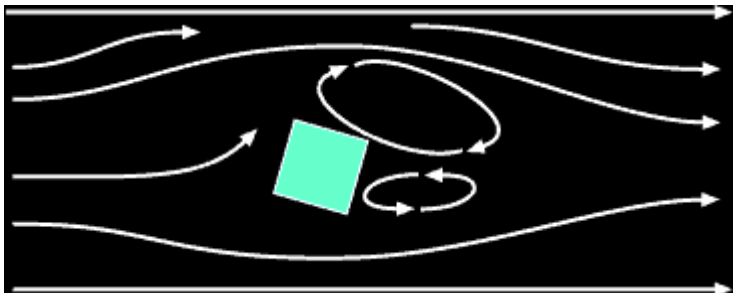
Los obstáculos que afectan al viento, tales como edificios, árboles, formaciones rocosas, etc., pueden disminuir su velocidad de forma significativa y a menudo crean turbulencias en torno a ellos.

Como puede verse en este dibujo de típicas corrientes de viento alrededor de un obstáculo, la zona de turbulencias puede extender-se hasta una altura alrededor de 3 veces superior a la del obstáculo. La turbulencia es más acusada detrás del obstáculo que delante de él.



Vista lateral de la corriente de viento alrededor de un obstáculo.

Así pues, lo mejor es evitar grandes obstáculos cerca de las turbinas eólicas, y especialmente si se encuentran en la parte donde sopla en viento dominante, es decir, "en frente de la turbina".



Vista superior de la corriente de aire alrededor de un obstáculo

Comportamiento tras los obstáculos

Estos disminuirán la velocidad del viento corriente abajo del obstáculo. Esta disminución depende de su porosidad, es decir, de cómo de "abierto" sea el obstáculo (la **porosidad** se define como el área libre dividida por el área total del objeto de cara al viento).

Evidentemente, un edificio es sólido y no tiene porosidad, mientras que un árbol completamente abierto en invierno (sin hojas) puede dejar pasar a su través más de la mitad del viento. Sin embargo, en verano el follaje puede ser muy denso, con lo que puede hacer disminuir la porosidad hasta dejarla en una tercera parte.

El efecto de frenado del viento que un obstáculo produce aumenta con la altura y la longitud del mismo. Obviamente, este efecto será más pronunciado cerca del obstáculo y próximo al suelo.

Cuando los fabricantes y proyectistas calculan la producción de energía de un aerogenerador, siempre tienen en cuenta los obstáculos próximos a la turbina (a menos de un kilómetro en cualquiera de las direcciones más importantes del viento).

2.14.- Efectos aceleradores

Efecto túnel

Con un camino entre dos edificios altos o en un paso estrecho entre montañas, observará que la velocidad del viento es mayor: el aire se comprime en la parte de los edificios o de la montaña que está expuesta al viento, y su velocidad crece considerablemente entre los obstáculos. Esto es lo que se conoce como "efecto túnel".

De esta forma, incluso si la velocidad normal del viento en un terreno abierto puede ser de, digamos, 5 metros por segundo, en un "túnel" natural puede fácilmente alcanzar los 8 metros por segundo.

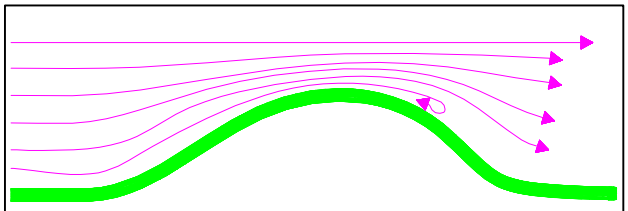
Una forma inteligente de obtener velocidades del viento superiores a las de áreas colindantes sería situando un aerogenerador en un túnel de este tipo.

Si queremos obtener un buen efecto túnel, dicho túnel debe estar "suavemente" enclavado en el paisaje. En el caso de que las colinas sean muy accidentadas, puede haber muchas turbulencias en ese área, es decir, el viento soplará en muchas direcciones diferentes y con cambios muy rápidos.

En el caso de haber muchas turbulencias, la ventaja que supone la mayor velocidad del viento se verá completamente anulada, y los cambios en el viento pueden causar roturas y desgastes innecesarios en el aerogenerador.

Efecto de la colina

Una forma corriente de emplazar aerogeneradores es situándolos en colinas o estribaciones desde donde se domine el paisaje circundante. En particular, siempre supone una ventaja tener una vista lo más amplia posible en la dirección del viento dominante en el área.



Efecto de la colina

Siempre se aprecian velocidades de viento superiores en las colinas que en las áreas circundantes. Una vez más, esto es debido a que el viento es comprimido en la parte de la montaña que da al viento, y una vez que el aire alcanza la cima de la colina puede volver a expandirse al descender hacia la zona de bajas presiones por la ladera a sotavento de la colina.

Tal y como puede observar en el dibujo, el viento empieza a inclinarse algún tiempo antes de alcanzar la colina, debido a que en realidad la zona de altas presiones se extiende hasta una distancia considerable en frente de la colina.

Al igual que ocurría anteriormente, si la colina es escarpada o tiene una superficie accidentada, puede haber una cantidad de turbulencias significativa que podrían anular la ventaja de tener unas velocidades de viento mayores.

2.15.- Comportamiento del viento en el mar

Comportamiento eólico marino

Por todos es sabido que las superficies de mares y lagos son muy lisas, por lo que la rugosidad de la superficie marina es muy baja a velocidades del viento constantes. Con velocidades de viento crecientes, parte de la energía se emplea en producir oleaje, lo que implica un aumento de la rugosidad. Una vez que se han formado las olas, la rugosidad decrece de nuevo. Por tanto, tenemos una superficie de rugosidad variable (lo mismo ocurre en zonas cubiertas con más o menos nieve).

Parque eólico marino *offshore*.

Lo explicado en el párrafo anterior es siempre cierto. Sin embargo, desde un punto de vista más genérico, puede considerarse que la rugosidad de la superficie del agua es muy baja y que los obstáculos del viento son pocos. Al realizar los cálculos deberán tenerse en cuenta islas, faros, etc., tal y como se tendrían en cuenta los obstáculos situados en la dirección de donde viene el viento, o los cambios de rugosidad en la tierra.

Podemos utilizar torres más pequeñas al tener bajo cizallamiento

El cizallamiento del viento en el mar es muy bajo (baja rugosidad), lo que implica que la velocidad del viento no experimenta grandes cambios al variar la altura del buje del aerogenerador, como sucedía en zonas muy rugosas tierra adentro. Así pues, puede resultar más económico utilizar torres más bien bajas, de alrededor de 3/4 del diámetro del rotor, dependiendo de las condiciones locales (las torres de los aerogeneradores situados en tierra miden un diámetro de rotor, o incluso más).

El tener turbulencias menores implica mayor vida mecánica

Por norma general, el viento en el mar es menos turbulento que en tierra. Esto provoca menos esfuerzos mecánicos en el aerogenerador, pudiendo conseguir una vida útil más larga en un “molino” situado en el mar que en otro, de las mismas características, situado en tierra.

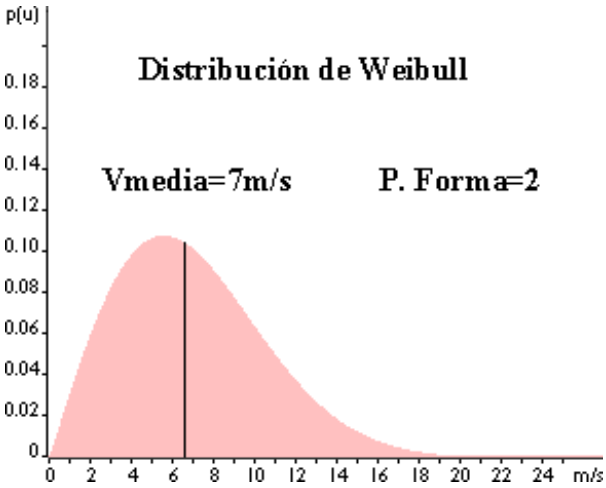
Debido al hecho de que las diferencias de temperatura a diversas altitudes de la atmósfera que hay sobre el mar son inferiores a las que hay sobre la tierra, se provocan bajas turbulencias sobre su superficie. Esto es así porque la radiación solar puede penetrar varios metros bajo el mar, mientras que en tierra la radiación solar sólo calienta la capa superior del suelo, que llega a estar a mucha más temperatura.

2.16.- Descripción de las variaciones del viento: distribución de Weibull

Variaciones en la velocidad del viento: modelo general

En la industria eólica es muy importante ser capaz de describir la variación de las velocidades del viento. Los proyectistas de turbinas necesitan la información para optimizar el diseño de sus aerogeneradores, así como para minimizar los costes de generación. Los inversores necesitan la información para estimar sus ingresos por producción de electricidad. La **Distribución de Weibull** es una ayuda importante.

Si mide las velocidades del viento a lo largo de un año, observará que en la mayoría de áreas los fuertes vendavales son raros, mientras que los vientos frescos y moderados son bastante comunes.



La variación del viento en un emplazamiento típico suele describirse utilizando la llamada Distribución de **Weibull**, como la mostrada en el dibujo. Este emplazamiento particular tiene una velocidad del viento media de 7 m/s, y la forma de la curva está determinada por un parámetro de forma de 2.

Las velocidades del viento descritas estadísticamente

El gráfico muestra una **distribución de probabilidad**. El área bajo la curva siempre vale exactamente 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100 por cien.

Si le suena la estadística, sabrá que la mitad del área rosa está a la izquierda de la línea negra vertical a 6,6 metros por segundo, que es la **mediana** de la distribución. Esto significa que la mitad del tiempo el viento soplará a menos de 6,6 m/s y que en la otra mitad soplará a más de 6,6 m/s.

Puede preguntarse por qué decimos entonces que la velocidad del viento **media** es de 7 m/s. Esta media es realmente el **promedio** de las observaciones de la velocidad del viento que tendremos en ese emplazamiento.

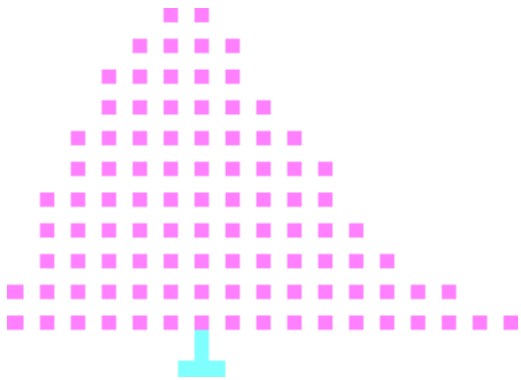
Como podrá observar, la distribución de las velocidades del viento es **sesgada**, es decir, no es simétrica. A veces se registran velocidades muy altas, pero de manera muy esporádica. Por otro lado, los valores de 5,5 m/s son los más comunes. A los 5,5 m/s se le llama valor **modal** de la distribución. Si multiplicamos cada diminuto intervalo por la probabilidad de tener esa velocidad particular, y los sumamos todos, obtenemos la velocidad del viento **media**.

La distribución estadística de las velocidades del viento varía de un lugar a otro del globo, dependiendo de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de su superficie. Por lo tanto, la Distribución de Weibull puede variar tanto en la forma como en el valor medio.

Si el parámetro de forma es exactamente 2, como en el gráfico de esta sección, la distribución es conocida como **distribución de Rayleigh**. Los fabricantes de aerogeneradores proporcionan gráficas de rendimiento para sus máquinas usando la distribución de Rayleigh.

Equilibrado de la distribución de Weibull

Otra forma de obtener la velocidad del viento media es equilibrando el montón de bloques hacia la derecha, que representa exactamente lo mismo que el gráfico de arriba. Cada bloque representa la probabilidad de que el viento sople a esa velocidad durante un 1 por ciento del tiempo durante un año. (Las velocidades de 1 m/s están en el montón de más a la izquierda, mientras que las de 17 m/s están en el de más a la derecha).



Equilibrado de la distribución de Weibull

El punto en el que todo el montón se equilibrará exactamente será en el séptimo, con lo que la **velocidad del viento media** será de 7 m/s.

2.16.1.- Contenido energético del viento promedio

La distribución de Weibull será la encargada de explicar el contenido energético presente en el viento, aclarándonos las confusiones que existen entre viento medio y energía media. Después de todo, si conocemos la velocidad media del viento, también conocemos la potencia del viento media. Por tanto, ¿no podríamos simplemente utilizar la potencia (o energía) a la velocidad media del viento para calcular cuánta potencia (o energía) llegará al aerogenerador?

Desde el punto de vista numérico, ¿no podríamos simplemente decir que con una velocidad del viento media de 7 m/s tendremos una potencia de entrada de 210 W por metro cuadrado de área del rotor?. ¡La respuesta es no!, subestimaríamos los recursos eólicos en casi un 100 %. Para no caer en este error, muy común para la gente no experimentada en energía eólica, comenzaremos con un sencillo ejemplo de cálculo del tamaño medio de un dado de parchís.

Por ejemplo, si nosotros tenemos un dado de lado 1 cm y otro dado de 5 cm, y queremos saber qué dado es el promedio de los dos. A primera vista podríamos decir que es el de 3 cm de lado, pero estaríamos equivocándonos superlativamente. La solución se hallaría si en vez de pensar en longitudes de lado, pensamos en volúmenes

(que varía con la tercera potencia). De esta forma obtendríamos un dado de lado 3.98 cm correspondiente a un volumen promedio de 63 cm³, ya que:

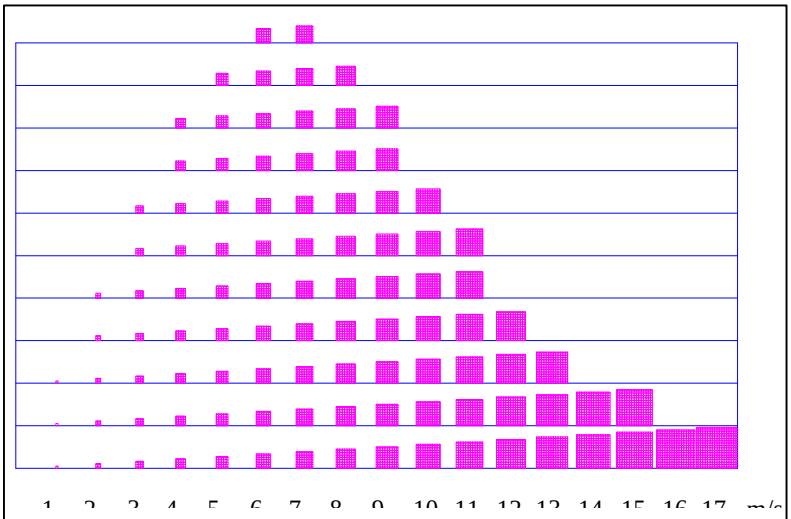
$$\frac{1^3+5^3}{2}=\frac{126}{2}=63 \quad cm^3 \quad entonces \quad \sqrt[3]{63}=3.98 \quad cm.$$

Lo que intentamos resaltar es que no puede simplemente tomar un promedio de las velocidades del viento y después utilizar su media para los cálculos de potencia. Deberá **ponderar** la probabilidad de cada velocidad del viento con la correspondiente cantidad de potencia. En los párrafos siguientes calcularemos la energía en el viento. Primero usamos el ejemplo de los dados para entender la idea y después utilizaremos las matemáticas.

2.16.2.- Cálculo de la potencia promedio del viento

Equilibrado de la distribución de potencia

La razón por la que nos interesan las velocidades del viento es por su contenido energé-tico, como con los dados del ejemplo ante-rior, pues nos preocu-pamos de su tamaño en términos de volumen. Ahora bien, el volumen de un dado varía con el cubo de su lado, tal como la potencia eólica varía con el cubo de la velocidad del viento.



El volumen del dado representa la energía del viento a esa velocidad

Tomemos la dis-tribución de Weibull pa-ra las velocidades del viento, y para cada velocidad colocamos un dado en una repisa cada vez que tengamos una probabilidad de un 1 por ciento de obtener esa velocidad. El tamaño de cada dado corresponde a la velocidad del viento, por lo que el peso de cada dado equivale a la cantidad de energía en el viento.

A la derecha, a 17 m/s tenemos dados realmente pesados, con un peso de casi 5.000 veces mayor que el de los dados a 1 m/s (a 1 m/s el viento tiene una potencia de 0,61 W/m^2. A 17 m/s su potencia es de 3009 W/m^2).

Encontrar la velocidad del viento a la que obtenemos la media de la distribución de **potencia** equivale a equilibrar las estanterías. En este caso, como puede ver, aunque los vientos fuertes son poco frecuentes, intervienen con una gran cantidad de energía.

Por tanto, con una velocidad del viento media de 7 m/s en este caso, la **potencia media ponderada** de las velocidades del viento es de 8,7 m/s. A esa velocidad la potencia del viento es de 402 W/m^2, que es casi el doble de la que obteníamos de nuestro ingenuo cálculo dos páginas más arriba.

Un método más conveniente para calcular la potencia en el viento se ha visto en la sección "Ley de Betz".

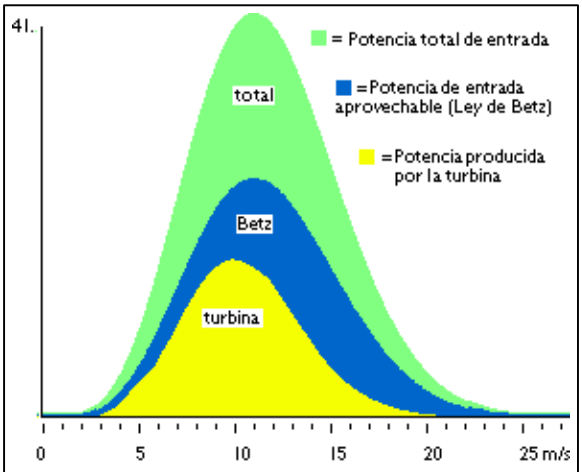
2.16.3.- Función de densidad de potencia

Potencia del viento

De la sección sobre la "energía en el viento" sabemos que el potencial de energía por segundo (la potencia) varía proporcionalmente al cubo de la velocidad del viento (la tercera potencia), y proporcionalmente a la densidad del aire (su peso por unidad de volumen).

Ahora podemos combinar todo lo que hemos aprendido hasta el momento: si multiplicamos la **potencia** de cada velocidad del viento con la probabilidad de cada uno dada en la gráfica de Weibull, habremos calculado la distribución de energía eólica a diferentes velocidades del viento = **la densidad de potencia**.

Observe que la curva de Weibull anterior cambia de forma, debido a que las altas velocidades del viento tienen la mayor parte de la potencia eólica.



Función de densidad de potencia eólica.

Paso de densidad de potencia a potencia disponible

El área bajo la curva verde (a lo largo del eje horizontal) nos da la cantidad de potencia eólica por metro cuadrado de flujo del viento que puede esperarse en ese emplazamiento en particular. En este caso tenemos una velocidad del viento media de 7 m/s y un Weibull k = 2, por lo que tenemos 402 W/m^2. Observe que esta potencia es casi el doble de la obtenida cuando el viento sopla constantemente a la velocidad media.

El gráfico consta de cierto número de columnas estrechas, una para cada intervalo de 0,1 m/s de la velocidad del viento. La altura de cada columna es la potencia (número de vatios por metro cuadrado), con la que cada velocidad en particular contribuye en la cantidad total de potencia disponible por metro cuadrado. El área bajo la curva azul indica qué cantidad de potencia puede ser teóricamente convertida en potencia mecánica (según la ley de Betz, será 16/27 de la potencia total del viento).

El área total bajo la curva amarilla nos dice cual será la potencia eléctrica que un aerogenerador producirá en dicho emplazamiento. Se verá este apartado en la sección "*curva de potencia*" en el punto 3.3.

Conclusiones del gráfico

Lo más importante es observar que la mayor parte de la energía eólica se encontrará a velocidades **por encima de** la velocidad del viento media (promedio) en el emplazamiento.

No es tan sorprendente como parece, ya que sabemos que las velocidades del viento altas tienen un contenido energético mucho mayor que las velocidades del viento bajas.

Velocidad de conexión

Normalmente, los aerogeneradores están diseñados para empezar a girar a velocidades alrededor de 3-5 m/s. Es la llamada **velocidad de conexión**. El área azul de la izquierda muestra la pequeña cantidad de potencia perdida debido al hecho de que la turbina sólo empieza a funcionar a partir de, digamos, 5 m/s.

Velocidad de corte

El aerogenerador se programará para pararse a altas velocidades del viento, de unos 25 m/s, para así evitar posibles daños en la turbina o en sus alrededores. La velocidad del viento de parada se denomina **velocidad de corte**. La minúscula área azul de la derecha representa la pérdida de potencia.

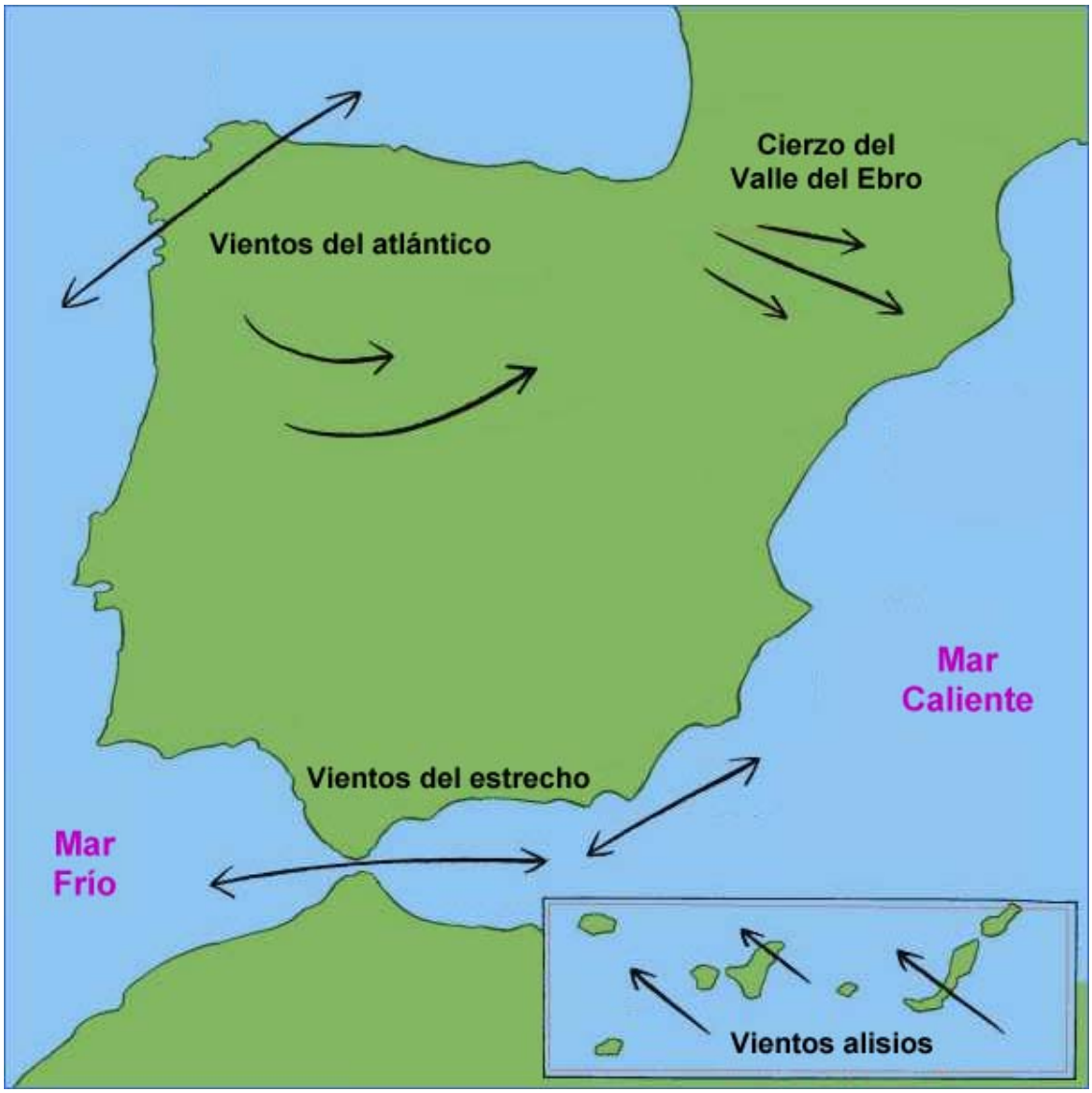
2.17.- Mapas eólicos

Se confeccionan a base de medir, con anemómetros, las velocidades del viento en las distintas zonas de una región o país, y sobre el se reflejan las potencias medias que nos permiten conocer los lugares idóneos para el emplazamiento de los aerogeneradores. El mapa de la siguiente página muestra las direcciones del viento predominantes en la península Ibérica y Canarias.

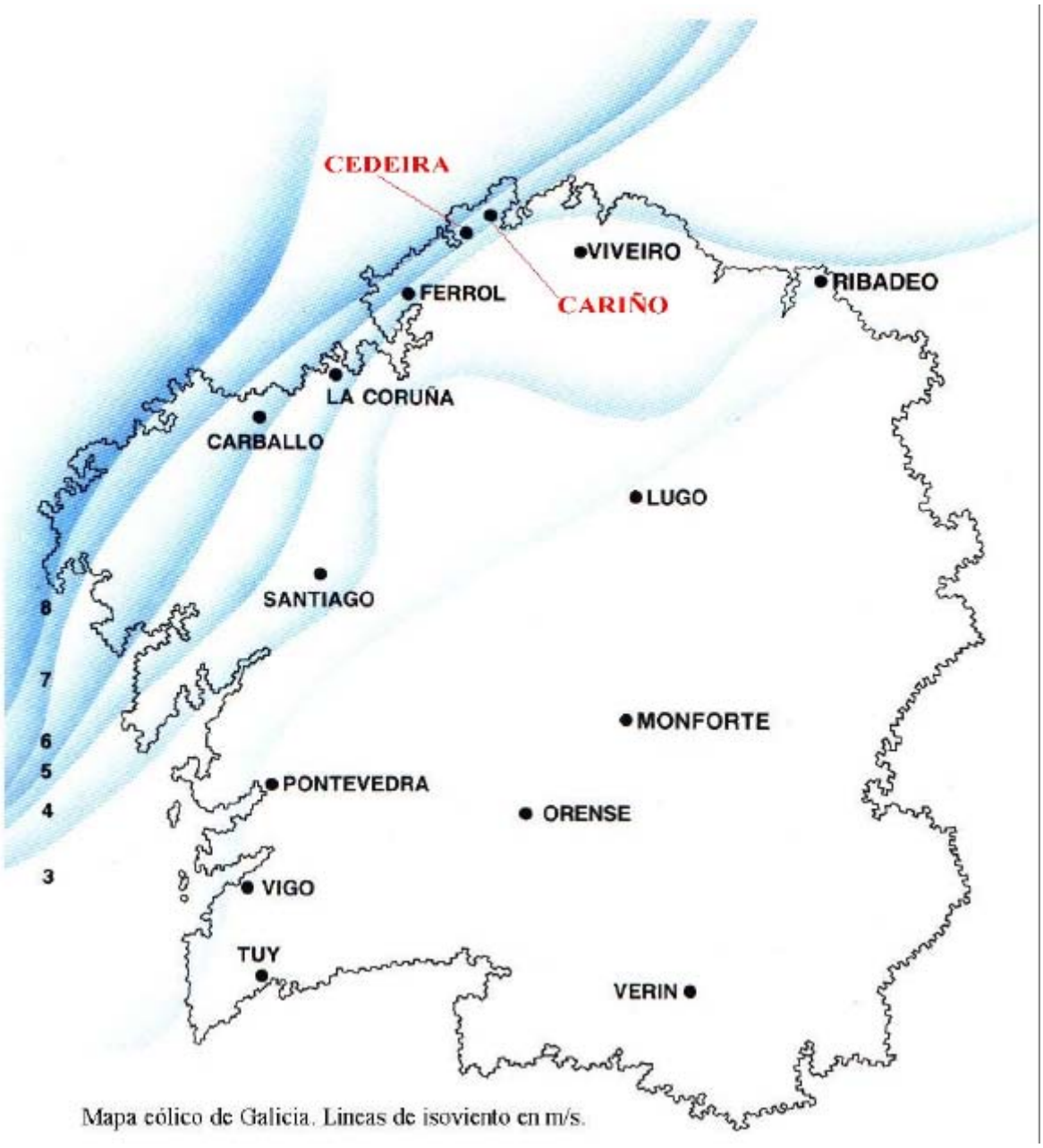
En el de Galicia, en la página siguiente, se puede observar las líneas de isoviento (isoestáquias) con la velocidad en m/s (vientos más intensos en la costa).

El tercer mapa muestra el comportamiento, a gran escala, de la velocidad del viento en Europa Occidental para cuatro situaciones distintas

Mapa de vientos típicos de de la península Ibérica y Canarias

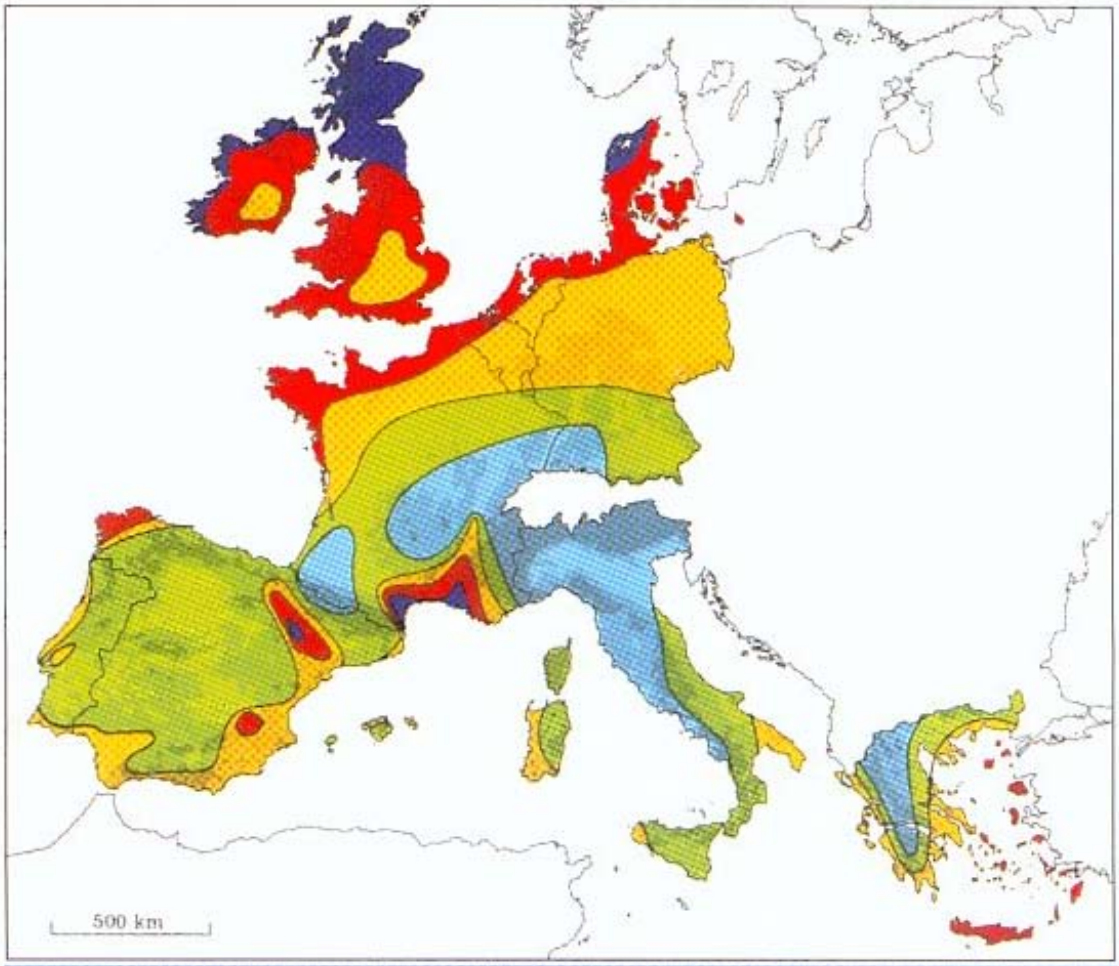


Mapa de Galicia



Mapa eólico de Galicia. Líneas de isoviento en m/s.

Mapa de Europa Occidental



Velocidad del viento a 50 metros por encima del nivel del suelo para cuatro condiciones topográficas diferentes (metros por segundo)

Color en el mapa	Terreno llano abierto	Costas, nivel del mar	Mar abierto	Colinas y Sierras
	> 7.5	>8.5	> 9.0	> 11.5
	6.5 - 7.5	7.0 - 8.5	8.0 - 9.0	10.0 - 11.5
	5.5 - 6.5	6.0 - 7.0	7.0 - 8.0	8.5 - 10.0
	4.5 - 5.5	5.0 - 6.0	5.5 - 7.0	7.0 - 8.5
	< 4.5	< 5.0	<5.5	<7.0

TEMA 3

TECNOLOGÍA EMPLEADA

3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS MÁQUINAS EÓLICAS
3.2 CONSIDERACIONES TECNOLÓGICAS
3.3 CURVA DE POTENCIA DE UN AEROGENERADOR
3.4 SISTEMAS DE REGULACIÓN
3.5 CONTROL DE POTENCIA EN AEROGENERADORES COMERCIALES
3.6 SISTEMA DE ORIENTACIÓN

3.1. - Clasificación de las máquinas eólicas.

En teoría la clasificación de un aerogenerador, al igual que la de cualquier máquina que utilice la energía del viento cualquiera que sea su aplicación definitiva, ha de hacerse en función de dos criterios básicos:

- tipo de fuerza aerodinámica empleada para su accionamiento.
- posición del eje del rotor de la máquina.

En la práctica solamente se tiene en cuenta el último de estos criterios, por la sencilla razón de que, en la actualidad, la totalidad de los diseños en funcionamiento emplean como fuerza motriz la misma clase de fuerza aerodinámica.

Dentro de las múltiples características geométricas de la máquina, la más importante de todas ellas, en lo que a su configuración y a su funcionamiento respecta, es la posición del eje de giro del rotor. Según sea ésta, los aerogeneradores se clasifican de modo general en:

- aerogeneradores de eje horizontal.
- aerogeneradores de eje vertical.

Dentro de las máquinas eólicas de eje vertical veremos dos diseños básicos:

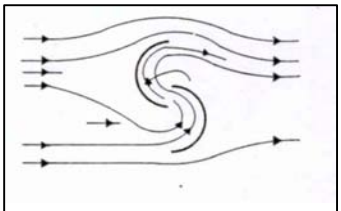
- rotor tipo Savonius.
- rotor tipo Darrieus.

Rotor tipo Savonius

Este diseño es originario del ingeniero finlandés Sigurd Savonius y fue presentado por primera vez en el año 1929. Su principal ventaja es su gran sencillez constructiva, ya que su constitución se basa en dos semicilindros cuyos ejes están desfasados entre sí y dispuestos alrededor de un eje vertical.

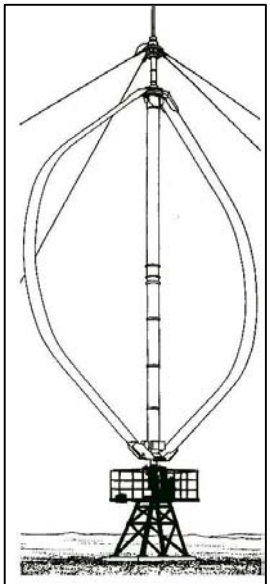
Rotor Savonius

El diseño presenta unas buenas características de arranque y autorregulación, lo cual la hace adecuada para bombeo de agua en aplicaciones de riego. En cambio, para la generación eléctrica tiene el grave inconveniente de su bajo rendimiento, ya que en los mejores diseños el coeficiente de máxima potencia Cp es del 0.3 siendo los valores normales entre 0.15 y 0.25. Su gran ventaja es su facilidad y sencillez de diseño, ya que es posible construir bombas eólicas utilizando los típicos bidones de aceite de 230 litros, lo que las convierte en aptas para su instalación en zonas poco industrializadas.



Circulación del viento en el rotor

Rotor tipo Darrieus



Aerogenerador Darrieus

Su inventor fue el académico francés Darrieus, siendo objeto de una patente registrada en 1931. Está formada por álabes, de perfil generalmente biconvexo, unidos rígidamente entre sí y que giran alrededor de un eje vertical, adoptando formas diversas. La superficie descrita por las palas puede ser cilíndrica, troncocónica, esférica o parabólica. El principio de funcionamiento es idéntico en todos los tipos. En su momento no despertó demasiado interés, aunque posteriormente ha sido objeto de numerosos estudios, convirtiéndose en una de las opciones de relativo interés dentro del campo de los aerogeneradores.

La mayor ventaja de este tipo de turbinas es que las palas se apoyan en los dos extremos, por lo que estructuralmente resultan mucho más sólidas que las hélices convencionales.

A cambio tienen el inconveniente de funcionar a impulsos intermitentes, puesto que en cada periodo de rotación las palas están sometidas a empuje aerodinámico sólo cuando atraviesan por determinadas posiciones. Por otra parte resultan difíciles de regular, por lo que el control de velocidad debe realizarse desde los elementos mecánicos (frenos, alternadores) lo que produce inevitables desgastes en los mismos. Otro problema que presenta es su nulo par de arranque, lo que conlleva que en la práctica, deban ser arrancadas de manera externa.

Aerogenerador Eole 4

Su rendimiento teórico máximo está en torno a 0.28, estando el obtenido de manera práctica entorno a valores de 0.21 y 0.25, siendo que el máximo extraíble del viento según la ley de Betz es 0.59.

Como ejemplo de turbina tenemos Eole 4, un aerogenerador de eje vertical Darrieus de 4200 kW, con un diámetro de rotor de 100 m, instalado en Cap Chat, Québec (Canadá). Esta máquina, que fue el aerogenerador más grande del mundo, aunque ya no está operacional.

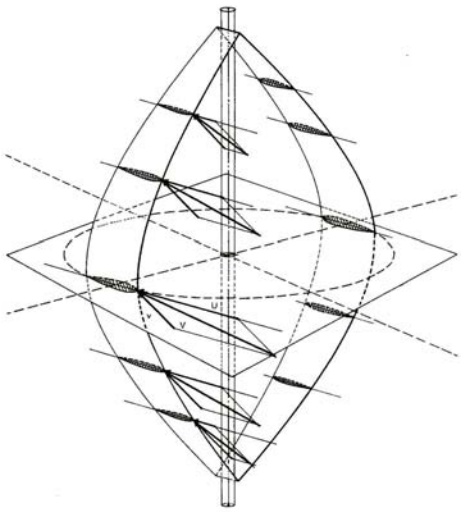


Diagrama vectorial de fuerzas

Como ya se ha comentado, el rotor Darrieus tiene el inconveniente de exigir una impulsión en el arranque para alcanzar su régimen normal de funcionamiento. Para paliar este inconveniente ciertos diseños utilizan un rotor Savonius acoplado para así producir el necesario par de arranque. El rotor Savonius, gracias al elevado par que desarrolla de entrada, favorece el arranque del conjunto, pero la

potencia en régimen normal la proporciona principalmente el rotor Darrieus.

Las principales ventajas teóricas de una máquina de eje vertical son:

- Se puede situar el generador, el multiplicador, etc. en el suelo, y puede no tener que necesitar una torre para la máquina.
- No necesita un mecanismo de orientación para girar el rotor en contra del viento.

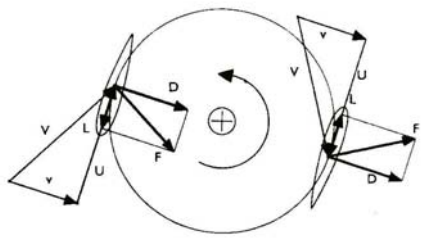
Las principales desventajas son:

- Las velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy bajas, por lo que a pesar de que puede ahorrarse la torre, sus velocidades de viento serán muy bajas en la parte inferior de su rotor.

- La eficiencia promedio de las máquinas de eje vertical no es elevada.

- La máquina no es de arranque automático, es decir, una máquina Darrieus necesitará un "empuje" antes de arrancar. Sin embargo, esto es sólo un inconveniente menor, ya que se puede utilizar el generador como motor absorbiendo corriente de red para arrancar la máquina (o usar el sistema mixto Darrieus-Savonius ya comentado).

- La máquina puede necesitar cables tensores que la sujeten, aunque esta solución no es practicable en áreas cultivadas.



Composición de velocidades y fuerzas que inciden sobre un segmento de pala, siendo:
F = Fuerza aerodinámica
L = Empuje
D = Resistencia
v = Velocidad del viento
U = Velocidad debida a la rotación
V = Velocidad de la corriente incidente

Momentos flectores en las palas

- Para sustituir el cojinete principal del rotor se necesita desmontar éste, tanto en las máquinas de eje horizontal como en las de eje vertical. En el caso de las últimas, esto implica que toda la máquina deberá ser desmontada (esta es la razón por la que Eole 4 ya no está en funcionamiento)

Máquinas eólicas de eje horizontal

Dentro de este tipo veremos los dos diseños básicos, a saber:

- Los molinos de viento clásicos de eje horizontal.
- Los aerogeneradores lentos.
- Los aerogeneradores rápidos.

Los molinos de viento clásicos de eje horizontal

Han desaparecido muchos de ellos, pero aún se conservan varios que son cuidadosamente mantenidos por municipios y particulares para mayor deleite de

visitantes adultos y pequeños. Se encuentran principalmente en Europa a lo largo de las costas del Atlántico, del mar del Norte y del Báltico aunque también existen en el Mediterráneo.

Los molinos de viento pueden clasificarse en dos tipos principales:

- Molinos de techo giratorio.
- Molinos de cajas giratorias.

Molinos de techo giratorio

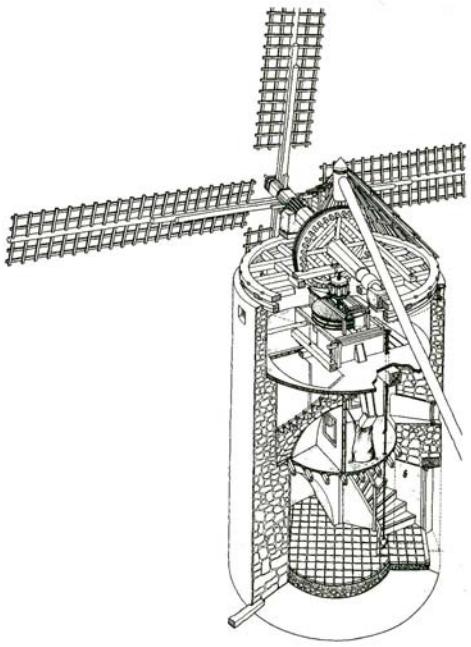
La techumbre que lleva el árbol de rotación del molino puede girar por encima de la construcción, que es generalmente de albañilería y de forma troncocónica.

El techo se prolonga hacia abajo por una larga viga, cuya maniobra permite orientar las alas del molino de cara al viento. Los más modernos se orientan por medio de una rueda eólica auxiliar.

Molinos de caja giratoria

El eje rotación de la rueda es solidario al de la caja. El conjunto del molino está situado sobre una obra como el tipo precedente. La orientación de la rueda cara al viento se asegura por un brazo orientable o por dispositivos auxiliares.

Las palas, en la época en que los molinos funcionaban, eran normalmente de madera y estaban recubiertas de tela, que había que recoger apresuradamente en caso de vientos fuertes. En otros casos, la velocidad de rotación se regulaba abriendo más o menos los alerones móviles que guarnecían las palas.



Molino manchego típico

En ciertos molinos portugueses, las alas estaban formadas por velas triangulares en forma de foques, extendidos entre ocho o diez cañas dispuestas según los radios y sostenidas por la cruceta fijada en el eje de rotación.

En general el molino podía pararse desde el exterior con una cuerda que actuaba sobre el freno, el cual funcionaba presionando, en el interior del molino, sobre un cilindro llamado roldana.

La longitud de las alas variaba habitualmente entre 5 y 15 metros. Su anchura era del orden de un quinto de su longitud. Sus velocidades de rotación oscilaban entre diez y cuarenta revoluciones por minuto, correspondiendo las velocidades más bajas a las alas más largas.

Las máquinas eólicas lentas

Al partir de 1870, las eólicas lentas de palas múltiples hacen su aparición en América y después en Europa como ya hemos comentado. Las palas, cuyo número varía de 12 a 24, cubren toda la superficie del rueda o casi su totalidad. Además poseen un timón que mantiene la rueda frente al viento y está situado detrás de ésta.

El diámetro de las mayores eólicas de este tipo que se construyen es aproximadamente de 5 a 8 metros. En EEUU se ha llegado a construir una rueda multipala de 15 metros de diámetro. Hay que señalar que estas eólicas multipalas se adaptan, sobre todo, a los vientos de pequeña velocidad. De hecho, arrancan en vacío con vientos de 2 a 3 metros por segundo aproximadamente.

Molino tipo americano

El par de arranque que suministra es relativamente elevado, ya que comienza a girar con velocidades de viento bajas, del orden de 2 a 3 m/s, siendo su coeficiente de potencia igual a 0,3 es decir, es posible obtener una captación efectiva de energía igual al 50% del límite de Betz.

Las potencias desarrolladas por las eólicas lentas son relativamente pequeñas por dos motivos:

- el primero es que estas máquinas utilizan principalmente vientos de velocidades comprendidas entre 3 y 7 metros por segundo.
- por otra parte, el peso de las ruedas es tal que casi no se construyen en diámetros mayores de 6 a 8 metros.

Este tipo de máquina presta, sin embargo, servicios importantes en las regiones en las que la intensidad del viento es del orden de 4 a 5 metros por segundo, sobre todo en el bombeo de agua.

Las máquinas eólicas rápidas

El número de palas es en este caso mucho menor, variando entre 1 y 3. El interés en este tipo de máquinas reside en que a igual potencia son mucho más ligeras que las eólicas lentas.

Sin embargo, presentan el inconveniente de tener que arrancar con velocidades de viento más altas, es necesario un viento mínimo de 5 metros por segundo para que comiencen a funcionar. Las velocidades de rotación son mucho más elevadas que para las máquinas anteriores, y tanto más elevadas cuanto menor es el número de palas. Su coeficiente de potencia teórico, Cp, está en torno 0,4.

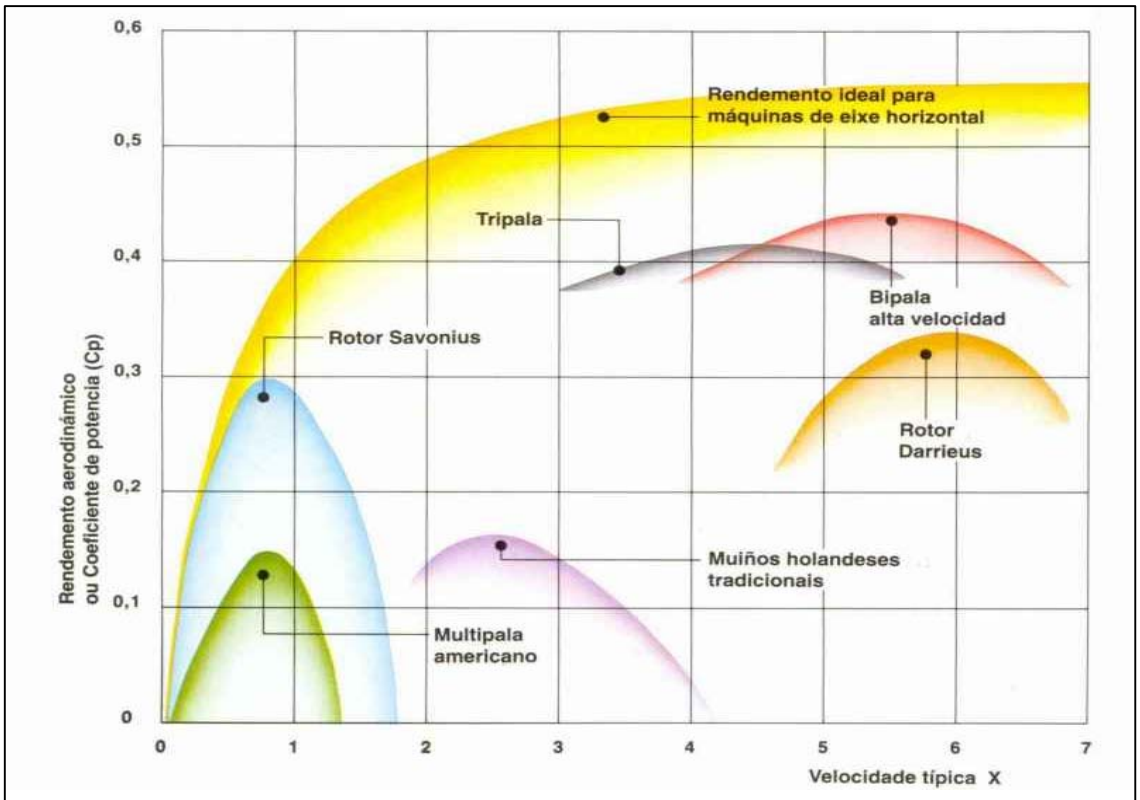
Ventajas de las eólicas rápidas

Debido a su gran velocidad de rotación, las eólicas rápidas llevan pocas palas (1,2 ó 3 como máximo). Por esto, una eólica rápida resulta mucho más ligera y barata que una lenta de igual diámetro. Además, los efectos de las ráfagas de viento actúan originando variaciones relativas de esfuerzos menos importantes, ya que se han calculado para soportar esfuerzos centrífugos mucho más elevados que las eólicas lentas. Los dispositivos previstos para, en caso de temporal detener las palas por rotación sobre sus ejes, tampoco exigen esfuerzos importantes.

Cuando la máquina se mantiene inmóvil, el empuje axial, aunque las palas estén en posición de trabajo, es menor que durante el funcionamiento, cosa que no sucede en las eólicas lentas. Las medidas efectuadas en Dinamarca sobre la turbina tripala genérica han demostrado que el empuje axial sobre la máquina parada representa sólo el 40% del empuje que se ejercería sobre la turbina en movimiento.

Inconvenientes de las eólicas rápidas

Las ventajas anteriores quedan reducidas por un inconveniente, el par de arranque que la máquina es capaz de suministrar es pequeño. Una eólica rápida debe arrancar sin tener que realizar casi esfuerzo. Se puede paliar este inconveniente dando una anchura suficiente y el mejor ángulo de asiento posible a las palas en las proximidades del eje, o también utilizando palas de paso variable. El ángulo de asiento es máximo al comienzo y disminuye a medida que aumenta la velocidad de rotación de la máquina.



Comparación de los rendimientos de los distintos tipos de máquinas eólicas

3.2. -Consideraciones tecnológicas.

Número de palas del aerogenerador

En los diseños de modernos aerogeneradores se procura construir grandes máquinas con un número impar de palas. La razón más importante es la estabilidad de la turbina. Un rotor con un número impar de palas, como mínimo tres palas, puede ser considerado como un disco a la hora de calcular las propiedades dinámicas de la máquina.

Un rotor con un número par de palas puede dar problemas de estabilidad en una máquina que tenga una estructura rígida. La razón es que en el preciso instante en que la pala más alta se flexiona hacia atrás, debido a que obtiene la máxima potencia del viento, la pala más baja pasa por el abrigo del viento que se produce enfrente de la torre.

Altas velocidades en la punta de la pala emiten un ruido considerable, siendo este proporcional a la sexta potencia de la velocidad en el extremo de la pala. Los valores normales no exceden de 70 m/s.

El concepto tripala danés

La mayoría de los aerogeneradores modernos tienen diseños tripala, con el rotor a barlovento (en la cara de la torre que da al viento), usando motores eléctricos en su mecanismo de orientación. A este diseño se le suele llamar el clásico "concepto danés", y tiende a imponerse como estándar al resto de conceptos evaluados. La gran mayoría de las turbinas vendidas en los mercados mundiales poseen este diseño. El concepto básico fue introducido por primera vez por el célebre aerogenerador de Gedser. Otra de las características es el uso de un generador asíncrono.

Diseño tripala

Concepto bipala

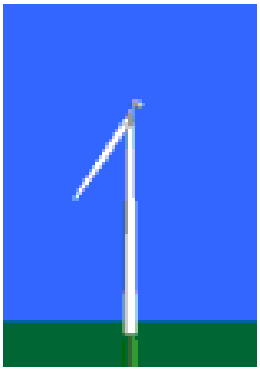
Los diseños bipala de aerogeneradores tienen la ventaja de ahorrar el coste de una pala y, por descontado, su peso. Sin embargo, suelen tener dificultades para penetrar en el mercado, en parte porque necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Esto supone una desventaja tanto en lo que respecta al ruido como al aspecto visual. Últimamente, varios fabricantes tradicionales de máquinas bipala han cambiado a diseños tripala.

Diseño bipala

Las máquinas bipala y monopala requieren de un diseño más complejo, con un rotor basculante (buje oscilante), es decir, el rotor tiene que ser capaz de inclinarse, con el fin de evitar fuertes sacudidas en la turbina cada vez que una de las palas pasa por la torre.

Así pues, el rotor está montado en el extremo de un eje perpendicular al principal, que gira junto con el eje principal. Esta disposición puede necesitar de amortiguadores adicionales que eviten que las palas del rotor choquen contra la torre.

Concepto monopala



Diseño monopala

Los aerogeneradores monopala no están muy extendidos comercialmente, pues los inconvenientes de los bipala también son aplicables, e incluso en mayor medida, a las máquinas monopala.

Además de una mayor velocidad de giro, y de los problemas de ruido y de intrusión visual, necesitan un contrapeso en el lado del buje opuesto a la pala que equilibre el rotor. Obviamente, esto anula el ahorro de peso comparado con un diseño bipala.

Aerogeneradores: ¿con rotor a barlovento o a sotavento?

Máquinas con rotor a barlovento

Aerogenerador cor rotor a barlovento

Las máquinas con rotor a barlovento tienen el rotor de cara al viento. La principal ventaja de los diseños corriente arriba es que se evita el abrigo del viento tras la torre. Con mucho, la gran mayoría de los aerogeneradores tienen este diseño.

Por otro lado, también hay algo de abrigo enfrente de la torre, es decir, el viento empieza a desviarse de la torre antes de alcanzarla, incluso si esta es redonda y lisa. Así pues, cada vez que las palas pasan por delante de la torre, la potencia del aerogenerador cae ligeramente.

El principal inconveniente de los diseños con rotor a barlovento es que éste necesita ser bastante rígido y estar situado a una cierta distancia de la torre. Además, una máquina de este tipo necesita un mecanismo de orientación para mantener las palas de cara al viento.

Máquinas con rotor a sotavento

Las máquinas con rotor a sotavento tienen las palas situadas en la parte trasera de la góndola, estando esta enfrentada directamente al viento.

La ventaja teórica que tienen es que pueden ser construidos sin un mecanismo de orientación, si el rotor y la góndola tienen un diseño apropiado que hace que la góndola siga al viento pasivamente.

Sin embargo, en grandes máquinas ésta es una ventaja algo dudosa, pues se necesitan cables para conducir la corriente fuera del generador. Por ello, y si por algún motivo el viento provocase el giro de la góndola en la misma dirección durante un largo período de tiempo, llegaría un momento en que se produciría la inevitable rotura de los cables de conducción eléctrica. La utilización de anillos rozantes o de colectores mecánicos no es conveniente si se está trabajando con corrientes de 1000 amperios.

Aerogenerador con rotor a sotavento

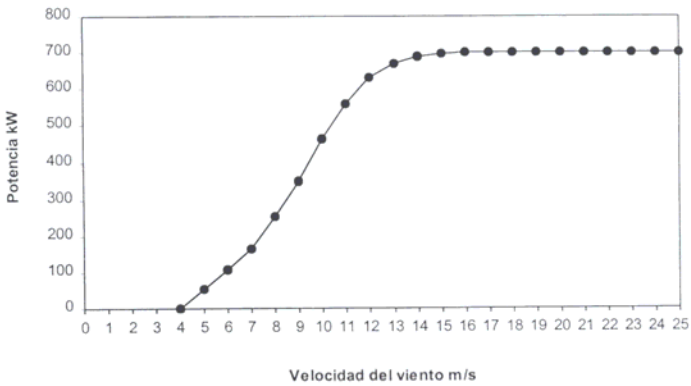
Una ventaja más importante es que el rotor puede hacerse más flexible. Esto supone una ventaja tanto en cuestión de peso como de dinámica de potencia de la máquina, es decir, las palas se curvarán a altas velocidades del viento, con lo que le quitarán parte de la carga a la torre.

El inconveniente principal es la fluctuación de la potencia eólica, debida al paso del rotor a través del abrigo de la torre. Esto puede crear más cargas de fatiga en la turbina que con un diseño a barlovento.

3.3. - Curva de potencia de un aerogenerador.

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el mismo a diferentes velocidades del viento.

Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, donde un anemómetro es situado sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador (no demasiado cerca de él, pues su rotor puede crear turbulencia y hacer que la medida de la velocidad del viento sea poco fiable).



Curva de potencia de un aerogenerador

Si la velocidad del viento no está variando demasiado rápidamente, pueden usarse las medidas de la velocidad del viento realizadas con el anemómetro y leer la potencia eléctrica disponible directamente del aerogenerador, y dibujar los dos tipos de valores conjuntamente en un gráfico. Otro aparato usado es el anemocinemógrafo, el cual nos permite medir de manera directa la energía aprovechable del viento.

V	1,225	1,06	1,09	1,12	1,15	1,18	1,21	1,24	1,27
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	53	43	45	47	48	50	52	53	55
6	106	90	93	96	99	102	105	108	111
7	166	141	146	150	155	159	164	168	173
8	252	215	222	228	235	242	248	255	262
9	350	300	309	318	327	337	346	354	363
10	464	404	414	425	437	448	459	469	478
11	560	499	511	522	532	544	555	564	571
12	630	582	591	601	609	618	628	632	637
13	670	640	646	652	657	664	669	671	674
14	690	675	678	682	685	687	690	691	692
15	696	691	692	693	694	695	696	697	697
16	699	696	697	697	699	699	699	699	699
17	700	700	700	700	700	700	700	700	700
18	700	700	700	700	700	700	700	700	700
19-25	700	700	700	700	700	700	700	700	700

Tabla de potencia de un aerogenerador en función de la velocidad del viento y de la densidad del aire

Incertidumbre en mediciones de curvas de potencia

En realidad, en el gráfico puede verse una nube de puntos esparcidos alrededor de la línea de color negro, y no una curva bien definida.

El motivo es que, en la práctica, la velocidad del viento siempre fluctúa, y no se puede medir exactamente la columna de viento que pasa a través del rotor del aerogenerador (colocar un anemómetro justo enfrente del aerogenerador no es una buena solución, ya que el aerogenerador también proyectará un "abrigo" que frenará el viento enfrente de él). Así pues, en la práctica se debe tomar un promedio de las diferentes medidas para cada velocidad del viento, y dibujar el gráfico con esos promedios.

Además, es difícil hacer medidas exactas de la propia velocidad del viento. Si se tiene un 3% de error en las mediciones de velocidad, entonces la energía del viento puede ser un 9% superior o inferior (el contenido energético varía con la tercera potencia de la velocidad).

En consecuencia, pueden existir errores hasta de ±10% incluso en curvas certificadas.

Verificación de las curvas de potencia

Las curvas de potencia están basadas en medidas realizadas en zonas de baja intensidad de turbulencias**,** y con el viento soplando directamente hacia la parte delantera de la turbina.

Las turbulencias locales y los terrenos complejos (p.ej. aerogeneradores situados en una pendiente rugosa) pueden implicar que ráfagas de viento golpeen el rotor desde diversas direcciones. Por lo tanto, puede ser difícil reproducir exactamente la curva en una localización concreta.

Riesgos en el uso de las curvas de potencia

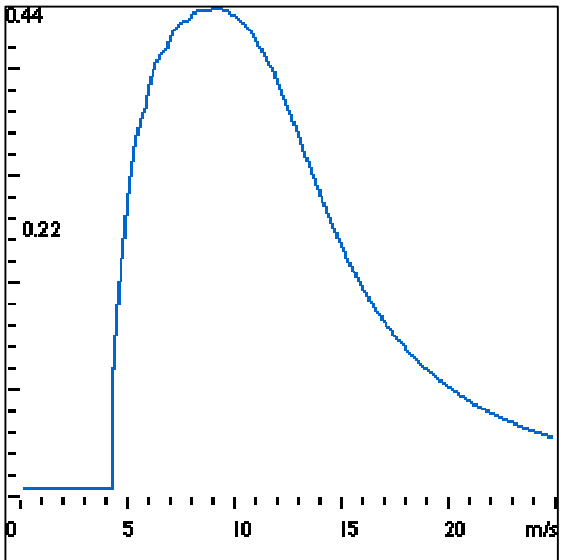
Una curva de potencia no indicará cuanta energía (en Kwh) producirá un aerogenerador a una cierta velocidad del viento dada. Recordar que el contenido de energía varía fuertemente con la velocidad, tal y como se vió en la sección sobre *la energía en el viento*. Por lo tanto, es muy importante la forma a la que se ha llegado a ese promedio, es decir, si los vientos varían mucho o si soplan a una velocidad relativamente constante.

Finalmente, debe tenerse en cuenta el hecho de que la turbina puede no estar girando a la temperatura y presión de aire estándar y, consecuentemente, provocar correcciones de los cambios en la densidad del aire.

Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad. Simplemente necesitamos dividir la potencia eléctrica disponible entre la potencia eólica de entrada, sabemos como es, técnicamente, de eficiente un generador.

En otras palabras, tomamos la curva de potencia y la dividimos por el área del rotor para obtener la potencia disponible por metro cuadrado de área del rotor. Posteriormente, para cada velocidad del viento, dividimos el resultado por la cantidad de potencia en el viento por metro cuadrado.



Coeficiente de potencia Cp

El gráfico muestra la curva del coeficiente de potencia para un aerogenerador típico. Aunque la eficiencia media de éstos suele estar por encima del 20 %, la eficiencia varía mucho con la velocidad del viento (pequeñas oscilaciones en la curva suelen ser debidas a errores de medición).

Como puede observar, la eficiencia mecánica del aerogenerador más alta (en este caso del 44%) se da a velocidades alrededor de 9 m/s. Este valor ha sido elegido deliberadamente. A bajas velocidades del viento la eficiencia no es tan alta, ya que no hay mucha energía que recoger. A altas velocidades, la turbina debe disipar cualquier exceso de energía por encima de aquella para la que ha sido diseñado el generador. Así pues, la eficiencia interesa sobre todo en la zona de velocidades de viento donde se encuentra la mayor parte de la energía.

3.4. - Sistemas de regulación

Influencia de las palas en el control de potencia

El diseño de los aerogeneradores se hace para producir energía eléctrica de la forma más barata posible. Así pues, están generalmente diseñados para rendir al máximo a velocidades alrededor de 15 m/s. Es mejor no diseñar aerogeneradores que maximicen su rendimiento a vientos más fuertes, ya que dichos vientos no son comunes.

Como ya se ha explicado, la energía que podemos extraer del viento varía con la tercera potencia de su velocidad.

Fórmula de Betz

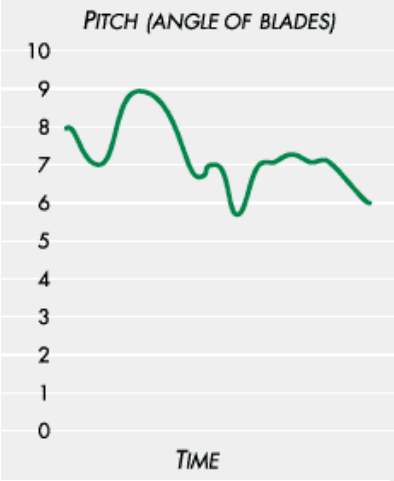
$$P_{max} = \frac{8}{27} r \cdot A \cdot v_1^3 \qquad [2.22]$$

Si a 15 m/s obtenemos la máxima potencia, para la cual fue diseñado el generador, a 20 m/s tendríamos 5^3=125 veces más, y a 25 m/s 10^3=1000 veces más.

Por consiguiente, cuando tenemos vientos más fuertes que los de diseño es necesario gastar parte del exceso de la energía para evitar daños en el aerogenerador. En consecuencia, todos los aerogeneradores están diseñados con algún tipo de control de potencia. Existen dos formas de hacerlo con seguridad en los diseños modernos.

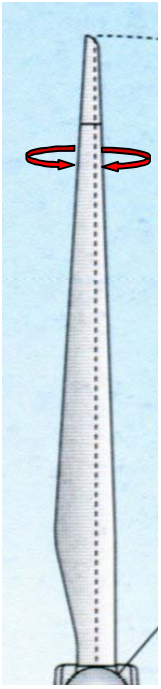
Regulación de aerogeneradores por palas orientables ("pitch controlled")

En un aerogenerador de regulación por cambio del ángulo de paso, el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza un valor demasiado alto, 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. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo.



Ángulo de las palas vs tiempo

Así pues, las palas del rotor deben ser capaces de girar alrededor de su eje longitudinal (variar el ángulo de paso), tal y como se muestra en el dibujo. Observe que el dibujo está exagerado (durante la operación normal, las palas girarán una fracción de grado cada vez, y el rotor estará girando al mismo tiempo).



Pala orientable

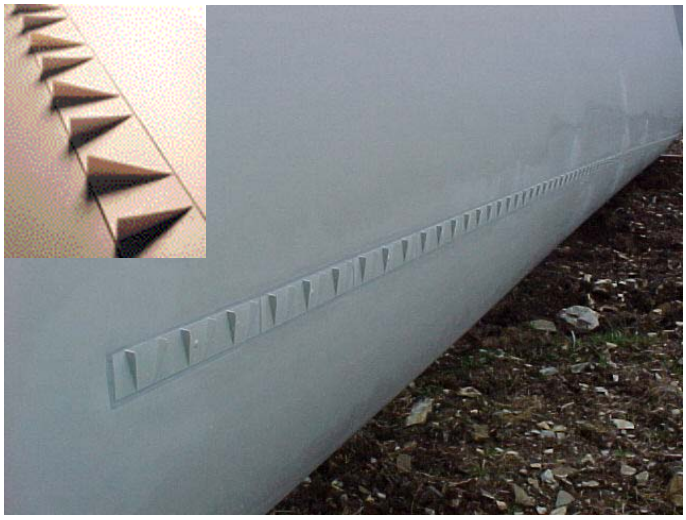
El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado. En este tipo de aerogeneradores, el ordenador generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento. El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele funcionar de forma hidráulica.

Para controlar el frenado del rotor también se hace uso del paso regulable, puesto que si giramos la pala hasta que el par de giro sea nulo conseguimos no sólo que no inicie su rotación, sino también frenarlo si está en movimiento.

Regulación de aerogeneradores 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.

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. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor, consiguiendo reducir el par rotacional aplicado al buje y permitiendo que la máquina funcione a velocidades de viento altas (>15 m/s) sin quemar el generador por exceso de potencia.

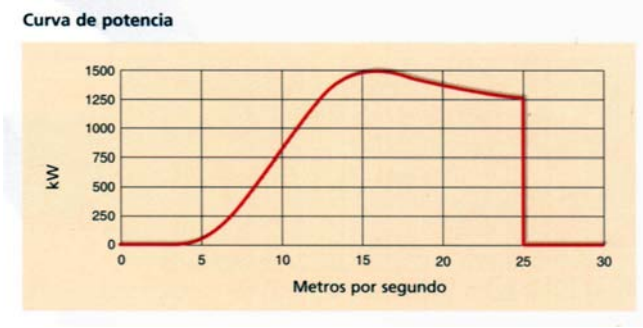


Pequeñas aletas llamadas vortex para provocar la pérdida de sustentación

En la ilustración de la derecha, podemos observar que en la parte posterior de la pala se han colocado unas aletillas llamadas “vortex”. Su misión es la de provocar deliberadamente torbellinos (vórtices) para que la fuerza de sustentación decrezca controladamente. Cuando esto ocurre, se dice que “las palas entran en pérdidas”.

Si ha leído la sección sobre aerodinámica y pérdida de sustentación, se dará cuenta que conforme aumenta la velocidad real del viento en la zona, el ángulo de ataque de la pala del rotor también aumentará hasta llegar al punto de empezar a perder sustentación.

Si mira con atención la pala del rotor de un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica, observará que la pala está ligeramente curvada 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 alcance su valor crítico (otras de las razones para curvar la pala han sido mencionadas en la sección previa sobre aerodinámica).



Curva de potencia del modelo NM 1500/64 de Neg Micon

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, esta regulación 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.

Uno de los mayores inconvenientes de este sistema es que al sobrepasar la velocidad del viento, con la cual obtenemos la máxima potencia (15 m/s), la energía producida comenzará a decaer, tal y como podemos observar en la figura del modelo NM 1500/64 de Neg Micon.

Es decir, no se consigue mantener la producción constante a la potencia nominal para velocidades de viento que transportan hasta 1000 veces más potencia.

Aerofreno (flap)

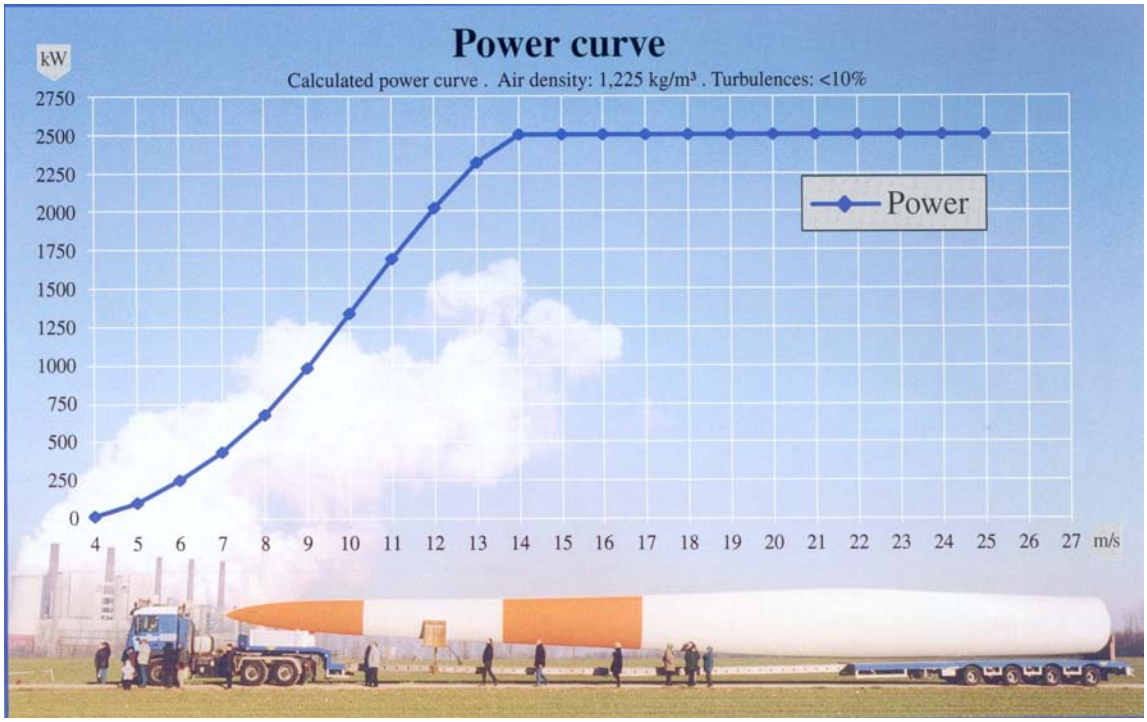
Este tipo de regulación suele llevar palas que se ayudan de unos aerofrenos (flaps) para detener el giro del rotor cuando sea necesario. El aerofreno se sitúa en el extremo del aspa, y tan sólo equivale a un 10-15% de la longitud de la pala. Este tema se desarrollará con detalle en el apartado de “Características de las palas”.

Regulación activa de aerogeneradores por pérdida aerodinámica

Esta técnica combina la regulación por ángulo de paso variable (pitch controlled) y la pérdida aerodinámica (stall controlled).

Un número creciente de grandes aerogeneradores (a partir de 1 MW) están siendo desarrollados con un mecanismo de 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 montan palas que pueden girar. Para tener un momento de torsión (fuerza de giro) razonablemente alto a bajas velocidades del viento, serán normalmente programadas para girar sus palas como las de regulación por cambio del ángulo de paso a bajas velocidades de viento (a menudo sólo utilizan unos pocos pasos fijos, dependiendo de la velocidad del viento).



Curva de potencia para un rotor de 80 m de control activo por pérdida aerodinámica montado en un aerogenerador de 2 MW de la casa Nordex.

Sin embargo, cuando la máquina alcanza su potencia nominal, observará que presentan una gran diferencia respecto a las máquinas reguladas por cambio del ángulo de paso: si el generador va a sobrecargarse, 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 puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades de viento. Un aerogenerador normal 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, como se ha visto en la gráfica del apartado anterior.

El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele operarse mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso.

La figura de la página anterior muestra la curva de potencia de un aerogenerador de 2 MW con este tipo de regulación, con un diámetro de rotor de 80m (pala 40m) y una comparativa del tamaño de la pala con respecto a una persona o a un camión.

La elección de la regulación por cambio de paso es, sobre todo, una cuestión económica, de considerar si vale o no la pena pagar por la mayor complejidad de la máquina que supone el añadir el mecanismo de cambio de paso de la pala.

Otros métodos de control de potencia

Algunos aerogeneradores modernos usan **alerones** (aletas) para controlar la potencia del rotor, al igual que los aviones usan aletas para modificar la geometría de las alas y obtener así una sustentación adicional en el momento del despegue.

Otra posibilidad teórica es que el rotor oscile lateralmente fuera del viento (alrededor de un eje vertical) para disminuir la potencia. En la práctica, esta técnica de regulación por oscilación lateral sólo se usa en aerogeneradores muy pequeños (de menos de 1 kW), pues somete al rotor a fuerzas que varían cíclicamente y que a la larga pueden dañar toda la estructura.

3.5.- Ejemplos del control de potencia en aerogeneradores comerciales

A continuación comentaremos dos sistemas de regulación de potencia de salida empleados en máquinas comerciales:

- Sistema Combistall® del fabricante Bonus.
- Sistema Ingecon-W del fabricante Vestas.

Sistema Combistall®.

Los aerogeneradores Bonus de última generación integran el sistema de control denominado Combistall®. Este es un sistema que combina las características de los sistemas de regulación por *stall* o entrada en pérdida y de paso variable.

El sistema Combistall® resulta de la combinación de los dos métodos estándar de limitación de potencia anteriormente mencionados. Las palas, como las de los aerogeneradores de regulación por paso variable, son susceptibles de girar sobre su eje longitudinal, una vez montadas sobre el buje. A regímenes de velocidades de viento bajas y medias el paso de las palas es ajustado ligeramente con el fin de obtener la potencia máxima para cada velocidad de viento.

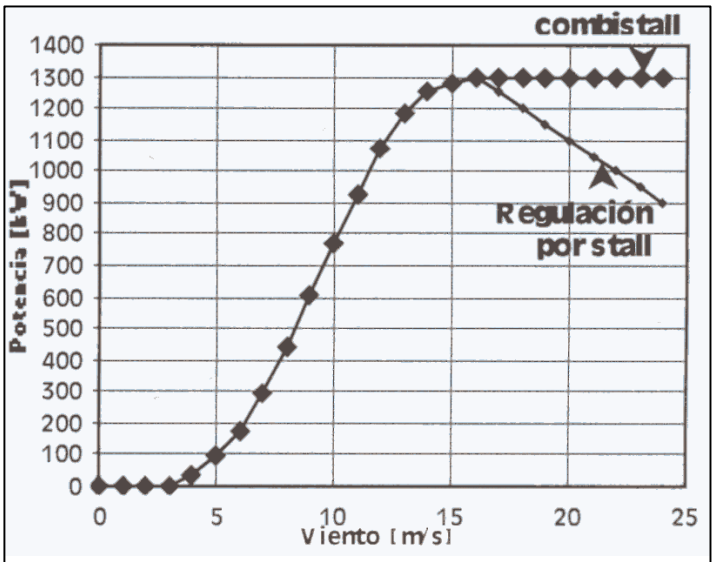
Aerogenerador Bonus de 1,3 Mw

Sin embargo, a velocidades de viento altas, mediante el sistema Combistall® la limitación de potencia es realizada de acuerdo con el principio de regulación por *stall*, con la particularidad de que, una vez alcanzada la velocidad de viento nominal, el paso de las palas se ajusta en el sentido opuesto al ajuste que se produce en la regulación de paso variable.

Mediante este ajuste de paso por entrada en pérdida de la pala, se produce, para cada velocidad de viento, el nivel de potencia que previamente se haya fijado en el controlador, pudiéndose así mantener el nivel de potencia máxima del aerogenerador con independencia de la velocidad del viento.

Ventajas del sistema Combistall®.

En comparación con el tradicional sistema de regulación por *stall* este sistema tiene la ventaja de que la potencia máxima puede ser mantenida de modo preciso y al nivel especificando, con independencia del clima, densidad del aire o de la suciedad de las palas.



Ventaja en la curva de potencia del sistema Combistall®

Además, y en caso de necesitar reducir el nivel de potencia máxima, debido por ejemplo a problemas en la red, es posible fijar un nivel máximo de potencia de referencia diferente.

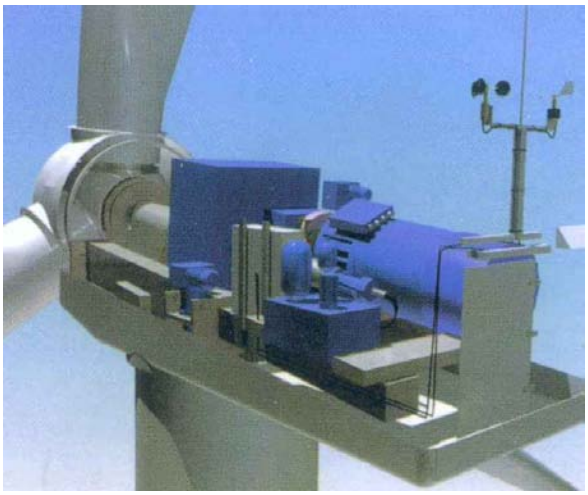
Por otro lado, y como consecuencia de la optimización de la posición del perfil del ala para vientos medios y bajos, la producción anual mejora entre un 2 y un 3%. Asimismo y en comparación con el sistema de regulación por control de paso o paso variable, el sistema Combistall® tiene la ventaja de que la limitación de potencia tiene lugar por la entrada en pérdida del perfil de la pala, manteniéndose el principio de regulación pasivo anteriormente mencionado. De este modo, los generadores no precisan requisitos especiales como los derivados de los sistemas de velocidad variable.

Velocidad Variable, Ingecon-W

Hasta la fecha, el funcionamiento normal de una turbina eólica con generador asíncrono ha sido con velocidad constante. Un generador de inducción gira con velocidad casi constante, normalmente entre el 100 % y 101% de la velocidad nominal. Para un generador de 4 polos, esto significa operar desde 1500 r.p.m. (en vacío) a 1515 r.p.m. plena carga, a una frecuencia de 50 Hz. Esta pequeña variación es considerada como insignificante y por ello este sistema se denomina de velocidad constante. Cuando el viento cambia de velocidad, ocasiona los correspondientes cambios en la potencia de salida. Una vez alcanzada la potencia nominal, las fluctuaciones de salida no son deseables.

La regulación del paso de las palas permite limitar la máxima potencia a la nominal como promedio a altas velocidades de viento. De todas formas, con un generador de velocidad fija, las fluctuaciones de potencia son tan rápidas que sólo es posible mantener la potencia promedio constante y por lo tanto ocurren fluctuaciones rápidas. Esas fluctuaciones rápidas contribuyen a las tensiones mecánicas en la turbina.

Un concepto de velocidad semivariable llamado OptiSlip® desarrollado por Vestas consistía en variar la resistencia rotórica del generador por medio de electrónica de potencia, permitiendo al generador deslizar más cuando existían ráfagas de viento y por tanto acelerando las palas y manteniendo el par controlado y la potencia constante. Con esta variante se consiguió mejorar la potencia de salida y minimizar las cargas con un aumento en la vida útil de la turbina.



Aerogenerador Vestas de 660 Kw

A partir de abril de 1.997 Vestas introduce la velocidad variable por medio del generador de inducción doblemente alimentado. El principio de operación consiste en convertir el generador asíncrono en síncrono, inyectando por el rotor del generador (anillos rozantes) una corriente de frecuencia variable. La corriente de magnetización es aportada desde el rotor del generador.

Con este sistema se consiguen las ventajas del deslizamiento variable en cuanto a minimización de cargas y potencia de salida filtrada, a las que hay que añadir las siguientes:

- Generación síncrona, Cos φ unitario o potencia reactiva controlable.
- Aprovechamiento de la potencia rotórica desperdiciada en el caso de la máquina de deslizamiento variable.
- Mejora del coeficiente Cp de aprovechamiento aerodinámico gracias a la velocidad variable, con la consiguiente mejora de producción.

3.6. - Sistema de orientación.

El mecanismo de orientación de un aerogenerador es utilizado para girar el rotor de la turbina en contra del viento. Casi todos los aerogeneradores de eje horizontal emplean orientación forzada, es decir, utilizan un mecanismo que mantiene la turbina orientada mediante motores eléctricos y multiplicadores. La imagen muestra el mecanismo de orientación de una máquina típica de 750 kW vista desde abajo, mirando hacia la góndola.

Mecanismo de orientación

En la parte más exterior podemos distinguir la corona de orientación, y en el interior las ruedas de los motores y los frenos del sistema de orientación. Casi todos los fabricantes de máquinas con rotor a barlovento prefieren frenar el mecanismo de orientación cuando no está siendo utilizado. Dicho mecanismo se activa por un controlador electrónico que vigila la posición de la veleta de la turbina varias veces por segundo, cuando la turbina está girando.

Error de orientación

Se dice que la turbina eólica tiene un error de orientación si el rotor no está perpendicular al viento. Dicho error implica que una menor proporción de la energía del viento pasará a través del área del rotor, está proporción disminuirá con el coseno del error de orientación. Si esto fuera lo único que ocurre, el mecanismo de orientación sería una excelente forma de controlar la potencia de entrada al rotor del aerogenerador. Sin embargo, la parte del rotor más próxima a la dirección de la fuente de viento estará sometida a un mayor esfuerzo (par flector) que el resto.

De una parte, esto implica que el rotor tendrá una tendencia natural a orientarse en contra del viento, independientemente de sí se trata de una turbina corriente abajo o corriente arriba. Por otro lado, esto significa que las palas serán torsionadas hacia ambos lados en la dirección de "flap" (dirección perpendicular al plano del rotor) a cada vuelta del rotor. Por tanto, las turbinas eólicas que estén funcionando con un error de orientación estarán sujetas a mayores cargas de fatiga que las orientadas en una dirección perpendicular al viento.

Contador de la torsión de los cables

Los cables llevan la corriente desde el generador de la turbina eólica hacia abajo a lo largo de la torre. Sin embargo, los cables estarán cada vez más torsionados si la turbina, por accidente, se sigue orientando en el mismo sentido durante un largo periodo de tiempo. Así pues, los aerogeneradores están equipados con un contador de la torsión en los cables que avisará al controlador de cuando es necesario desenrollarlos.

Por tanto, es posible que alguna vez vea una turbina que parezca que haya perdido los estribos, orientándose continuamente en la misma dirección durante cinco vueltas. Como en los otros equipos de seguridad en la turbina, el sistema es redundante. En este caso, la turbina está equipada también con un final de carrera que se activa cuando los cables se torsionan demasiado.

Sistema de seguridad para evitar la torsión de los cables

TEMA 4

AEROGENERADORES

4.0.- Elementos de los aerogeneradores **93**
4.1.- La góndola **94**
4.2.- El rotor **94**
4.2.1.- Las palas del rotor **95**
4.2.1.1.- Materiales de la pala del rotor **100**
4.2.1.2.- Las palas y el control de potencia **110**
4.2.1.3.- Características de las palas **111**
4.2.2.- El buje del rotor **115**
4.3.- El tren de potencia **117**
4.3.1.- Eje principal de transmisión **119**
4.3.2.- Multiplicadores para aerogeneradores **122**
4.3.2.1.- Filtración de aceite en grandes aerogeneradores .. **128**
4.4.-Generadores de turbinas eólicas **132**
4.4.1.- Generadores síncronos **133**
4.4.2.- Cambio de la velocidad del giro del generador **137**
4.4.3.- Generadores asíncronos **138**
4.4.4.- Cambio del número de polos del generador **142**
4.4.5.- Generadores de deslizamiento variable **143**
4.4.6.- Conexión indirecta a red de aerogeneradores **145**
4.4.7.- Generador de corriente contínua **148**
4.4.8.- I+D del generador eléctrico **148**
4.4.8.1.- Aerogenerador de 750 directamente acoplado. **149**
4.4.8.2.- Windformer **152**

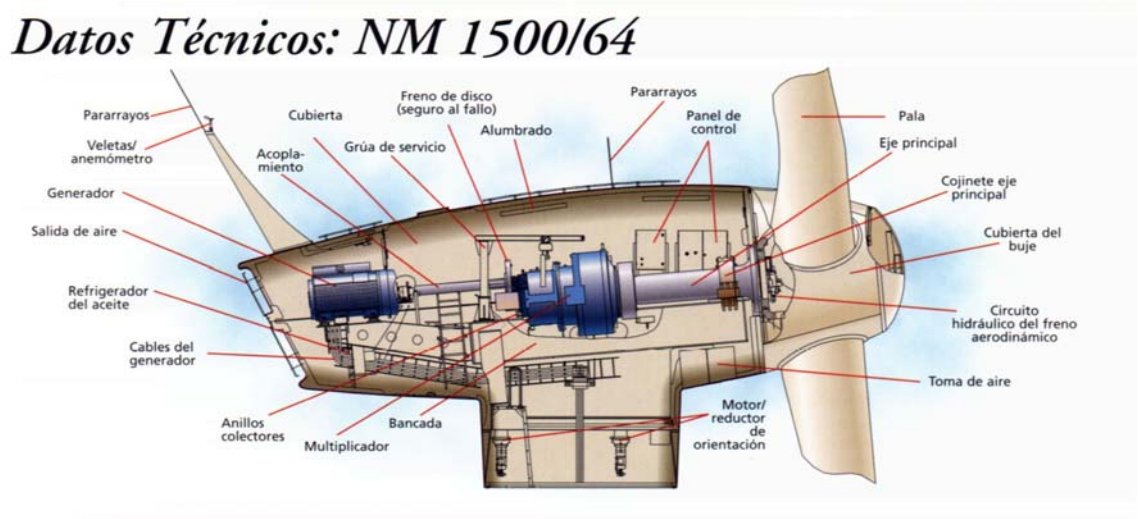
4.5.- Sistemas hidráulicos **156**
4.6.- Torres de aerogeneradores **166**
4.6.1.- Fabricación de torres **168**
4.6.2.- Soldadura de las torres **169**
4.6.3.- Instalación y ensamblaje de las torres **170**
4.7.- Sistema de control **172**

4.0. - Elementos de los aerogeneradores

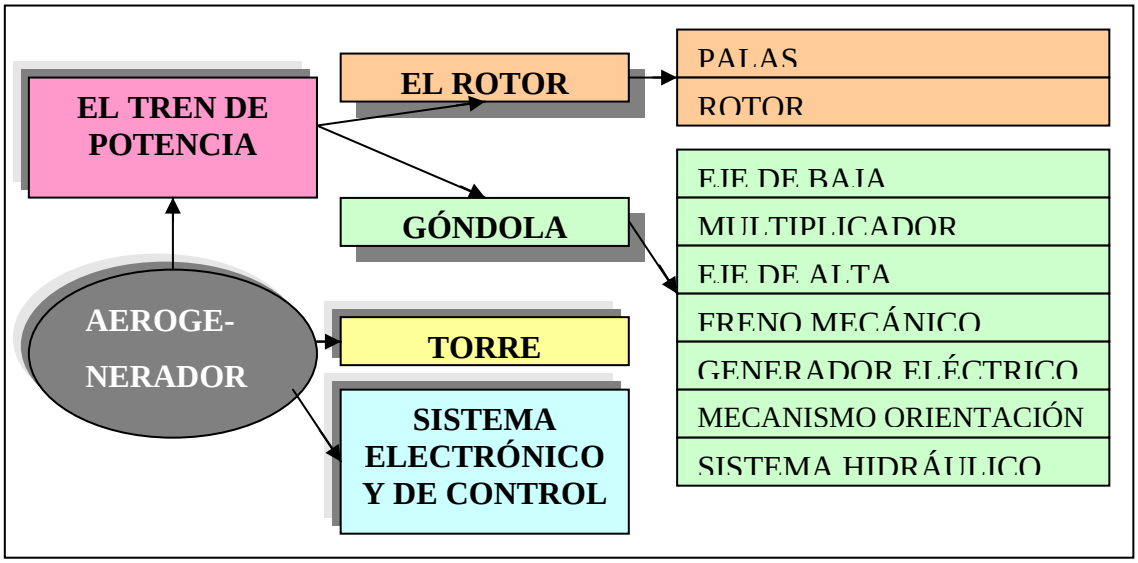
Para el correcto aprovechamiento de la energía eólica y su transformación en energía eléctrica, nos servimos de los aerogeneradores. Estos artefactos, que podemos ver con frecuencia en nuestro entorno, están compuestos de muchos y variados elementos. La figura muestra la representación del modelo de Neg-Micon (NM 1500/64), obtenida de un catálogo publicitario de la marca.

Las variaciones existentes entre la ilustración y los modelos montados por los diferentes tecnólogos que operan en el mercado actual son muy pocas, por lo que en lo sucesivo nos referiremos al modelo tripala de eje horizontal mostrado.

Algunos elementos, tales como la veleta y el anemómetro, ya fueron explicados en apartados del tema 2.



A continuación se clasifican y se explica el funcionamiento de dichas partes del aerogenerador, que serían:



4.1.- La góndola, nacelle, barquilla o capota

Está constituida por un chasis (bancada) y una capota. Es el habitáculo de todos los sistemas esenciales del aerogenerador, y en ella se albergan desde el multiplicador hasta el mecanismo de control electrónico, que definiremos más adelante. Esta carcasa, generalmente fabricada en fibra de vidrio o poliéster reforzado con fibra de vidrio y acolchada en su interior para la reducción de ruidos, protege los elementos claves de las inclemencias metereológicas, y sirve también para la colocación de los sistemas auxiliares como son el alumbrado, las tomas de corriente... Sobre el chasis, fabricado en acero fundido o chapas soldadas, se colocan todos los elementos esenciales que conforman un aerogenerador.

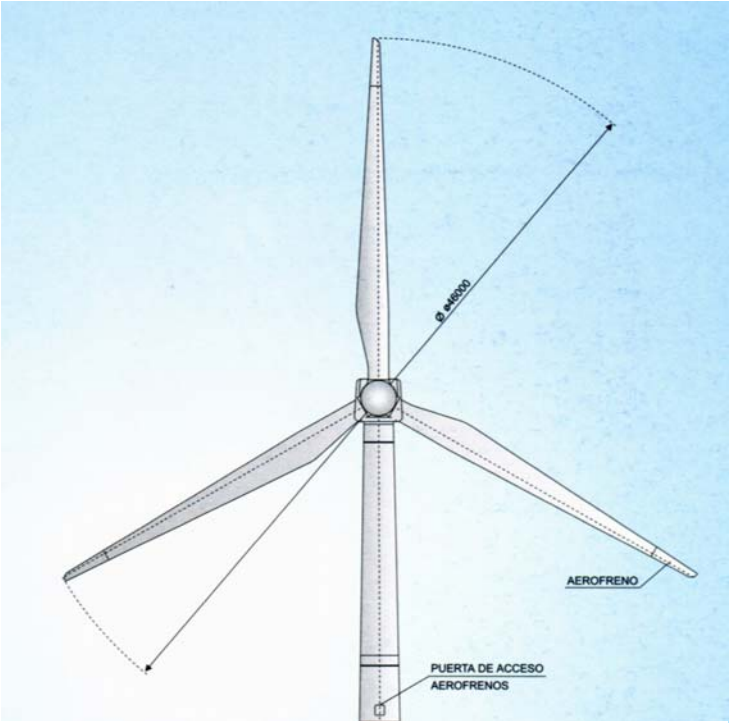
Si hacemos un símil automovilístico, podríamos compararla a la carrocería de cualquier vehículo, que desde una perspectiva externa es lo primero que vemos y donde los fabricantes insertan sus logotipos o marcas identificativas y/o informativas.

Suelen tener capacidad para 3 ó 4 personas en su interior. Algunas, como el modelo de Neg-Micon, es preciso abrirlas como las conchas de un bivalvo, para facilitar la estancia en su interior, lo que no es siempre factible con todas las velocidades de viento.

En su parte superior suele instalarse el anemómetro y la veleta, captando éstos la información relativa al viento que incide sobre el aerogenerador, y enviándola al sistema de control.

Para su servicio y mantenimiento, el personal encargado puede acceder a ella por el interior de la torre, por medio de unas escaleras o ascensor, cuando ésta tiene una altura considerable, que puede llegar a los 80 m en máquinas de 2 mW.

Suele tener una oscilación muy perceptible, sobre todo con vientos racheados y al disparar el grupo (paro no suave). Su movimiento depende también de la altura y tipo de torre.



ROTOR: Palas y buje (círculo central)

4.2.- El rotor

Es la parte más importante del aerogenerador, puesto que con él somos capaces de extraer la energía cinética del viento y transformarla en energía mecánica (de rotación). Está compuesto por las palas del rotor y el buje, que están situados a barlovento (enfrentados al viento) de la torre y de la góndola en

la mayoría de aerogeneradores modernos. Esto se hace sobre todo porque la corriente de aire tras la torre, tal y como se explicó en la sección "Maquinas con rotor a barlovento" del tema 3, es muy irregular (turbulenta), con las consiguientes cargas de fatiga a que se verían sometidas las palas.

Las características más comunes de esta parte del aerogenerador son: el **diámetro**, que especifica el área barrida (*A*) en dirección perpendicular al viento incidente; el **número de palas**, que generalmente son tres; la **velocidad angular** expresada en revoluciones por minuto (r.p.m.), indicativo de la **velocidad lineal** que llevarán las puntas de las palas (**nivel de ruido**); y la orientación con respecto al viento circundante, que puede ser a sotavento (a favor del viento) o a barlovento (en contra del viento, enfrentado a él), que, como hemos dicho en el párrafo anterior, será la orientación típica de los modernos aerogeneradores.}

$$A = \frac{\pi \cdot D^2}{4} (m^2)$$

$$v_{punta}(km/h) = v_{punta}(m/s) \cdot 3{,}6$$

$$v_{punta} = \omega_{angular} \cdot r_{adio} = \frac{revol.}{\min} \frac{1\min}{60seg} \frac{2 \cdot \pi_{radian}}{1revol.} \times \underset{r=D/2}{m} = \frac{rpm \cdot 2\pi \cdot D}{120} (m/s)$$

w

Donde: v_{punta}=velocidad lineal en la punta de la pala (m/s)
$\omega_{angular}$=velocidad angular en (r.p.m.)→(rad/s)
r_{adio}=mitad del diámetro del rotor (m)

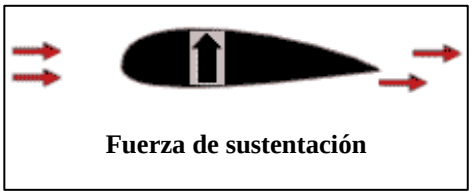
4.2.1.- Las palas del rotor

Las palas o aspas son las encargadas de captar la energía cinética que transporta el viento cuando éste las encuentra en su trayectoria, volcándola en el buje en forma de movimiento rotacional.

En realidad, no se trata simplemente de moléculas de aire que chocan contra la parte delantera de las palas del rotor. Los aerogeneradores modernos toman prestada de los aviones y los helicópteros tecnología ya conocida, además de tener algunos trucos propios más avanzados, ya que los aerogeneradores trabajan en un entorno realmente muy diferente, con cambios en las velocidades y en las direcciones del viento.

Principio de sustentación

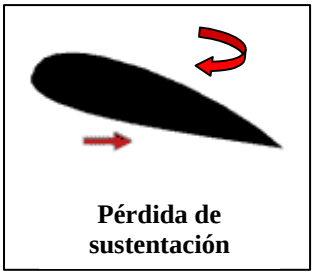
Una de las leyes fundamentales que rigen el movimiento de los fluidos es el **Teorema de Bernoulli**, que relaciona un aumento en la velocidad de flujo con una disminución de la presión y viceversa. Este teorema explica, por ejemplo, la fuerza de sustentación que actúa sobre



el ala de un avión en vuelo. Un ala (plano aerodinámico) está diseñada de forma que el aire fluya más rápidamente sobre la superficie superior que sobre la inferior, lo que provoca una disminución de presión en la superficie de arriba con respecto a la de abajo. Esta diferencia de presiones proporciona la fuerza de sustentación que mantiene el avión en vuelo. La sustentación es perpendicular a la dirección del viento

Los coches de carrera son muy bajos con el fin de que el aire se desplace a gran velocidad por el estrecho espacio entre la carrocería y el suelo. Esto reduce la presión debajo del vehículo y lo aprieta con fuerza hacia abajo, lo que mejora el agarre. Estos coches también llevan en su parte trasera un plano aerodinámico con forma de ala invertida para aumentar la fuerza contra el suelo.

Pérdida de sustentación



Pérdida de sustentación

La sustentación producida en un ala (superficie aerodinámica) es directamente proporcional al área total expuesta al flujo de aire y al cuadrado de la velocidad con que ese flujo incide en ella. También es proporcional, para valores medios, a la inclinación del ángulo de ataque del eje de la superficie de sustentación respecto al de la corriente de aire. Para ángulos superiores a 14 grados, la sustentación cambia con rapidez, hasta llegar a la pérdida total, cuando, por efecto de esos valores, el aire se mueve produciendo torbellinos en la superficie de las alas. Esto mismo se puede observar en el vuelo de las aves cuando éstas tratan de posarse en el suelo. La turbulencia es creada en la **cara posterior** del ala en relación con la corriente de aire. En esta situación se dice que el perfil aerodinámico ha entrado en pérdida.

La pérdida de sustentación puede ser provocada si la superficie del ala del avión (o la pala del rotor de un aerogenerador) no es completamente uniforme y lisa. Una mella en el ala o en la pala del rotor, o un trozo de cinta adhesiva, puede ser suficiente para iniciar una turbulencia en la parte trasera, incluso si el ángulo de ataque es bastante pequeño (<10º). Obviamente, los diseñadores de aviones intentan evitar la pérdida de la misma a toda costa, ya que un avión sin la sustentación de sus alas caerá como si fuera una piedra; pero los **diseñadores de aerogeneradores hacen uso deliberado de este fenómeno para controlar la potencia generada** (este tema es tratado en el apartado de "Control de potencia").

Resistencia aerodinámica

Está producida por la fricción que se opone a que los objetos se muevan en el aire. Depende de la forma del objeto y de la rugosidad de su superficie. Se puede reducir mediante perfiles muy aerodinámicos de las alas del avión (o aspas del aerogenerador). Hay diseños que incorporan elementos para reducir la fricción, y así se consigue que el aire que fluye en contacto con las alas mantenga el llamado flujo laminar cuando se desliza sobre ellas sin producir torbellinos.

La resistencia aerodinámica normalmente aumentará si el área orientada en la dirección del movimiento aumenta.

Por otro lado, Newton estableció una fórmula aproximada para evaluar la fuerza de rozamiento que aparece en el movimiento de un cuerpo inmerso en un fluido. Esta fuerza F_R puede deducirse si suponemos un cilindro de base *A*, que se mueve en un fluido de densidad ρ, con una velocidad *v*, de dirección perpendicular a su base; en su movimiento debe desplazar una masa de aire *m*, que ocupa un volumen *V*, en una longitud *e*, para lo que necesita comunicarle una energía cinética definida por:

$$Ec = \frac{1}{2} m \cdot v^2 = \frac{1}{2} V \cdot \rho \cdot v^2 = \frac{1}{2} A \cdot e \cdot \rho \cdot v^2 \qquad [4.1]$$

El cilindro realiza un trabajo *W*, que depende de la magnitud de su desplazamiento *e*, según:

$$W = F_R \cdot e \qquad [4.2]$$

Y como el trabajo realizado y la energía cinética aportada deben ser iguales, entonces se deduce, igualando las dos expresiones anteriores, que:

$$\frac{1}{2} A \cdot e \cdot \rho \cdot v^2 = F_R \cdot e \qquad [4.3]$$

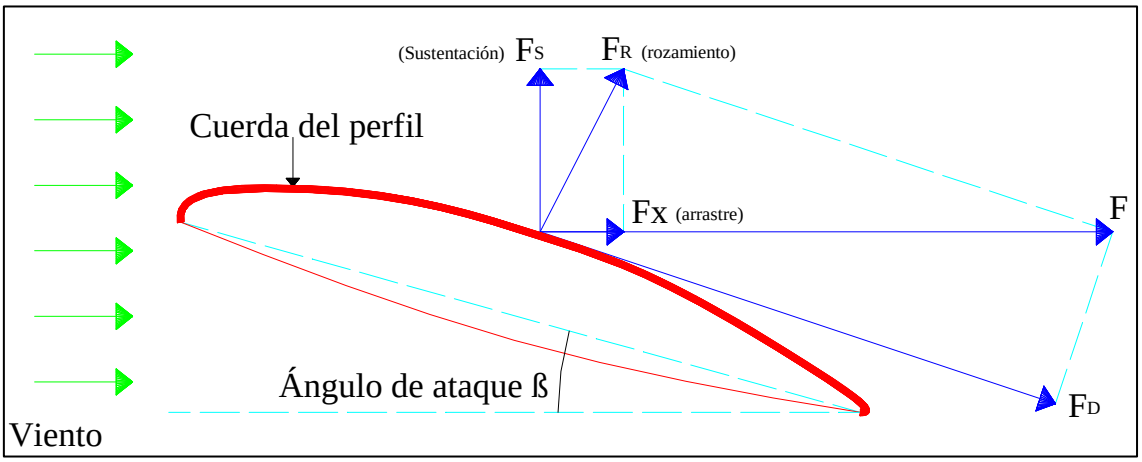
$$F_R = \frac{1}{2} \rho \cdot v^2 \cdot A \qquad [4.4]$$

De la que se extrae la expresión de la fuerza de rozamiento:

Para otro cuerpo diferente, el valor de esta fuerza dependerá de su geometría; esta dependencia se refleja en el llamado **coeficiente de forma** *C*, y la expresión queda como sigue:

$$F_R = \frac{1}{2} C \cdot \rho \cdot v^2 \cdot A \qquad [4.5]$$

Según lo anterior, cuando interaccionan la pala de un generador eólico y la corriente fluida de aire aparece una fuerza de rozamiento F_R, que por definición es perpendicular a la cuerda del perfil en el punto de aplicación, como puede verse en la siguiente figura.



Esta fuerza de rozamiento puede descomponerse en dos componentes: uno, la fuerza F_S o sustentación; otro, la F_X o arrastre, que para una pala real se define como:

$$F_R = \frac{1}{2} C_R \cdot \rho \cdot v^2 \cdot A \qquad [4.6]$$

$$F_X = \frac{1}{2} C_X \cdot \rho \cdot v^2 \cdot A \qquad [4.7]$$

$$F_S = \frac{1}{2} C_S \cdot \rho \cdot v^2 \cdot A \qquad [4.8]$$

Donde intervienen los **coeficientes aerodinámicos adimensionales típicos de cada perfil**, y que dependen del ángulo de ataque ß. El valor de estos coeficientes se determina experimentalmente y se representan de forma gráfica en función del ángulo ß, formando unas curvas llamadas polares. Por el teorema de Pitágoras vemos que:

$$F_R^2 = F_X^2 + F_S^2 \qquad [4.9]$$

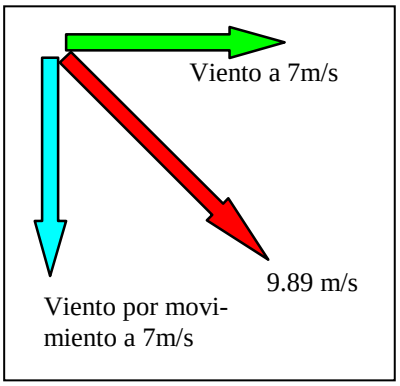
Y, por tanto, se deduce también que:

$$C_R^2 = C_X^2 + C_S^2 \qquad [4.10]$$

Velocidad resultante: suma de la del viento y el objeto en movimiento

Cuando la velocidad del viento impacta sobre un objeto en reposo, la fuerza de rozamiento tiende a desplazar al objeto en la dirección del viento (p.ej. la veleta de la que hemos hablado en el tema 1). En el caso de que el objeto se encuentre en movimiento con una velocidad determinada y esté también sometido a la acción del viento en dirección perpendicular al desplazamiento, la orientación que tomará dicho objeto estará relacionada con los dos fenómenos: viento y velocidad. Por ejemplo, supongamos que tenemos instalada una veleta en el techo de nuestro automóvil. Como se dijo anteriormente, si éste está en reposo, la veleta indicará la dirección del viento en ese punto, que podría ser de dirección Oeste a 7 m/s (lado izquierdo del vehículo -flecha verde-).

En las condiciones anteriores, si ponemos el automóvil en movimiento, por ejemplo a 7 m/s (25,2 Km/h) en dirección Norte (avanzamos), la indicación marcada por la veleta será la Noroeste (45º) con una velocidad de 9,89 m/s (flecha roja). La explicación la podemos encontrar en la figura, donde la flecha azul indica la componente del viento debido a la velocidad del vehículo.



La velocidad resultante se obtiene por la fórmula de Pitágoras $9.89 = \sqrt{7^2 + 7^2}$, y la dirección de 45º(Noroeste) se consigue fácilmente por trigonometría.

La sustentación, la fuerza que provoca el giro

Tal y como se ha explicado anteriormente, la sustentación es la fuerza que mantiene en el aire a los aviones y helicópteros. Pues bien, en los próximos párrafos se intentará explicar que también es la encargada de **provocar el giro en las palas** de un generador eólico.

Ya sabemos que la velocidad resultante de un objeto en movimiento es la composición de la velocidad del viento y la que lleve dicho objeto en el punto considerado. Sin embargo, como las palas de un aerogenerador eólico están en movimiento rotacional, la velocidad lineal en cada punto de la pala será diferente y estará en función del radio de la circunferencia que describa. Este efecto queda explicado por la fórmula:

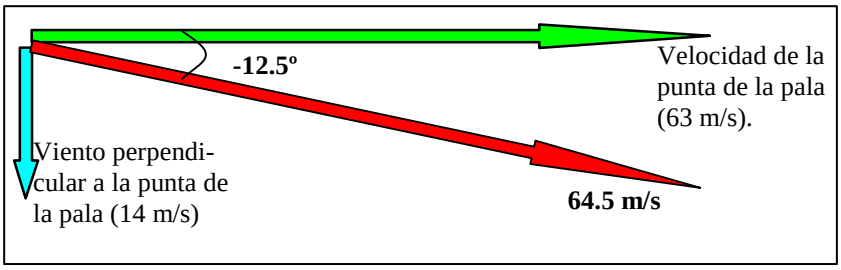
$$v_{lineal} = \omega_{angular} \cdot r_{adio}$$

Es decir, dado que la mayoría de las turbinas tienen una velocidad de giro constante, ésta en el extremo de las palas del rotor, está típicamente alrededor de 63 m/s (230 km/h), mientras que en el centro del buje es nula. A un cuarto de la longitud de la pala, la velocidad de rotación será entonces de 16 m/s (58 km/h).

Atendiendo a lo expuesto, y considerando que la pala se ha calculado para extraer del viento la energía nominal a 14 m/s (p.ej.), la velocidad resultante en el extremo de la pala será:

$$64.5 = \sqrt{(-14)^2 + 63^2}$$

$$-12.5^o = arctg\left(\frac{-14}{63}\right)$$

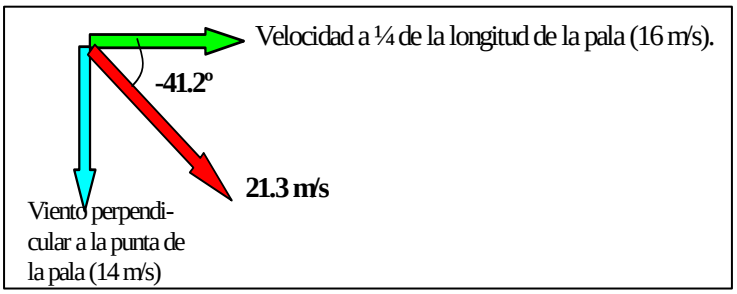


La flecha roja indica la velocidad resultante que obtenemos por composición de la velocidad en el extremo de la pala y la que trae el viento circundante, que será de aplicación perpendicular al giro del rotor, siempre y en todo momento, gracias al sistema de orientación automático. Esta flecha indica una velocidad de **64,54 m/s**, tangente a la trayectoria circular, con un ángulo de **–12,54º** con respecto a la dirección de giro del rotor.

Ahora haremos lo mismo para una distancia de la cuarta parte de la longitud de la pala, y obtendremos:

$$21.3 = \sqrt{(-14)^2 + 16^2}$$

$$-41.2^o = arctg\left(\frac{-14}{16}\right)$$

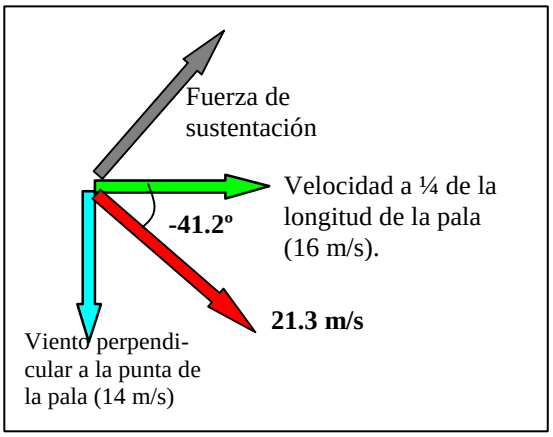


Como podemos observar, la intensidad y dirección de la velocidad compuesta resultante va variando en función de la longitud de la pala que consideremos, para la misma velocidad de viento circundante (14 m/s). En este caso la flecha roja indica tan sólo 21,3 m/s de velocidad resultante, con una dirección de 41,2º con la horizontal.

Si observamos las dos ilustraciones anteriores podemos ver cómo el ángulo de ataque del viento cambia más bruscamente en la base de la pala que en su extremo. Si el viento llega a ser lo suficientemente fuerte como para que se produzca la pérdida de sustentación, este fenómeno empezará en la base de la pala.

El movimiento giratorio que realizan las palas sobre el eje de un aerogenerador eólico se debe a la fuerza de rozamiento que produce el paso del aire por la superficie de la aspa. La componente de sustentación de esta fuerza es la que crea el momento (par) de giro (ver figura del apartado "Resistencia aerodinámica").

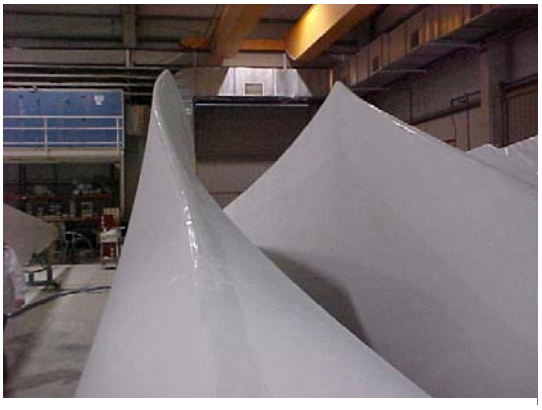
La sustentación (flecha gris) es perpendicular a la resultante del viento (flecha roja). Tal y como puede observar, la sustentación empuja la pala parcialmente en la dirección que nosotros queremos, es decir, hacia la derecha. Sin embargo, aunque también la dobla otro tanto en el sentido contrario a la dirección del viento (que también nos interesa para reducir el empuje sobre el buje), la fuerza de arrastre contrarresta este efecto, y tiende además a curvar la pala en el sentido de viento (hacia la torre) para velocidades altas.



Necesidad de curvatura de las palas

Las palas del rotor de los grandes aerogeneradores están siempre curvadas en sentido longitudinal.

Visto desde la pala del rotor, el viento llegará desde un ángulo mucho mayor (más desde la dirección general del viento en el paisaje) conforme nos acercamos al centro del rotor y a la base de la pala, tal y como se ha visto anteriormente.



Curvatura de las palas (cortesía Fiberblade)

Como quedó explicado en la sección sobre "Pérdida de sustentación", la pala de un rotor dejará de proporcionar sustentación si el viento llega con un ángulo de ataque demasiado grande (≈14º).

Así, pues, la pala del rotor tiene que estar **curvada**, con el fin de que **el ángulo de ataque del viento resultante con respecto a ella sea aproximadamente el mismo en todos los puntos del perfil alar** (la pérdida de sustentación comienza antes por la

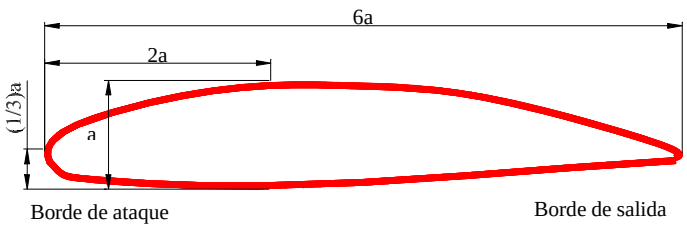
base del aspa), y la parte posterior sea empujada en la dirección del viento que está soplando en el entorno.

Secciones transversales de los perfiles de las palas del rotor

Como puede verse, las palas del rotor de un aerogenerador se parecen mucho a las alas de un avión. De hecho, sus diseñadores usan a menudo perfiles clásicos, empleados en la aeronáutica, como sección transversal de la parte más exterior de la pala.

Nomenclatura del perfil alar.

Sin embargo, los perfiles gruesos de la parte más interior de la pala suelen estar específicamente diseñados para turbinas eólicas. Su elección conlleva una solución de compromiso entre unas características adecuadas de sustentación y pérdida de sustentación, y la habilidad del perfil para funcionar bien, incluso si hay algo de suciedad en su superficie, lo cual puede ser un problema en áreas en las que llueve poco.



Cotas generales de un perfil aerodinámico

Este compromiso debe respetar también el autoarranque de la máquina, que se iniciará gracias al moldeo del perfil en la base de la pala (1er cuarto de la longitud total desde la raíz). Este apartado se tratará más adelante en este mismo capítulo, después del control de potencia.

La forma más cómoda de mostrar estas consecuencias es a través del par aerodinámico sobre las palas y, más concretamente, a través de la fuerza de sustentación que lo origina. Estas fuerzas, para una geometría de álabe y una velocidad de viento determinadas, dependen únicamente de su área y de su velocidad. Como esta última se incrementa conforme va aumentando el radio, el módulo de la fuerza y, por tanto, el módulo del par también lo hacen. Para evitar que la energía perdida en la estela se dispare es necesario, entonces, limitar el valor del par conforme se van tomando puntos de la pala cada vez más alejados del buje, y así mantener estos valores dentro del rango admisible. Lógicamente, para conseguir este objetivo es necesario disminuir el área de las palas. Para una sustentación constante a lo largo de toda la envergadura de la pala es preciso ir disminuyendo el valor de la cuerda del perfil en cada sección, para así reducir su área. Ésta, como resultado, va sufriendo un estrechamiento desde su raíz hasta su extremo.

Cuando hablamos de la energía perdida en la estela, nos referimos a que si se quiere maximizar la cantidad de energía aprovechada del viento; un efecto muy importante a tener en cuenta es la incidencia sobre la trayectoria de las líneas fluidas del aire por la acción de las palas sobre ellas. Dado que un aerogenerador produce energía a partir de la fuerza del viento, cuando éste impacta en la turbina debe tener un contenido

energético menor que el que llega a ella. Esto se deduce directamente del hecho de que **la energía ni se crea ni se destruye**.

Un aerogenerador siempre va a proyectar un **abrigo** en la dirección a del viento.

Efecto de la estela

De hecho, habrá una **estela** tras la turbina, es decir, una larga cola de viento bastante turbulenta y ralentizada en forma de espiral, si se compara con el viento que llega a la turbina. Cuanto menor sea ese efecto, menor será la energía de la estela y mayor será la energía aprovechada en el rotor.

Espesores a lo largo del perfil

Son consideraciones de carácter aerodinámico y de **resistencia de materiales** las que condicionan la distribución de espesores a lo largo del perfil. Precisamente, las limitaciones derivadas de esta última consideración son las que impiden fabricar palas con un espesor óptimo en lo que se refiere a la eficiencia aerodinámica de la pala. De ahí que en aquellas secciones situadas en la zona más extensa, donde hay una mayor contribución al par, el espesor, aunque no sea el ideal, ha de estar próximo al óptimo. En cambio, para aquellas zonas de la pala próximas a la raíz, la importancia de mantener una distribución cercana a la óptima es mucho menor, por lo que el criterio que se sigue es el de tener una transición suave con la brida que los une al buje de la máquina.

La solidez de la turbina

Llegados a este punto es necesario hacer un inciso para explicar el significado de este nuevo término geométrico. La solidez de la turbina se define como la relación entre el área ocupada por las palas y el área barrida por ellas durante su giro; es el parámetro adimensional principal que describe la geometría del rotor, y de ahí su importancia. Sin embargo, aunque su definición correcta sea ésta, en la práctica suele simplificarse y reducirse a la expresión siguiente:

$$\gamma = \frac{N \cdot c}{2 \cdot \pi \cdot R} \qquad [4.11]$$

donde ***N*** es el número de palas del rotor, ***c*** la cuerda media de las palas y ***R*** el radio del rotor.

Un ejemplo de máquinas que presentan una solidez elevada son los antiguos molinos de viento americanos, con valores cercanos al 80%. Estas máquinas, pensadas para bombear agua con vientos suaves, alcanzan unos valores de par elevados en el eje, confirmando lo dicho anteriormente. No obstante, esto no quiere decir que este tipo de máquinas, de solidez elevada, sean más productivas que otros modelos como los que existen actualmente, en los que se montan dos o tres palas esbeltas en el rotor. Si realmente ocurriese esto, el rotor óptimo sería aquel que cubriría con palas toda su superficie, lo que equivaldría a un disco sólido. Con este modelo de rotor, el viento tendería más a circular por su periferia que a atravesarlo, de modo que como primera consideración puede deducirse que esta afirmación no es cierta en su extremo. Albert Betz, un pionero en los estudios teóricos relacionados con la energía eólica, demostró matemáticamente que existe un equilibrio óptimo entre la cantidad de viento que circula a través del rotor y la que actúa sobre las palas ("Teoría de Betz" en el tema 1).

Solidez 80%

Solidez 15%

Autoarranque de la máquina

Otra de las cuestiones de las que también se habla a la hora de reflexionar sobre el diseño de perfil es la capacidad de autoarranque de la máquina a velocidades bajas. Los rotores de solidez baja tienen en este punto un pequeño problema, pues su capacidad de hacerlo es muy reducida. Algunos diseñadores suplen esta carencia con sistemas mecánicos adicionales que permiten un arranque fácil del rotor y que elevan su velocidad de giro hasta unos valores en los que éste ya puede valerse por sí solo; sin embargo, por lo general, la solución adoptada pasa por sacrificar parte de la eficiencia del rotor, apoyándose en unas determinadas distribuciones de la torsión y de la cuerda a lo largo de la pala. Por ejemplo, en turbinas de paso fijo, el efecto de la torsión en la zona de la raíz es altamente beneficioso.

Zona de mayor contribución al autoarranque

4.2.1.1.- Materiales de la pala del rotor

Los materiales han sido desde siempre una de las trabas fundamentales para el desarrollo y la mejora de muchos de los diseños realizados por el hombre. En el diseño de las palas de los aerogeneradores, la selección del material empleado ha sido una de las limitaciones en el desarrollo e implantación de esta forma de aprovechamiento energético. Las características y exigencias de los esfuerzos que aparecen sobre el rotor de este tipo de máquinas han sido, y siguen siendo, uno de los obstáculos básicos.

La mayoría de las modernas palas de rotor de grandes aerogeneradores están fabricadas con plástico *GRP*, es decir, poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio.

Utilizar fibra de carbono o aramidas *(Kevlar)* como material de refuerzo es otra posibilidad, pero normalmente estas palas son antieconómicas para grandes aerogeneradores.

Los materiales compuestos (composites) de madera, madera-epoxy o madera-fibra-epoxy, aún no han penetrado en el mercado de las palas de rotor, aunque existe un desarrollo continuado en esa área. Las aleaciones de acero y de aluminio tienen problemas de peso y de fatiga del metal, respectivamente. En la actualidad sólo son utilizados en aerogeneradores muy pequeños.

La madera

Dentro del abanico de materiales utilizados para la fabricación de palas, la madera ha sido la solución más popular de todas las empleadas. Su predominio en este campo ha estado ligado, sobre todo, a aquellos diseños más primitivos de turbinas eólicas como, por ejemplo, los antiguos molinos multipala americanos del siglo pasado.

Las tendencias de diseño se han orientado a la **producción de energía eléctrica** como objetivo básico en las últimas décadas, y como tal existen multitud de datos que vienen a confirmar este objetivo en un futuro. Puede decirse que casi ha monopolizado todos los diseños.

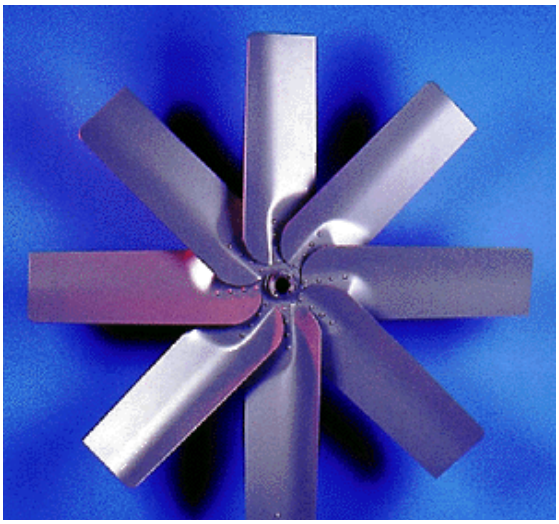
Hélice de madera

Por causa de las necesidades impuestas por este tipo de aplicación, la madera como material en sí no ha sido capaz de satisfacerlas y, en concordancia con este hecho, su importancia se ha eclipsado. De hecho, en la actualidad su campo de acción se restringe, únicamente, a máquinas de pequeño tamaño, donde constituye una buena alternativa.

Entre las razones que justifican el uso de la madera en esta aplicación destacan, sobre todo, sus excelentes características de rigidez y de resistencia a la fatiga, cualidades muy importantes por la propia naturaleza de la aplicación. La estructura interna del propio material, organizada básicamente como una serie de fibras principales alineadas unidireccionalmente, es la que le confiere este comportamiento. Asimismo, conviene no olvidar otra de las características importantes que también presenta este material, sobre todo de cara a realizar nuevos diseños de perfiles, ya que permite realizar sobre ella formas complejas.

El acero. Pesado y fatigable

El siguiente paso dentro del proceso evolutivo fue la adopción del acero como materia prima para la construcción de las palas.



Hélice de acero en Y

Cronológicamente, fue justo a finales del siglo pasado cuando se comenzó a introducir su uso en temas de energía eólica, ya que en ese momento se empezaron a sustituir las palas de madera de los primeros molinos multipala por otras hechas con este material. Sin embargo, su verdadera importancia no la alcanzó hasta que no se comenzaron a desarrollar los aerogeneradores.

Dentro de las ventajas que justifican su utilización en esta aplicación destacan fundamentalmente su resistencia y su precio, pero sobre todo destaca el hecho de que se trata de un material básico en las sociedades desarrolladas durante estos dos últimos siglos, lo que ha permitido recabar gran cantidad de información sobre sus características y propiedades y establecer infinidad de modelos teóricos para explicar su comportamiento bajo las más diferentes condiciones. De hecho, entre sus ventajas conviene citar, asimismo, su menor coste de mecanizado en comparación con el de otras opciones existentes.

Por todas estas razones es un material que se ha venido utilizando para la fabricación de palas . Ejemplos de ello son los diferentes modelos de Boeing de 91 y 98 m de diámetro.

Sin embargo, a pesar de todas estas ventajas, su uso en la actualidad se encuentra muy limitado. El motivo fundamental de que la situación hoy en día sea otra bien distinta de la que se podría prever, si se tienen en cuenta estas ventajas, radica en el mayor peso relativo de este tipo de palas en comparación con las fabricadas con otros materiales y, más concretamente, en la importancia que posee el propio peso de la pala como causa principal de los fallos de fatiga que en ella se producen, importancia que será tanto mayor cuanto más grande sea el tamaño de la pala. En circunstancias normales casi se puede afirmar que su uso está descartado.

En menor medida, entre sus otros inconvenientes, también conviene destacar las dificultades para elaborar formas complejas y la necesidad de revestirlo, tanto interior como exteriormente, de una protección superficial que evite la corrosión del metal.

En vista de los inconvenientes hallados, los diseñadores de palas pensaron en un sustituto para el acero. El material escogido fue el aluminio.

El aluminio. Demasiado fatigable

La introducción de este metal supuso la solución del mayor de los inconvenientes que presentaban las palas de acero, su peso, resultado de su elevada densidad. Precisamente la mayor virtud del aluminio radicaba en este punto. De todos es conocido el hecho de que se trata de un metal muy ligero. Sin embargo, su utilización se vio obstaculizada y finalmente interrumpida por dos inconvenientes que antes no lo eran: su precio, excesivamente elevado; y, sobre todo, su baja capacidad de resistencia a los

fallos por fatiga. Este último factor ha sido la causa de que el aluminio se considere un metal con fallos constantes en esta clase de aplicación. Un ejemplo claro de este comportamiento reiterativo se encuentra en California, donde la mayoría de los fallos ocurridos en aerogeneradores de eje vertical modelo Darrieus se han achacado a este factor.

El composite. La revolución

Después de estos experimentos con metales, la introducción de un concepto de material nuevo para estos fines , el composite, supuso una auténtica revolución dentro de este mundo. De hecho, hoy en día el mercado mundial de palas está basado, casi en su totalidad, en este tipo de construcción. Se puede decir que la palabra clave dentro de esta aplicación, en lo que se refiere a los materiales, es el composite.

Pala de 40 m. fabricada en composites de GRP.

Los composites construidos con fibra de vidrio son, de lejos, los más empleados, y dentro de éstos destacan, especialmente, los fabricados por una empresa danesa, LM Composites A/S, la cual hasta el año 95 había fabricado las palas para más del 50% de la potencia nominal instalada en aerogeneradores.

Con respecto a los composites de fibra de vidrio, hay que decir que están construidos con un refuerzo de resina de poliéster. Normalmente, para una misma pala, suelen emplearse varios tipos de diferentes fibras.

Entre sus ventajas destacan, fundamentalmente, su resistencia, su precio relativamente bajo y sus buenas características de resistencia a la fatiga, cualidades básicas para este uso. Asimismo, también permite una gran variedad en los diseños de la pala y en los procesos de fabricación.

Molde de la concha a barlovento. Cortesía Fiberblade.

En referencia a esto último, señalar que la mayoría de los procesos seguidos para construirlos están basados en las técnicas de fabricación usadas para la construcción de barcos con casco de fibra de vidrio, y, de hecho, han sido adaptadas con éxito para esta finalidad por compañías danesas, alemanas y americanas. A grandes rasgos lo que se suele hacer es, sobre unos moldes que permiten reproducir la cara superior e inferior de la

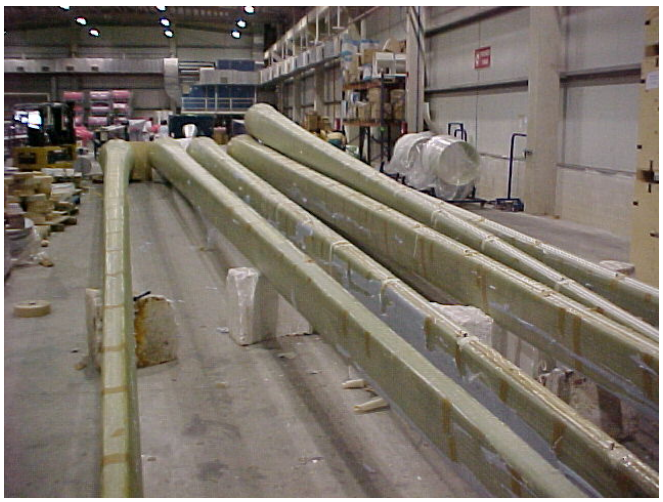
pala, colocar una capa de fibra de vidrio a modo de mantel en cada uno de ellos, para posteriormente ir colocando sobre ésta sucesivas capas de fibra de vidrio, las cuales están separadas y unidas entre sí por capas de resina de poliéster. Una vez que se han rellenado los moldes, es entonces cuando se añaden unos rigidizadores estructurales y una barra longitudinal (vigas) a lo largo de la longitud de la pala, para luego proceder, finalmente, a pegar las dos partes y formar la pala completa. La casi totalidad de las empresas europeas dedicadas a este tema usan variantes de esta técnica.

En la descripción de este proceso de fabricación es donde puede verse claramente lo citado en los párrafos precedentes referidos al concepto del composite, su heterogeneidad. Se ve como ésta viene dada por la unión alternativa de capas de materiales diferentes.

Como característica más peculiar de este sistema es necesario señalar la necesidad de un elevado porcentaje de trabajo manual en alguno de los procesos implicados, sobre todo el referido a la formación del composite en el molde. Durante este proceso las láminas de fibra de vidrio se colocan manualmente sobre la capa de resina de poliéster extendida anteriormente con una especie de rodillos, con los que se asegura, además, la inexistencia de irregularidades entre capas del composite, como pueden ser burbujas de aire. A pesar de que este proceso no resulta caro, tiene una contrapartida importante, y es que reduce en gran medida la capacidad del proceso para su automatización.

Trabajo manual sobre un molde (concha)

En relación con las barras longitudinales (vigas) que se instalan en el interior de las palas, hay que señalar que están fabricadas, habitualmente, con fibra de vidrio en lugar de hacerlo con acero, cuyo éxito es muy limitado. Asimismo, su modo de elaboración también ha sido usado para la fabricación de palas, aunque esto no es lo común. En este proceso las fibras de vidrio se hacen pasar a través de un recipiente con resina de poliéster, y son enrolladas a través de un mandril. El mandril puede tener la figura que se desee, aunque lo normal es que tenga forma rectangular, de U o de I (doble T). Este proceso se desarrolló originalmente para la fabricación de carcasas de misiles, y entre sus ventajas destacan su alta resistencia y flexibilidad.



Vigas de fibra de vidrio (interior de la pala).

Por último, resta únicamente hablar de los inconvenientes que presentan este tipo de composites. Entre los de mayor importancia aparecen dos fundamentalmente. Por un lado, la existencia de algunos vacíos en el conocimiento de

las propiedades a largo plazo del material, lo que dota de un cierto grado de incertidumbre a los diseños realizados; y por otro, los problemas que puedan surgir en la estructura del composite derivados de la acción de la humedad sobre la pala, lo que puede hacer variar sus características físicas. Para ello, la superficie de la pala suele recubrirse con materiales específicos (por ejemplo, *gelcoat* con base poliester), para protección ambiental.

Composites de madera. Un duro competidor

Otro de los composites que también se emplean con este fin son aquellos que están compuestos por chapas de madera laminada, alternadas y unidas entre sí por capas de resina epoxy. De hecho, el factor que ha sido determinante a la hora de retomar la madera como materia prima, aunque no como material en sí, para la fabricación de las palas ha sido la evolución de un sistema de resina epoxy, con una viscosidad lo suficientemente baja como para permitir su laminación, que ha permitido aislar las láminas de madera de la destructiva acción de la humedad durante su periodo de vida útil. Con esto se evitan cambios significativos en la geometría de la pala. Gracias a ello han podido aprovecharse las buenas propiedades que ya apuntaba la madera en un primer momento.

Con respecto a su fabricación, hay que decir que el proceso empleado para construir este tipo de palas suele ser el mismo que el usado para construir los cascos de barcos de altas prestaciones. Básicamente, al igual que en el proceso explicado anteriormente en relación con los composites de fibra de vidrio, éste es idéntico, pues en líneas generales se basa en la utilización de unos moldes con forma aerodinámica, sobre los que se van colocando las sucesivas capas de materiales de madera y de resina epoxy.

En relación con este nuevo sistema, es importante señalar que se trata de una idea exportable con la que es posible fabricar nuevos tipos de composites; de hecho, esto es algo que se ha llevado a cabo con mucho éxito, y un ejemplo claro son los materiales compuestos de fibra de vidrio reforzados con esta resina en lugar de la empleada hasta este momento. Como se verá posteriormente, entre las ventajas que aporta se encuentra la menor masa de estos nuevos materiales en comparación con los anteriores.

Los pioneros en la construcción de palas de aerogeneradores con composites de madera han sido los hermanos Gougeon en Michigan, quienes desarrollaron el sistema de resina epoxy citado anteriormente. Su empresa, de hecho, ha ganado una merecida reputación por la resistencia y fiabilidad de sus trabajos para turbinas eólicas, cuyo diámetro supera los 43 m. Otra empresa que también merece ser destacada es la denominada Taywood Aerolaminates (TAL), la cual conecta con los desarrollos técnicos realizados en el Reino Unido durante los primeros años de la década de los 80, y que también ha vendido palas dentro del mercado internacional.

Resta únicamente hablar de los inconvenientes que presenta el uso de composites de madera en aplicaciones de este tipo. Cabe señalar uno fundamentalmente que, hoy por hoy, puede señalarse como el inconveniente principal, y que no es otro que el hecho de que se trata de una tecnología que no se puede considerar todavía como completamente desarrollada, a pesar de los avances que se han llevado a cabo. Sobre todo, señalar que existe una falta de información sobre las propiedades del composite a largo plazo, lo que cierne una ligera sombra de duda sobre su validez. Esto, de todas

formas, es algo que sólo se puede comprobar con la experiencia, y hasta el momento ésta ha sido satisfactoria.

Nuevas alternativas

Entre las nuevas alternativas que se han propuesto al dominio abrumador de los materiales compuestos de fibra de vidrio se han citado materiales como los composites de *Kevlar* o metales como el titanio. Sin embargo, a pesar de que sus propiedades son prometedoras en principio, su prohibitivo coste ha impedido su comercialización.

De estas nuevas propuestas, la única que ha salido adelante muy recientemente, aproximadamente desde mediados de los años 90, ha sido la de los composites de fibra de carbono reforzados también con resina epoxy. En principio, éste era un material cuyo uso se estimaba restringido únicamente a aplicaciones aerospaciales por su elevado precio; sin embargo, una compañía francesa, ATV Enterprise, ha sido capaz de producir palas para aerogeneradores a un coste más razonable al usar unas técnicas de producción distintas.

Sus prestaciones, en lo que se refiere al peso y a su resistencia, son tales que se llegan incluso a añadir fibras de este material en áreas concretas de las palas fabricadas con otros materiales.

Progreso en la tecnología de las palas

Como se ha visto hasta ahora, no cabe duda que se han hecho grandes progresos en la tecnología de las palas para aerogeneradores durante todos estos años. De entre los más significativos destacan los realizados durante los años 80, sobre todo los referidos al peso específico, es decir, a la masa de la pala en relación con el área barrida por el rotor.

Este factor, conforme va aumentando el diámetro del rotor, tiende a incrementar su valor debido al aumento de tipo exponencial que experimentan las cargas que han de soportar las palas. Este mayor peso de la pala, necesario hasta cierto punto, se convierte para tamaños de rotor grandes en un serio problema en lo que refiere a la fatiga del material, pues constituye la causa fundamental de estos fallos; de ahí que se intente reducir al máximo.

Este incremento del peso específico sólo se ha logrado superar después de la realización de importantes esfuerzos en lo que se refiere al diseño, sobre todo a la adopción y desarrollo de nuevos materiales y procesos de fabricación más eficientes. Sirva como ejemplo el dato de la reducción estimada en este factor entre las palas construidas inicialmente para esta aplicación y las construidas a mediados de los años 90 es del 80%. Las palas de fibra de vidrio actuales, en comparación con las hechas a mediados de los años 80, son entre 1/3 y 1/2 de su peso específico. La tecnología, denominada como de altas prestaciones, puede incluso reducir a la mitad este parámetro en comparación con los diseños actuales.

Por último, en relación con este tema, tenemos el caso de una máquina de 25 m de diámetro de rotor. Si se hace una comparación del peso del rotor en función del tipo de material empleado para fabricarlo, se observa la misma tendencia. Si el material escogido es el acero, éste pesaría **1 700** Kg; si el material escogido es la fibra de vidrio reforzada con poliéster, el peso del rotor se reduciría hasta unos **700** Kg, para finalmente pesar unos **400** Kg si se utilizase un composite de madera con resina epoxy.

Material de una pala de 25 m.	Peso en kg.
Acero	**1700**
Fibra de vidrio-poliéster	**700**
Madera-epoxy	**400**

En relación con su precio, señalar que, dentro de los materiales compuestos, los más económicos son los modelos estándar de fibra de vidrio reforzados con poliéster; sin embargo, cabe predecir un aumento de la utilización de los composites de madera, pues, aunque son ligeramente más caros, pesan aproximadamente una tercera parte menos que sus competidores. En cuanto a los que contienen fibra de carbono, aunque no son todavía competitivos en el precio en comparación con estos últimos, sus prestaciones son muy atractivas, ya que para una determinada resistencia de la pala pesan menos que los de madera.

Los principales fabricantes de palas en España son: LM Composites, Sevipol S.L., Fiberblade y AERTUSA. Todos fabrican cumpliendo los requisitos exigidos por la normativa ISO 9001.

4.2.1.2.- Las palas y en el control de potencia

Este tema se ha tratado en la sección 3.2 del tema 3 “Sistemas de regulación”.

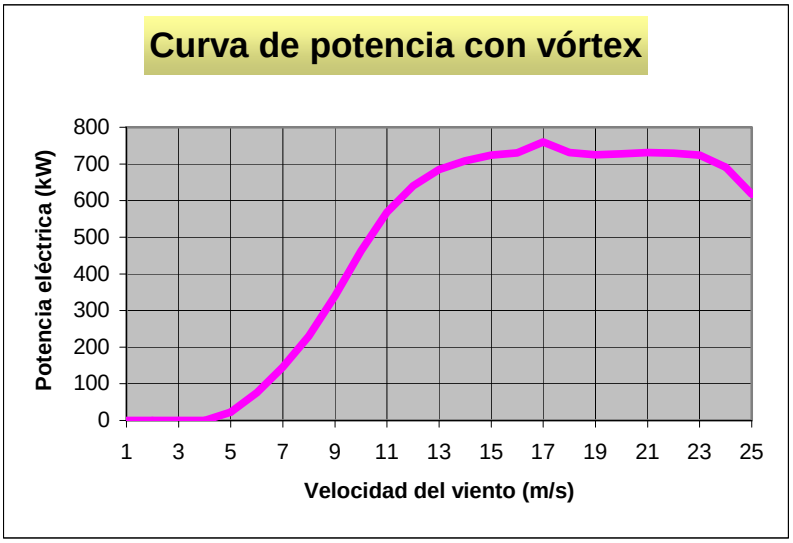
Generadores de vórtices

En su forma más simple, los generadores de vórtices no son más que una serie de pequeños obstáculos de forma típicamente rectangular o triangular, los cuales se instalan en la parte posterior de la pala (zona de succión), con una cierta inclinación respecto a la dirección de la corriente, y sobresalen por encima de la capa límite pegada a su superficie.

La disposición de estos obstáculos puede hacerse de dos formas: bien situando a todos ellos paralelos entre sí, o bien colocándolos alternativamente con ángulos de ataque positivos y negativos respecto a la dirección del flujo. Por lo general, la opción escogida es la segunda.

Generadores de vórtices

La primera aplicación de este recurso en aerogeneradores tuvo lugar en el año 1982 por la compañía Boeing Engineering and Construction Company. Experimentos realizados previamente en túneles de viento confirmaron lo predicho teóricamente: un retraso del desprendimiento y un aumento del coeficiente de sustentación máximo de los perfiles aerodinámicos, moderadamente gruesos, empleados en estos rotores. Posteriormente, las medidas hechas en el campo de pruebas con la máquina no hicieron más que corroborar estos extremos y dejar bien clara la importancia de esta solución complementaria en lo que a eficiencia aerodinámica se refiere.



En vista de estos resultados, es lógico pensar que su importancia podría ser incluso mayor en aquellos casos en los que el control de potencia careciese de esa flexibilidad, como ocurre, por ejemplo, con las máquinas de paso fijo y control por pérdida aerodinámica. Esta carencia podría suplirse, en parte, con la inclusión de generadores de vórtices colocados en la parte interior de las palas, las más cercanas al buje, justo donde los perfiles cuentan con un mayor espesor. De este modo podría reducirse la entrada en pérdida prematura o previa al control de potencia diseñado, característica de estos perfiles más gruesos. Sirva como dato de su eficacia el suministrado por la empresa danesa LM Composites A/S, que cifra unas mejoras de producción energética anual entre un 4 y un 6% como máximo al usar estos generadores de vórtices en esta zona en concreto.

El efecto en la curva de potencia es alcanzar la producción nominal con la menor velocidad de viento posible, manteniendola más estable para mayores velocidades de viento (no cae tan rápido como en el caso de no tener vórtices). El rotor tripala con vórtices tiene una curva de potencia característica típica con un pico de más producción, tal y como se puede ver en la figura anterior.

4.2.1.3.- Características de las palas

En este apartado sólo se tratarán las características más esenciales de las palas de los modernos aerogeneradores. Éstas son: la **longitud**, el **anclaje**, el **mecanismo de paso variable**, el **mecanismo de frenado**, la **protección contra rayos** y la **evacuación de agua**.

Longitud del perfil

Las necesidades energéticas en el diseño de un aerogenerador indican un diámetro de rotor específico para la velocidad a la cual queramos extraer la máxima energía del viento.

Es decir, si queremos extraer 600 kW de potencia para una velocidad de 15 m/s, el diámetro necesario del rotor sería de ≈44 m. Entonces, cada pala deberá tener 22 m menos en la parte del radio que ocupe el buje (≈1 m), con lo que obtenemos una longitud de pala de 21 m. Ver punto "Progresión hasta el presente" del tema 1.

En la actualidad, los fabricantes disponen de palas desde 4 m hasta 40 m .

Prolongador de 2.25 m

Anclaje con el buje

La unión entre pala y buje se lleva a cabo por medio de bridas y tornillos de sujeción.

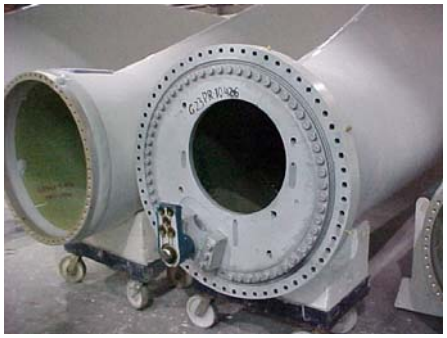
Cuando no tenemos en el mercado palas de la longitud necesaria para sacarle al viento la energía requerida, se inserta entre la pala y el buje un prolongador cilíndrico. Este consta de dos bridas de unión en sus extremos. En la imagen podemos ver un modelo de 2,25 m utilizado en las palas de LM Glassfiber de 19,1 m. Con ello conseguimos una pala de 21,35 m.

Bridas de anclaje y protección en montaje y transporte

La inclusión del prolongador no resta mucha potencia al rotor, puesto que, como ya se ha comentado, el momento torsor (par de giro) en las proximidades del centro del rotor es mucho menos que en sus extremos.

En la foto de la derecha podemos ver las bridas de anclaje entre la base de la pala y el buje (en este caso sería con el prolongador). Los puntos rojos son los orificios para los tornillos de sujeción.

La manta gris es para protección en el montaje, y el plástico negro es la protección del cilindro hidráulico del aerofreno, el cual trataremos en un apartado posterior de este tema.

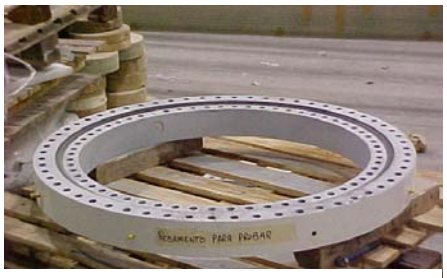


Montaje del rodamiento en la pala

Mecanismos de paso variable

Como se ha mencionado antes en el apartado sobre control de potencia, el método de control por pala orientable *pitch controlled* necesita un mecanismo para conseguir esta funcionalidad.

Se trata de intercalar un rodamiento entre las bridas de la pala y del buje. Además, necesitamos



Rodamiento de pala de ángulo variable

una articulación que haga girar la pala en la dirección requerida y la mantenga firmemente sujeta.

En la ilustración anterior se puede ver el rodamiento citado (última fotografía), y en la inmediatamente superior, la forma en que está montado este mecanismo en la pala.

Mecanismos de frenado

Cuando se necesita parar el rotor que se encuentra en movimiento, la forma más inteligente de conseguirlo es minimizando o anulando el par de giro transmitido al buje. Dependiendo de si nos referimos a rotores de paso fijo o paso variable, las operaciones a realizar son diferentes, así como también la construcción de las palas.

En el caso de rotores de paso variable, el par de giro de minimiza cuando la **cuerda** del perfil alar (línea imaginaria que une el borde de ataque con el borde de fuga) es paralela a la dirección del viento circundante. Además, cuando esto ocurre, la fuerza de rozamiento (resistencia aerodinámica) aumenta muchísimo, con lo que conseguimos frenar, y parar posteriormente con el freno mecánico, el giro del rotor.

Para frenar un rotor de paso fijo, en el diseño y construcción de la pala se incluye el llamado aerofreno o *flap*. Se trata de que la punta de la pala tenga un juego de 90º. Es decir, en la posición 0º la punta de la pala queda alineada perfectamente con el tronco, y en la posición 90º queda perpendicular a él (paralela al flujo del viento).

Este giro se consigue mediante un mecanismo especial situado en la junta de la punta con el tronco, de forma que al quedar en libertad, con ayuda de la fuerza centrífuga, la punta se coloca en la posición de 90º. En cambio, al ejercer una fuerza centrípeta (hacia el centro del rotor) con un cilindro hidráulico, la punta queda alineada perfectamente con el tronco, tal y como muestra la foto.

Posición 90º de aerofreno

El aerofreno suele tener un tamaño equivalente a un 10% o un 15% del tamaño total de la pala.

Recordemos que la velocidad del viento equivalente (suma de viento y velocidad de la pala) es mucho mayor en el extremo del aspa que hacia el centro, por lo que a mayor velocidad de viento, mayor fuerza de sustentación y mayor par. Entonces, con este mecanismo conseguimos eliminar el momento torsor ejercido por la punta y, además, en la posición 90º, la resistencia aerodinámica hace que la fuerza ejercida por el resto de la pala (que no ha cambiado de posición) se contrarreste.

Posición 0º de aerofreno (alineado)

En resumen, al liberar presión en los cilindros

hidráulicos que mantenían el *flap* en posición 0º, conseguimos que el rotor gire a una velocidad mucho menor, y tiene que ejercer una fuerza de frenado más suave para detener el giro completamente. Esto redunda en discos de freno más pequeños y una vida mecánica del aerogenerador mucho mayor.

Protección contra rayos

La zona más expuesta a la acción de un rayo es la pala superior del rotor, con el agravante de que los materiales de los que está construida son propensos a atraerlos.

Colacación pararrayos en la construcción de la pala.

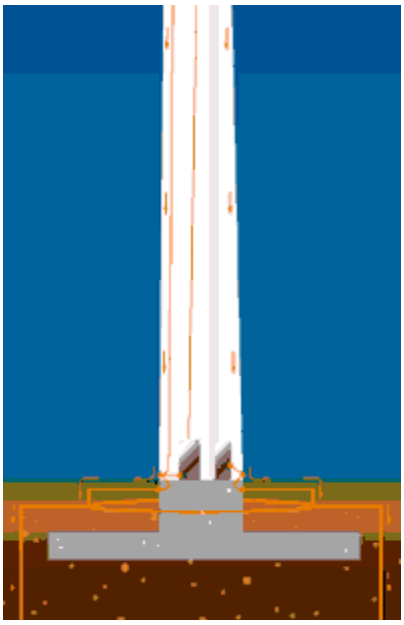
Aspecto final del pararrayos

Para proteger las palas, en su construcción se inserta un pararrayos cerca de la punta, conectado al potencial terrestre mediante un cable de cobre de 50 mm² de sección. Este cable discurre por el interior de la torre y la pala, y la forma de conectarlos es mediante unos anillos muy próximos (1 ó 2 mm) situados entre el buje y la góndola.

En palas con freno aerodinámico se suele aprovechar el cable que ejerce la fuerza centrípeta (posición 0º) para conectar el pararrayos.

Todos los fabricantes de generadores eólicos incluyen en sus modelos, además del mencionado, otro pararrayos de protección de la góndola y sus mecanismos, puesto que la aparamenta eléctrica y el control electrónico podrían sufrir serios daños si no fuesen protegidos.

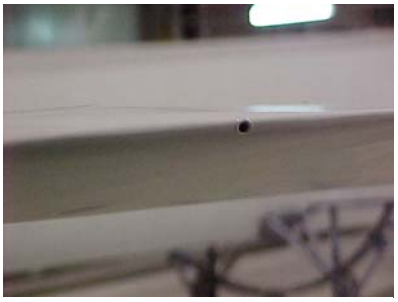
En las figuras de la página anterior puede observarse la colocación del pararrayos y su aspecto final en la construcción. También puede verse, en las de la derecha, el camino de circulación de la energía liberada con la descarga eléctrica.



Circulación de la descarga eléctrica

Evacuación de agua

En el borde de fuga de la punta de la pala se practica un agujero, como puede verse en la imagen. Su misión es la de evacuar el agua que pueda haber en el interior de la pala, ya sea por filtración o por condensación. De esta forma nunca de desequilibrará el rotor, evitando vibraciones y desgaste innecesario en los rodamientos principales.



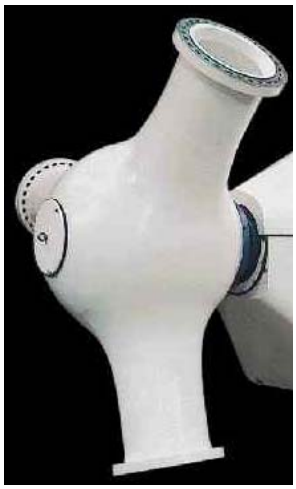
Agujero para evacuar agua

4.2.2.- El buje del rotor

El buje es el encargado de realizar el acoplamiento entre las palas del rotor y el eje de baja velocidad. Consta de tres (para rotor tripala) bridas para la sujeción de las mismas mediante tornillería, y otra brida de anclaje con el citado eje de baja velocidad.

Tal y como se indicaba en la presentación de este capítulo, correspondiente al rotor de los aerogeneradores de eje horizontal, el buje es uno de los elementos más importantes de todo aerogenerador. La magnitud y las características de los esfuerzos a los que ha de hacer frente esta pieza son de tal relevancia que obligan a la realización de un cuidadoso estudio de su respuesta.

La fatiga a la que está sometido este elemento es uno de los mayores condicionantes en su diseño. Uno de los aspectos fundamentales a tener en cuenta en su cálculo será la separación de las componentes del esfuerzo. Las fuerzas originadas en las palas se transfieren del buje al bastidor a través de los rodamientos, a excepción del par torsor, que se transmite a través del acoplamiento al eje principal. Las fuerzas de soporte del rotor se transfieren directamente al bastidor y finalmente a la torre.

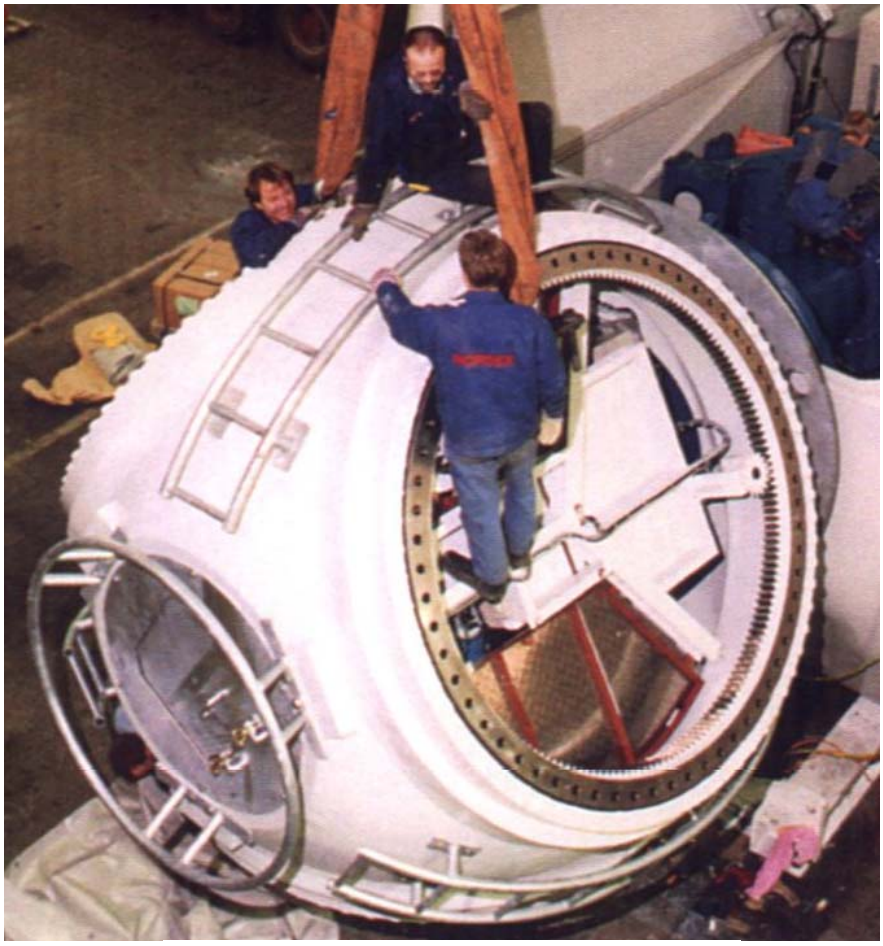


Buje para rotor de 29m.

El buje empleado en los modernos aerogeneradores es de tipo FIJO, no entrando a valorar los de tipo BASCULANTE. Las fotografías de la derecha muestran distintos tamaños de buje, según el rotor requerido.

Finalmente, procede indicar que es una pieza fabricada de acero fundido, proceso que encarece su coste final. Dependiendo de los criterios manejados por el diseñador, este acero puede tener distintas características. Los más usuales son los siguientes:

GS-38,GS-45,GS-52 (DIN 1681).
GS-16Mn5, GS-20Mn5 (DIN 17182).
GS-25, GS-CK25 (DIN 17425).
GGG 40.3



Buje para rotor de 80m.

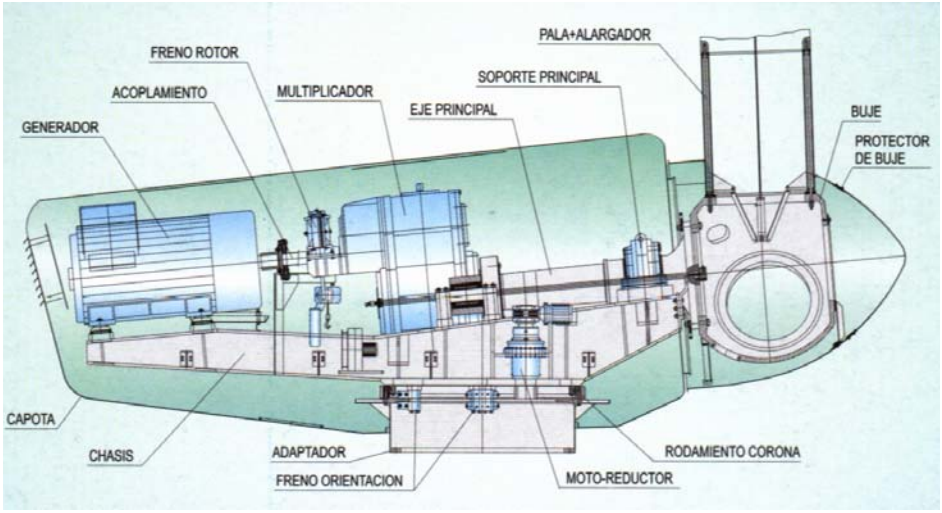
Buje para aerogenerador Bonus de 600 kW (montado en A Capelada).

4.3.- El tren de potencia

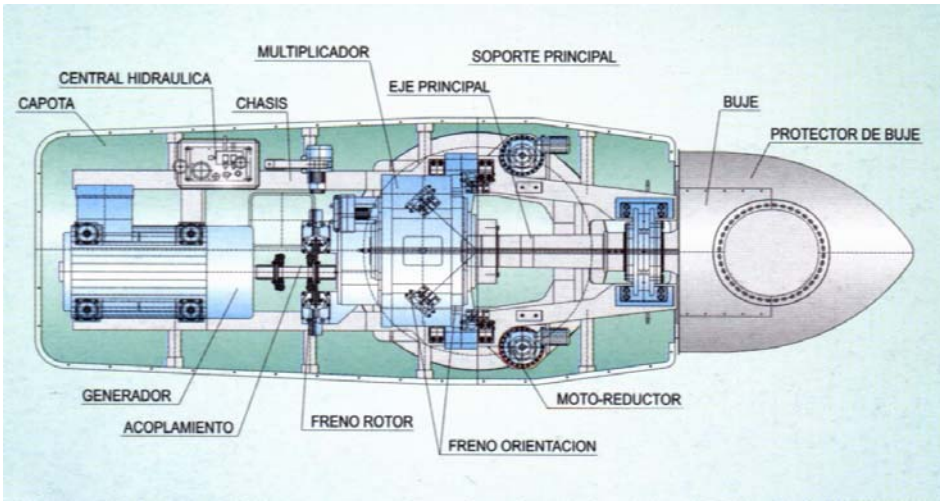
Se conoce bajo el nombre de tren de potencia al conjunto de elementos mecánicos y eléctricos presentes en el aerogenerador, encargados de transformar la energía mecánica recibida del rotor, a través del buje, en energía eléctrica. Por lo general, en un diseño clásico de aerogenerador de eje horizontal, éste consta de:

- un **eje principal de transmisión** o eje de **baja velocidad**.
- una **multiplicadora**.
- un eje **secundario de transmisión** o eje de **alta velocidad**.
- un **generador eléctrico**.
- un **freno mecánico** del rotor.
- equipos auxiliares para el **control**, **lubricación** y **refrigeración** de todos estos componentes.

En las figuras se muestra un dibujo con la situación de cada uno de ellos.



Vista "perfil" del interior de un aerogenerador Made AE-46-I



Vista "alzado" del interior de un aerogenerador MADE AE-46-I

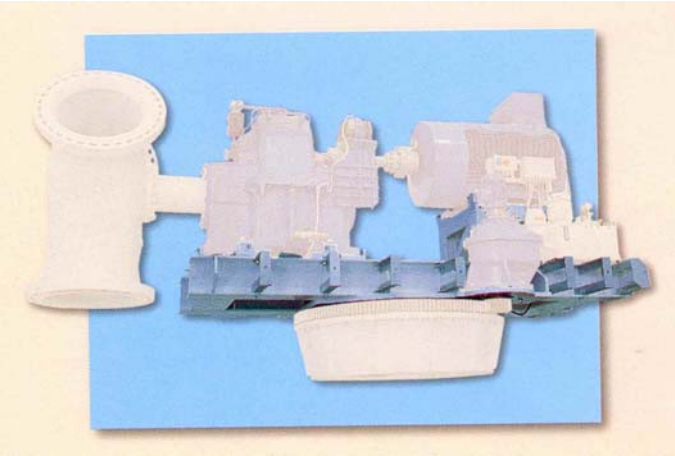
Una clasificación típica de este componente es aquélla realizada de acuerdo a su forma de construcción, la cual permite dividirlos en:

- diseños **integrados**.
- diseños **modulares**.

La adopción de uno u otro diseño implica el seguimiento de filosofías constructivas totalmente opuestas. En el caso de los trenes de potencia integrados, su principal virtud es la **disminución de peso** que respecto de los diseños modulares se obtiene. Se estima que esta reducción puede ser de hasta un 30% en alguno de estos diseños. Otras ventajas son el consiguiente ahorro de materiales, derivado de esa reducción, y la mayor sencillez de su montaje.

En el caso de los trenes de potencia modulares, una de sus principales ventajas se sitúa en su mantenimiento, de forma que el acceso a cada uno de los elementos que forman el tren de potencia es mucho más simple y directo. Asimismo, el hecho de que el eje principal esté apoyado sobre cojinetes externos permitiría incluso el fácil reemplazo de la transmisión, en caso de que éste resultase necesario.

Un rasgo característico de estos diseños modulares es la aparición de una placa base o **chasis** apoyada en la parte superior de la torre, sobre la que se fija el conjunto o la gran mayoría de los componentes del aerogenerador, con la excepción del rotor.

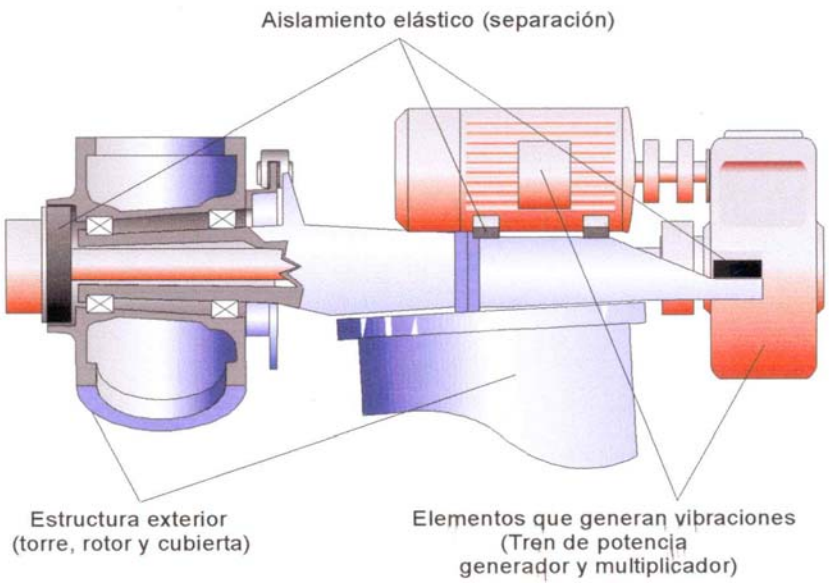


Chasis en los diseños modulares.

El tren de potencia suele estar apoyado en soportes elásticos llamados *silentbloks*, que evitan esfuerzos indirectos y vibraciones (ver figura).

Por último, en lo que a los diseños modulares se refiere, conviene señalar que ésta es una opción seguida desde un primer momento por los fabricantes daneses.

A continuación se realiza un breve recorrido por cada uno de los elementos más importantes que lo componen.



4.3.1.- Eje principal de transmisión o de baja velocidad

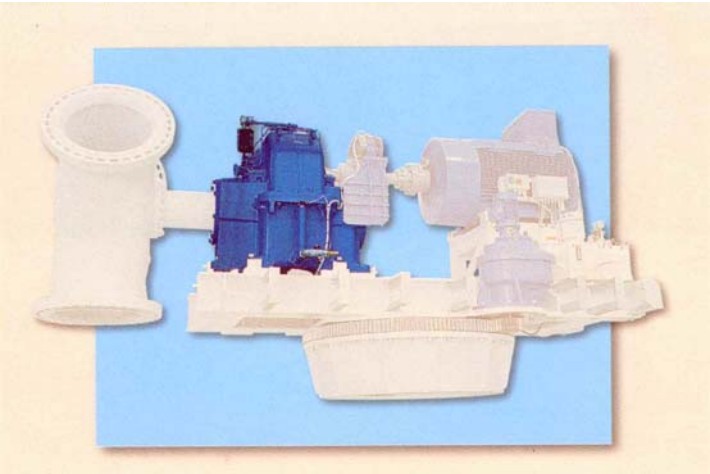
Otro de los componentes básicos que constituyen los aerogeneradores es el eje de baja velocidad o eje principal de transmisión. Este elemento, situado entre el rotor y la transmisión (multiplicador), basa su importancia en la doble función mecánica y estructural que desempeña. Esta pieza, por un lado, es la encargada de transmitir el par motriz recibido del buje y, por otro, actúa como soporte del rotor haciendo frente, además, al empuje del viento y a toda suerte de fuerzas laterales. En conjunto, ésta es una pieza que está castigada, sobre todo a fatiga; por tanto, se repite una situación semejante a la surgida anteriormente con el rotor, es decir, serán necesarios procesos de diseño, de fabricación, de instalación y de mantenimiento de la más alta calidad si se quiere que la respuesta de este elemento sea óptima ante las necesidades de operación.

En algunos casos, este eje contiene también los conductos del sistema hidráulico, para así permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

El tren de potencia, en lo que al eje principal se refiere, puede presentar múltiples diseños en función de las distintas características perseguidas por el proyectista. Normalmente, muchas de las soluciones adoptadas suelen pertenecer a alguna de las categorías siguientes:

- rotor montado **directamente** en el eje de entrada a la transmisión.
- eje principal montado sobre **cojinetes de rodillos cónicos**.
- eje principal montado sobre **cojinetes de bolas**.

Rotor montado directamente en el eje de entrada al multiplicador



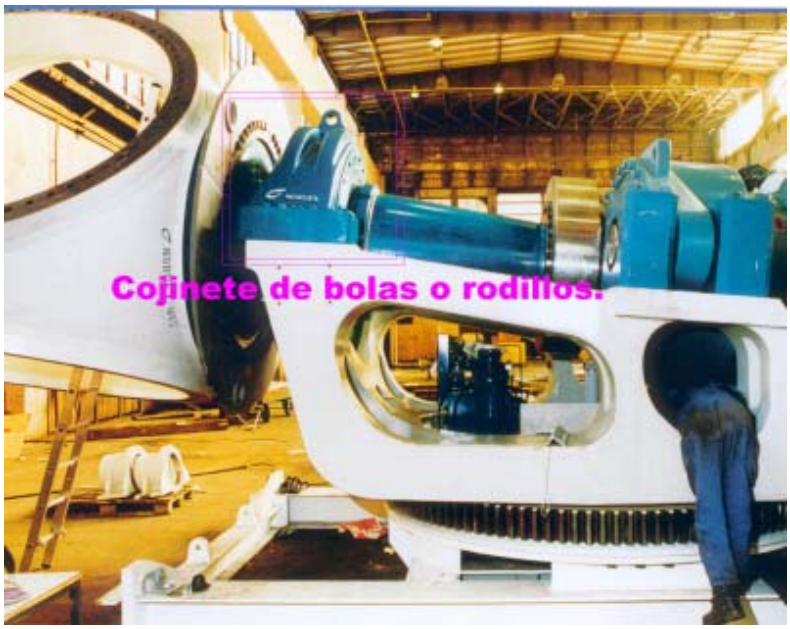
Eje principal montado directamente en el multiplicador.

Destaca, ante todo, su carácter compacto. Su principal ventaja, al igual que en el caso de los trenes integrados, es la reducción del peso; reducción que está acompañada de la disminución del número de los componentes del tren de potencia y del tamaño de alguno de éstos, como ocurre, por ejemplo, con la placa base de la góndola. A cambio, el diseño de la transmisión (multiplicador) se tiende a complicar conforme aumenta el tamaño de la máquina, pues es necesario asegurar que no se produce merma alguna de su fiabilidad al recibir ahora directamente las cargas del rotor. Un mayor cuidado en la selección de los cojinetes de la multiplicadora y un diseño especial de su carcasa son, entre otros, algunos de los inconvenientes surgidos. Asimismo, otro problema importante es el mantenimiento. En

caso de fallo de la transmisión puede ser necesario, incluso, desmontar el rotor de la máquina, para así hacer frente a esta eventualidad.

Eje principal montado sobre cojinetes de rodillos / bolas

Estas otras dos opciones, en cambio, son más similares. Ambas tienen en común el uso de un eje principal largo apoyado sobre una placa base. No obstante, dependiendo del tipo de rodamientos que se utilice, sus características difieren notablemente. La primera de ellas, por ejemplo, se distingue, básicamente, por la alta capacidad de resistencia a los esfuerzos radiales y de empuje que presentan los cojinetes de rodillos cónicos, lo que evita la transmisión de esfuerzos externos a la multiplicadora. Sin embargo, el principal inconveniente que plantea su uso es la baja tolerancia que estos rodamientos tienen ante dificultades de alineación. Este problema, en la segunda de estas soluciones, no es tal.

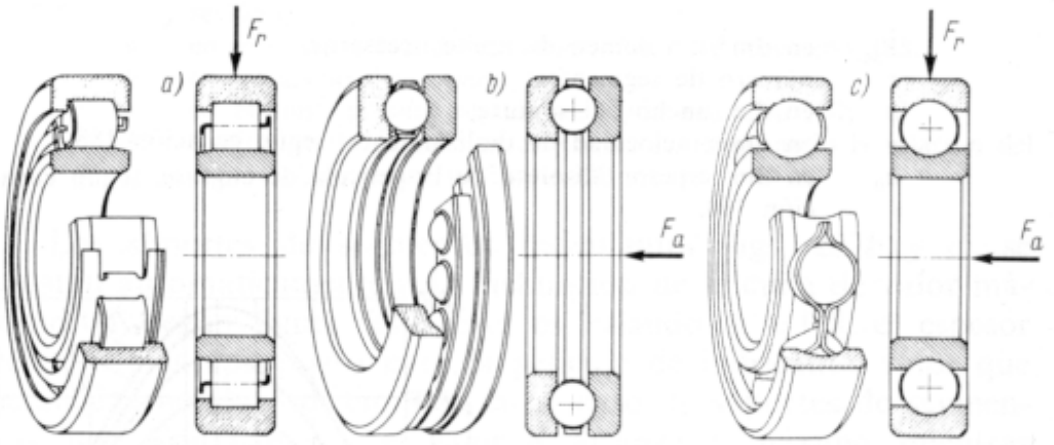


Eje principal montado sobre cojinete de rodillos o bolas (Nordex 80/2500kW).

La elección, por parte del proyectista, de cojinetes de bolas para soportar el eje reduce los efectos derivados de los posibles errores de alineación que pudiese tener el tren de potencia en ese punto. Además, otra de sus ventajas es que facilita la instalación del freno mecánico del rotor en el eje de baja en el espacio existente entre ambos cojinetes, siempre y cuando el diseñador lo crea conveniente. Como contrapartida más destacada hay que señalar el hecho de que el rotor y la transmisión tienen que ser retirados para proceder al mantenimiento de ambos cojinetes.

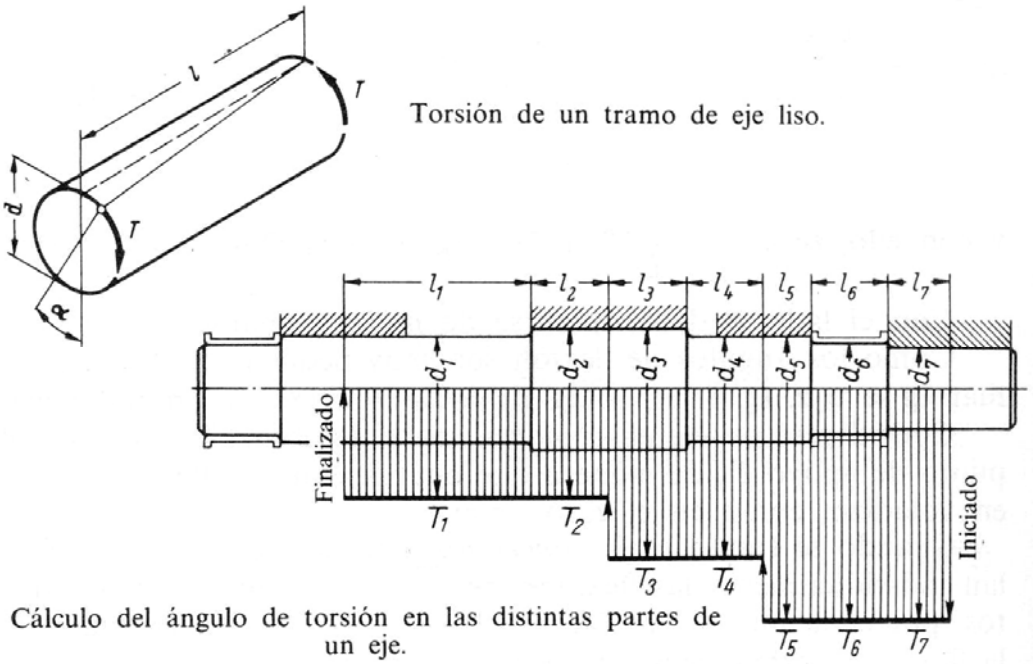
Otros diseños destacados por su originalidad

Además de estos diseños, otros que también merecen ser citados son aquéllos que destacan por su originalidad. Éstos, desde luego, han constituido pasos importantes dentro de la evolución de esta industria por la renovación que, en los conceptos manejados en su diseño, han supuesto sobre este último. De estas alternativas constructivas, una de las más curiosas ha sido la planteada por el fabricante danés BONUS A/S, el cual ha modificado el clásico tren de potencia modular, con la inclusión de un eje de baja anormalmente largo. Esta solución tiene como principal ventaja la mayor capacidad de absorción de esfuerzos torsionales dinámicos, consecuencia de su mayor longitud respecto a los diseños de eje convencionales. Asimismo, el hecho de que exista una mayor desviación de la posición de la multiplicadora respecto a la torre permite equilibrar de forma natural el peso del rotor.



Rodamientos para diversas direcciones de la carga (descripción, según SKF-RIV, Schweinfurt/Franfurk): *a*) rodamiento de rodillos cilíndricos para carga radial; *b*) rodamiento rígido para carga axial; *c*) rodamiento rígido para carga radial y axial.

Antes de continuar es preciso, sin embargo, hacer una puntualización sobre la importancia de la flexibilidad torsional, concepto cuya presencia se intuye como objetivo básico del diseño. Ésta, precisamente, es una característica que, de hecho, tiene una vital importancia en lo que al diseño del tren de potencia se refiere, y no sólo por motivos mecánicos, sino también por razones de carácter eléctrico. Al hilo de este tema es lógico hablar de soluciones ingeniosas como la anterior; sin embargo, es necesario tener en cuenta que existen múltiples formas de llegar a este mismo resultado, al menos en teoría, y que no tienen por que estar restringidas a actuaciones en el eje principal. Otras posibles medidas bien pueden ser el uso de **acoplamientos flexibles** entre las uniones de ambos ejes con la transmisión y el generador, o el montaje sobre muelles o amortiguadores hidráulicos del multiplicador para reducir el efecto de las oscilaciones del par.



Torsión de un tramo de eje liso.

Cálculo del ángulo de torsión en las distintas partes de un eje.

Otro diseño se basa en el uso de dos ejes concéntricos, de distintas características mecánicas, en lugar de un único eje principal; es decir, mientras que uno de ellos, el más rígido y exterior, es el encargado de soportar el rotor, otro, el más flexible e interior, trabaja únicamente a torsión. En este caso, el objetivo buscado es análogo al anterior.

Dentro de este grupo de diseños originales es preciso terminar su relación reseñando un último modelo de tren de potencia, cuya característica más representativa también tiene que ver con el eje de baja velocidad. Este modelo, en concreto, presenta como principal novedad constructiva la aparición de una carcasa especial hecha de acero fundido, en lugar de las clásicas configuraciones de eje y cojinetes vistas hasta ahora. Su función, precisamente, es idéntica a la desempeñada por el eje externo del ejemplo anterior, pues será la encargada de soportar aquellas fuerzas que no interesan desde el punto de vista de la producción energética, es decir, el peso del rotor y el empuje del viento. Otras variaciones de esta misma filosofía constructiva también pueden lograrse mediante la utilización de estructuras apoyadas en la placa base de la góndola.

Con este pequeño repaso queda, por tanto, demostrada la veracidad de esa primera afirmación hecha al inicio de este capítulo, que hacía referencia a la gran variedad de diseños existentes.

Por último, antes de concluir este apartado, un apunte en cuanto a los materiales usados para la construcción de esta pieza. Aunque es obvio que este dato no puede ser considerado como una regla fija después de haber leído los distintos diseños a los que se ha hecho referencia a lo largo del apartado, debemos señalar que para su fabricación suele emplearse acero forjado o conformado en caliente, según la norma DIN 17200.

4.3.2.- Multiplicadores para aerogeneradores

¿Por qué utilizar una caja multiplicadora?

En los aerogeneradores, en particular, una de las primeras cuestiones que ha de plantearse el proyectista es cómo producir electricidad a partir de las condiciones en las que llega la energía recogida por el rotor, es decir, par alto y velocidad de rotación baja. Pero, ¿por qué utilizar una caja multiplicadora? ¿No podríamos hacer funcionar el generador directamente con la energía del eje principal?

Si usásemos un generador ordinario, directamente conectado a una red trifásica de CA (corriente alterna) a 50 Hz, con dos, cuatro o seis polos, deberíamos tener una turbina de velocidad extremadamente alta, de entre 1 000 y 3 000 revoluciones por minuto (r.p.m.), como podemos ver en la sección "Cambio de la velocidad de giro del generador (4.4.2)". Con un rotor de 43 metros de diámetro, esto implicaría una velocidad en su extremo de bastante más de dos veces la velocidad del sonido (v. sonido=1 226 Km/h sobre el nivel del mar), produciendo también demasiado ruido y grandes fuerzas centrífugas en las palas. Así es que deberíamos abandonar esta opción.

Otra posibilidad es construir un generador de CA lento y con muchos polos. Pero si quisiera conectar el generador directamente a la red, acabaría con un generador de 200 polos para conseguir una velocidad de rotación razonable de 30 r.p.m.

Otro problema es que la masa del rotor del generador tiene que ser aproximadamente proporcional a la cantidad del par torsor (momento o fuerza de giro) que tiene que manejar.

Menos par torsor, más velocidad

La solución práctica, utilizada en dirección contraria en muchas máquinas industriales, y que está relacionada con los motores de automóviles, es la de utilizar un multiplicador.

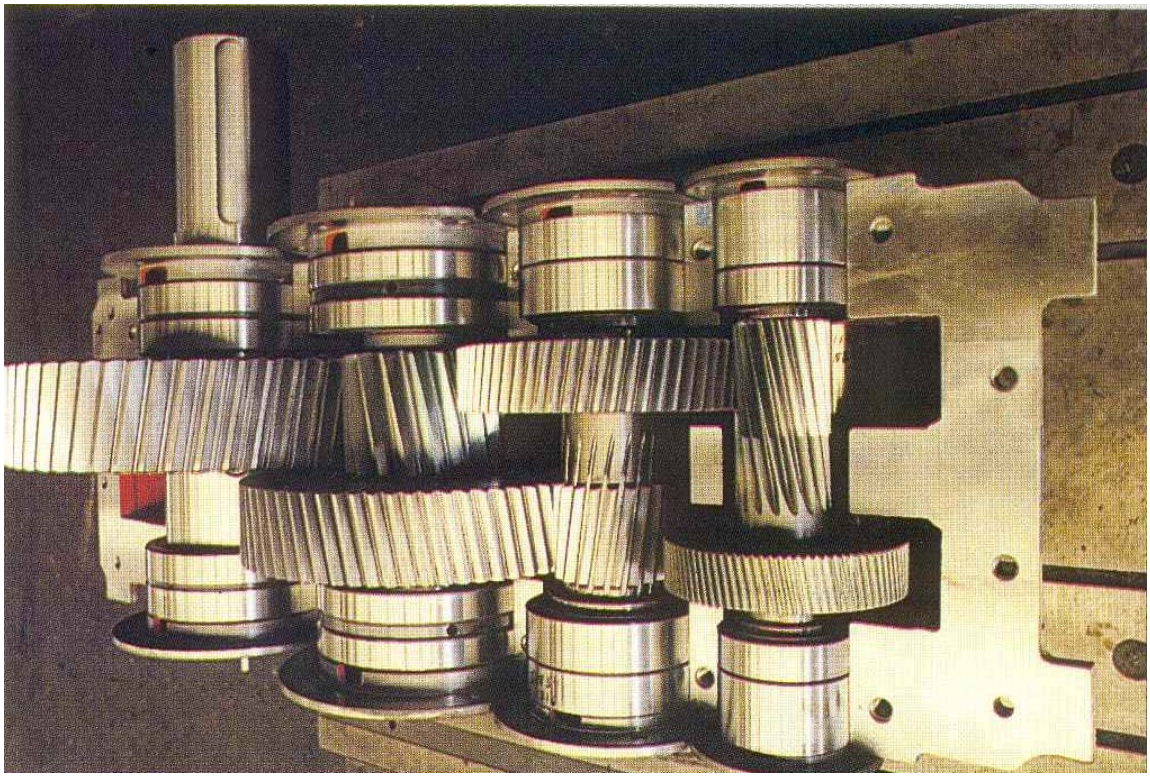
Con un multiplicador se hace la conversión entre la potencia de alto par torsor, que obtiene del rotor de la turbina eólica girando lentamente, y la potencia de bajo par torsor, a alta velocidad, que utiliza en el generador.

Recordemos que la potencia manejada con el multiplicador es proporcional al par de fuerzas ejercido por el rotor y a la velocidad con la que las ejerce.

Como la potencia de entrada y salida es prácticamente la misma (rendimiento 98%), a menor velocidad ejercemos más fuerza (par) que a mayor velocidad.

$$Potencia = Fuerza \cdot Velocidad$$

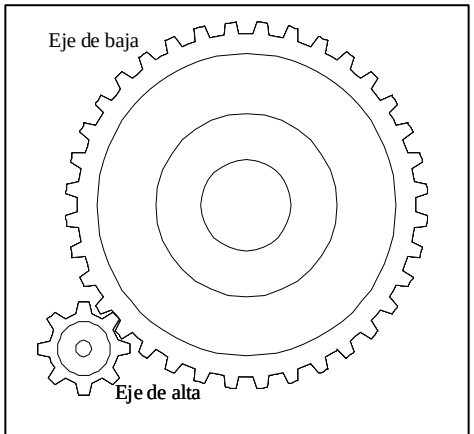
La caja multiplicadora de la turbina eólica **no cambia la relación de velocidades**. Normalmente, suele tener una única relación de multiplicación entre la rotación del rotor y el generador. Para una máquina de 600 ó 750 kW, la relación de multiplicación suele ser, aproximadamente, de 1:50.



Multiplicador de ejes paralelos con 3 etapas. Relación 1:50.

Las transmisiones utilizadas en este tipo de aplicaciones suelen tener en común dos características básicas:

- elevada relación de multiplicación.
- alto valor del par de entrada a la multiplicadora.



Caja multiplicadora sencilla

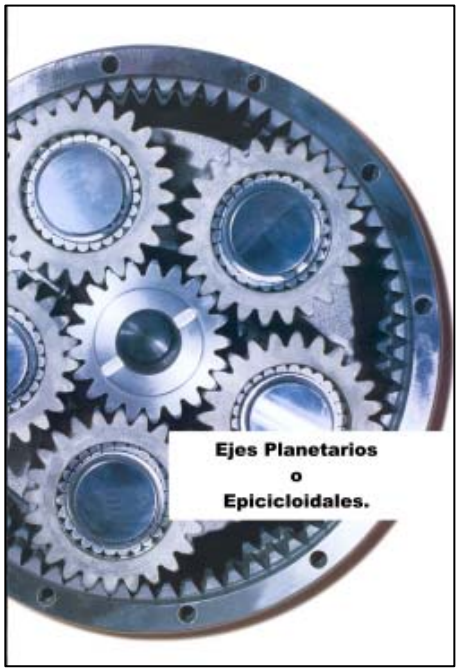
Destaca, sobre todo, la última de estas características (par alto), pues es el factor más importante en lo que a su diseño o selección se refiere. De hecho, el valor del par motriz es el parámetro que más influye sobre el coste del tren de potencia en su conjunto. Conviene no olvidar, asimismo, que al igual que sucedía con el eje de baja de la multiplicadora, por las especiales características de esta aplicación, también va a ser otro de los elementos más castigados por fatiga.

La relación de multiplicación, en cambio, aunque influyente, no llega al nivel de la anterior. En este caso su trascendencia se circunscribe únicamente al entorno de este elemento como guía para precisar el número mínimo de etapas de transmisión con las que ha de contar la multiplicadora. Un valor típico de la relación de transmisión máxima por etapa en una transmisión convencional suele estar oscilando en torno de la relación 6:1; salto situado muy lejos de las necesidades que se pueden esperar en máquinas de esta clase, sobre todo cuando se habla de aerogeneradores de mediana o gran potencia, por lo que, en general, es necesario contar con dos o más etapas de multiplicación en la transmisión. No obstante, aunque necesario e inevitable en algunas situaciones, el incremento de este parámetro trae consigo dos problemas añadidos. Por un lado, el lógico aumento del coste de la pieza y, por otro, unas mayores pérdidas de eficiencia en la máquina, pérdidas que se sitúan alrededor del 1-2% por etapa. En caso de estar trabajando a potencias bajas, estas pérdidas pueden ser considerables, pues la multiplicadora consume siempre un mínimo. Por todo esto, lo normal en el caso de las turbinas de gran potencia, como la escogida en este proyecto, es encontrar multiplicadoras de tres etapas.

Tipos de multiplicadores

En aplicaciones de energía eólica, se emplean, generalmente, dos tipos de transmisiones:

- ejes paralelos.
- planetarias o epicicloidales.



Aunque también otra posible solución es el uso de transmisiones híbridas, que intentan aprovechar las ventajas de ambos diseños. En Europa, por ejemplo, ésta es una solución muy socorrida en máquinas de potencia relativamente grande. En estos casos los proyectistas suelen optar

por una primera etapa planetaria, pues con ella se consigue una alta relación de multiplicación en poco espacio, y dos posteriores de ejes paralelos antes de llegar al generador. En teoría puede decirse que los multiplicadores de ejes paralelos son especialmente apropiados para transmitir potencias elevadas, mientras que las transmisiones epicicloidales o planetarias lo son, a su vez, para trabajar con pares altos. En la práctica hay casos como éste en los que, además de otras consideraciones, se confunde esta línea, por lo que no puede decirse que esta tendencia sea aplicable en general.

Como características básicas de las transmisiones de ejes paralelos destacan sobre todo:

- su menor coste.
- su diseño más sencillo, lo que permite encontrar en el mercado más abundancia de estos modelos de multiplicadoras.
- su fácil mantenimiento.
- su mayor tamaño, lo que repercute en su peso.
- su funcionamiento silencioso.

Las multiplicadoras planetarias, en cambio, se caracterizan por:

- su mayor coste.
- su diseño y mantenimiento complejos.
- su menor tamaño y, por tanto, su menor peso.
- permitir un diseño del tren de potencia alineado, pues no existe desviación entre los ejes de entrada y salida a la transmisión.

En la realidad, la mayoría de las transmisiones instaladas son de ejes paralelos. Hay autores que cifran que su dominio se sitúa en torno al 60 % del mercado. No obstante, es preciso señalar que en potencias superiores a unos 500 kW la diferencia de precio entre uno y otro modelo se reduce bastante y las ventajas de peso y tamaño de las transmisiones planetarias se disparan. Por todo ello, es posible que en un futuro los multiplicadores epicicloidales puedan llegar a ser un estándar en máquinas de gran tamaño. Sirva como ejemplo la comparación realizada a continuación:

Tabla 4.1. Comparación entre modelos de multiplicadoras

Características	Ejes paralelos	Planetarios
Peso	7 000 kg	5 000 kg
Distancia entre ejes	1,4 m	alineados
Dimensiones de la planta	2,4 x 1,5 m	1,3 x 1,3 m
Refrigeración	Ventilador incorporado	Sistema exterior
Capacidad de aceite	8 25 l	1 90 l
Costo relativo	1	0,6

De todos modos, el camino que les queda por recorrer es aún largo, pues entre algunos de los primeros diseños que están apareciendo de esta clase de máquinas, superiores a 1 mW, se emplean soluciones híbridas. En lo que a unidades más pequeñas

se refiere, la elección sigue estando entre optar por la simplicidad de los ejes planetarios o por el menor peso y tamaño de los epicicloidales.

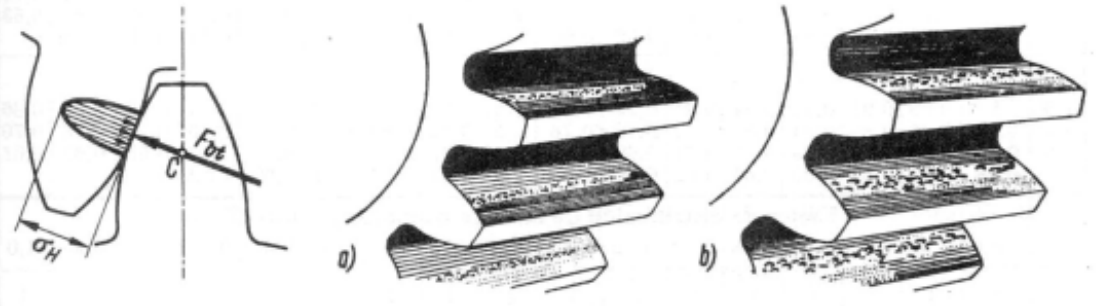
Formas de montaje

En lo que a la instalación de este elemento respecta, hay que decir que, al igual que en el caso de los ejes de baja, ésta puede ser de múltiples formas. En cualquier caso, la más usual es aquélla que usa la placa base (chasis) de la góndola como elemento de fijación para la transmisión. Últimamente algunos proyectistas, que incluyen en sus diseños de grandes máquinas transmisiones de ejes paralelos, también contemplan la posibilidad de sostenerlas del eje de baja directamente, antes que utilizar la placa base. De este modo equilibran más eficazmente el peso de la góndola. A cambio han de incluir algún tipo de amortiguación de oscilaciones torsionales, el cual, típicamente, es a través de muelles o *silentbloks*..

El multiplicador se ensambla dentro de la góndola, junto con el buje y los ejes de baja y alta, en los talleres de los fabricantes.

Problemas del dentado

Formación de picaduras



Presión en los flancos de los dientes.

Formación de picaduras en los flancos de los dientes: *a*) estado de comienzo; *b*) estado después de haber progresado.

Puesto que los materiales son elásticos, al actuar la fuerza normal F_{bt} se aplanan las zonas de contacto de los flancos, produciéndose a lo ancho de los dientes una superficie de contacto, no una línea. Las tensiones de presión (presiones) se distribuyen proporcionalmente a las deformaciones indicadas. Hacia finales del siglo XIX, el famoso físico alemán Henrich Hertz desarrolló una teoría para los aparejamientos de rodadura, mediante la cual puede calcularse la presión máxima, es decir, la presión de Hertz.

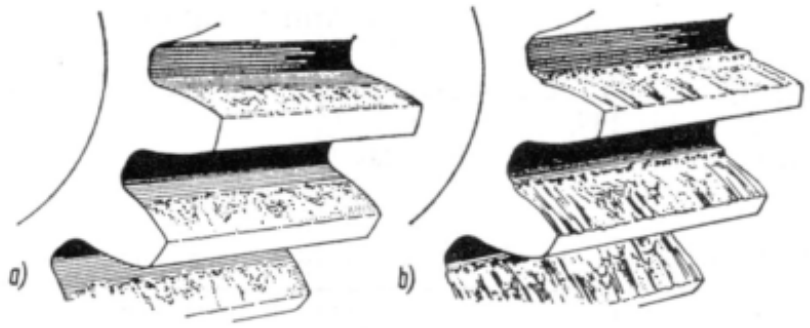
Cuando se sobrepasan las presiones de Hertz soportables, se desprenden partes de los flancos de los dientes, originalmente pequeñas concavidades o picaduras que los ingleses llaman *pittings*. También, el tipo de los movimientos deslizantes, la calidad de las superficies de los flancos, la presión de engrase y otras condiciones similares influyen en la formación de estos pequeños hoyos. La formación de picaduras se considera inadmisible cuando aumenta considerablemente el número de éstas o su

tamaño. La resistencia a la rotura determinada por la presión en los flancos se llama **resistencia a la rotura de los flancos**.

De la figura anterior se deduce que la formación de picaduras comienza en la zona del círculo de rodadura, es decir, la presión de Hertz es crítica al tocarse los flancos de los dientes precisamente en el punto de rodadura *C*. Por eso, en general, es suficiente calcular la presión de Hertz que se ejerce en un punto de la rodadura.

Desgaste por abrasión y deslizamiento

Cuando existe una combinación desfavorable de carga, velocidad de deslizamiento, coeficiente de rozamiento de los flancos, estado de las superficies y temperatura del aceite, puede romperse la película de lubricante, estableciéndose el contacto metálico de los flancos. Debido al elevado rozamiento de deslizamiento, éstos se calientan fuertemente y se hacen rugosos. Las elevaciones producidas en el material se sueldan y se separan de nuevo, es decir, ambos flancos se **lesionan** y se **cicatrizan** sucesivamente. Los primeros síntomas aparecen en las cabezas de los dientes, porque allí es máxima la velocidad de deslizamiento. Los fenómenos de abrasión se denominan también **excoriación** (ver figura siguiente). Cuando los materiales de las ruedas tienen una gran resistencia a la temperatura y se lubrican con aceites de alta presión (tratados con azufre, fósforo o cloro), puede reducirse el peligro de abrasión. Tienden a este desgaste las cabezas de los dientes de las ruedas accionadas y los pies de los dientes de las ruedas motrices. La resistencia a la acción de la abrasión se denomina **resistencia al desgaste por abrasión**.



Formación de excoriación en los flancos de los dientes: *a*) estado inicial; *b*) estado avanzado.

El desgaste por deslizamiento se hace apreciable por el efecto del roce en los flancos cuando éste es mixto o seco. Un rozamiento excesivo, especialmente si se distribuye de modo no uniforme sobre los flancos, puede inutilizar el engranaje. La resistencia a la acción del deslizamiento se llama **resistencia al desgaste por deslizamiento**. No existen todavía métodos de cálculo satisfactorios para determinar estas dos clases de resistencia.

4.3.2.1.- Filtración de aceite en grandes aerogeneradores

Aunque se pueden ver rodamientos de rodillos de rótula con superficies mates en casi todos los engranajes de los aerogeneradores con turbinas de más de 600 kW, no existe aún una explicación racional de porqué se matiza esta superficie, ni se conoce bien como están las superficies del anillo interior y exterior, ya que los rodillos se cambian para evitar roturas, y los engranajes no se desmontan durante ese cambio. Existen en desarrollo investigaciones a fondo sobre estos rodillos y del proceso de desgaste, que serán de importancia vital para la comprensión del fenómeno.

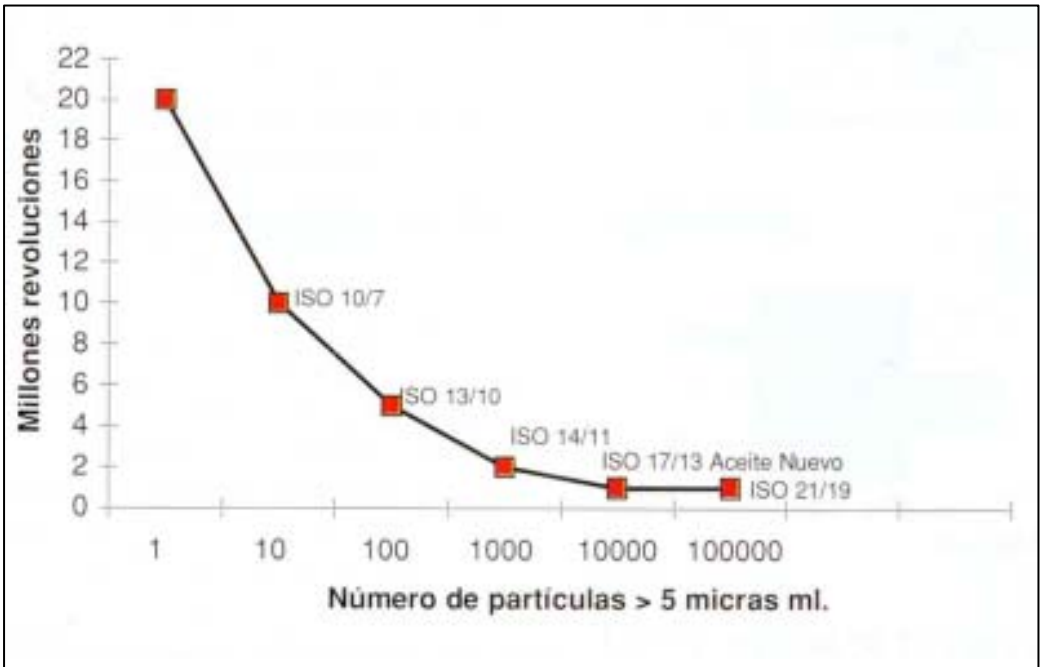
Lo que sí es cierto es que la limpieza del aceite es un factor muy importante para la vida útil de los rodamientos. Conscientes de ello, la mayoría de los fabricantes de aerogeneradores incorporan un sistema de filtración de aceite de calidad en máquinas de más de 600 kW.

Limpieza del aceite

La limpieza del aceite se mide por el recuento de partículas según ISO 4406. El número de partículas se cuenta y divide en tres grupos de tamaño: > 2µm, > 5µm y > 15µm.

Por ejemplo, en un aceite sacado de una turbina Nordtank de 600 kW, el contenido de partículas fue de 677 212 > 2µm, 201 360 > 5µm y 19 240 > 15µm. La limpieza de este aceite se clasifica en 20/18/15, según la tabla IS04406.

En un rodamiento todas las partículas duras > 1µm causarán, en principio,



Vida de los rodamientos.

desgaste en el mismo. Es obvio que las partículas mayores son las que más dañan, por lo tanto debemos reducir el número de las > 15µm tan rápido como sea posible. En la práctica lo que importa es el contenido de partículas en el aceite, y no la clasificación de micrones en el filtro. El nivel de limpieza debería ser de 15/12 o 14/11.

La curva en la figura de la página anterior indica la importancia de la vida de los rodamientos en función de la limpieza del aceite. Ésta, realizada al aceite nuevo, suele ser de 17/13, lo cual no es suficiente. La curva muestra que el rodamiento de la turbina Nordtank, arriba citada, con un código ISO de 18/15, podría haber duplicado su vida útil siempre y cuando el aceite tuviese un grado de limpieza de 14/11. Si antes de utilizarlo se hubiese mejorado la limpieza del aceite, se habría logrado un aumento considerable de la vida útil de los rodamientos.

Sistemas de filtración

Todos los aerogeneradores tienen un sistema de filtración en línea (gráfico 1), a menudo instalado en el circuito de refrigeración de aceite. Para mantener la temperatura del aceite baja hay que bombear un cierto volumen de aceite por el refrigerador. Una bomba como ésa puede tener una capacidad de, por ejemplo, 40 l/m. Con este caudal, y teniendo en cuenta la viscosidad del aceite, la necesidad de una gran superficie de filtro en línea es enorme, lo cual disminuye la capacidad de retención de la suciedad.

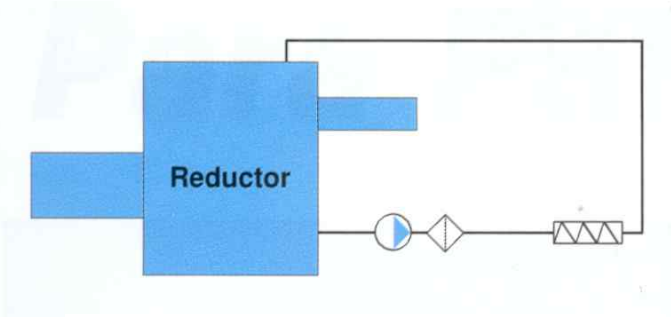


Gráfico 1. Filtro en el circuito de refrigeración.

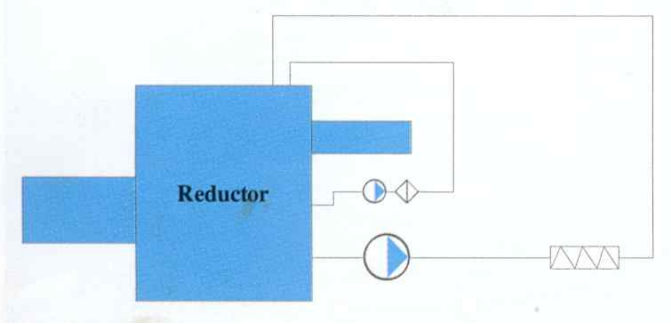


Gráfico 2. Circuito de filtrado independiente.

La turbina Nordtank de 600 kW citada tiene un pequeño filtro en línea, cuyo tamaño de malla es de 15 µm, el cual da como resultado una limpieza de 18/15. Si se instala uno fino se obstruye en medio año. Cuando el filtro se bloquea aumenta la presión del aceite y se abre una válvula de seguridad, el aceite no entra en él y no se depura hasta que se cambie. Es por lo que este tipo de filtración no es suficiente. Creemos que un sistema de filtrado externo ofrece mejores resultados y mayor seguridad, además del filtro en línea (gráfico 2). En el sistema externo se emplea una bomba de caudal muy bajo, por ejemplo, 45 l/h. Aquí puede instalarse un operador muy fino sin ocupar mucho espacio. El elemento principal del filtro es de diferentes fibras de celulosa y tiene una capacidad de filtración de 2 µm.

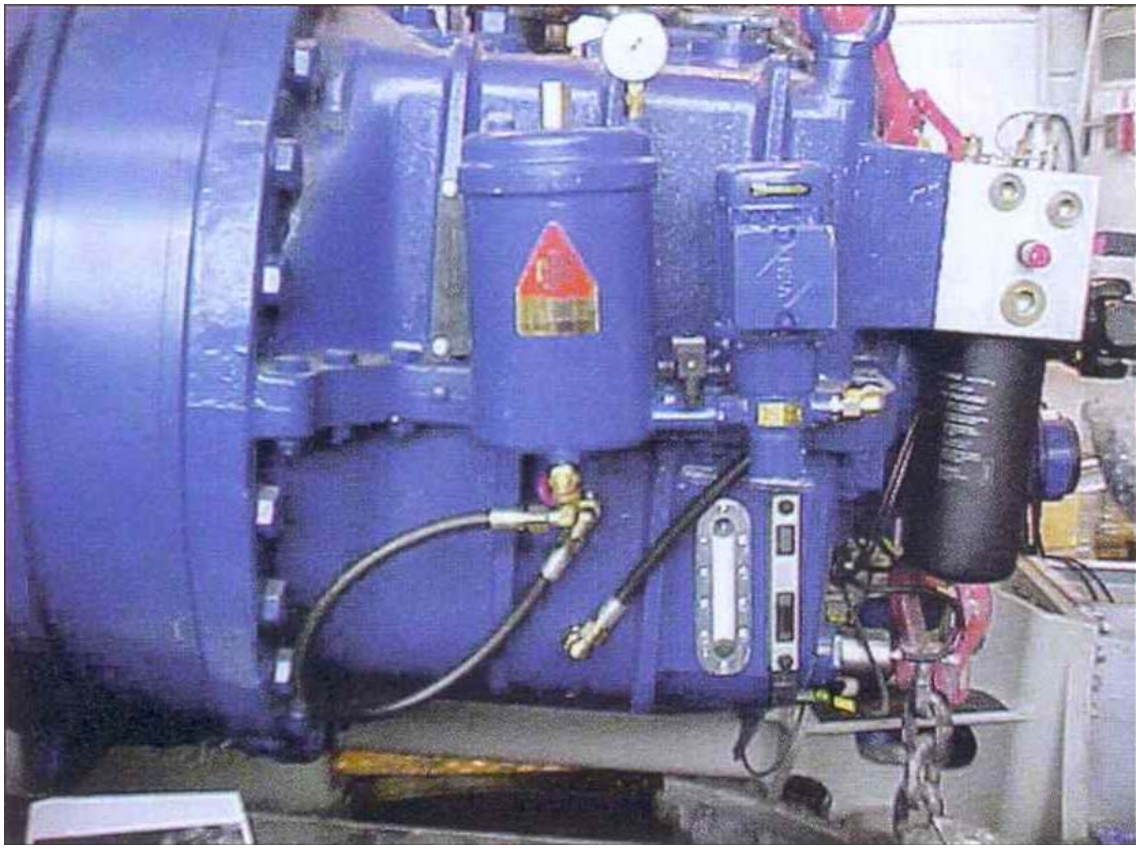
La actitud de los fabricantes

Los fabricantes de aerogeneradores están siguiendo los pasos de la experiencia acumulada de las industrias *offshore* y marina para mantener el aceite limpio en grandes engranajes. Una encuesta entre los principales fabricantes de aerogeneradores arrojó los resultados siguientes:

- Vestas tiene una bomba fija accionada directamente en el engranaje, un filtro de 10 µm y lubricación a presión en todos los rodamientos de los engranajes. Las pruebas de las diferentes finuras muestran que el filtro en línea existente en V39-42-44-47 puede mantener un nivel de limpieza de 15/12 si se cambia cada 6 meses, por lo que los aerogeneradores Vestas funcionan muy bien. En algunos aerogeneradores Vestas se han instalado operadores externos C.C. Jensen con buenos resultados. Todas las turbinas nuevas (V52, V66, V80) tendrán un filtro externo y, posteriormente, se instalará otro en los aerogeneradores existentes del tipo V66. En cuanto a la turbina V47 se espera colocar un filtro externo como kit post-instalación.

- NEG Micon tiene igualmente resultados de pruebas de funcionamiento con un sistema de filtrado C.C. Jensen en dos turbinas de 600 kW, y otras pruebas con Europafilter y un filtro electrostático de Kleentek. Con ambos se limpió el aceite a 15/12 en poco tiempo. NEG Micon es de la opinión que el filtro en línea, ya instalado, da suficiente vida al engranaje. No obstante, se ofrecen sistemas externos para aerogeneradores existentes con cargo al cliente.

- Todos los nuevos aerogeneradores de Bonus se han instalado con un sistema de filtro externo, también de C.C. Jensen. Es el único fabricante que ha comenzado a



Situación de un filtro externo instalado en un multiplicador Bonus.

instalar el sistema en todas las turbinas que están en funcionamiento con una antigüedad máxima de 4 años, y toda la producción actual ya sale de fábrica equipada con filtros externos.

- Nordex está probando la filtración externa en tres turbinas N60 en Alemania. Emplean un filtro Hydac cuya finura es de 2, 5 y 10 µm. Nordex espera instalar un sistema de filtrado externo en todas las turbinas nuevas, pero también se ofrecerá, con cargo al cliente, el sistema para las turbinas existentes.

La foto de la página anterior muestra un sistema de filtrado externo instalado en una turbina Bonus. Entre la bomba y el filtro hay un purgador que se utiliza cuando se extrae aceite para realizar análisis. Actualmente las muestras de aceite incluyen, típicamente, viscosidad, contenido de agua, cantidad de ácidos y metales de desgaste. Hasta ahora no se ha centrado en el recuento de partículas, pero creemos que es absolutamente necesario incluir este análisis. Cuando ha comenzado la filtración hay que comprobar el aceite a fin de saber si el filtro trabaja de forma satisfactoria o no.

Por otra parte, además del recuento de partículas, también es importante conocer los diferentes tipos contenidos en el aceite. Las partículas duras provocan desgaste mientras que las blandas no provocan el mismo daño.

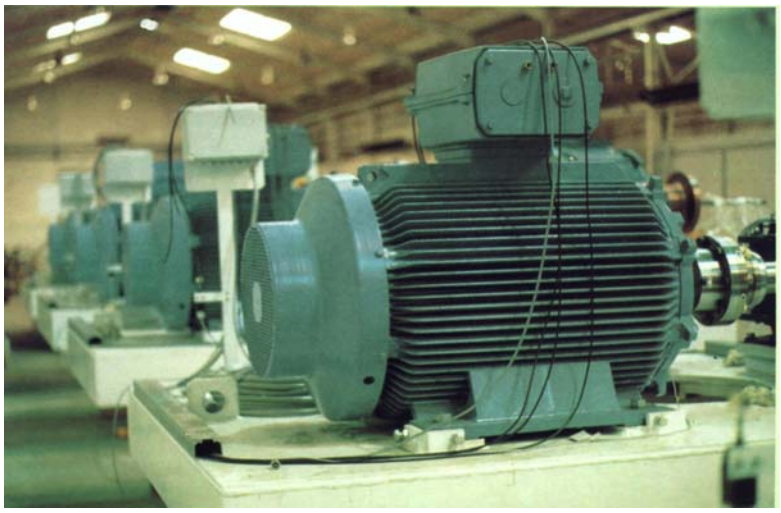
Condiciones de funcionamiento

Si el suministro de energía es constante, un filtro externo debería funcionar 24 horas al día. Algunos fabricantes prefieren fijar la temperatura del aceite en el cárter de los engranajes para controlar el sistema, así la unidad de filtrado trabaja sólo cuando la temperatura está sobre 40 ºC, por ejemplo.

Los fabricantes de filtros C.C. Jensen, Hydac, Europafilter y Phoenix han probado sus unidades de filtro a temperaturas extremadamente bajas. Incluso a temperaturas de -30 ºC, el sistema puede arrancar y enviar caudal al equipo de forma gradual. Los costes de estos sistemas oscilan, sin la instalación, sobre las 200 000 Ptas.

En definitiva, creemos aconsejable la instalación de un sistema de filtro externo en turbinas de más de 600 kW, e incluir el recuento de partículas al tomar muestras para hacer análisis de aceite.

4.4.- Generadores de turbinas eólicas



Generador Made de 180 kW.

El generador eléctrico es la parte del conjunto eólico que permite obtener del viento energía eléctrica. Esta relación, que parece tan simple, requiere que sistemas mecánicos y eléctricos estén perfectamente coordinados. En esta parte del aerogenerador veremos que, con arreglo a las diferentes máquinas eléctricas usadas, tendremos ventajas e inconvenientes a la hora de obtener la energía eléctrica. En las grandes instalaciones se utilizan grupos de generadores asíncronos o grupos de generadores síncronos conectados a la red de forma directa o a través de dispositivos electrónicos. En las pequeñas instalaciones, que trabajan como sistemas aislados de la red o bien de forma combinada con diésel, se utilizan generalmente generadores síncronos (alternadores) y, excepcionalmente de corriente continua (dínamos tipo derivación) en sistemas en donde la energía eléctrica ha de ser almacenada.

Voltaje generado (tensión)

En grandes aerogeneradores (alrededor de 100-150 kW) el voltaje (tensión) producido por el generador suele ser de 690 V de corriente alterna trifásica (AC). Posteriormente, la corriente es enviada a un transformador anexo a la turbina (o dentro de la torre), para aumentar su voltaje a valores entre 10 000 y 30 000 V (típicamente 20 000 V).

Los grandes fabricantes proporcionan modelos de generadores tanto de 50 Hz (para las redes eléctricas de la mayor parte del mundo) como de 60 Hz (para la red eléctrica de América).

Sistema de refrigeración

Los generadores necesitan refrigeración durante su funcionamiento. En la mayoría de turbinas la refrigeración se lleva a cabo mediante encapsulamiento del generador en un conducto, utilizando un gran ventilador para la refrigeración por aire, aunque algunos fabricantes usan generadores refrigerados por agua. Éstos pueden ser construidos de forma más compacta, lo que también les proporciona algunas ventajas en cuanto a rendimiento eléctrico se refiere, pero precisan de un radiador en la góndola para eliminar el calor del sistema de refrigeración por líquido.

Arranque y parada del generador

Si conecta, o desconecta, un gran generador de turbina eólica a la red simplemente accionando un interruptor de corriente, es probable que dañe el generador, el multiplicador y la corriente de red del vecindario.

En la sección "Cuestiones sobre la calidad de la potencia" conocerá con más detalle como tratan este tema los diseñadores de aerogeneradores.

Opciones de diseño en generadores y conexión a red

Las turbinas eléctricas pueden ser diseñadas tanto con generadores síncronos como asíncronos, y con varias formas de conexión directa o conexión indirecta a red del generador.

La conexión directa a red significa que el generador está conectado directamente a la red de corriente alterna (generalmente trifásica).

La conexión indirecta a red significa que la corriente que viene de la turbina pasa a través de una serie de dispositivos eléctricos que ajustan la corriente para igualarla a la de la red. En generadores asíncronos esto ocurre de forma automática.

4.4.1.- Generadores síncronos

Son máquinas comúnmente utilizadas en la generación eléctrica. La producción de una fuerza electromotriz alterna senoidal se basa en el fenómeno de inducción electromagnética, y puede realizarse de dos formas:

- Haciendo girar un devanado inducido en un campo magnético inductor fijo.
- Haciendo girar unos electroimanes, cuyo flujo magnético incide sobre unos conductores fijos.

El sistema más empleado en la generación de energía eléctrica es el segundo; vemos, pues, la constitución de un generador síncrono de inducido fijo. Consta básicamente de dos partes:

- Un sistema inductor móvil o rotor, formado por los núcleos polares y las bobinas (devanado inductor), a las cuales se conecta la línea de alimentación en corriente continua. También puede hacerse mediante imanes permanentes.

- El sistema inducido fijo o estator, que está formado por una corona de chapa magnética con ranuras, en las que van alojados los conductores que forman los tres devanados que se conectan a la placa de bornes.

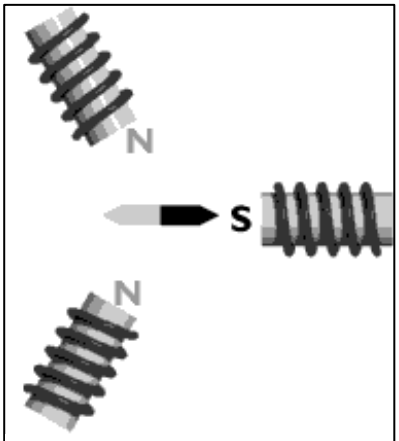
En el mismo eje del alternador suele ir un generador de corriente continua (dínamo excitatriz) que produce la intensidad de alimentación del devanado inductor.

Actualmente se emplean sistemas de excitación en los cuales la excitatriz produce corriente alterna, que se convierte en corriente continua por medio de rectificadores montados en el eje, y que alimentan directamente al rotor del alternador sin necesidad de anillos ni escobillas.

La estructura del rotor se fabrica en dos versiones distintas: en forma de polos salientes, utilizados en velocidades de giro reducidas (entre 100-750 r.p.m.); y en forma de polos lisos o rotor cilíndrico, utilizado en sistemas de velocidades elevadas (3 000 r.p.m.).

Principios de un generador trifásico (o motor)

Todos los generadores trifásicos utilizan un campo magnético giratorio. En el dibujo de la derecha hemos instalado tres electroimanes alrededor de un círculo. Cada uno de los tres imanes está conectado a su propia fase en la red eléctrica trifásica.



Generador trifásico bipolar (composición de 3 campos magnéticos).

Como puede ver, cada electroimán produce alternativamente un polo norte y un polo sur hacia el centro. La fluctuación en el magnetismo corresponde exactamente a la fluctuación en la tensión de cada fase. Cuando una de las fases alcanza su máximo, la corriente de las otras dos está circulando en sentido opuesto y a la mitad de tensión. Dado que la duración de la corriente en cada imán es un tercio de la de un ciclo aislado, el campo magnético dará una vuelta completa por ciclo.

Operación de un motor síncrono

La aguja de la brújula (con el polo norte pintado de negro) seguirá exactamente el campo magnético y completará una revolución por ciclo (el estator, aunque está fijo, constituye un campo magnético giratorio). En una red de 50 Hz, la aguja alcanzará 50 revoluciones por segundo, lo que equivale a 50 veces 60 = 3 000 r.p.m. (revoluciones por minuto).

En el dibujo de arriba hemos construido, de hecho, lo que se llama motor **síncrono** bipolar de imán permanente. La razón por la que se llama motor síncrono es que el imán del centro girará a una velocidad constante síncrona (girando exactamente como el ciclo) con la rotación del campo magnético.

La razón por la que se le llama **bipolar** es que tiene un polo norte y un polo sur. Puede parecerle tripolar, pero lo cierto es que la aguja de la brújula siente la tracción de la suma de los campos magnéticos que están alrededor del suyo propio. Por tanto, si el imán de la parte superior es un polo sur fuerte, los dos imanes de la parte inferior equivaldrán a un polo norte fuerte.

Se llama motor de **imán permanente** debido a que la aguja de la brújula del centro es un imán permanente, y no un electroimán (se podría fabricar un motor real sustituyendo la aguja de la brújula por un potente imán permanente, o un electroimán que mantenga su magnetismo gracias a una bobina arrollada alrededor de un núcleo de hierro y alimentada con corriente directa).

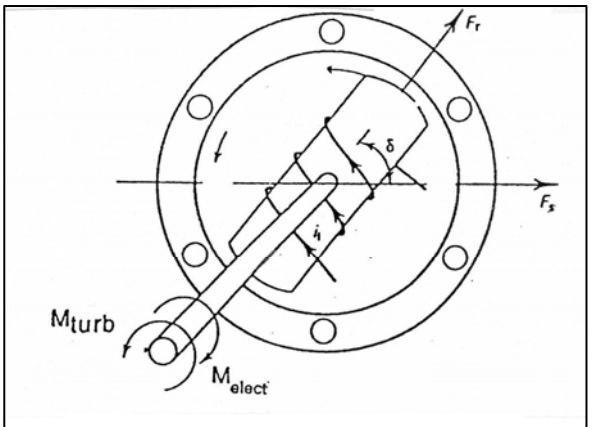
Al montaje con los tres electroimanes se le denomina **estator** del motor, porque es la parte que permanece estática (en el mismo lugar). La aguja de la brújula del centro es el llamado **rotor**, obviamente porque es la parte que gira.

Operación de un generador síncrono

Si empieza a forzar el imán para que gire, en lugar de dejar que la corriente de red lo mueva, descubrirá que trabaja como generador, devolviendo corriente alterna a la red (debería tener un imán más potente para producir mucha electricidad). Cuanta más fuerza (par torsor) le aplique, mayor electricidad producirá, aunque el generador seguirá girando a la misma velocidad, impuesta por la frecuencia de la red eléctrica.

Puede desconectar completamente el generador de la red, y construir su propia red eléctrica trifásica, enganchando bombillas a tres bobinas arrolladas a electroimanes. Sin embargo, si se desconecta de la red principal tendrá que accionarse a una velocidad de giro constante para que produzca corriente alterna a una frecuencia constante. Por lo tanto, con este tipo de generador, normalmente querrá usar una **conexión indirecta a la red**.

El campo magnético inductor (F_r) es creado por la corriente continua que circula por el bobinado de excitación en el rotor, mientras que el campo magnético de reacción de inducido (F_s) se produce como consecuencia de las corrientes que circulan por los conductores del estator, y que se conectan a la red.



Excitación del rotor.

Para que el par tenga un valor uniforme, y así poder transmitir la potencia del eje a la red, el ángulo formado por el campo magnético inductor y el campo magnético resultante de la máquina debe ser constante. Entonces, la velocidad de giro de los dos campos debe coincidir.

Por todo ello, la velocidad debe mantenerse constante y proporcional a la frecuencia de red.

Así, el par electromagnético tiene la expresión:

$$M_{elect} = \left[\sqrt{3} \frac{p}{2 \cdot \pi} \frac{U \cdot E}{f_s \cdot X_s} \right] sen\delta$$

Siendo: p = nº de pares de polos
f_s = frecuencia de red
Xs = reactancia síncrona de la máquina
E = f.e.m. inducida en la máquina
U = tensión de red

En la práctica, los generadores síncronos de imán permanente no son muy usados. Hay varias razones para que así sea. Una de ellas es que los imanes permanentes tienden a desmagnetizarse al trabajar en los potentes campos magnéticos existentes en el interior de un generador.

Otra de las razones es que estos potentes imanes (fabricados a partir de tierras raras, como el neodimio) son bastante caros, si bien es verdad que los precios han disminuido últimamente.

Ventajas de los generadores síncronos para el aprovechamiento eólico

Estos generadores no precisan absorber energía reactiva de la red eléctrica, pues son capaces de abastecerse de la suya propia y ceder la cantidad sobrante a la red. La regulación de la potencia reactiva suministrada a la red se realiza con el control de la corriente de excitación.

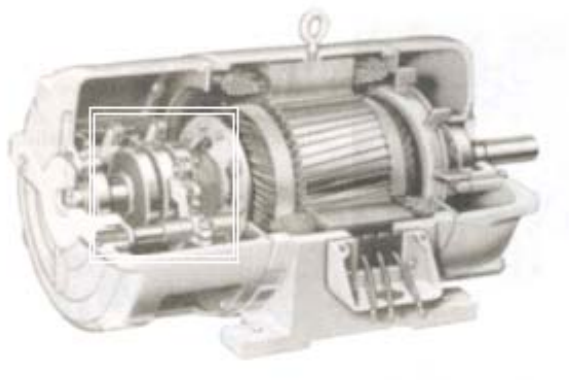
Desventajas de los generadores síncronos para el aprovechamiento eólico

Se carece de medios para regular el par electromagnético del generador, por lo que se debe regular la potencia extraída de la turbina actuando sobre el ángulo de paso de la pala.

La imposibilidad de regular el par en régimen transitorio, unido a la rigidez de la característica par-velocidad, hace delicado el funcionamiento del generador ante cambios rápidos de la velocidad del viento. Se producen armónicos de baja frecuencia en la corriente y potencias inyectadas en la red que no se pueden filtrar.

Al no tener par de arranque obliga a utilizar turbinas que tengan la posibilidad de regular el ángulo de paso de la pala. Así, el grupo se arranca con un ángulo grande y, posteriormente, se regula el paso de la pala hasta su valor óptimo.

Para conectar un generador síncrono a la red es preciso igualar previamente la frecuencia y tensión del alternador (sincronizar) de forma que coincidan con las de la red, lo que hace necesario el empleo de sistemas de control de velocidad que faciliten este paso.



Rotor alimentado con c.c. a través de escobillas y anillos.

Turbinas eólicas con generadores síncronos

Las turbinas eólicas que utilizan generadores síncronos suelen usar imanes en el rotor alimentados por corriente directa de la red eléctrica. Dado que la red suministra corriente alterna, hay que convertirla en corriente directa (continua) antes de enviarla a las bobinas arrolladas a los electroimanes del rotor.

Los electroimanes del rotor están conectados a la corriente mediante escobillas y anillos rozantes en el árbol (eje) del generador.

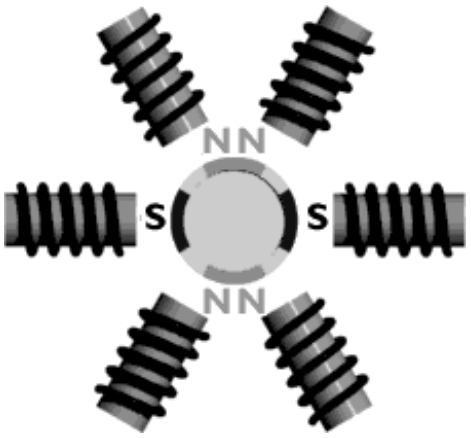
4.4.2.- Cambio de la velocidad de giro del generador

Un generador tetrapolar

La velocidad de un generador (o motor) que está directamente conectado a una red trifásica es constante y está impuesta por la frecuencia de la red, tal y como vimos en el párrafo anterior.

Sin embargo, si dobla el número de electroimanes que hay en el estator, puede asegurar que el campo magnético girará a la mitad de la velocidad.

En el dibujo de la derecha, el campo magnético se mueve ahora en el sentido de las agujas del reloj durante media revolución antes de alcanzar de nuevo el mismo polo magnético. Simplemente hemos conectado los seis imanes a las tres fases, en el sentido de las agujas del reloj.



Generador trifásico tetrapolar formado por 6 bobinas (campos magnéticos compuestos).

Este generador (o motor) tiene **cuatro** polos en todo momento, dos polos sur y dos polos norte. Dado que un generador sólo completará **media** revolución por ciclo, obviamente dará 25 revoluciones por segundo en una red de 50 Hz, ó 1 500 revoluciones por minuto.

La velocidad de sincronismo se obtiene con la siguiente fórmula:

$$n_s = 60 \frac{f_{RED}}{P}$$

Siendo: P = nº de pares de polos
f_{RED} = frecuencia de red

Al doblar el número de polos en el estator de un generador síncrono tendremos que doblar el número de imanes en el rotor, tal y como se ve en el dibujo. En caso contrario, los polos no irían parejos (podríamos utilizar dos imanes en forma de herradura en este caso).

Otros números de polos

Obviamente, podemos repetir lo que acabamos de hacer e introducir otro par de polos simplemente añadiendo 3 electroimanes más en el estator. Con 9 imanes conseguimos una máquina de 6 polos, que girará a 1 000 r.p.m. en una red de 50 Hz. Los resultados generales son los siguientes:

Velocidades de un generador síncrono (r.p.m)

Número de polos	50 Hz	60 Hz
2	3 000	3 600
4	1 500	1 800
6	1 000	1 200
8	750	900
10	600	720
12	500	600

El término **velocidad del generador síncrono** se refiere a su velocidad cuando está girando de forma síncrona con la frecuencia de red. Esto es aplicable a todo tipo de generadores; sin embargo, en el caso de los asíncronos (o de inducción) equivale a su velocidad en vacío.

¿Generadores de baja o alta velocidad?

La mayoría de turbinas eólicas usan generadores de 4 ó 6 polos (1 500 ó 1 000 r.p.m.). La razón por la que se utilizan éstos de velocidad relativamente alta es por ahorrar en tamaño y en costes.

La fuerza máxima (par torsor) que un generador puede crear depende del volumen del rotor. Para una potencia de salida dada podrá elegir entre un gran generador (y, por lo tanto, caro) de baja velocidad y un generador más pequeño (más barato) de alta velocidad.

4.4.3.- Generadores asíncronos (o de inducción)

La mayoría de las turbinas eólicas del mundo utilizan un generador asíncrono trifásico (de jaula bobinada), también llamado generador de inducción, para generar corriente alterna. Fuera de la industria eólica y de las pequeñas unidades hidroeléctricas, este tipo de generadores no está muy extendido; de todas formas, se tiene una gran experiencia en tratar con ellos.

Lo curioso de este tipo de generador es que fue inicialmente diseñado como motor eléctrico. De hecho, una tercera parte del consumo mundial de electricidad es utilizado para hacer funcionar motores de inducción que mueven maquinaria en fábricas, bombas, ventiladores, compresores, elevadores y otros mecanismos que tengan la misión de convertir energía eléctrica en energía mecánica. Otra de las razones para la elección de este tipo de generador es que es muy fiable, y, comparativamente, no suele resultar caro. También tiene propiedades mecánicas que lo hace especialmente útil en turbinas eólicas (el **deslizamiento** del generador y una cierta capacidad de sobrecarga).

El rotor de jaula

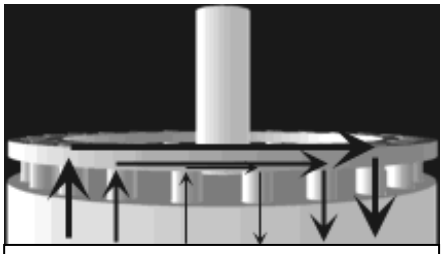
Este es el rotor que hace que el generador asíncrono sea diferente del síncrono. El rotor consta de un cierto número de barras de cobre o de aluminio, conectadas eléctricamente por anillos de aluminio finales, tal y como se ve en el dibujo de la derecha.

Jaula de ardilla (del rotor)

En el dibujo puede verse el rotor provisto de un núcleo de **hierro**, que utiliza un apilamiento de finas láminas de acero aisladas, con agujeros para las barras conductoras de aluminio. El rotor se sitúa en el centro del estator (en este caso se trata de uno tetrapolar) conectado directamente a las tres fases de la red eléctrica.

Funcionamiento como motor

Cuando se le conecte a la corriente, la máquina empezará a funcionar como motor, girando a una velocidad ligeramente inferior a la síncrona del campo magnético del estator. ¿Qué es lo que ocurre? Si miramos las barras del rotor desde arriba (en el dibujo de la derecha) tenemos un campo magnético moviéndose respecto a él . Esto induce una corriente muy elevada en las barras del rotor, que apenas ofrecen resistencia, pues están cortocircuitadas por los anillos finales.



Circulación de corrientes en el rotor de jaula.

El rotor desarrolla entonces sus propios polos magnéticos, que se ven, por turnos, arrastrados por el campo magnético giratorio del estator.

Funcionamiento como generador

Ahora bien, ¿qué es lo que ocurre si hacemos girar el rotor de forma manual a, exactamente, la velocidad síncrona del generador, p.ej. 1500 r.p.m. (revoluciones por minuto), para el generador síncrono tetrapolar, tal y como se vio en la página anterior? La respuesta es **nada**. Dado que el campo magnético gira exactamente a la misma velocidad que el rotor, no se produce ningún fenómeno de inducción en él , por lo que no interaccionará con el estator.

¿Y si aumentamos la velocidad por encima de las 1 500 r.p.m.? En ese caso el rotor se mueve más rápidamente que el campo magnético giratorio del estator, lo que significa que, una vez más, el estator inducirá una gran corriente en el rotor. Cuanto más rápidamente hagamos girar el rotor, mayor será la potencia transferida al estator, en forma de fuerza electromagnética, y posteriormente convertida en electricidad suministrada a la red eléctrica.

Esto se traduce en que, inicialmente, la máquina arranca como motor asíncrono, arrastrando la turbina, y alcanza una velocidad de régimen, como motor, cercana a la de sincronismo. Tan pronto como la turbina supere esta velocidad al provocar un par

motor en el mismo sentido de giro al eje, se inducirán f.e.m. en las bobinas del rotor, que provocarán la circulación de intensidades y, como consecuencia, la aparición de un par electromagnético (M_{ELECT}) sobre el eje de la máquina en sentido contrario a la velocidad.

$$M_{ELECT} = \left[3 \frac{p}{2 \cdot \pi \cdot f} R_2^* U^2 \right] \cdot s \frac{1}{\left(R_1 + \frac{R_2^*}{s} \right)^2 + X^2}$$

Siendo:

U = tensión de red
s = deslizamiento
p = nº de pares de polos
R_1, R_2, X = parámetros de la máquina

Algunos aerogeneradores, a velocidades de viento bajas (4 m/s) y variables (viento racheado), funcionan como motores, consumiendo energía de la red eléctrica, para pasar rápidamente a generador al aumentar la velocidad del viento sobre la velocidad límite mínima de funcionamiento y no tener que partir de reposo, pues esto le llevaría un tiempo, normalmente superior a lo que duraría la racha de viento. En esta situación se dice que están motorizados. Sólo se da en una franja estrecha de velocidades de viento próximas a la del límite de arranque-parada.

Deslizamiento del generador

La velocidad de un generador asíncrono variará con la fuerza de giro (momento o par torsor) que se le aplique. En la práctica, la diferencia entre la velocidad de rotación a potencia máxima y en vacío es muy pequeña, alrededor de un 1 por ciento. Esta diferencia, en porcentaje de la velocidad síncrona, se llama **deslizamiento (s)** del generador, que es la velocidad relativa del rotor respecto al campo. Así, pues, un generador tetrapolar girará en vacío a 1 500 r.p.m. si se conecta a una red con una corriente de 50 Hz. Si está funcionando a la máxima potencia, girará a 1 515 r.p.m. (1 500 + 1%).

El deslizamiento se calcula mediante la fórmula:

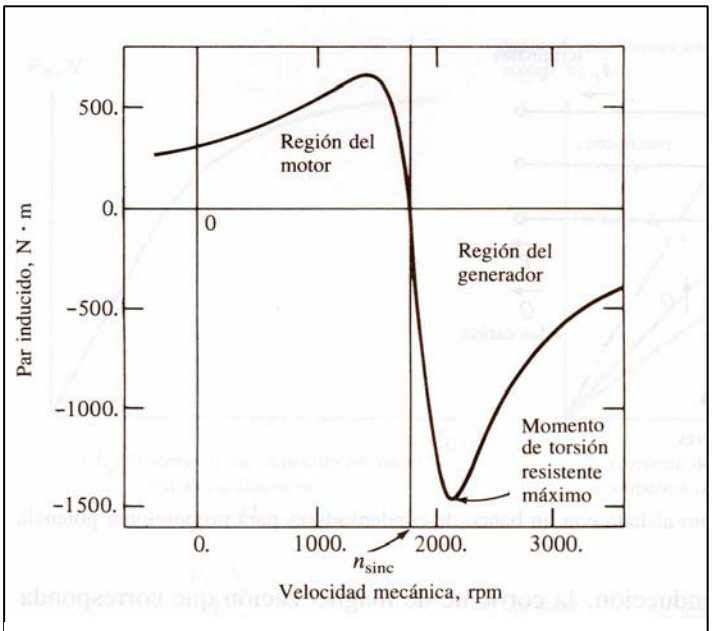
$$s = \frac{n_s - n}{n_s}$$

Siendo: n_s : velocidad de sincronismo.
n: velocidad del rotor.

Cuando gira la máquina asíncrona, como motor, lo hace a una velocidad $n<n_s$; si ahora se obliga a mover el rotor por medio de la turbina a una velocidad superior a la de sincronismo y en su mismo sentido $n>n_s$, el deslizamiento se hace negativo; la máquina absorbe entonces la energía mecánica, que se convierte en energía eléctrica devuelta a la red por el estator.

El hecho de que el generador aumente o disminuya ligeramente su velocidad, si el par torsor varía, es una propiedad mecánica muy útil. Esto significa que habrá menor rotura y desgaste en la caja multiplicadora (menor par torsor máximo). Esta es una de las razones más importantes para la utilización de generadores asíncronos, en lugar de generadores síncronos en aerogeneradores directamente conectados a la red eléctrica.

La característica par-velocidad se puede ver a continuación. En ella se observan las condiciones en las que la máquina funciona como generador.



Curva característica de torsión-velocidad (60 Hz.).

En las secciones 4 y 5 del capítulo 3 se habla de los nuevos generadores eólicos con deslizamiento variable entre un 1% y un 10%, que permiten mejorar la calidad de la energía y la vida mecánica de la máquina.

Ajuste automático de los polos del rotor

¿Se ha dado cuenta de que no especificamos el número de polos del estator cuando describíamos el rotor? La ventaja de que sea de jaula es que él mismo se adapta al número de polos del estator de forma automática. Así, pues, un mismo rotor puede ser utilizado con una gran variedad de números de polos.

Requerimientos de conexión a la red

En la sección sobre el "Generador síncrono de imán permanente" mostramos que podía funcionar sin conexión a la red pública.

En un generador asíncrono es diferente, pues precisa que el estator esté magnetizado por la red antes de funcionar.

Sin embargo, se puede hacer funcionar un generador asíncrono de forma autónoma si se le provee de condensadores que le suministren la corriente magnetizante necesaria. También es preciso que haya algo de remanencia en el hierro del rotor, es

decir, algo de magnetismo restante cuando se ponga en marcha la turbina. En caso contrario, para arrancar el sistema necesitará una batería y electrónica de potencia, o un pequeño generador diesel.

Desventajas de los generadores asíncronos para el aprovechamiento eólico

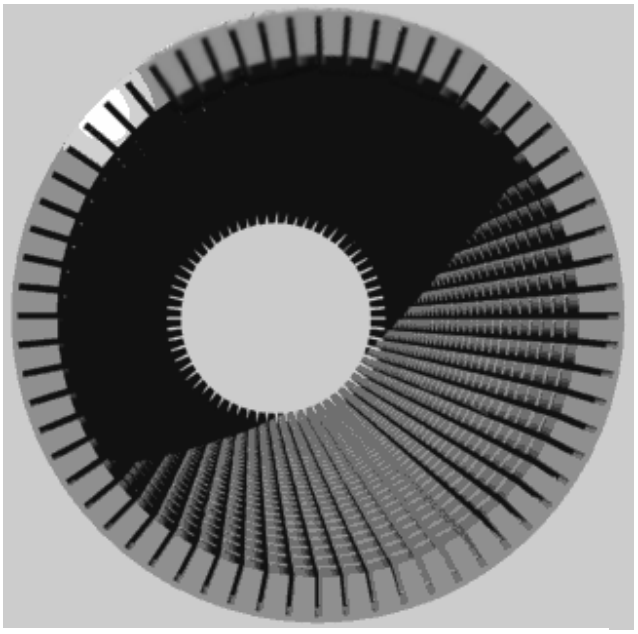
En máquinas de alto deslizamiento (8-10 %), como las empleadas en los sistemas eólicos, una fracción significativa (8-10 %) de la potencia en el eje se pierde en los bobinados rotóricos en forma de calor. Esto tiene una repercusión muy negativa en el rendimiento y, por otra parte, obliga a un sobredimensionado constructivo de la máquina y del sistema de refrigeración del motor. El sistema "Ingecon-W", tratado en la sección 3.5, aprovecha esta energía para devolver a la red.

Las máquinas asíncronas necesitan consumir energía reactiva, que obtienen, en este caso, de la red. Para obtener el máximo rendimiento de los equipos y líneas de la instalación debe compensarse la energía reactiva. La compensación se basa en la conexión de condensadores de acuerdo a las necesidades medidas por un regulador de factor de potencia.

La conexión de las secciones de condensadores provoca armónicos en las corrientes, que se deben a problemas de resonancia entre el circuito del generador, altamente inductivo, y los condensadores de compensación.

4.4.4.-Cambio del número de polos del generador

Tal vez esté pensando que un estator con el doble de imanes será el doble de caro, pero en realidad no ocurre así. De cualquier forma, los generadores (y motores) están fabricados con un gran número de imanes estatóricos, tal y como se ve en el dibujo (aún no se han añadido los devanados estatóricos arrollados al hierro).



Estator multipolar (sin devanados arrollados).

La razón de esta disposición es que se desea minimizar el entre-hierro entre el rotor y el estator. Al mismo tiempo es necesario refrigerar los imanes. El hierro del estator consta en realidad de un gran número de delgadas (0,5 mm) láminas de acero aisladas, que se apilan entre sí. Esta disposición en capas se realiza para evitar que las corrientes parásitas disminuyan la eficiencia del generador (pérdidas por corrientes parásitas de Foucoult).

Así, pues, el problema surgido al proveer de más polos a un generador asíncrono de jaula bobinada se palia al conectar de distinta forma los imanes vecinos: bien cogemos un grupo de imanes a la vez, conectándolos a la misma fase conforme nos vamos moviendo alrededor del estator, o bien cambiamos a la siguiente fase cada vez que tenemos un nuevo imán.

Generador con número de polos variable, dos velocidades

Algunos fabricantes equipan sus turbinas con dos generadores: uno pequeño, para periodos de vientos suaves; y otro grande, para periodos de vientos fuertes.

Un diseño común en las máquinas más nuevas es un generador de número de polos variable, es decir, generadores que, dependiendo de cómo estén conectados los imanes del estator, pueden funcionar con diferente número de polos y, por tanto, a distinta velocidad de rotación (normalmente entre 1 000 y 1 500 r.p.m. (6/4 polos).

Algunos generadores se fabrican por encargo, como dos-en-uno, es decir, que son capaces de funcionar como un generador de 1 500 kW (4 polos a 1 500 r.p.m.) o uno de 600 kW (6 polos a 1 000 r.p.m.), y a dos velocidades diferentes. Este diseño se está extendiendo cada vez más en toda la industria.

Si vale o no la pena utilizar un generador doble, o un mayor número de polos para los vientos suaves, dependerá de la distribución de velocidades de viento local y de los costes de los polos adicionales, comparado con el precio que el propietario de la turbina obtiene por la electricidad (deberá tener presente que el contenido energético de los vientos suaves es muy bajo).

Sin embargo, una buena razón para utilizar un sistema de generador doble es que puede hacer funcionar su turbina a más baja velocidad de rotación con valores bajos de velocidades de viento. Esto supone, a la vez, una mayor eficiencia (aerodinámicamente) y un menor ruido de las palas del rotor.

Y, por cierto, es posible que usted tenga algunos motores de número de polos variable en su casa sin saberlo: las lavadoras que también centrifugan suelen tener motores, con número de polos variable, capaces de girar a baja velocidad para lavar y a alta velocidad para centrifugar. De igual forma, los ventiladores de su cocina pueden estar construidos para funcionar a dos o tres velocidades diferentes (en este caso, con un ventilador de velocidad variable, puede emplear los conocimientos aprendidos sobre “la energía en el viento”; si quiere extraer de su casa una cantidad de aire dos veces superior por minuto utilizando el mismo ventilador, gastará ocho veces más energía eléctrica).

4.4.5.- Generadores de deslizamiento variable para turbinas eólicas

Durante muchos años, los fabricantes de motores eléctricos se han enfrentado al problema de que sus motores sólo podían girar a velocidades casi fijas, determinadas por el número de polos del motor.

Tal y como vimos anteriormente, el deslizamiento del motor (o generador) en una máquina asíncrona (de inducción) suele ser muy pequeño por cuestiones de eficiencia, por lo que la velocidad de giro variará alrededor de un uno por ciento entre el régimen en vacío y a plena carga.

Sin embargo, el deslizamiento es función de la resistencia (medida en ohmios) de los devanados del rotor del generador. A mayor resistencia, mayor deslizamiento. Por lo que una de las formas de variar el deslizamiento es variando la resistencia del rotor. De esta forma puede aumentarse el deslizamiento hasta, p.ej., un 10 por ciento.

En motores, esto suele hacerse mediante un rotor bobinado, es decir, un rotor con cables de cobre arrollados y conectados en estrella a resistencias variables externas, además de emplear un sistema de control electrónico para operar las resistencias. La conexión suele hacerse con escobillas y anillos rozantes, lo que supone un claro inconveniente respecto al diseño técnico elegante y simple de una máquina de rotor de jaula bobinada. También introduce partes que se desgastan en el generador, por lo que requiere un mantenimiento adicional.

Opti Slip®

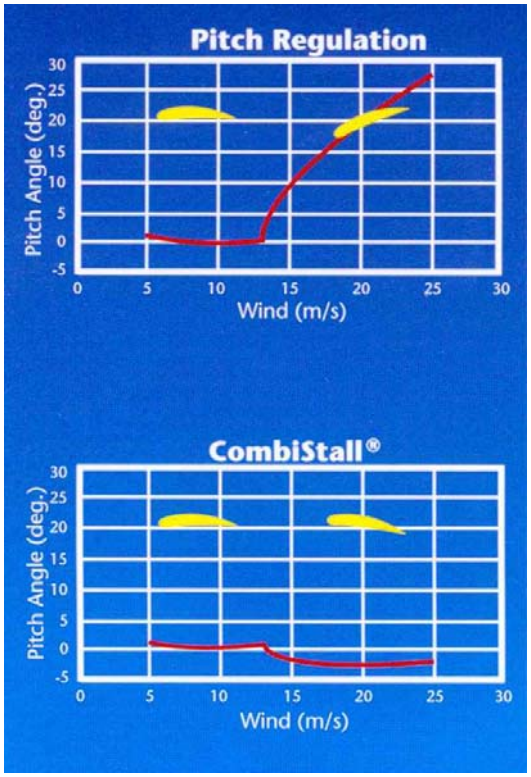
Es una variación del generador de inducción de deslizamiento variable, que evita los problemas que introducen los anillos rozantes, las escobillas, las resistencias externas y, a su vez, el mantenimiento.

Montando las resistencias externas en el propio rotor, así como el sistema electrónico, todavía le queda el problema de cómo comunicarle al rotor la cantidad de deslizamiento que necesita. Sin embargo, esta comunicación puede hacerse usando comunicaciones de fibra óptica y enviando la señal a través de la electrónica del rotor cada vez que pasa por ella.

Funcionamiento a velocidad variable de una turbina de regulación por cambio del ángulo de paso *pitch controlled*

Como se ha mencionado antes, ser capaz de hacer funcionar una turbina a velocidad variable supone muchas ventajas.

Una de las razones por las que se puede querer hacer funcionar la turbina a velocidad variable es que el control de ángulo de paso (control del par torsor para evitar sobrecargas en la caja multiplicadora y en el generador, pudiendo variar el ángulo de paso de las palas) es un proceso mecánico. Lo cual significa que el tiempo de reacción del mecanismo de cambio del ángulo de paso viene a ser un factor crítico en el diseño de turbinas.



Sin embargo, si se tiene un generador de deslizamiento variable, se puede empezar a aumentar el deslizamiento una vez se esté cerca de la potencia nominal de la turbina. La estrategia de control, aplicada en un diseño ampliamente utilizado en turbinas (de 600 kW o más), es la de hacer funcionar el generador a la mitad de su deslizamiento máximo cuando la turbina está funcionando cerca de su potencia nominal. Cuando sopla una ráfaga de viento, las señales del mecanismo de control hacen que el deslizamiento aumente para permitir que el rotor gire un poco más rápidamente, hasta que el mecanismo de cambio del ángulo de paso pueda hacer frente a la situación, girando las palas más hacia afuera del viento, o hacia adentro, entrando las palas en pérdidas (ver sección 3.4 y 3.5). Una vez que el mecanismo de cambio del paso ha hecho su trabajo, el deslizamiento disminuye de nuevo. En el caso de que el viento disminuya de repente, el mecanismo aplicado es el inverso.

Aunque estos conceptos puedan parecer simples, lo de asegurar el que los dos mecanismos de control cooperen de forma eficiente es todo un reto técnico.

Mejora de la calidad de potencia

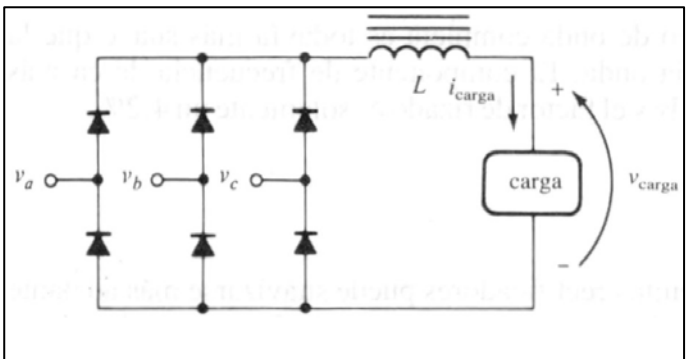
Se puede objetar que al hacer funcionar un generador con un alto deslizamiento produce más calor, lo que hace que éste trabaje menos eficientemente. Sin embargo, esto no constituye un problema en sí mismo, ya que la única alternativa es gastar el exceso de energía orientando las palas del rotor fuera del viento, al cambiar el ángulo de paso. Algunos fabricantes diseñan sus generadores de forma que se pueda extraer la energía del rotor y enviarla a la red, junto a la del estator (ver sección 3.5 Ingecon-W).

Uno de los beneficios reales de utilizar la estrategia de control que aquí se menciona es la obtención de una mejor calidad de potencia, dado que las fluctuaciones en la potencia de salida son absorbidas o compensadas variando el deslizamiento del generador, y almacenando o liberando parte de la energía en forma de energía rotacional en el rotor de la turbina eólica.

4.4.6.- Conexión indirecta a red de aerogeneradores

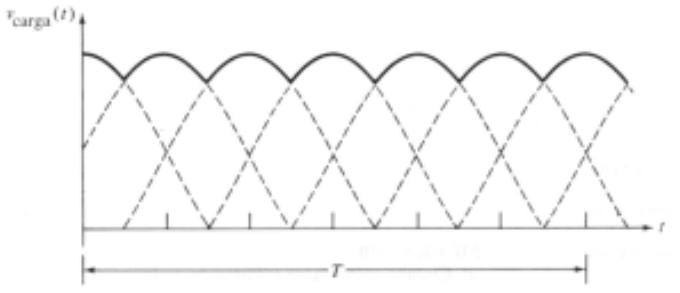
Generación de corriente alterna (CA) a frecuencia variable

La mayoría de aerogeneradores funcionan a una velocidad casi constante con conexión directa a red. Sin embargo, con conexión **indirecta** a red, el generador de la turbina eólica funciona en su propia minired, separada de corriente alterna. Esta red está controlada electrónicamente (utilizando un inversor), por lo que puede variarse la frecuencia de la corriente alterna en el estator del generador. De esta forma se puede hacer funcionar la turbina a una velocidad de giro variable. Así, pues, la turbina generará corriente alterna exactamente a la frecuencia variable aplicada al estator.



Rectificador trifásico con filtro pasivo (L).

El generador puede ser síncrono o asíncrono, y la turbina puede, tener, o no, una caja multiplicadora si el generador tiene muchos polos, como se explica en la página siguiente.



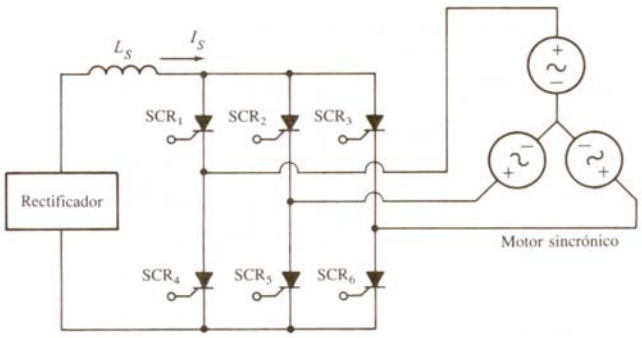
Forma de onda de salida del rectificador trifásico.

Conversión a corriente continua (CC)

La corriente alterna de frecuencia variable no puede ser entregada a la red eléctrica pública. Deberemos, por tanto, rectificarla, es decir, convertirla en corriente continua (CC). La conversión de corriente alterna de frecuencia variable a corriente continua puede hacerse utilizando tiristores o grandes transistores de potencia.

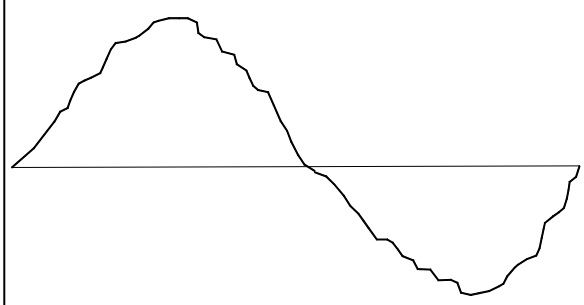
Conversión a corriente alterna de frecuencia fija

Posteriormente convertimos la corriente continua (fluctuante) a corriente alterna (utilizando un inversor) de exactamente la misma frecuencia que la de la red eléctrica pública. Esta conversión de corriente alterna en el inversor también puede hacerse utilizando tiris-tores o transistores (IGBT).



Inversor con SCRs. Podrían ser IGBTs.

Los tiristores o transistores de potencia son grandes interruptores de material semiconductor que funcionan sin partes mecánicas. A primera vista, la clase de corriente alterna que se obtiene de un inversor tiene un aspecto bastante feo (nada que ver con la suave curva sinusoidal a la que estamos acostumbrados). En lugar de eso, lo que se tiene es una serie de saltos bruscos en la tensión y en la corriente.



Salida inversor.

Filtrado de la corriente alterna

Sin embargo, las formas de onda rectangulares pueden ser suavizadas utilizando las inductancias y condensadores apropiados, lo que se da en llamar **filtro**. Sin embargo, la apariencia, más o menos dentada de la tensión, no desaparece completamente, tal y como se explica más abajo.

Ventajas de la conexión indirecta a red: velocidad variable

La ventaja de la conexión indirecta a red es que permite hacer funcionar la turbina eólica a velocidad variable.

La principal ventaja es que permite que el rotor gire más rápido durante las ráfagas de viento, almacenando así parte del exceso de energía, en forma rotacional, hasta que la ráfaga haya terminado. Obviamente, esto requiere de una estrategia de control muy inteligente, pues debemos ser capaces de distinguir entre ráfaga y altas velocidades de viento en general. De esta forma es posible reducir el par torsor máximo (reduciendo así deterioro del multiplicador y del generador), así como las cargas de fatiga en la torre y en las palas del rotor.

La ventaja secundaria es que con la electrónica de potencia se puede controlar la potencia reactiva, es decir, el desfase de la corriente respecto a la tensión en la red de corriente alterna, y así mejorar la calidad de potencia de la red eléctrica. Esto puede ser particularmente útil en turbinas que estén funcionando en una red eléctrica débil.

Teóricamente, la velocidad variable también supone una ligera ventaja en términos de producción anual, puesto que permite hacer funcionar una máquina a la velocidad óptima de giro, dependiendo de la velocidad del viento. Sin embargo, desde el punto de vista económico, la ventaja es tan pequeña que apenas merece la pena mencionarlo.

Desventajas de la conexión indirecta a red

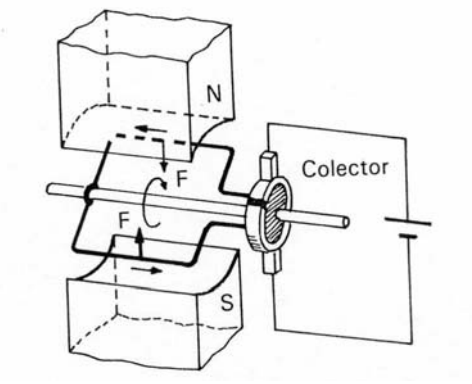
La desventaja básica de la conexión indirecta a red es el coste. Como acabamos de ver, la turbina necesitará un rectificador y dos inversores; uno para controlar la corriente del estator, y el otro para generar la corriente de salida. Actualmente, parece ser que el coste de la electrónica de potencia excede a los beneficios que reporta el hecho de construir turbinas más ligeras, aunque esto puede cambiar cuando el coste de la misma disminuya. Mirando las estadísticas de operación de aerogeneradores con electrónica de potencia (publicadas por el instituto alemán ISET), parece también que las tasas de disponibilidad de estas máquinas están por debajo de las convencionales, debido al aumento de fallos electrónicos.

Otras desventajas son la pérdida de energía en el proceso de conversión CA-CC-CA y el hecho de que la electrónica de potencia puede introducir distorsión armónica de la corriente alterna en la red eléctrica y, por tanto, reducir la calidad de potencia.

La inclusión de convertidores de frecuencia en los sistemas eólicos de velocidad variable tiene un impacto negativo sobre la red de distribución, que se traduce en la distorsión de las intensidades inyectadas en al red y en el incremento del consumo de energía reactiva de estos sistemas. Para evitar esto deben considerarse estrategias de control que minimicen el contenido de armónicos o **tonos agudos** (múltiplos de la frecuencia de la red) de la corriente y, a la vez, que optimicen el factor de potencia. Si esto no fuese posible, se deberán incorporar a los sistemas equipos de filtrado y de compensación de potencia reactiva.

4.4.7.- Generador de corriente continua

En general, las instalaciones de corriente continua constan de una batería de acumulación, colocada en paralelo, y un disyuntor cuya función es cortar la corriente cuando la tensión en bornes del generador es inferior a la tensión en bornes de la batería.



Colector de delgas

Cuando la energía suministrada por el generador sea superior a la demanda de la carga, el exceso se aprovecha para cargar las baterías. Si dicha potencia es menor, las baterías apoyan al generador, y si éste está parado serán aquéllas la única fuente de alimentación.

El tipo de dínamos utilizadas son las de tipo Shunt o derivación. Está constituida esencialmente por el estator, en donde están devanadas las bobinas inductoras o auxiliares. En el rotor se aloja el devanado inducido que se conecta al colector, sobre el que frotan las escobillas.

Principios de funcionamiento de los generadores de c.c.

Al girar la espira dentro de un campo magnético se engendra en ella una f.e.m. El colector de delgas actúa como un conmutador giratorio, de forma que las escobillas tienen siempre la misma polaridad.

Ventajas

- Permite que, en sistemas aislados de la red, se pueda almacenar la energía eléctrica por medio de baterías.

Desventajas

- Los problemas de mantenimiento del colector y las escobillas.

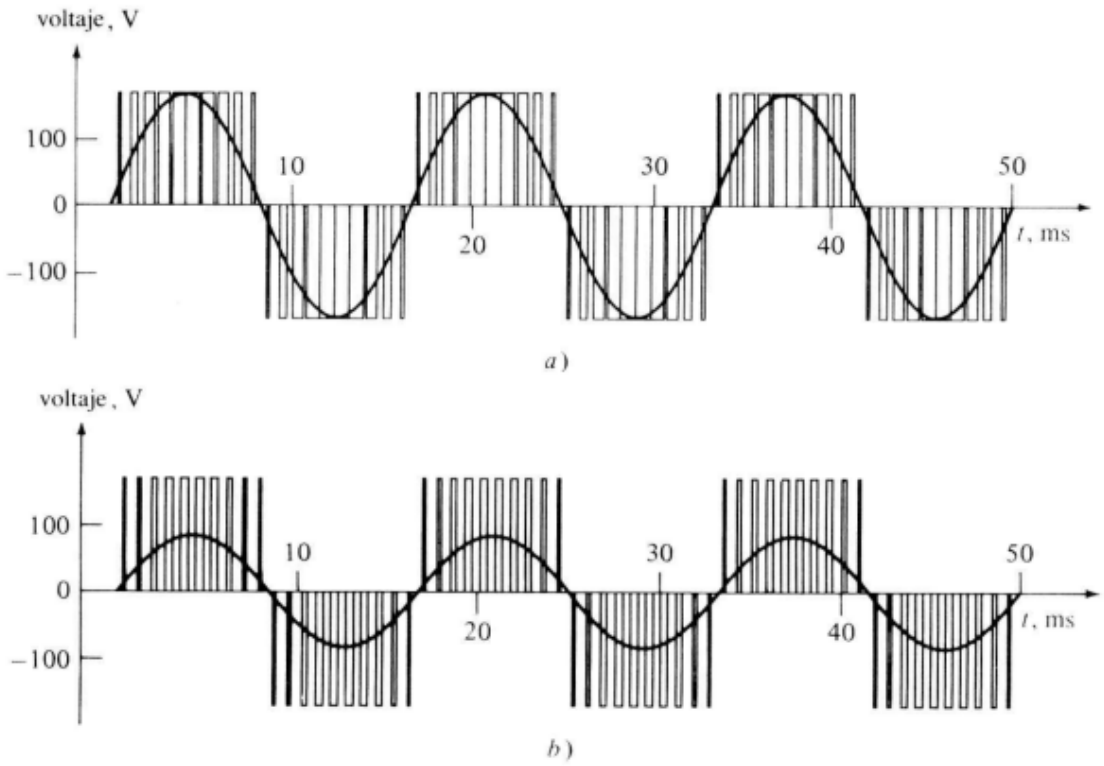
4.4.8.- Investigación y desarrollo del generador eléctrico

En las páginas siguientes se citan dos nuevos desarrollos, de los cuales se espera sacar gran partido.

4.4.8.1.- Aerogenerador de 750 kW directamente acoplado

La ventaja más importante de los aerogeneradores sin caja multiplicadora es la reducción de ruidos y vibraciones, que deriva en un aumento de la disponibilidad, pues se reduce el posible número de averías originadas por el multiplicador y las paradas periódicas para engrasar éste.

El aerogenerador LW 50/750 es una máquina síncrona con generador de 84 polos con excitación externa y frecuencia variable. Un convertidor **ca-cc-ca** transforma la corriente alterna de frecuencia variable en alterna de frecuencia 50 Hz y tensión 690 V. Gracias a su tecnología de gran frecuencia de conmutación y modulación de ancho de pulso, el convertidor obtiene una corriente de salida con baja distorsión armónica y el factor de potencia deseado.



Conformación de una señal senoidal con PWM (senoide de 60 Hz).

Características mecánicas

Otra de las características diferenciales del modelo es que sólo necesita una corona de giro, lo que permite un acceso total al interior de la góndola, hasta la base de las palas. La refrigeración de la máquina se produce por el propio aire, para lo que dispone de salidas **naturales**.

El rotor, cuyo diámetro es de 50,5 m, tiene tres palas con control de paso variable, las cuales están construidas con fibra de vidrio reforzada con epoxi, de acuerdo con un nuevo concepto de diseño estructural. La masa de cada pala es de 1 850 Kg, lo cual representa un 40 % menos que otras de igual longitud.

El control de paso se consigue mediante un servosistema de tres ejes controlado por microprocesador. Cada pala cuenta con un pequeño motor trifásico acoplado a un servoamplificador. En condiciones normales de operación, el ángulo de paso se regula de acuerdo con la velocidad del viento. El aerogenerador dispone de un programa informático de control que puede adaptarse a las circunstancias del lugar. En condiciones de urgencia, las palas se sitúan en posición de freno. Cualquier anomalía en el funcionamiento del servocontrolador es detectada por uno de los tres circuitos independientes que lo controlan. De este modo, el LW 50/750 dispone de tres sistemas independientes de seguridad.

Características eléctricas

El modelo LW 50/750, de velocidad variable, permite optimizar el aprovechamiento de la energía del viento, e implica que el generador sea de frecuencia variable, y, consiguientemente, resulta imprescindible un convertidor de potencia para que la corriente generada pueda inyectarse en la red.

Como se ha mencionado, el generador del modelo LW 50/750 es una máquina síncrona de 84 polos con excitación externa. Los arrollamientos del estator constituyen un circuito hexafásico, formado por dos circuitos trifásicos independientes desfasados 30º. Esta configuración minimiza las perturbaciones magnéticas y, con ello, las pérdidas de inducción.

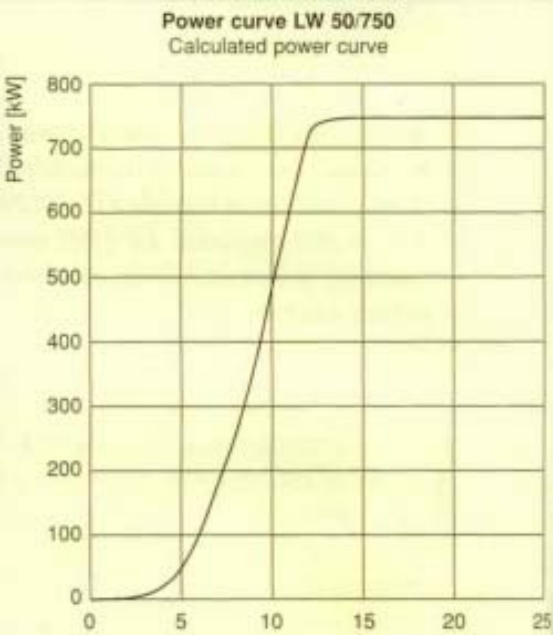
La conexión a red se efectúa a través de un convertidor **ca-cc-ca**, que transforma la potencia alterna de frecuencia variable procedente del generador hexafásico en potencia alterna trifásica a 690 V y 50 Hz. En la primera etapa (ac-cc), la corriente alterna se transforma en continua mediante un doble puente rectificador de diodos trifásico.

En la segunda etapa, la corriente continua se transforma en alterna a 50 Hz mediante un puente inversor de alta frecuencia con modulación de ancho de pulso de tensión, construido con transistores de puerta aislada (IGBT).

Capacidad de reacción

La gran frecuencia de conmutación con modulación de ancho de pulso permite obtener una corriente con muy bajo contenido armónico y con casi cualquier factor de potencia.

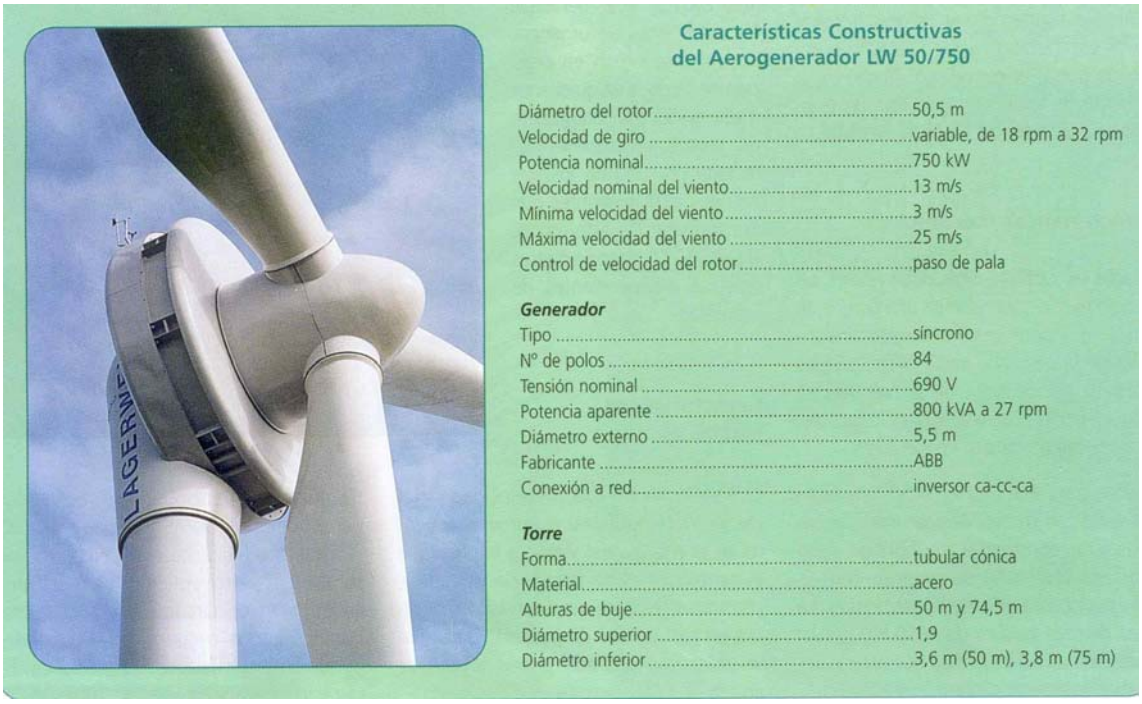
Otra de las ventajas es la posibilidad de reaccionar muy rápidamente ante fallos en la red o en el propio aerogenerador.



Curva de potencia calculada del LW 50/750

Protección contra rayos

El LW 50/750 dispone de un sistema de protección contra rayos, desarrollado en cooperación con el fabricante de las palas Aerpac. Cada pala tiene su propio conductor pararrayos, que penetra en la estructura del rotor, pasa por el disco de freno y termina en una punta de descarga sobre la góndola, la cual tiene el potencial de tierra. Con este dispositivo se evita que la corriente del rayo pase por la corona.



Características Constructivas del Aerogenerador LW 50/750

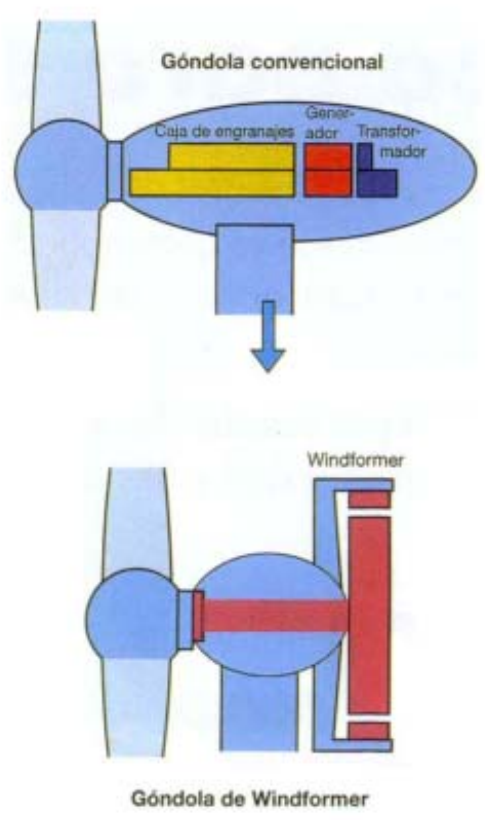
Diámetro del rotor	50,5 m
Velocidad de giro	variable, de 18 rpm a 32 rpm
Potencia nominal	750 kW
Velocidad nominal del viento	13 m/s
Mínima velocidad del viento	3 m/s
Máxima velocidad del viento	25 m/s
Control de velocidad del rotor	paso de pala
Generador	
Tipo	síncrono
Nº de polos	84
Tensión nominal	690 V
Potencia aparente	800 kVA a 27 rpm
Diámetro externo	5,5 m
Fabricante	ABB
Conexión a red	inversor ca-cc-ca
Torre	
Forma	tubular cónica
Material	acero
Alturas de buje	50 m y 74,5 m
Diámetro superior	1,9
Diámetro inferior	3,6 m (50 m), 3,8 m (75 m)

4.4.8.2.- *Windformer*, un concepto nuevo para aerogeneradores de gran potencia

Aerogeneradores con transformador

El concepto *Windformer* es una nueva aplicación de la avanzada tecnología de cables, desarrollada originalmente para los generadores de alta tensión *Powerformer*, y utilizada luego en transformadores bajo el nombre *Dryformer*. El *Windformer* consta de un generador de alta tensión y velocidad variable, directamente acoplado, con un rotor de imán permanente. Este diseño hace innecesarios el multiplicador y el transformador, lo que se espera que dé lugar a una reducción de las pérdidas de potencia, menores costes de operación y mantenimiento y mas duración, lo que repercutirá en un mayor suministro de energía a la red con un coste de generación sensiblemente menor.

Los aerogeneradores que utilicen el *Windformer* serán máquinas de potencia relativamente alta, del orden de 3 a 5 mW, con las consiguientes ventajas de menor espacio ocupado, lo que a su vez redunda en menor impacto visual y acústico. Se prevé que los aerogeneradores provistos de *Windformer* se instalen en grupos, con una capacidad de generación típica de 40 mW. Un parque eólico con este tipo de máquinas comprendería varios grupos.



Comparación de un aerogenerador convencional (arriba) y un *Windformer*.

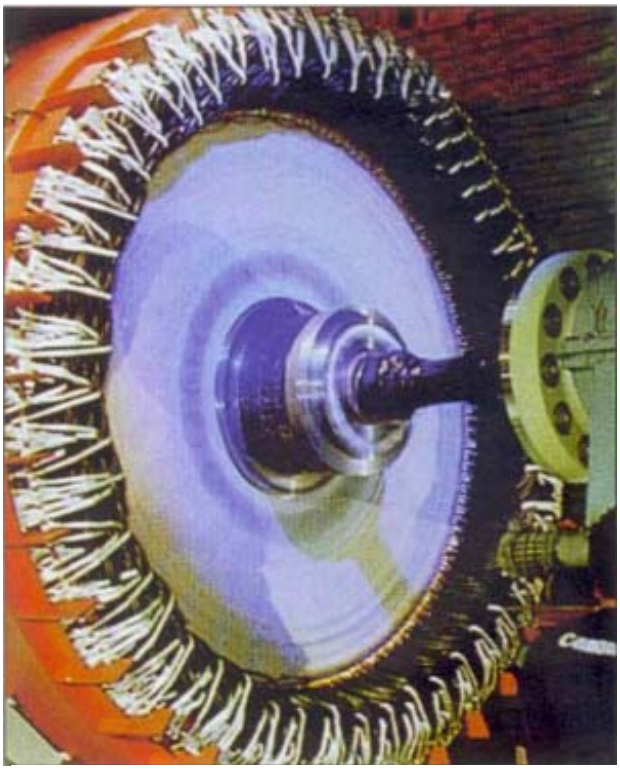
Cada grupo se conecta a la red de alta tensión a través de un inversor situado en una estación . Los parques eólicos *offshore* utilizan estaciones de red terrestres, de más fácil acceso para mantenimiento y servicio. La estación controla individualmente la potencia real y la reactiva, posibilitando la conexión de parques eólicos incluso a una red débil. Con la tecnología *Windformer*, las variaciones en la velocidad del viento o las **sombras**, debidas a la presencia de otros aerogeneradores, no producen fluctuaciones en la tensión , que podrían afectar a los consumidores próximos. Esto es importante, sobre todo para redes eléctricas débiles.

Este modelo ha sido probado a nivel de prototipo, si bién su aplicación no está generalizada.

Utilizando un inversor para controlar la tensión en CC, la velocidad del generador se regula indirectamente, optimizando la producción de energía. Las palas del aerogenerador se regulan por control del paso.

Sin embargo, la regulación se utiliza principalmente para ajustar la potencia de entrada, a fin de evitar la sobre-velocidad.

Un rotor de imán permanente convierte la energía cinética en potencia eléctrica. El generador va directamente conectado a la turbina, y funciona a una frecuencia del orden de 5 a 10 Hz. La elección de la tensión, que es de al menos 20 kV, depende de la optimización del sistema *Windformer*. Un rectificador de diodos convierte la tensión de baja frecuencia de CA a CC.



Rotor y estator de un generador *Windformer*.

La configuración de tensión para el parque eólico se elige teniendo en cuenta, entre otras cosas, la conexión a la red existente y la normativa local que la regula, la potencia del parque eólico, la distancia de la conexión a la red y su impacto ambiental (especialmente el visual).

Por ejemplo, un parque eólico de los que actualmente se instalan consta de entre 10 y 100 aerogeneradores, con una potencia unitaria de 500 kW a 2 mW, con generadores asíncronos de 0,7 kV. Éstos se conectan en paralelo, con un transformador elevador de tensión. En un parque eólico grande, el transformador de la subestación eleva la tensión hasta los 132-220 kV.

Nótese el gran tamaño del generador eléctrico, motivado por la necesidad de un mayor aislamiento del bobinado del estator. Esto influye, asimismo, de forma negativa en la aerodinámica de la góndola.

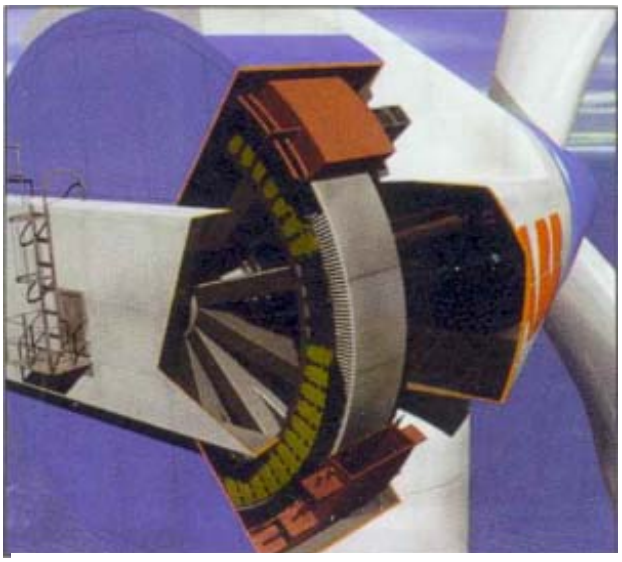
Adaptación de la tecnología *Powerformer* a los parques eólicos

El sistema *Windformer* de ABB presenta a este respecto varias ventajas: sus pérdidas son reducidas, la electrónica de potencia en cada uno de los aerogeneradores se reduce al mínimo (aumentando su disponibilidad), se reduce la fluctuación de CA en la red y, por último, la potencia real y la reactiva se controlan de modo independiente. En resumen, el sistema regulador en tierra optimiza la potencia producida por todo el parque eólico, en contraste con los sistemas que regulan la potencia de cada uno de los aerogeneradores.

El concepto *Windformer* incluye un generador con devanado (*Powerformer*) conectado directamente a la turbina. La velocidad variable de unas 18 r.p.m. reduce los esfuerzos y la producción de ruido a baja velocidad del viento. El *Windformer* no necesita multiplicador, con lo que se reducen las pérdidas y el mantenimiento. Es interesante observar que un generador convencional, accionado por un multiplicador a 1.500 r.p.m. gira el mismo número de veces en un mes que un generador *Windformer* de accionamiento directo en 10 años.

Estator

El estator se basa en la tecnología *Powerformer*, en la que se utilizan cables de sección circular en lugar de los cables de cobre aislados de sección cuadrada utilizados en un generador convencional.



Sección 3D de la góndola *Windformer* (lateral).

Puesto que el campo eléctrico está totalmente confinado en el interior del cable, no se produce ninguno de los habituales problemas de descargas en los devanados y conexiones extremas, como ocurre en los generadores convencionales. Las pérdidas ($R \cdot I^2 \cdot t$) en los devanados son bajas debido a la alta tensión generada (se reduce la intensidad para una misma potencia).

El uso de cables disminuye también el riesgo de fallos entre fases. El propio concepto reduce las corrientes de cortocircuito y, por último, hay menos problemas de seguridad que afecten al generador, debido al menor número de componentes eléctricos.

En el desarrollo del *Windformer* se han introducido mejoras importantes en la tecnología *Powerformer*. Por ejemplo, todo el devanado del generador del *Windformer* se construye sin juntas entre los cables.

Rotor

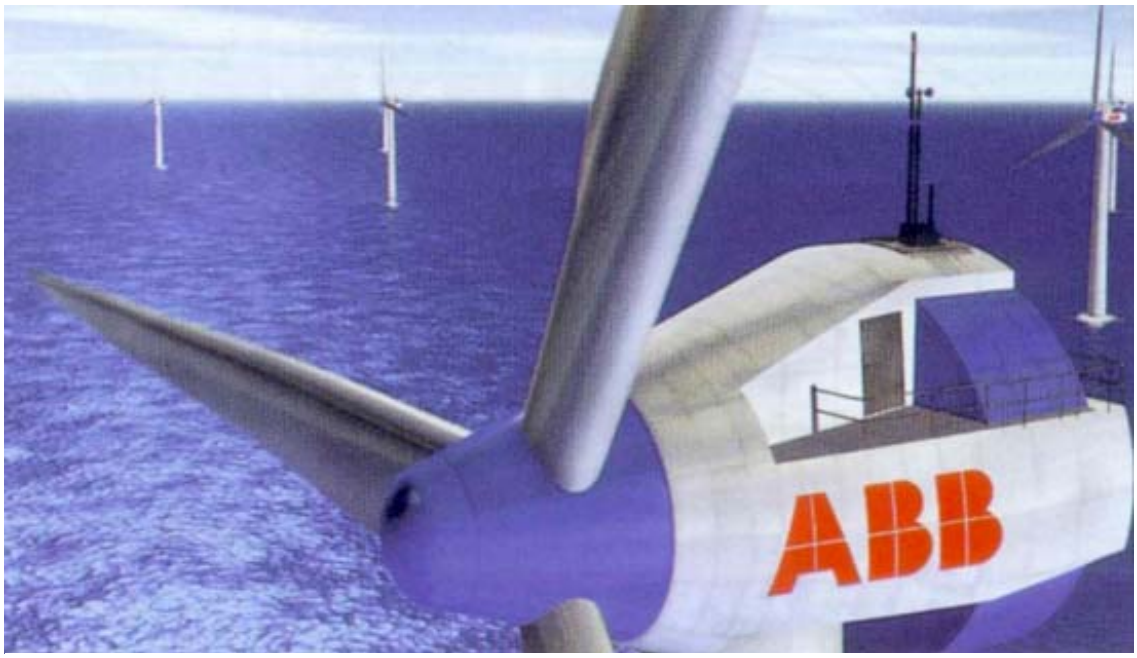
Como en las anteriores aplicaciones del *Powerformer*, el flujo magnético es inducido en el rotor por las bobinas situadas en el núcleo de los polos. La corriente magnetizante y los anillos rozantes son causa directa de pérdidas eléctricas.

En el *Windformer*, el campo magnético del rotor está producido por imanes permanentes, por lo que no es necesario equipo auxiliar para inducir el flujo magnético en el circuito del rotor. Un rotor que los contenga, no necesita refrigeración, puesto que las pérdidas son muy bajas. Además del mayor rendimiento, éste presenta otras ventajas como mayor disponibilidad, fiabilidad y facilidad de mantenimiento.

Durante el desarrollo del *Windformer* se prestó especial atención a la optimización del circuito magnético, lo que incluye su dimensionamiento de manera que se evita la desmagnetización de los imanes permanentes. El rotor es multipolar, con un diámetro de entrehierro de más de seis metros. Se trata, con toda probabilidad, del mayor rotor de imán permanente jamás construido.

Buen comportamiento ambiental y económico

El *Windformer* está especialmente indicado para instalaciones *offshore*. Por ejemplo, para la construcción de los imanes permanentes se utiliza un material anticorrosivo resistente al medio agresivo y de mantenimiento casi nulo. Los devanados del estator están también diseñados para resistir el clima marino, y minimizar el riesgo de descarga eléctrica.



Parque eólico marino con generadores *Windformer* simulado en 3D.

Los cables utilizados en el devanado del estator son de polietileno reticulado (XLPE) aislado, y no contienen aceite. Los transformadores de distribución, con su aislamiento epoxy resultan innecesarios, con lo que se elimina el riesgo de incendio, que puede resultar muy alto en la manipulación del aceite de refrigeración. Además, prácticamente todas las piezas del generador pueden reciclarse al final de su vida en servicio.

Se estima que el *Windformer* puede hacer **aumentar la producción de electricidad en un 20 por ciento con respecto a un aerogenerador de tamaño** equivalente que utilice la tecnología convencional. Ello se debe a la velocidad variable, la ausencia de multiplicador, las reducidas pérdidas eléctricas y la mayor disponibilidad derivada del menor número de componentes del sistema. Esta simplicidad contribuye también a la reducción de gastos de operación y mantenimiento durante el ciclo de vida del parque eólico.

4.5.- Sistemas hidráulicos

Esta sección tratará sobre los sistemas hidráulicos de frenado del rotor y el bastidor, abarcando también el control de aerofrenos y sistemas de palas de paso variable.

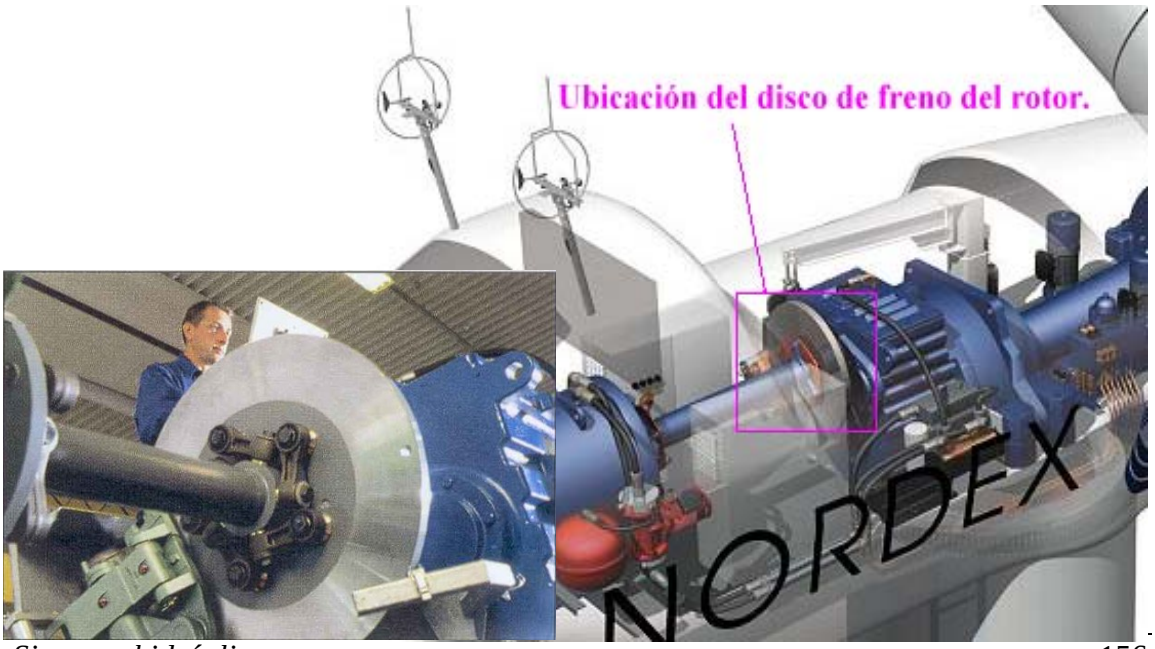
Para estudiar adecuadamente los sistemas de control de frenado de los aerogeneradores, tanto del rotor como del bastidor (chasis), es preciso describir los distintos métodos que, utilizando tecnología de naturaleza electromecánica, se combinan con actuadores hidráulicos y son capaces de realizar el paro total del rotor y la fijación del bastidor a la torre. Para alcanzar el dominio necesario de este apartado, se puede recurrir a los diversos tratados específicos, a la documentación técnica oportuna y completar su estudio con un curso especializado de los módulos superiores de nivel 3.

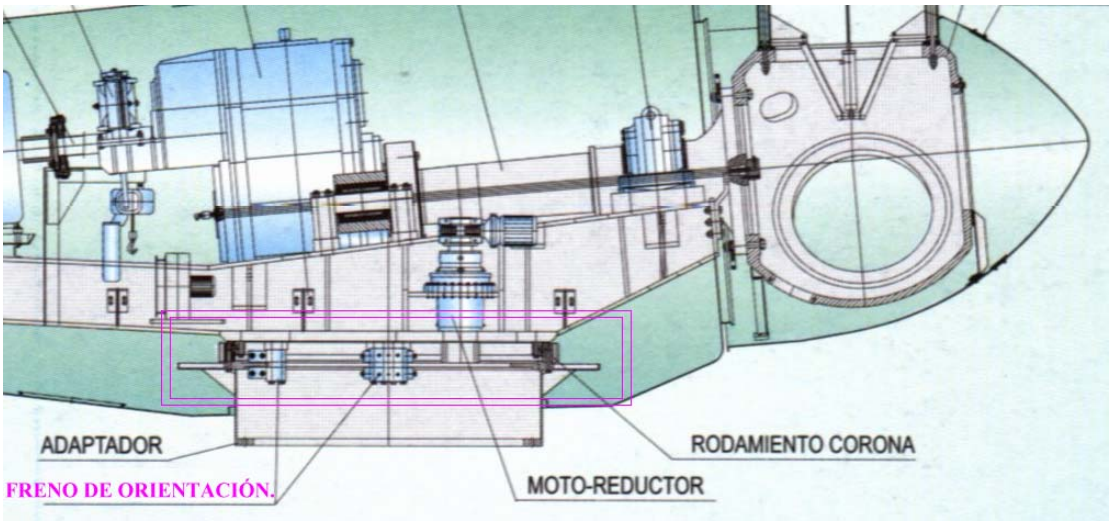
Este módulo debería constar de varias unidades didácticas que estudien los sistemas hidráulicos y neumáticos; por razones obvias se debe centrar en los primeros, que deberían comprender un total de cuatro unidades didácticas que analicen los fundamentos de la hidráulica, la simbología de los diversos elementos que se emplean en la misma y su aplicación, el diseño de circuitos y los procedimientos de montaje, así como el mantenimiento de los equipos e instalaciones.

Operación de frenado del rotor y del bastidor

Como el esfuerzo realizado en la operación de frenado del rotor es considerable y la respuesta a esta acción requiere un control muy preciso, se le concede a este apartado un elevado grado de importancia e interés, tanto desde el punto de vista del diseño como de la elección y montaje de los componentes; teniendo muy presente el mantenimiento preventivo del sistema.

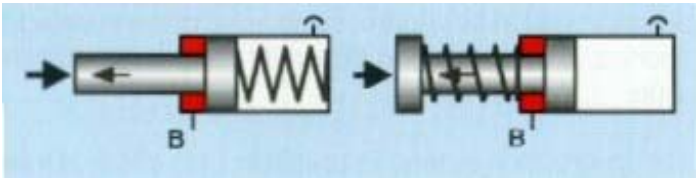
La acción combinada de la tecnología eléctrica-electrónica y la mecánica se ocupan de la eficacia de los resultados; la energía hidráulica hace el resto. El rotor del aerogenerador inicia la frenada en función de una serie de parámetros físicos



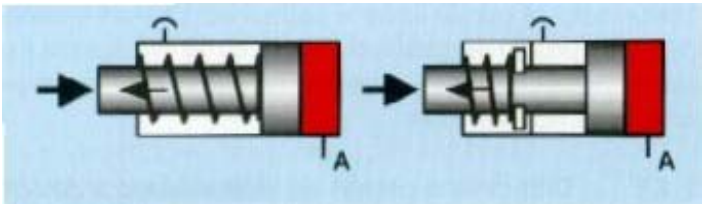


programados, tales como la velocidad del viento (alta ->25/30 m/s- o baja -<4 m/s-), contador de vueltas de la góndola (protección de enrollado de los cables), desconexión de la red eléctrica, etc., que condicionan esta operación independientemente de que el sistema elegido sea el aerodinámico que se sitúa en el extremo de la pala, o de que se pueda variar el paso de la misma.

Después de que el controlador procesa los datos necesarios provenientes del anemómetro, contador de vueltas, voltímetros, etc., se activa el sistema de disparo y se inicia una deceleración en la cual la velocidad de frenado se controla, a través del sistema hidráulico, de modo progresivo para evitar daños traumáticos en el sistema, además de un desgaste prematuro de los componentes.



Actuador lineal de acción por resorte y retroceso hidráulico.



Cilindro de frenada por medio de bomba-acumulador.

Un actuador lineal, o cilindro de simple efecto, puede ser el encargado de la operación. En este caso la señal de disparo actúa en los captadores del sistema electro-hidráulico y posibilita que una señal se amplifique y se transforme en potencia hidráulica, y ésta a su vez en mecánica. Esta señal excita el solenoide de una válvula distribuidora, la cual desvía el flujo en el sentido deseado, vaciándose la cámara del cilindro y actuando la fuerza del resorte, mediante la cual se accionan las pinzas de frenado que bloquean el rotor de forma controlada. Otro modo sería mantener la presión mediante acumuladores hidráulicos para poder hacer uso de ella con rapidez, o en caso de cortes del suministro eléctrico.

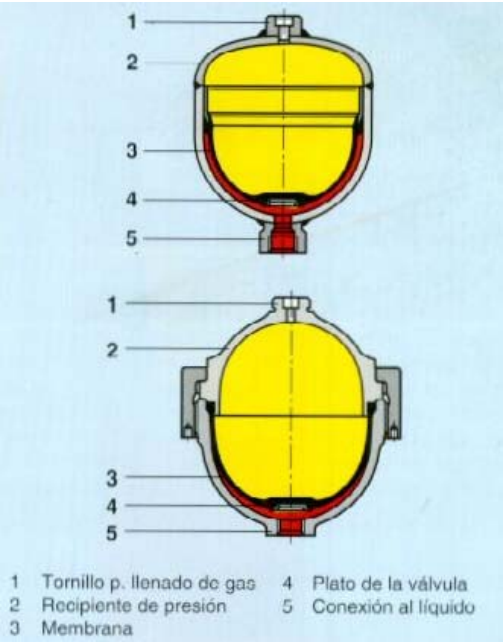
Un sistema similar sirve para bloquear el bastidor (fijación la orientación de la góndola sobre la torre), tomando, generalmente, la energía hidráulica del mismo circuito utilizado para frenar el rotor.

El circuito principal que se encarga de esta operación emplea elementos electro-hidráulicos, que constituyen la parte de mando y la de potencia.

El circuito de mando está auxiliado por un autómata programable industrial (API), unos captadores de señal, los presostatos y el correspondiente cableado.

El de potencia se constituye a partir de la central hidráulica, las válvulas de seguridad, el acumulador y las válvulas distribuidoras de flujo hidráulico

La mayoría de los aerogeneradores incorporan un sistema de seguridad que, en caso de un fallo del controlador o de sobre-velocidad del rotor, realizan la parada a través de un equipo especial (protección contra fallos -sistemas redundantes-).

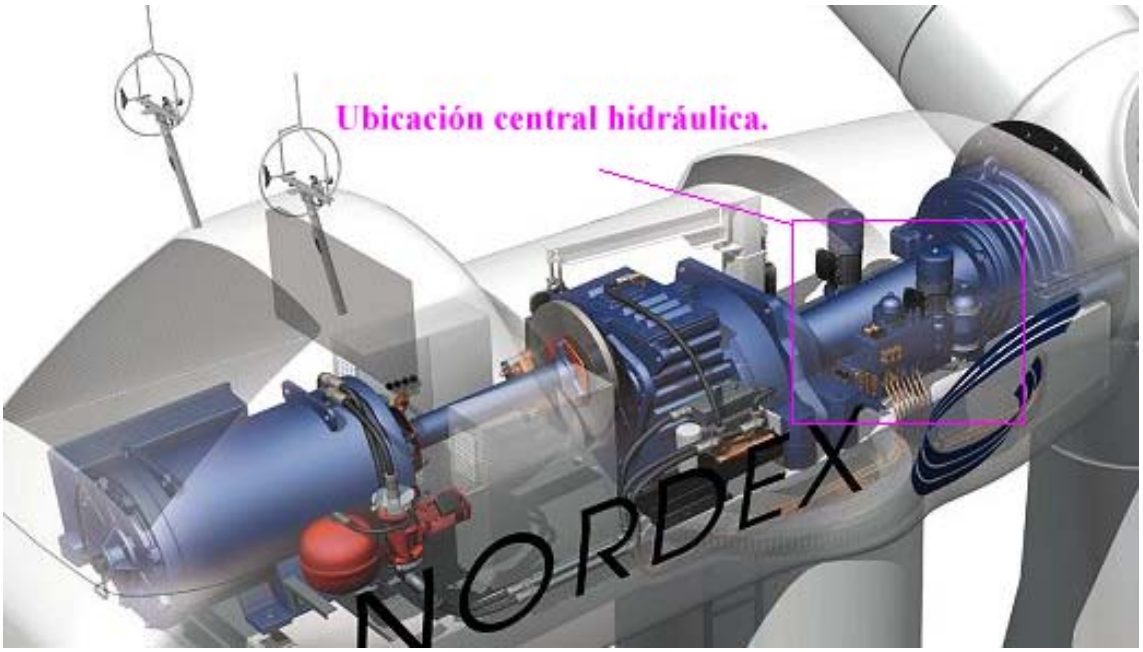


Acumuladores hidráulicos.

Centrales hidráulicas

Independientemente del sistema de frenado que se emplee (aerofreno de paso fijo o del sistema de pala de paso variable), el trabajo necesario para frenar e inmovilizar el aerogenerador lo ejecuta una central hidráulica que, después de crear un caudal suficiente que se encuentra con una serie de resistencias dentro del circuito, se trasforma en energía de presión.

La misión de esta central es la de aportar un caudal hidráulico capaz de desarrollar la potencia suficiente para absorber los esfuerzos de la operación de frenado que recibe el rotor y el bastidor, y que son controlados desde los equipos auxiliares que



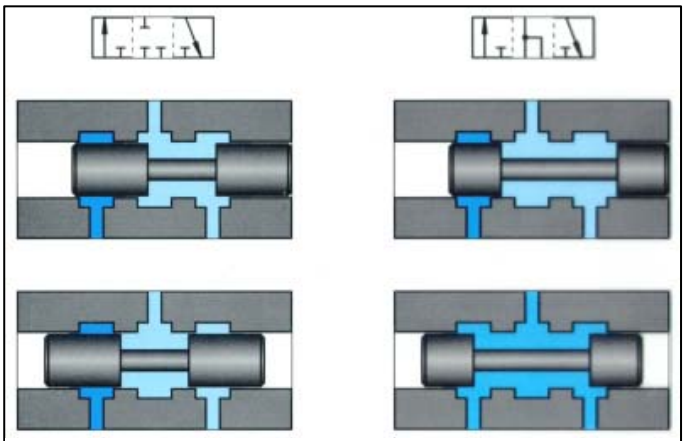
se ubican en la góndola. La central hidráulica se sujeta convenientemente al bastidor en la posición adecuada y aislada de todo tipo de vibraciones.

Los grupos o centrales hidráulicas se componen de un motor eléctrico, una bomba, válvulas de seguridad, filtros y coladores, manómetros, depósito, acumuladores y diversos elementos de distribución y control del fluido empleado. Estas centrales pueden constar de grupos motor-bomba capaces de generar caudales de entre 4 y 6 litros por minuto, y obtener unos rangos de presión que pueden oscilar entre los 100 y los 150 bares, dependiendo del tamaño y potencia de aerogenerador y del fabricante de los equipos oleohidráulicos. Con estas centrales se pueden montar dos circuitos independientes para alimentar los cilindros del aerofreno y las pinzas de frenado del sistema de orientación.

Suelen ir alojados en una zona accesible de la góndola, y son perfectamente visibles y fáciles de montar y reparar.

El depósito es el elemento que sirve de base y alojamiento a varios de los elementos citados anteriormente. Se fabrican con una estructura sólida y de un tamaño que puede contener 2 ó 3 veces el volumen de aceite que impulsa la bomba, medido en litros por minuto. Su capacidad oscila en función de la potencia y del tamaño de la instalación, y pueden instalarse depósitos a partir de los 20 o 30 litros de capacidad.

En la tapa del depósito se pueden montar las válvulas de seguridad, el motor eléctrico de accionamiento de la bomba y la placa de distribución y conexión de racores de presión de salida y de retorno a tanque.



Válvulas 3 vías / 3 posiciones genérica. Diferente posición central.

Otros datos a tener en cuenta en este tipo de centrales son los relativos al caudal útil de impulsión, que ya supera los 5 l/min cuando se trabaja con presiones de más de 100 bar. Cabe destacar que el rendimiento mecánico-hidráulico de estos equipos está comprendido entre un 85 y un 88 %.

Dependiendo del tamaño de la central y del tipo de bomba empleada, el motor y la bomba pueden colocarse en sentido vertical u horizontal, debiendo alinearse correctamente y colocarse sobre elementos o juntas de goma que actúan a modo de *silentbloks*. De este modo se evita la transmisión de las vibraciones. El peso de estas centrales puede oscilar entre los 80 y los 150 kg.

El primer tramo de tubería suele ser flexible para evitar el mismo efecto de transmisión de vibraciones indeseadas.

En los dispositivos de gran potencia se podría recurrir a los prototipos de dos cuerpos, uno para la bomba-motor y otro para las válvulas y los acumuladores.

Otro aspecto a tener en cuenta son los efectos térmicos que se producen dentro del tanque, debido al calentamiento del aceite, y que actúan de forma negativa, motivo por el cual se deben paliar de forma que el aire pueda circular libremente alrededor de la central y absorber el calor producido, efecto este que se manifiesta en el rendimiento del grupo y que afecta a la viscosidad del aceite, produciendo fugas internas excesivas en los elementos de trabajo

Dentro de los depósitos debemos evitar la aparición de los fenómenos de turbulencias, espuma y oxidación interior del tanque. Para paliar estos efectos negativos se les incorpora una placa desviadora en el interior y se eligen aceites sintéticos aditivados.

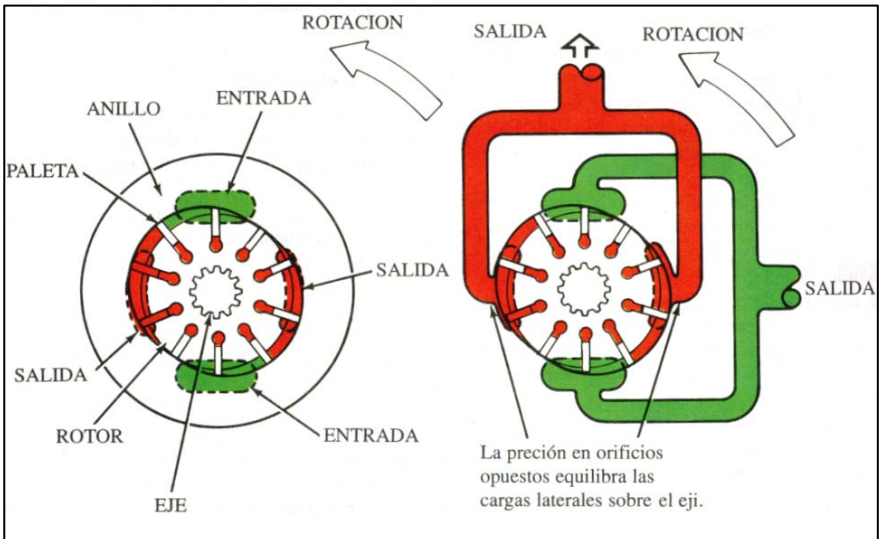
Al mismo tiempo es necesario tener muy en cuenta una serie de parámetros, entre los que se encuentran: el valor del Número de Reynolds y del Indice de Viscosidad, los número SAE de verano y de invierno, el dimensionado de las tuberías y una buena filtración del aceite.

Resulta evidente que la tapa del depósito debe garantizar la estanqueidad más absoluta, evitando así la entrada de elementos extraños; el interior del tanque deberá de gozar de una buena protección, para así evitar la contaminación de los aceites y prolongar la duración de los mismos y, por añadidura, de los componentes en general.

Cualquier descuido en algunos de estos aspectos suele causar una serie de trastornos a los encargados de mantenimiento de los parques, ya que suele disparar el sistema de alarmas, con la consabida pérdida de producción.

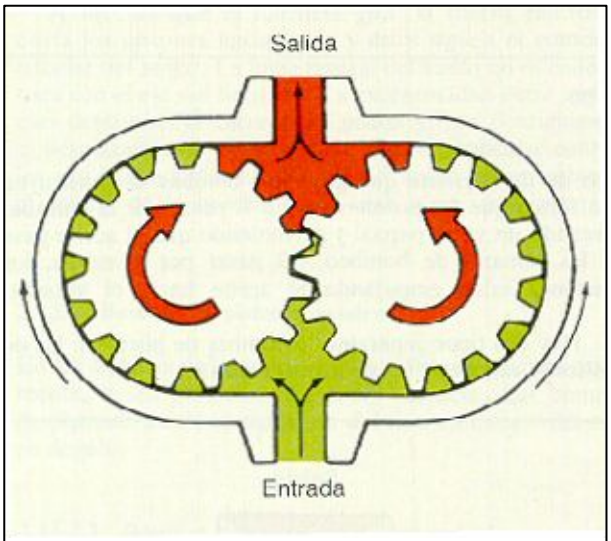
Generadores hidrostáticos: Bombas volumétricas

Resulta, por lo tanto, de especial importancia la elección de la bomba (también llamado generador hidrostático), motivo por el cual se hace esta elección partiendo de una serie de datos aportados por el fabricante, por la empresa montadora y por el propietario del parque. Estos datos tienen que ser estudiados convenientemente para que los resultados obtenidos sean los deseables. Como ejemplo, se puede considerar el



Bomba hidrostática de paletas equilibrada hidráulicamente.

valor de las temperaturas extremas en la zona de ubicación del parque, el grado de salinidad o de contaminación ambiental del aire de la zona, la altura sobre el nivel del mar, etc. El aceite, al ser un fluido, estará sometido a una serie de trasformaciones fisico-químicas que afectarán a su constitución, y puede descomponerse o variar su viscosidad, con lo cual su vida media y la de los elementos del sistema hidráulicos se verá reducida notablemente. Después de realizado este estudio, pasaremos a la elección de la bomba.



Bomba de engranajes.

Como sabemos, una bomba genera caudal y transforma la energía mecánica, aportada por el motor que la hace girar, en energía hidráulica de presión al encontrar en el circuito una serie de resistencias que hacen que ésta alcance valores elevados, y que pueda desarrollar un trabajo y una potencia considerables.

Las bombas volumétricas empleadas en estos sistemas deben de asegurar un caudal constante aunque varíe la presión, una larga duración, un nivel de ruido bajo y un rendimiento que sea estable en el tiempo y en condiciones de trabajo difíciles.

Todas estas condiciones las satisfacen plenamente las **bombas de engranajes** o la de **paletas equilibrada hidráulicamente**, ya que sus características más destacables nos permiten obtener una curva de presión -caudal satisfactoria- así como un buen control de la velocidad de los actuadores en función de las cargas variables a las que se someten en el control de la frenada.

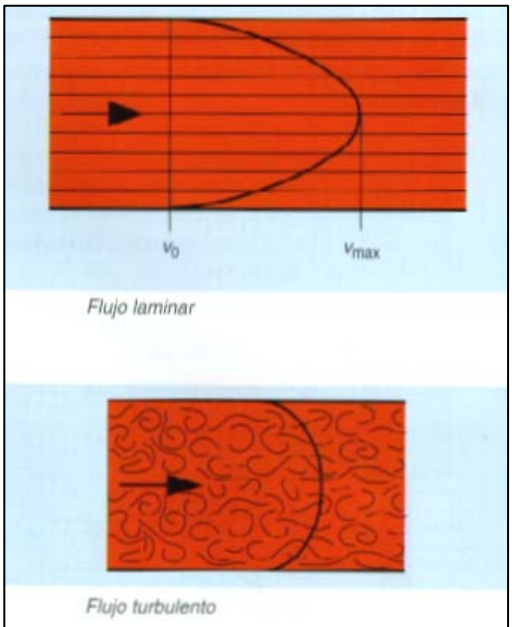
Vamos a destacar aquí algunas de las características mas importantes de las bombas volumétricas, que son las que nos garantizan una buena impermeabilidad interna, bombeando el fluido y comprimiendo su volumen mecánicamente para poder realizar el trabajo final.

Entre los conceptos o características a tener en cuenta a la hora de elegir una bomba, se encuentran : la **cilindrada**, el **rendimiento volumétrico**, el **caudal**, la **potencia** y el **rendimiento global**, la **velocidad de giro**, la **presión**, la **seguridad** y su **vida media**.

Atendiendo al tipo de aerogenerador, se elige la bomba adecuada. Generalmente suele ser una bomba volumétrica rotativa de cilindrada fija, que como veremos tiene que dar una serie de prestaciones .

El trabajo y el tiempo de frenada condicionan la potencia que debe desarrollar el motor eléctrico y la bomba. El trabajo, a su vez, lo estará por la fuerza del viento que impulsa las palas que hacen girar el motor, y por el diámetro de éstas. La potencia desarrollada por el grupo hidráulico debe ser superior a la potencia absorbida en la

frenada, incluida la energía degradada que se manifiesta en forma de calor apreciable en las pinzas y en los discos de freno.



Flujo laminar y turbulento.

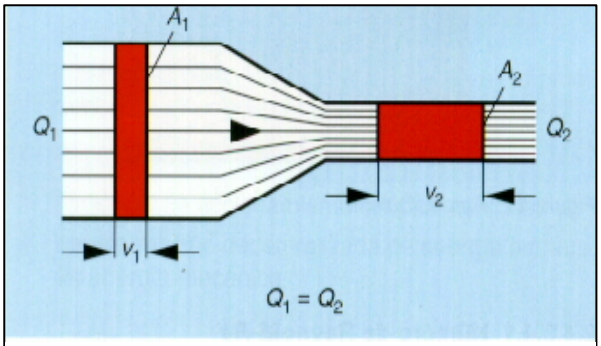
El circuito hidráulico

La transmisión de la energía hidráulica se realizará a través de todo el circuito, para lo cual se utilizarán las tuberías adecuadas. La elección del tipo de tubería, tanto de las flexibles como de las rígidas, se efectuará en función de la velocidad del fluido, de la presión de trabajo y del caudal. La velocidad del fluido, su densidad, la forma de los conductos y la viscosidad nos indicarán el número de Reynolds, que debe ser Re<2 300 (adimensional) para asegurar que en nuestro circuito tengamos un régimen laminar, produciendo así poco ruido.

Donde:

$$\mathrm{Re} = \frac{v \cdot \rho \cdot D}{\mu}$$

v= velocidad máxima del fluido.
ρ= densidad del fluido.
D= diámetro hidráulico del conducto. (4·Área)/perímetro mojado.
μ= viscosidad del fluido.



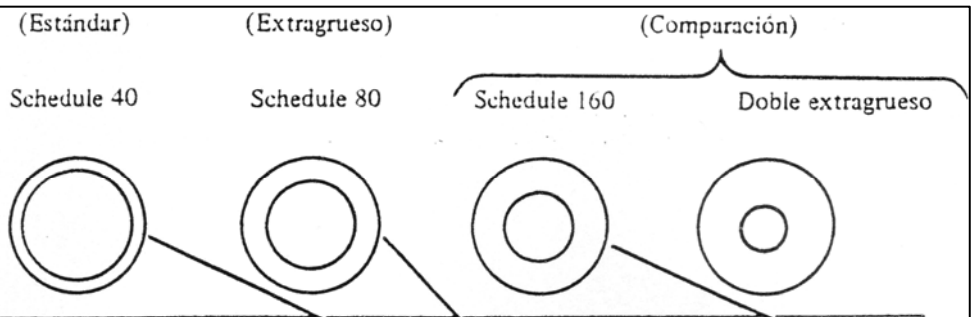
Representación gráfica de la ecuación de continuidad.

La ecuación de la continuidad nos dice que el caudal que atraviesa una tubería es igual al producto de la velocidad por la sección de la misma (Q=S·v), y es igual a una constante. Si pretendemos aumentar la velocidad de un fluido lo haremos reduciendo la sección de paso del fluido y viceversa. Como sabemos, la velocidad de trabajo ideal está comprendida entre 0,6 y 1,2 m/s en la línea de aspiración, y entre los 2 y 5 m/s en la de trabajo. Esta consideración se tiene en cuenta porque la velocidad de un fluido varía de manera inversamente proporcional al cuadrado del diámetro interior de la tubería que lo contiene, y, por esta causa, el rozamiento interno, que es proporcional a la velocidad; éste puede aumentar considerablemente al pasar de un régimen laminar a un régimen turbulento y así aumentar las pérdidas de carga.

$$\textit{Velocidad del fluido en una tubería } (m/s) = \frac{Caudal(l/m) \times 21.22}{D^2 \ \{diám.\mathrm{int}.(mm)\}}$$

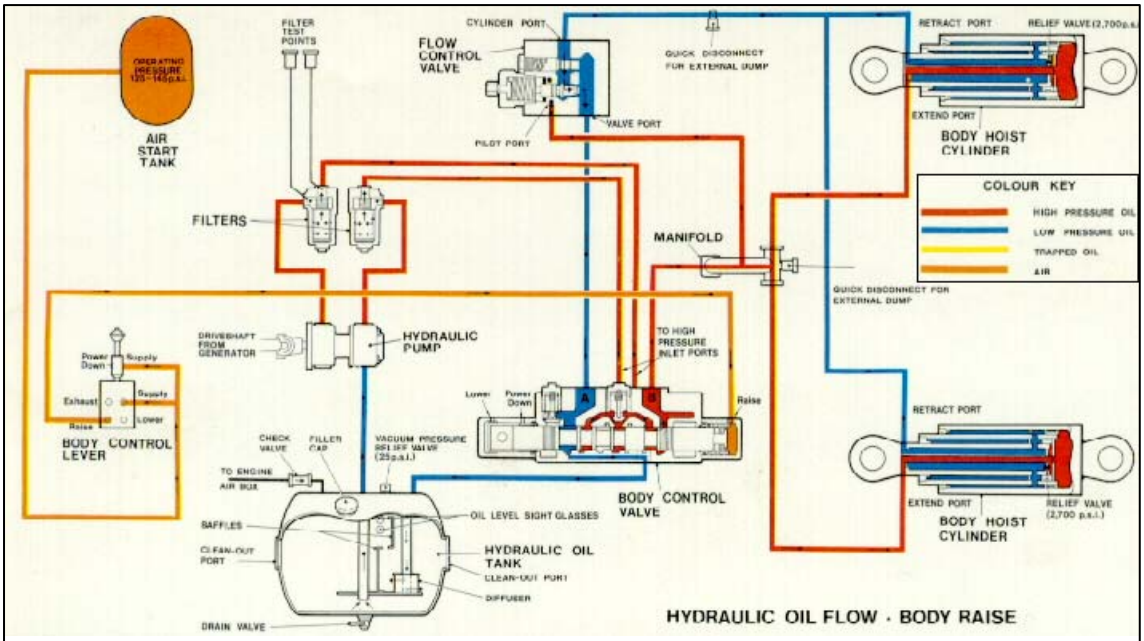
Después de valoradas estas consideraciones, podemos proceder a la elección de la tubería utilizando los datos obtenidos en la fase de cálculo y consultando las tablas

que se proporcionan al efecto, en donde se tienen en cuenta todos estos parámetros. El dominio y el conocimiento de los números Schedule nos servirá para elegir una tubería que sea resistente a la presión de trabajo y que, además, cumpla con todos los requisitos, ya que en estas tablas se trabaja con unos coeficientes de seguridad que van desde 6:1, hasta 8:1. Este factor estará en función del tipo de tubería elegida, es decir, estándar, extragrueso o doble extragrueso. Esta clasificación relaciona el llamado tamaño nominal y los diámetros exterior e interior, expresados en pulgadas.

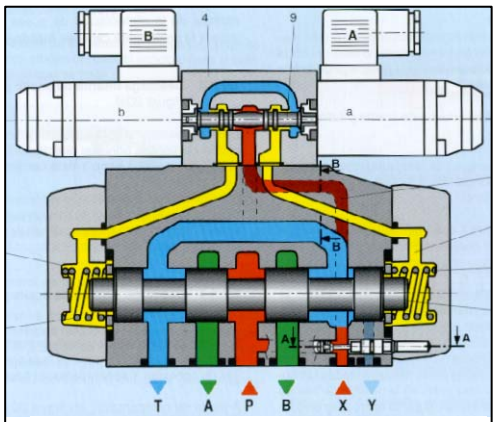


Tamaño nominal	Diam externo	Diámetro interno									
		SCHED. 10	SCHED. 20	SCHED. 30	SCHED. 40	SCHED. 60	SCHED. 80	SCHED. 100	SCHED. 120	SCHED. 140	SCHED. 160
1/8	.405				.269		.215				
1/4	.540				.364		.302				
3/8	.675				.493		.423				
1/2	.840				.622		.546				.466
3/4	1.050				.824		.742				.614
1	1.315				1.049		.957				.815
1-1/4	1.660				1.380		1.278				1.160
1-1/2	1.900				1.610		1.500				1.338
2	2.375				2.067		1.939				1.689
2-1/2	2.875				2.469		2.323				2.125
3	3.500				3.068		2 900				2.624
3-1/2	4.000				3.548		3.364				
4	4.500				4.026		3.826		3.624		3.438
5	5.563				5.047		4.813		4.563		4.313
6	6.625				6.065		5.761		5.501		5.189
8	8.625		8.125	8.071	7.981	7.813	7.625	7.439	7.189	7.001	6.813
10	10.750		10.250	10.136	10.020	9.750	9.564	9.314	9.064	8.750	8.500
12	12.750		12.250	12.090	11.934	11.626	11.376	11.064	10.750	10.500	10.126

Las tuberías se clasifican generalmente por su número Schedule.



EJEMPLO CTO. HIDRÁULICO: Central hidráulica, acumulador, válvulas y actuadores.



Válvula pilotada eléctricamente.

Si el cilindro es de doble efecto necesitaremos dos señales de mando, una para el avance y otra para el retroceso, y, por lo tanto, una válvula distribuidora que nos proporcione estas dos posibilidades, bien sea con mando eléctrico o mecánico.

PRESION DE TRABAJO (0-70 kp/cm²)

Caudal	Tamaño nominal en pulg.	Schedule	Diámetro externo (pulg.)	Espesor de la pared (mm)
4.0	1/8	80	1/4	0.9
5.5	1/8	80	5/16	0.9
12.0	1/4	80	3/8	0.9
24.0	3/8	80	1/2	1.00
40	1/2	80	5/8	1.25
80	3/4	80	7/8	1.80
136	1	80	1 ¼	2.75
232	1 ¼	80	1 ½	3 00

Coeficiente de seguridad 8:1

PRESION DE TRABAJO (70 a 140 kp/cm²)

Caudal	Tamaño nominal en pulg.	Schedule	Diámetro externo pulg.	Espesor de la pared (mm)
10	1/4	80	3/8	1.50
24	3/8	80	5/8	2.40
40	1/2	80	3/4	3.00
72	3/4	80	1	3.75
120	1	80	1 ¼	4.60
168	1 ¼	160	1 ½	5.60

Coeficiente de seguridad 6:1

Coeficientes de seguridad en el cálculo de tuberías hidráulicas.

Sistemas de aerofreno en el extremo de las palas

Las situaciones de funcionamiento del aerogenerador pueden pasar desde el funcionamiento normal hasta las de emergencia, y a las de fallo de otros elementos.

En el primer caso se realiza un control automático de la presión del cilindro hidráulico que acciona los aerofrenos de los extremos de las palas. Dicho control se efectúa mediante la acción de un presostato, al quedar sin tensión la bobina de la electroválvula distribuidora y, por lo tanto, en posición de paso cerrado. Un antirretorno impedirá la descarga del acumulador hacía el origen.

Cuando el aerogenerador se encuentra en situación de emergencia y el grupo hidráulico sin tensión, la electroválvula distribuidora estará abierta y posibilitará que el

cilindro esté sin presión. En esta situación los aerofrenos estarán girados y el rotor parado.

En la situación de máxima emergencia, es decir, cuando se producen otros fallos adicionales, tales como el del freno eléctrico y el de la electroválvula, entrará en acción la válvula de descarga rápida al recibir un aumento de presión en los cilindros hidráulicos, debido al aumento de velocidad de giro y, por lo tanto, al de la fuerza centrífuga. Esta intervención evitará daños en el sistema.

NOTA: Los fundamentos hidrostáticos y demás aspectos relativos a la oleohidráulica pueden ser estudiados en un módulo profesional de nivel 3, motivo por el cual se obvia su estudio de forma concisa en el presente capítulo, dado el carácter transversal de la citada programación , a la cual nos remitimos.

4.6.- Torres de aerogeneradores

La torre del aerogenerador soporta la góndola y el rotor.

En los grandes aerogeneradores las torres tubulares pueden ser de acero, de celosía o de hormigón. Las tubulares tensadas con vientos sólo se utilizan en los pequeños (cargadores de baterías, etc.).

Torre tronco-cónica de acero.

Torres tubulares de acero

La mayoría de los grandes aerogeneradores se montan con torres tubulares de acero, fabricadas en tramos de 20-30 metros, con bridas en cada uno de los extremos, y son unidas in situ con pernos. Las torres son troncocónicas, es decir, con un diámetro creciente hacia la base, con el fin de aumentar su resistencia y al mismo tiempo ahorrar material.

En el montaje de la torre hay que tener muy en cuenta la frecuencia natural de todo el conjunto mecánico. Es decir, en una torre ensamblada en dos tramos, por ejemplo, cuando se coloque el segundo habrá que montar también la góndola, de modo que el sistema tenga una frecuencia natural distinta a la que, por acción del viento, podría hacer resonante al conjunto, que vibraría hasta romperse. Recordar lo sucedido con el puente de Tacoma (EEUU), donde la velocidad del viento hizo entrar en vibración al puente de hormigón, y en pocos minutos quedó destruido.

Torre de celosía (1 000 kW-70m).

Torres de celosía

Las torres de celosía son fabricadas utilizando perfiles de acero soldados o atornillados. Su ventaja básica es su bajo coste, puesto que requieren sólo la mitad de material que una torre tubular sin sustentación adicional, que muestre la misma rigidez. La principal desventaja de este tipo de torres es su apariencia visual, aunque sea una cuestión claramente debatible. En cualquier caso, por razones estéticas, las torres de celosía han desaparecido prácticamente en los grandes aerogeneradores modernos.

Torres de mástil tensado con vientos

Muchos de los aerogeneradores pequeños están construidos con delgadas torres de mástil sostenidas por cables tensores. La ventaja es el ahorro de peso y, por lo tanto, de coste. Las desventajas son el difícil acceso a las zonas de alrededor de la torre, lo que las hace menos apropiadas para zonas agrícolas. Finalmente, este tipo de torres es más propensa a sufrir actos vandálicos, lo que compromete la seguridad del conjunto.

Este tipo de montaje es el escogido en las estaciones metereológicas para la medición de las características de los vientos, antes de la ubicación de un parque eólico.

Consideraciones de coste

Por norma general, el precio de la torre de la turbina eólica supone alrededor de un 20 por ciento del coste total de la turbina. Para una torre de unos 50 metros, el coste adicional de otros 10 metros es de unos 3 millones de pesetas. Por lo tanto, es bastante importante para el coste final de la energía construir las torres de la forma más óptima posible.

Consideraciones aerodinámicas

Generalmente, es una ventaja disponer de una torre alta en zonas con una elevada rugosidad del terreno, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del suelo, tal y como se vio en la sección sobre “Cizallamiento del viento” (punto 2.12 del capítulo 2).

Las torres de celosía y las de mástil tensado con vientos tienen la ventaja de ofrecer menos abrigo que una torre cilíndrica.

Consideraciones de dinámica estructural

Las palas de rotor de turbinas con torres relativamente cortas estarán sometidas a velocidades de viento muy diferentes (y, por lo tanto, a diferente flexión) cuando la pala se encuentre en su posición más elevada y en su posición más baja, lo que provoca un aumento de las cargas de fatiga en la turbina.

Elección entre torres altas y bajas

Claramente, un rotor de 60 metros de diámetro no podrá ser instalado sobre una torre de menos de 30 metros. Pero si consideramos el coste de un gran rotor y un gran generador y multiplicador, sería seguramente un desperdicio instalarlos sobre una torre pequeña, ya que se dispone de velocidades de viento mucho más altas y, por lo tanto, de mucha más energía con una torre alta (ver la sección sobre “Recursos eólicos”). Cada metro de torre cuesta dinero, por supuesto, por lo que la altura óptima de la torre está en función de:

1. El coste por metro de torre (10 metros más de torre le costarán actualmente alrededor de 3 millones de pesetas).

2. La variación de los vientos locales con la altura sobre el nivel del suelo, es decir, la rugosidad promedio del terreno local. (A grandes rugosidades emplearemos torres más altas).

3. El precio que el propietario de la turbina obtiene por un kWh adicional de electricidad.

Los fabricantes suelen servir máquinas con una altura de la torre igual al diámetro del rotor. Mucha gente piensa que, estéticamente, estas turbinas son más agradables a la vista.

4.6.1.- Fabricación de torres de aerogeneradores

Laminación de secciones cónicas de torres

La mayoría de las torres en los aerogeneradores modernos son torres tubulares troncocónicas de acero, como vimos anteriormente.

Esta imagen de un taller de fabricación de torres muestra cómo una plancha de acero es enrollada en una subsección cónica para la torre de un aerogenerador. Es un poco complicado conseguir la forma cónica, pues la tensión (presión) de los cilindros de acero tiene que ser diferente en ambos extremos, con el fin de que la plancha se curve adecuadamente.

Las torres son ensambladas a partir de estas subsecciones cónicas más pequeñas, que son cortadas y laminadas con la forma correcta, y posteriormente unidas por soldadura.

Laminación de un sector de la torre.

Las torres suelen fabricarse en secciones de 20 a 30 m, siendo el transporte (por tren o por carretera) el factor limitante. Los pesos típicos de las torres modernas son de 40 Tm para una de 50 m que monte una turbina con un diámetro de rotor de 44 m (600 kW), y de 80 Tm para una torre de 60 m y con un diámetro de rotor de 72 m (2 000 kW).

Diseñadas por el fabricante de la turbina

Las torres de aerogeneradores son generalmente diseñadas por cada fabricante de turbinas, ya que todo el aerogenerador en conjunto tiene que ser homologado como

una unidad. Por tanto, incluso si algunas torres son fabricadas por productores independientes, son siempre específicas para cada fabricante.

A menudo, los fabricantes independientes de torres producen también tanques de petróleo y recipientes a presión, dado que la maquinaria y los procedimientos de inspección son muy similares.

Cuestiones de peso

Los pesos de las torres (por kW de potencia instalada) han disminuido alrededor del 50 % en los últimos cinco años, gracias a métodos de diseño más avanzados. No obstante, la torre todavía sigue siendo una parte del aerogenerador bastante pesada, por lo que los costes de transporte son importantes. En los mercados más grandes, generalmente es mejor no transportar las torres por carretera más de 1 000 km. En el caso de que la distancia sea superior y de que se trate de un gran proyecto, las torres suelen fabricarse localmente.

Láminas con forma trapezoidal

Para conseguir una sección con forma de cono, la lámina que se utiliza para enrollar debe tener los lados más largos curvados, y los lados cortos no tienen que ser paralelos (trapezoidal). La mayoría de fabricantes de torres utilizan máquinas-herramienta de corte por láser para obtener la forma deseada en la lámina de acero.

4.6.2.- Soldadura de las torres

Las secciones de acero están soldadas por arco sumergido *powder welded*

Cada sección de la torre está soldada con un cordón longitudinal, además de uno circular que la une a las siguientes. Esto se hace colocando las secciones sobre un banco de rodillos que hacen girar lentamente la torre, mientras que un operador, con una máquina de soldadura por arco sumergido, suelda las secciones desde el exterior, y otro técnico une el correspondiente grupo de cordones en el interior.

Inspección de los cordones de soldadura

Los cordones de soldadura de las torres son inspeccionados utilizando dispositivos de ultrasonidos o de rayos X. Los cordones importantes son inspeccionados al 100%, mientras que el resto son revisados sobre una muestra base.

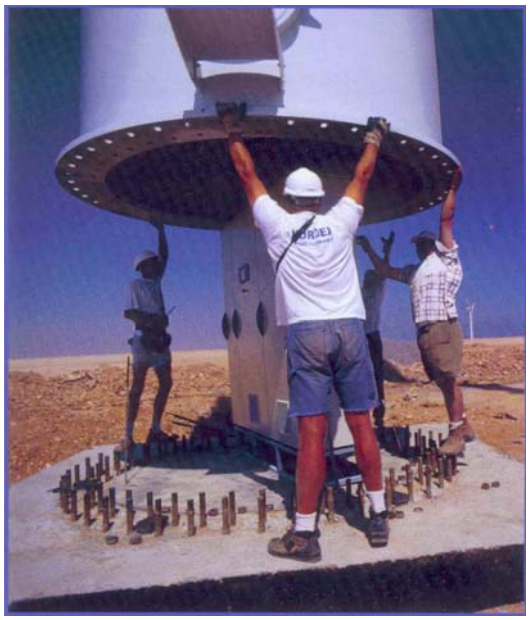
4.6.3.- Instalación y ensamblaje de torres de aerogeneradores

Montaje de torres

La operación de descarga desde el transporte y montaje de la torre (en 2 ó 3 tramos) se lleva a cabo mediante dos grúas de gran tonelaje.

Cuando se montan torres de hasta 80 m de altura, las plumas de estas grúas son transportadas como si de otra parte de la torre se tratase, teniendo que desmontar y montar de nuevo esta parte cuando se cambia de posición.

Las torres son suministradas con la escalera de acceso desde la base a la góndola, y llevan también preinstalado el cableado necesario para su funcionamiento.



Bridas

Las secciones de la torre de un aerogenerador son atornilladas con bridas de acero laminado, soldadas a los extremos de cada sección de la torre.

La calidad de las bridas y la tensión en los pernos son parámetros importantes para la seguridad de las torres.

Se debe procurar la estanqueidad de estas uniones para evitar que el agua de lluvia, empujada por los fuertes vientos, penetre en la torre, y oxide los tornillos (pernos) de las bridas. Unos fabricantes usan juntas elásticas, y otros masillas de goma, que se endurecen una vez acopladas los dos tramos de la torre.

Tornillos o pernos

Como se dijo antes, las bridas de unión de los distintos tramos de la torre se unen con tornillos, con su correspondiente tuerca. El número es de 60 o más en cada unión, apretados con una llave dinamométrica, con un par de apriete normalmente elevado. Al someter la tuerca a ese par de apriete elevado, se produce un esfuerzo de torsión muy grande, que a nuestro juicio es uno de los responsables de la gran cantidad de roturas. Hay registros de hasta 18 tornillos rotos de los 50 que sujetan las bridas, siendo éste uno de los principales problemas de mantenimiento de los operadores del parque.

Algunos fabricantes han introducido en los tornillos de los extensores de pala, que presentan igual problema, un sistema de tracción (estiramiento), ajustando la tuerca con un par moderado y soltando posteriormente el tornillo. De esta forma se consigue dar un par de apriete nominal sin someterlo a grandes esfuerzos de torsión.

Otro posible motivo de rotura de tornillos en torre puede ser la imperfección de las bridas, que hacen que unos tornillos estén sometidos a mayores esfuerzos que otros.

Parece increíble que una tecnología tan clásica como la de fabricación de tonillos y tuercas, que deberían tener un grado de desarrollo tecnológico más que aceptable, sea una de las mayores fuentes de problemas de mantenimiento de los parques. Algunos tecnólogos prohíben a sus empleados suministrar datos del número de tornillos rotos y proceden a su retirada.

4.7.- El sistema de control

Un aerogenerador bien diseñado puede tener un funcionamiento incorrecto o llegar a destruirse si no se desarrolla un sistema de control adecuado.

El sistema de control deberá ser diferente en función del tamaño del aerogenerador. Para pequeñas máquinas, el control será simple y normalmente pasivo; por el contrario, para grandes máquinas -media y alta potencia- el sistema de control será más complicado debido a los múltiples parámetros a medir y al aumento de precisión requerido; pero representará un coste, que aunque alto, es pequeño en comparación con el coste total del sistema.

Así, los controles pasivos hacen sus medidas de la manera más simple posible y utilizan fuerzas naturales para actuar, mientras que los sistemas de control activos emplean sistemas eléctricos, mecánicos, hidráulicos, neumáticos o combinaciones de los anteriores para alcanzar su propósito.

Los objetivos principales de un sistema de control son los siguientes:

- Obtener un funcionamiento automático del aerogenerador.
- Conseguir que la turbina funcione en consonancia con el viento (orientación, control de potencia, etc.).
- Decidir la conexión/desconexión del generador y realizar correctamente los arranques y paradas del aerogenerador.
- Proteger al sistema de sobrevelocidades, vibraciones, sobrecalentamientos, enrollamientos de los cables de interconexión.
- Maximizar el rendimiento del sistema.
- Señalizar posibles averías o funcionamientos incorrectos y así disminuir los costes de mantenimiento.
- Aumentar la vida útil del aerogenerador al minimizar las cargas imprevistas que puedan presentarse.

Todos estos objetivos nos llevan a un tratamiento global flexible de las estrategias posibles de control, sobre todo en grandes máquinas.

En el control activo se deberán medir múltiples variables, que darán información sobre el estado del sistema al control central.

Estas señales (velocidad del viento, orientación, velocidad del rotor, ángulo de paso, temperatura del generador, tensión y corriente de salida, etc.) se hará un muestreo mediante transductores, que deberán ser extremadamente fiables y precisos, ya que toda la estrategia de control puede ser inútil si las medidas son erróneas. Por ejemplo, deberán protegerse los elementos electrónicos y el cableado contra posibles descargas de origen atmosférico o contra interferencias electromagnéticas que puedan producirse.

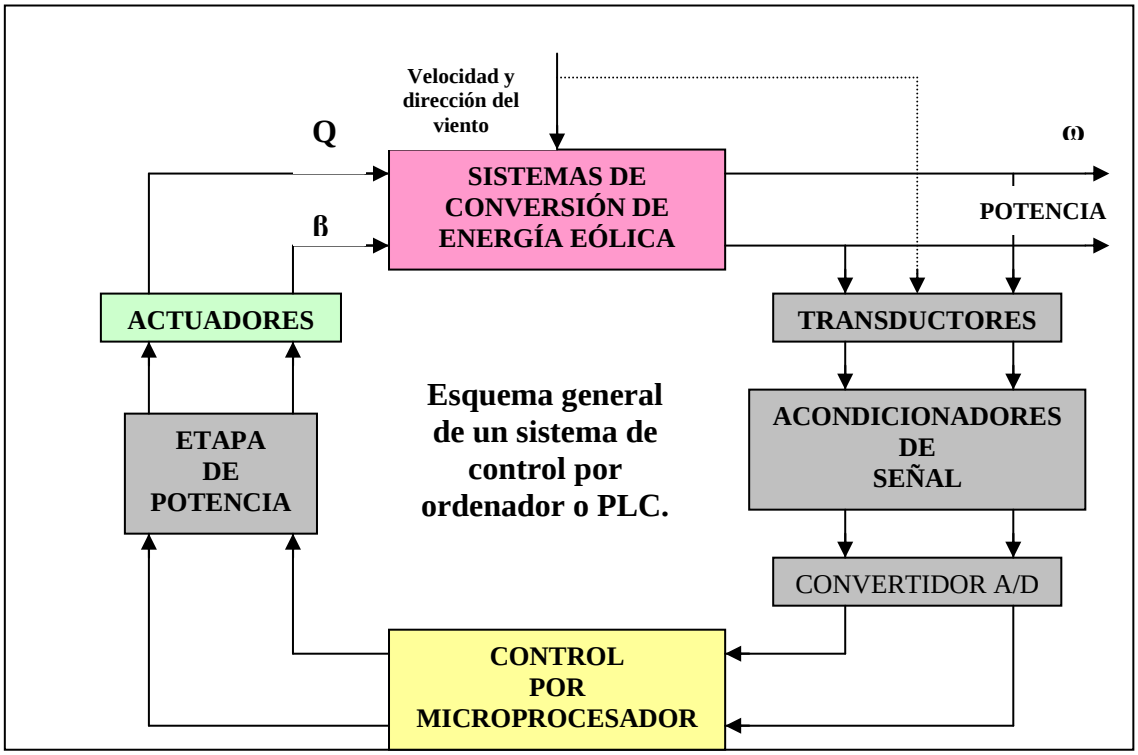
El sistema de control deberá diseñarse para proteger a todo el sistema, pero de forma que la instalación de múltiples protecciones no interfiera en la correcta operación de la máquina, haciendo que su funcionamiento sea, a veces, pesado (continuos arranques y paradas).

Existen múltiples métodos y estrategias de control de aerogeneradores, casi tantos como tipos de máquinas; aquí se expondrá una visión general de los sistemas más utilizados actualmente.

El sistema de control integra los dispositivos necesarios de seguridad para garantizar la parada del aerogenerador en caso de producirse alguna condición anormal (falta de tensión de red, vibración excesiva, calentamiento excesivo del generador eléctrico, velocidad del viento o de giro del rotor excesiva, etc.).

Los sistemas de control actuales se basan normalmente en microprocesadores, específicamente desarrollados para su uso en control de aerogeneradores. Éstos permiten integrar de forma eficiente todos los subsistemas que intervienen en la correcta operación del aerogenerador, permitiendo además modificaciones de programas por el usuario, centralizado de la comunicación y recogida de datos, telecontrol de varios aerogeneradores en el caso de parques eólicos, interconexión con centrales meteorológicas, etc.

De cara a facilitar la maniobrabilidad, los sistemas de control actuales son modulares, e incluyen dispositivos de visualización de todas las variables que intervienen, así como las entradas y las salidas, que permiten incluso la posibilidad de controlar manualmente la operación del aerogenerador. Para garantizar la fiabilidad de las señales de medida y control frente a perturbaciones de origen electromagnético, todas las entradas suelen aislarse mediante optoacopladores, y las salidas mediante relés libres de potencial. La transmisión de datos suele realizarse mediante salida serie RS-232 o RS-485 para conectarse a ordenadores externos, existiendo a veces la posibilidad de salida módem para casos en los que pueda disponerse de línea telefónica.



Esquema general de un sistema de control por ordenador o PLC.

El control suele estar físicamente realizado mediante un PLC (Control con Lógica Programable), compuesto por uno o más microprocesadores, que componen la unidad central de proceso, una etapa de memoria donde está el programa de control, un dispositivo de visualización y una etapa con entradas/salidas con sus respectivos convertidores (ver figura anterior), a través de la cual el sistema de control se comunica con los operadores que se desea gobernar. Asimismo, suele disponerse de la posibilidad de conectar una etapa de comunicación, mediante la que el sistema de control puede conectarse a un equipo de programación, pudiendo además introducir o modificar el programa de control.

El programa de control debe incluir necesariamente un programa de autocomprobación o diagnóstico que detecte inmediatamente malfuncionamientos, tanto en el propio sistema de control como en los demás sistemas del aerogenerador, y que debe parar inmediatamente la máquina y señalizar lo más preciso posible la causa del problema. De esta manera se garantiza la seguridad del sistema y se disminuyen los costes de operación y mantenimiento al permitir localizar rápidamente el origen del fallo.

Los sistemas de control están integrados principalmente por tres etapas:

- **Etapa de entrada de control**: esta etapa se encarga de conducir las señales procedentes de los sensores dispuestos por toda la máquina, hasta el control central, para procesarse inmediatamente y enviar las órdenes de mando, adecuadas en cada momento, a los dispositivos de actuación.

- **Etapa de señales de alarma**: esta etapa se encarga de recoger las señales correspondientes en situaciones anómalas o malfunciones en sistemas vitales, ordenando, con prioridad absoluta por encima de cualquier otra orden, la parada de emergencia del aerogenerador hasta que desaparezca la causa que la originó.

- **Etapa de salida de control**: esta etapa transmite las señales eléctricas de ejecución de las instrucciones que recibe del sistema central de control, y accionar los actuadores correspondientes.

Los típicos parámetros límite que supervisa, de modo continuo, un sistema de control de aerogeneradores para evitar situaciones de emergencia son los siguientes:

• Errores internos en el sistema de control:

- • Problemas en la transmisión de datos, volcado de programa, etc.
- • Problemas en la lectura/escritura en memoria.
- • Fallo en alimentación.

• Parámetros de red:

- • Frecuencia de red máxima y mínima.
- • Tensión de red máxima y mínima.
- • Sobretensión.
- • Corrientes asimétricas.
- • Sobrecarga en el generador, (normalmente se definen dos niveles).
- • Corriente máxima.
- • Corriente máxima en motorización.

• Potencia de salida.

- • Detección de fallo en anemómetro.
- • Potencia mínima.

• Velocidad del viento.

- • Velocidad mínima para arranque.
- • Velocidad mínima para parada.
- • Velocidad máxima para parada.
- • Velocidad máxima para nuevo arranque.
- • Velocidad de detección de fallo de anemómetro.

• Velocidad de giro del rotor.

- • Sobrevelocidad en rotor de baja.
- • Sobrevelocidad en rotor de alta.
- • Velocidad para actuación de freno eléctrico.
- • Máxima velocidad con fallo de freno.

• Control de temperaturas.

- • Temperatura máxima de los devanados del generador eléctrico.
- • Temperatura máxima del aceite de la caja multiplicadora.
- • Temperatura máxima de los dispositivos electrónicos.
- • Temperatura en sistema de orientación.

• Sensores comparadores.

- • Relación de revoluciones eje alta/baja.
- • Relación de pulsos y revoluciones en el generador.
- • Enrollado/desenrollado de cables
- • Detección de retraso en la comparación de sensores.

• Sistemas hidráulicos.

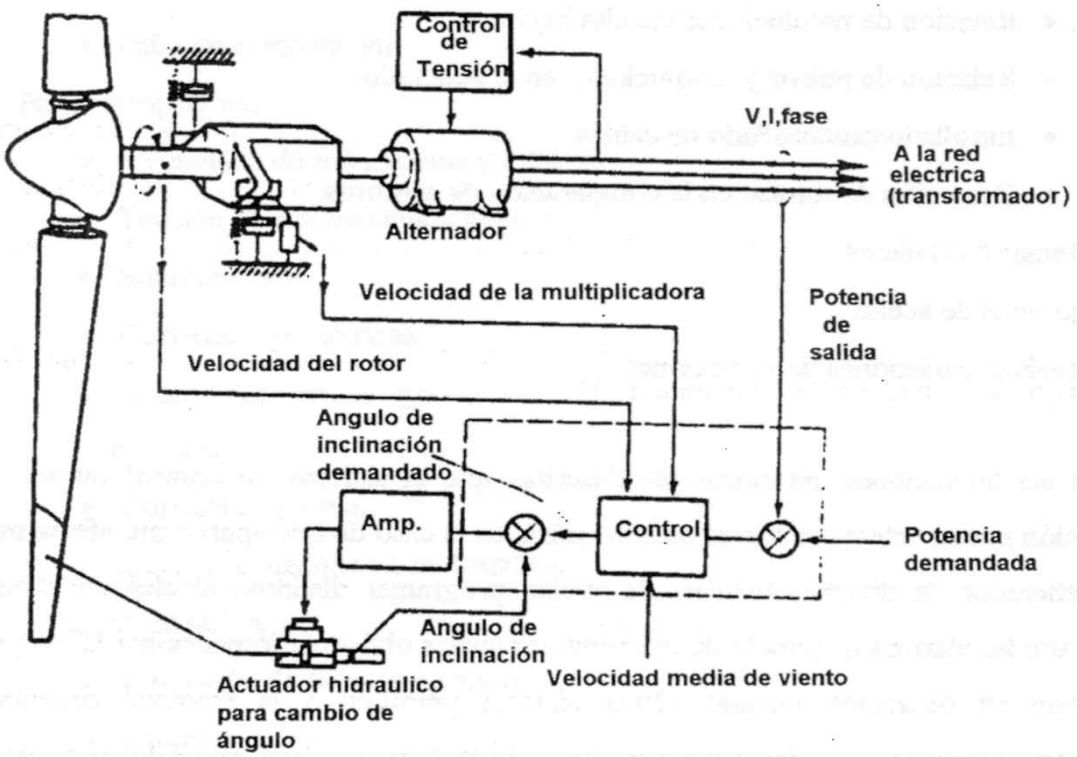
• Bajo nivel de aceite.

• Excesivas conexiones/desconexiones.

Todas las limitaciones (anteriormente descritas) que el sistema de control, durante su operación, puede detectar a través de anomalías, en el caso de que aparezcan, afectarán al aerogenerador de diversas formas. Suelen programarse distintos niveles de alarmas como las de parada de máquina, las cuales obligan a su inspección y puesta en operación manual. Otras alarmas permiten al aerogenerador conectarse automáticamente cuando desaparece la causa de la alarma. Otras sólo informan de una anomalía pero sin su parada.

Conexión a Red

El proceso de conexión de un aerogenerador a la red eléctrica difiere según sea el tipo de máquina, así las de paso fijo y velocidad fija seguirán una estrategia. Los que disponen de sistema de cambio de paso seguirán otra, y, por último, aquéllas con cambio de paso y velocidad variable tendrán una diferente. En cualquier caso, todos los sistemas intentarán realizar la operación lo más suave posible para evitar puntas de par, lo menos complejo posible y las menos veces posibles. Para ello se deberán implementar sensores de medida adecuados a los parámetros que se miden (detectar el límite de vueltas del rotor antes de superar el deslizamiento máximo debe ser un proceso muy preciso), y deberán seleccionar valores adecuados de esas variables para que el control tome decisiones correctas (evitar múltiples conexiones y desconexiones alarga la vida útil de los elementos de la máquina, en especial de la caja multiplicadora, ejes, rotor, generador, contactores, etc.).



Esquema del sistema de control para generador de vueltas constantes y paso variable.

En el caso de aerogeneradores con **paso fijo y velocidad fija**, el proceso de arranque que se sigue es el siguiente.

Una vez que el control ha chequeado todas las variables necesarias sin detectar ninguna anomalía, esperará a que se supere el límite mínimo de velocidad de viento para comenzar a generar. Si se cumple esta condición activa, el sistema, una vez orientado, libera el freno eléctrico a la vez que coloca las palas en posición de operación (posición recogida de los aerofrenos). De esta manera el aerogenerador está ya preparado para efectuar la conexión a red.

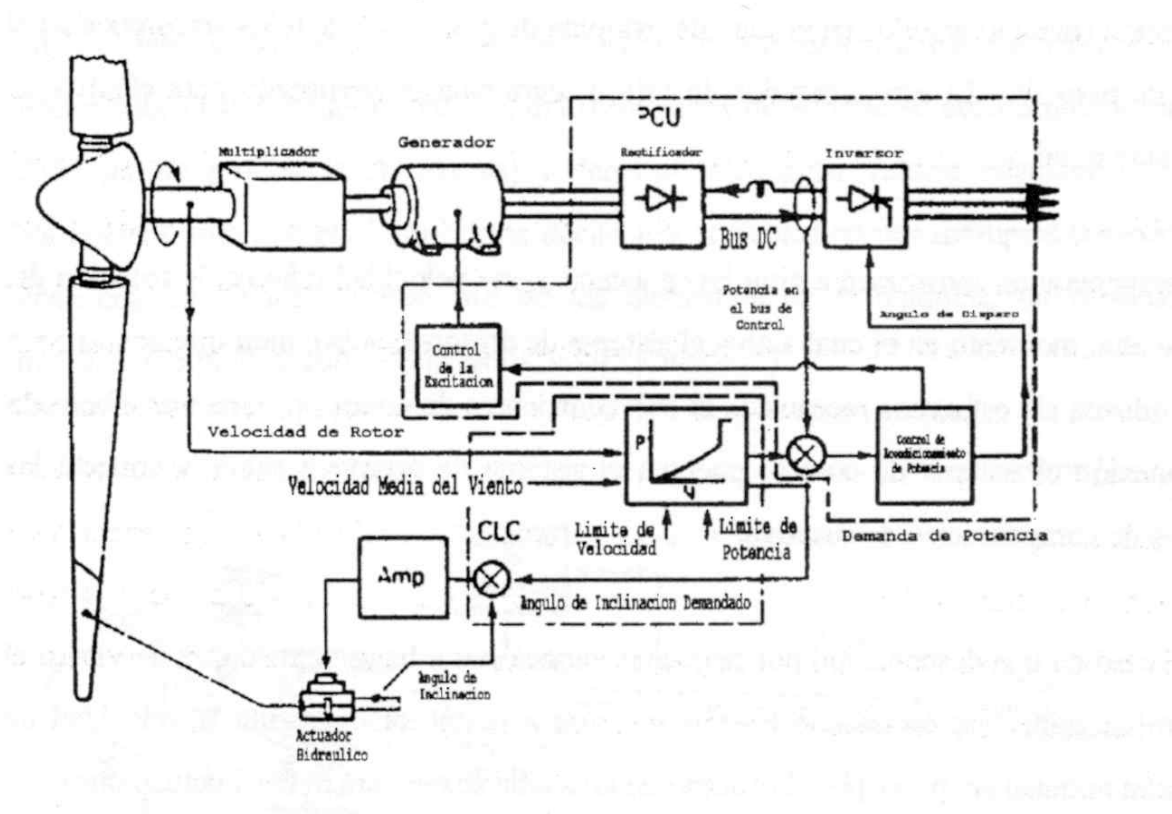
El aerogenerador comenzará a girar hasta alcanzar una velocidad mínima de rotación del eje de alta, momento en el cual activa el sistema de arranque suave para que la conexión se produzca sin esfuerzos mecánicos ni sobrecorrientes de conexión. Una vez efectuada la conexión, el sistema de control puentea el de arranque suave y conecta las etapas de compensación de reactiva.

En el caso de una desconexión por pequeñas variaciones a bajas velocidades de viento, el control se conectará en cuanto las revoluciones superen mínimamente la velocidad de rotación nominal sin pasar por el proceso de arranque suave; así se evitan fluctuaciones.

En el caso de sistemas de **paso variable y velocidad variable** la metodología a seguir es:

El sistema mide la velocidad de viento continuamente. Si durante pocos minutos se detecta una velocidad de viento suficiente para el funcionamiento del aerogenerador, se inicia el proceso de arranque automático. Para ello se coloca en una determinada posición y se lleva a cabo un chequeo de los sensores en torno a 1 minuto. A continuación se alinea la góndola en la dirección del viento y las palas del rotor se ponen en posición de funcionamiento. Para ello se absorbe, durante un corto plazo, una pequeña potencia de la red. Al alcanzar el límite inferior de revoluciones, el aerogenerador comienza a inyectar potencia. En este sistema no existen las corrientes de conexión clásicas.

Desconexión de Red



Esquema del sistema de control para generador de velocidad variable y paso variable.

El sistema de control está continuamente supervisando las revoluciones del rotor de alta. Si las revoluciones disminuyen por debajo de un valor mínimo, se desconecta la compensación de reactiva y, a continuación, el aerogenerador de la red.

En sistemas de paso fijo, en el caso de que se alcance el límite superior de revoluciones, se deberá actuar en el primer momento con el frenado de emergencia mediante los aerofrenos, hasta bajar un número de revoluciones idóneo, pero sin desconectar de la red al aerogenerador, con el fin de no perder el par resistente del generador y evitar embalamientos. La máquina se podrá desconectar de red cuando la velocidad de giro del rotor sea como máximo la de sincronismo. Por último, y ya a bajas revoluciones, se puede aplicar el freno mecánico para efectuar la parada total.

En sistemas de paso variable, por encima de la velocidad nominal de viento (típicamente > 14 m/s), se mantienen las revoluciones del rotor mediante la regulación del ángulo de paso de las palas. Para parar la máquina, ya sea de forma manual o por control, se desregula el ángulo de las palas, y con ello se reduce, para el viento, la superficie de incidencia efectiva de las mismas, hasta que el aerogenerador reduzca su velocidad alcanzando casi la parada total. Existen sistemas de paso variable con unidades (aspas) totalmente independientes entre sí, pero que actúan siempre sincrónicamente; en este tipo de sistemas se prevé que si falla en el proceso de parada una de las unidades, las otras dos son suficientes para, cambiando el ángulo de paso, frenar la máquina.

Un problema en los aerogeneradores son las paradas por pérdida de red o salida de los límites de operación. En este caso, los sistemas de paso fijo deben actuar con los aerofrenos; en el caso de paso variable deben colocar inmediatamente las palas en bandera. El efecto de la caída de tensión, debido a la imprevista apertura del contactor puede evitarse mediante grandes condensadores conectados en paralelo con la red. Pero el mayor problema es la pérdida del control de frecuencia. La regulación de frecuencia sólo es válida cuando se está conectado a red, ya que la máquina normalmente puede modificar la frecuencia mediante el cambio de velocidad del rotor. El sistema de control deberá detectar rápidamente cualquier situación de este tipo. En el caso de sistemas de velocidad variable, la desconexión de la red es inmediata en cuanto se ha superado algún límite de red. Dado que no hay condensadores de compensación, el inversor se desconecta de la red en 10 m/s, de manera que no se produzcan puntas de corriente.

TEMA 5

EL PARQUE EÓLICO

5.1 Evaluación de los recursos eólicos.....182
5.2 Comprobación del rendimiento del parque eólico.....184
5.3 Medición de la velocidad del viento.....186
5.4 Ubicación de los aerogeneradores.....188
5.5 Medición de la emisión de ruido.....191
5.6 Cálculo de la emisión sonora.....193
5.7 Metodología en la presentación de un proyecto eólico.195
5.8 Ejemplo de distribución eléctrica en un parque eólico..209

5.1.- Evaluación de los recursos eólicos

Para planificar proyectos de energía eólica económicamente atractivos es nece-sario un conocimiento exacto de las condiciones de viento predominantes en el área en cuestión. Debido a razones de tiempo y financieras, con frecuencia se dejan de lado las mediciones a largo plazo. Como sustitución se pueden usar métodos matemáticos para predecir las velocidades de viento en cualquier ubicación. Las condiciones de éste y la producción de energía calculadas pueden servir como una base para los cálculos econó-micos. Además, se pueden usar simulaciones de condiciones de viento para correlacio-nar mediciones en un cierto sitio con las de ubicaciones vecinas, y así establecer el régimen de viento para toda el área.

Determinación de las condiciones del lugar

Como la velocidad de viento puede variar significativamente en distancias cortas, en unos cientos de metros, los procedimientos para evaluar la ubicación de las turbinas eólicas generalmente consideran todos los parámetros locales que influyen en las condi-ciones de viento. Estos parámetros son:

- obstáculos en los alrededores.
- la topografía ambiental, que está caracterizada por la vegetación, la utilización de la tierra y las construcciones (descripción de rugosidad del suelo).
- la orografía del terreno, que puede causar efectos de aceleración o desacelera-ción sobre el flujo de aire.

Esta información sobre las condiciones locales se obtiene de mapas topográficos, así como de visitas al sitio para registrar los obstáculos en las cercanías. También los datos de satélite del entorno, si están disponibles, pueden ser de gran ayuda. Después de calcular la distribución de frecuencia de velocidades de viento tomando en cuenta todos estos aspectos, puede establecerse la producción de energía esperada de acuerdo con la curva de potencia de la turbina eólica.

Procedimiento

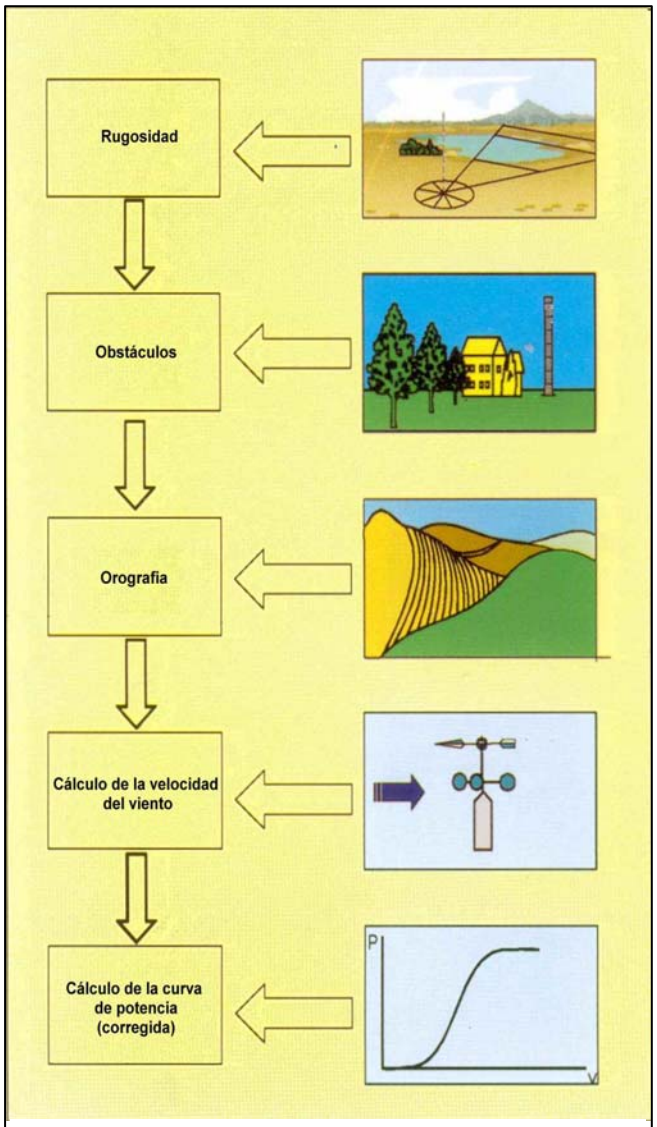
El procedimiento más utilizado para la predicción de velocidades de viento y producción de energía a largo plazo, para ubicaciones particulares, es el programa de ordenador denominado Modelo de análisis y aplicación del Atlas Eólico *WASP*. Se obtiene una distribución de frecuencia de la velocidad del viento medida en una estación de referencia durante años, de tal modo que puede ser transferida a otras localizaciones. El modelo de ordenador combina la descripción detallada del lugar, cuyo potencial eólico se ha de predecir, con la distribución de frecuencias de la estación de referencia. Ésta puede tener una distancia de hasta 100 Km de la ubicación considerada. Relacionando la curva de potencia de la turbina (potencia eléctrica en función de velocidad de viento) puede calcularse la producción de energía esperada para dicho emplazamiento.

Para obtener la mayor precisión posible en la predicción de producción de energía suelen aplicarse tan sólo curvas de potencia medidas por institutos independientes. Ade-

más, constantemente se construyen nuevas estaciones de referencia para reducir la incertidumbre de las predicciones del potencial eólico.

Dependiendo de la complejidad de las regiones examinadas, se usan diferentes procedimientos para determinar las condiciones de viento. Además del programa de ordenador *WASP*, existen otros procedimientos, como los modelos de microescala. Éstos requieren gran potencia de cálculo, pero permiten precisas descripciones de fluidos tridimensionales, especialmente para los complejos terrenos montañosos.

Una manera completamente diferente de evaluación es la que incorpora mediciones de velocidad de viento directamente en el sitio de interés. Estas mediciones, típicamente realizadas durante un período de un año, pueden ser correlacionadas con todo el área vecina o pueden ser transformadas en valores a la altura del buje de la turbina, utilizando las simulaciones por ordenador descritas anteriormente, denominadas método MCP (medir, correlacionar, predecir).



Introducción de datos necesaria para la aplicación de un modelo matemático de distribución del viento

Una manera de incorporar mediciones de viento del lugar, si no están disponibles, es usar los datos registrados por estaciones referencia incluidas en el programa *WASP*. Esto es especialmente útil si no hay otros datos confiables, o para verificar el potencial eólico predicho en un terreno muy turbulento.

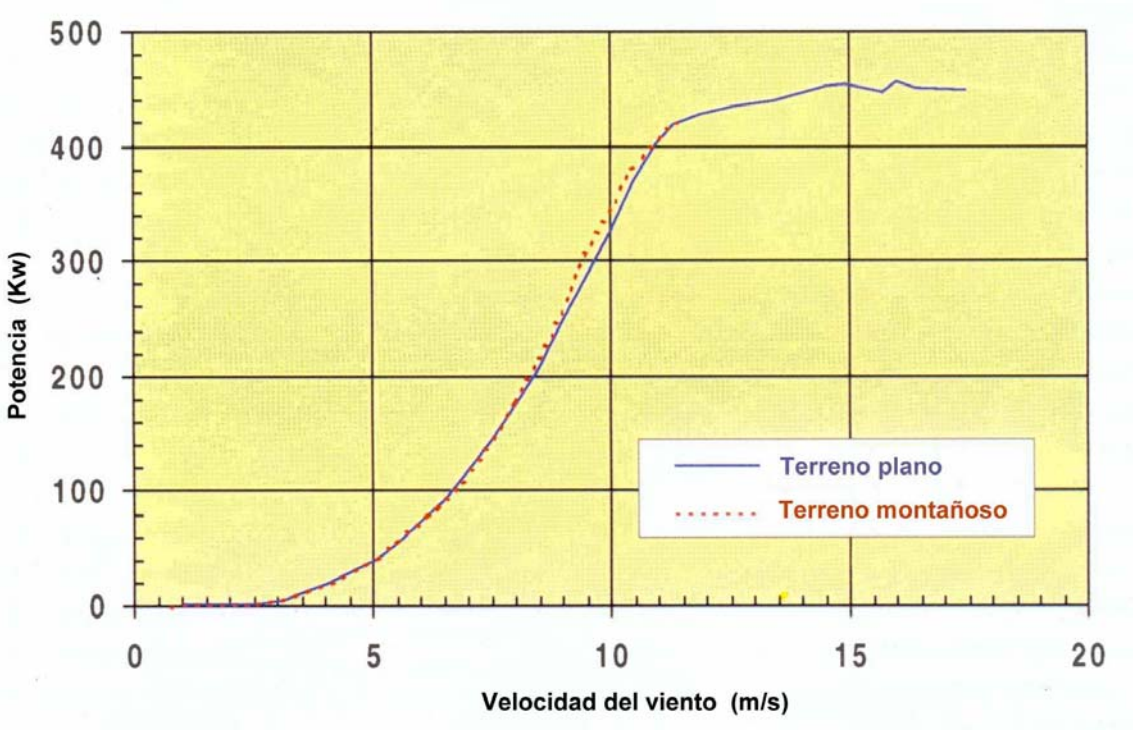
5.2.- Comprobación del rendimiento del parque eólico

El beneficio de un parque eólico se basa principalmente en la energía del viento disponible y el rendimiento de las turbinas eólicas. La evaluación del rendimiento de un parque eólico se requiere normalmente en un contrato entre los promotores, agentes financieros y fabricantes. La mayoría de los fabricantes de aerogeneradores garantizan la curva de potencia de sus productos a sus clientes. Éstos tienen que probar que todas las máquinas cumplen lo garantizado, incluyendo la evaluación in situ .Se utilizan dos métodos diferentes para medir la curva de potencia de un parque eólico completo y para verificarla en cada una de las turbinas en particular.

Una verificación de la curva de potencia también puede servir para optimizar el funcionamiento de las turbinas eólicas y para probar su disponibilidad, que también está garantizada por algunos fabricantes. Generalmente, una optimización de tan sólo un 1% provocará un aumento de la energía producida del orden del 6 al 8% .

Verificación de la Curva de Potencia

La velocidad de viento a la altura del buje es necesaria para verificar la curva de potencia de todas las turbinas de un parque eólico. La medición y la evaluación de una curva de potencia se hace de acuerdo con la norma IEC 61400-12: **Sistemas de generación mediante aerogeneradores** -Parte 12 “Técnicas de Medición de la curva de Potencia”.



Variación de la curva de potencia de un aerogenerador en función de su emplazamiento

Se realiza una calibración *in situ*, antes de la instalación de las turbinas eólicas, por medio de dos mástiles meteorológicos, como se especifica en la recomendación del IEC para terrenos con turbulencias.

Después de la calibración en el lugar, una torre será reemplazada por una turbina del parque y se medirá la curva de potencia de ésta de acuerdo con la normativa. Se determinará la relación entre la velocidad de viento libre y la velocidad de viento en el buje (cada anemómetro de la góndola estará calibrado). Esta relación puede utilizarse para la determinación (verificación) de las curvas de potencia de todas las turbinas del parque eólico por medio del anemómetro de cada una.

Entonces se usará una distribución de velocidad de viento de referencia (acordada entre las partes) para el emplazamiento en particular, para así calcular y comparar la producción de energía (suponiendo un 100% de disponibilidad) de cada turbina del parque.

1) Medición del viento en el emplazamiento con dos torres anemométricas (antes de la instalación de las turbinas eólicas).

2) Calibración de todos los anemómetros de los aerogeneradores en el túnel de viento.

3) Medición de la Curva de Potencia de una turbina de acuerdo con IEC 61400-12

4) Determinación de la relación entre velocidad de viento libre y velocidad de viento en la góndola.

5) Determinación de todas las curvas de potencia a través la velocidad de viento en el buje, corregida para eliminar el efecto de las turbulencias inducidas por la propia turbina.

6) Comparación de la producción de energía, deducida a partir de las curvas de potencia de todas las turbinas, con la especificada a partir de la curva de potencia garantizada.

Si la relación entre la velocidad de viento libre y la velocidad de viento en el buje ya se conoce de otra medición de curva de potencia del mismo tipo de turbina eólica (las mismas condiciones operacionales, la misma ubicación del anemómetro en la góndola), la verificación completa de todas las curvas de potencia puede hacerse sin ninguna torre anemométrica (sólo secciones 2, 5 y 6).

Productividad del parque eólico

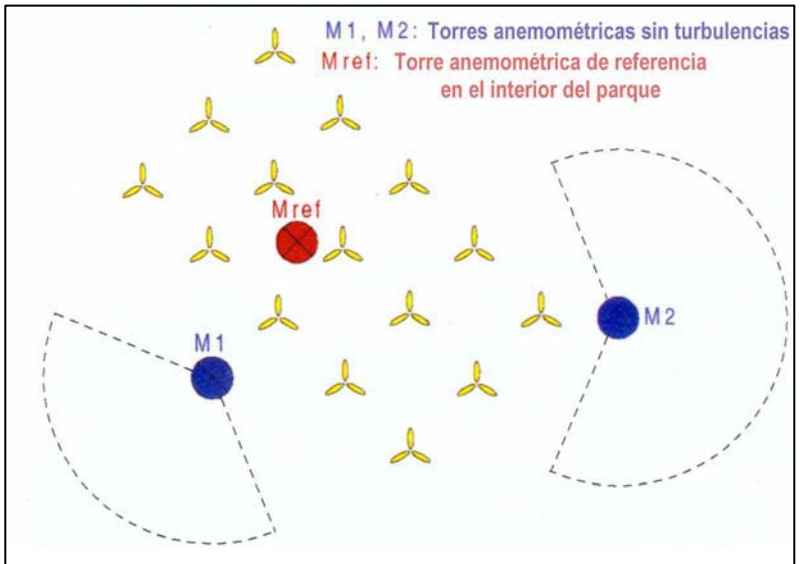
Este método se usa para la verificación de la productividad del parque en su conjunto más que para la verificación de máquinas individuales. En él se registra el suministro de energía total del parque en los contadores de exportación que éste posee. Se determina el rendimiento del parque para diferentes direcciones con todas las turbinas funcionando, incluidas aquéllas que están en situaciones de perturbación aerodinámica.

5.3. - Medición de la velocidad de viento

Las mediciones de la velocidad del viento son las más críticas para la evaluación del potencial eólico, la determinación del rendimiento y la predicción de la producción anual de energía. En términos económicos, las incertidumbres se traducen directamente en riesgo para los inversores. No hay otra actividad en donde la importancia de dichas incertidumbres en las mediciones sea tan grande como en la energía eólica.

Debido a la falta de experiencia, muchas mediciones de la velocidad del viento tienen grados de error inaceptablemente altos, porque no se ha aplicado la mejor metodología para la selección de los anemómetros, su calibración, montaje de los mismos y selección del lugar de medición.

Una comparativa internacional entre laboratorios de calibración de anemómetros ha mostrado que se dan errores de hasta un 3,5% en la calibración en diferentes túneles de viento. Esto se traduce en alrededor de un 10% a un 15% de error en la predicción de la producción de energía. Los túneles de viento aceptados como referencia no difieren más que un 0,5% de la velocidad de referencia. Es muy importante que cada anemómetro usado para estas mediciones sea calibrado individualmente en un túnel de viento.



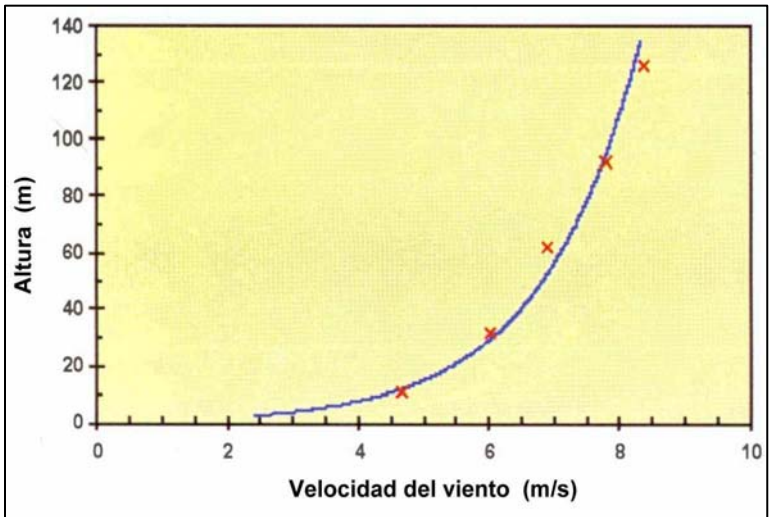
Posibles ubicaciones de las torres anemométricas en un parque eólico

Tan importante como la calibración del anemómetro, es la selección de los mismos. Malos diseños provocan elevados errores en las mediciones de velocidad, aun si son calibrados individualmente en el túnel de viento. La razón es que en el aire turbulento, bajo condiciones atmosféricas reales, los anemómetros se comportan de manera diferente que en el túnel de viento.

Las investigaciones han demostrado que algunos anemómetros son extremadamente sensibles a inclinaciones de flujo que ocurren bajo condiciones reales, aun en terreno plano debido a flujo turbulento. En terrenos montañosos, estos efectos son más importantes y conducen a sobre o subestimaciones de las condiciones de viento reales. Sólo unos pocos diseños de anemómetros evitan estos efectos.

Otra fuente de errores en las mediciones de velocidad de viento es su montaje. Los soportes deben ser montados de modo que la perturbación del flujo, debida a ellos, sea mínima.

Las mediciones de velocidad reales a lo largo de un periodo, de por lo menos un año, reducen significativamente el riesgo económico de un parque eólico, ya que los errores de las mediciones de velocidad del viento son mucho menores que los errores de las predicciones de los modelos matemáticos de flujo. Debe elegirse una posición representativa del área del parque. Para grandes parques, en terreno abrupto, se deben elegir dos o tres posiciones representativas para las torres anemométricas. Por lo menos una medición debe realizarse a la altura de los aerogeneradores que se vayan a instalar en el emplazamiento, ya que la extrapolación desde una altura inferior a la del buje provoca errores adicionales.



Variación de la velocidad del viento según la altura del buje

Perfiles de velocidad de viento

Como se estudió en apartados anteriores, la rugosidad de la superficie terrestre disminuye la velocidad del viento. Con crecientes alturas sobre el nivel del suelo, la rugosidad tiene menos efecto y la velocidad del viento aumenta. La distribución de la velocidad de viento con la altura en el perfil logarítmico viene dada por:

$$V = (V^* / K) \, Ln \, (h / Z_0)$$

V = velocidad del viento a la altura h
V* = velocidad de fricción
K = constante de von Karman
Z_0 = longitud de rugosidad

A veces se usa una ley de potencia para la descripción del perfil de velocidad de viento, como:

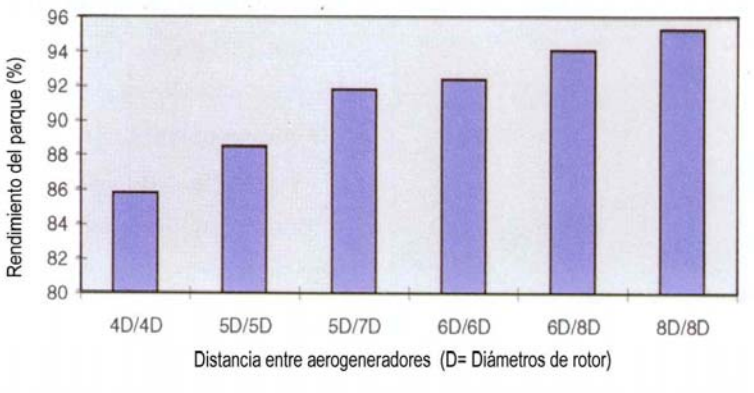
$$V_2 = V_1 \, (h_2/h_1)^{\alpha}$$

V_2 = velocidad del viento a la altura h_2
V_1 = velocidad del viento a la altura h_1

El valor de α depende de los elementos de rugosidad del suelo y es diferente de Z_0

Cálculo de Producción de Energía y Emisión de Ruido en parques eólicos

Para optimizar el aprovechamiento de la energía en los parques es necesario llevar a cabo una evaluación de las condiciones de viento existentes y de las características especiales del terreno disponible. La principal tarea de diseño es optimizar la distribución geométrica de las instalaciones con respecto a la producción de energía, la viabilidad económica, las infraestructuras y las emisiones de ruido. Se requieren estudios detallados para hacer posible el máximo aprovechamiento de una ubicación dada.



Variación de la eficiencia de un parque eólico en función de la separación entre las turbinas

5.4. - Ubicación de los aerogeneradores

La alineación geométrica de los aerogeneradores juega un papel decisivo en la determinación de su potencial de generación de energía. Las máquinas pueden interferir temporalmente unas con otras cuando se dan ciertas condiciones, tales como viento en una determinada dirección, lo que provoca que una quede detrás de la otra. Esto conduce a una reducción en la posible generación total. Una eficiencia del parque más alta significa un mejor uso de las turbinas y, por tanto, una mayor rentabilidad.

El principal criterio involucrado cuando se analiza un parque, después de su eficiencia, es su producción de energía. En otras palabras, la energía que puede obtenerse anualmente del mismo, que está relacionada con lo densamente que se sitúan las máquinas, debe ser lo más alta posible.

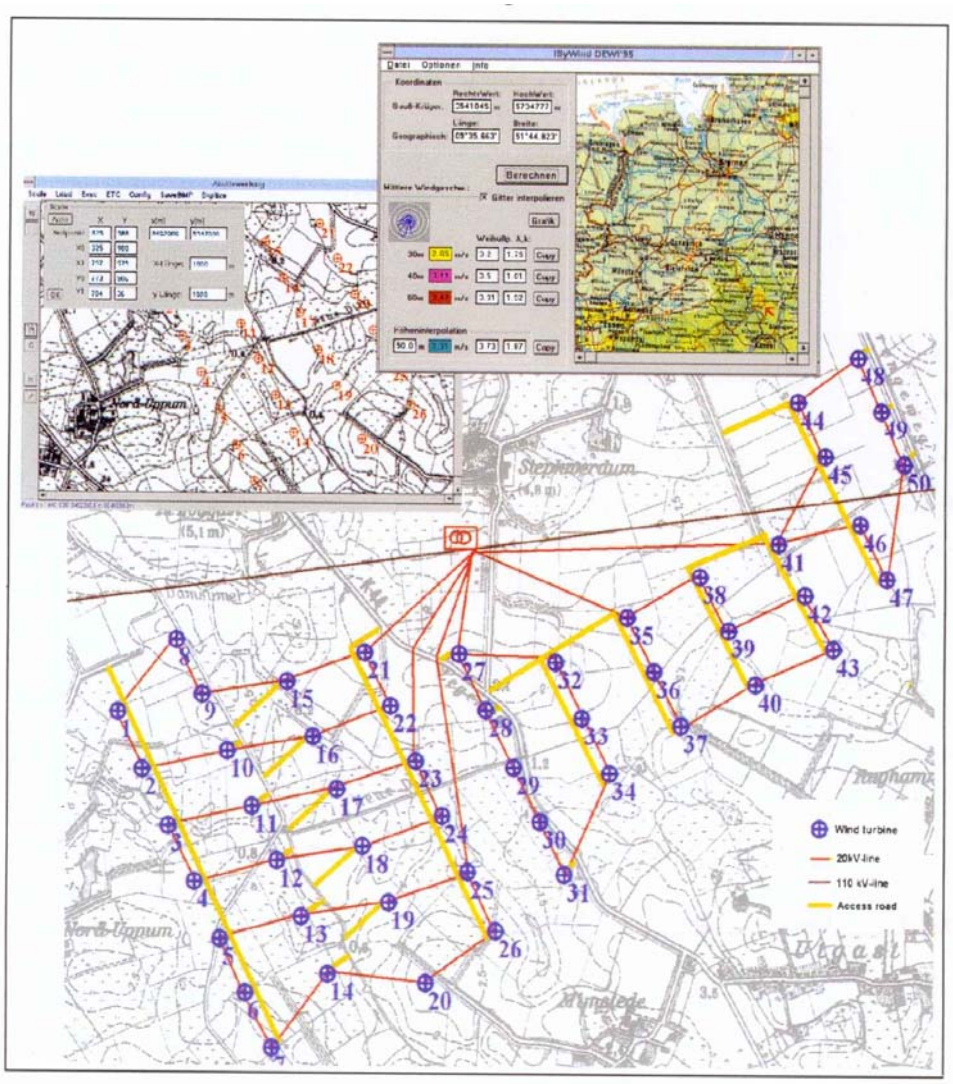
La eficiencia de parque eólico disminuye rápidamente con el aumento de la densidad de los aerogeneradores, mientras que la producción de energía total aumenta con relación al área. Éste es el motivo por el que es necesario respetar las distancias entre las instalaciones cuando se planifica un parque. Para evitar la disminución en la producción de energía, desconexiones temporales de las turbinas etc., el diseño tiene que ser optimizado con respecto a:

- producción de energía.
- eficiencia del parque (energía obtenida / energía por m^2 disponible en el emplazamiento).
- gastos de infraestructura (caminos, cableado, equipo eléctrico, etc.).

• impacto sobre la red eléctrica

La producción de energía y la eficiencia tienen que ser maximizadas en un proceso de optimización combinada, que también minimizará los gastos de infraestructura. El cableado y la red eléctrica (cables, centro de transformación, etc.) tienen que ser diseñados en el mismo proceso de optimización para evitar las pérdidas de transmisión.

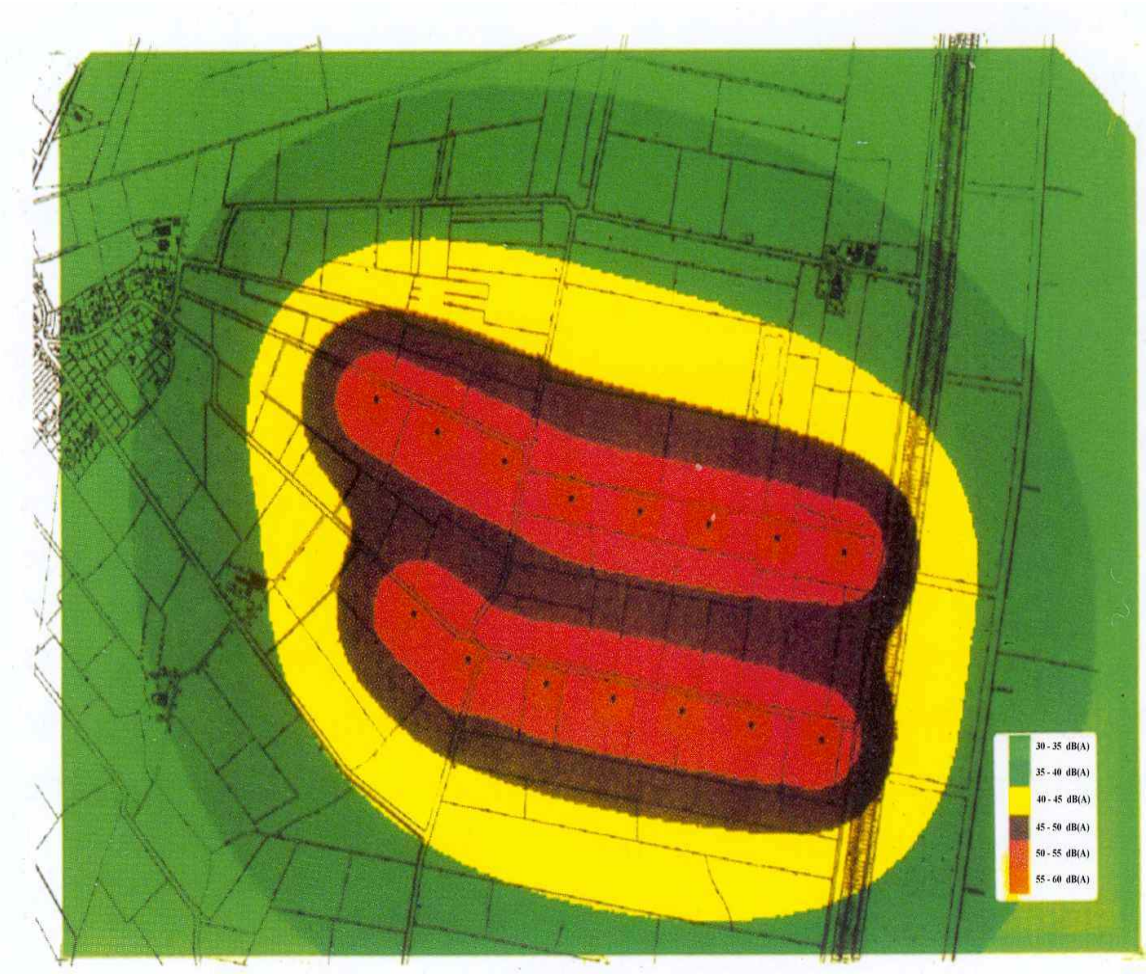
La influencia de las turbinas eólicas sobre la calidad de energía de la red puede producir, en situaciones extremas (altas velocidades de viento, bajo consumo de energía local), inaceptables distorsiones en la red y, por ende, una desconexión temporal de alguna turbina o de todo el parque. Para evitar estas pérdidas en la producción de energía, la integración de las turbinas eólicas en la red tiene que ser realizada cuidadosamente. El comportamiento eléctrico y la calidad de energía de las turbinas eólicas, así como también los problemas de conexión e interferencia, tienen que ser tomados en cuenta para lograr una correcta integración.



Proceso de diseño de un parque, desde la evaluación del potencial eólico hasta el diseño de su configuración e infraestructura

Cálculo de la emisión de ruido

Es necesario tomar en consideración los factores, que limitan posibles configuraciones de los parques, derivados de las normas relativas a la emisión de ruido. La necesaria distancia a viviendas individuales o a áreas residenciales se determina mediante un modelo acústico, el cual toma en consideración el ruido generado por todos los aerogeneradores de un parque. La base para evaluar estas emisiones permitidas se encuentra generalmente en las guías y reglamentaciones nacionales, las cuales prescriben los niveles de emisión de ruido que deben ser mantenidos, normalmente comprendidos entre los 40 y los 50 dB, siendo diferentes de unos paises a otros.



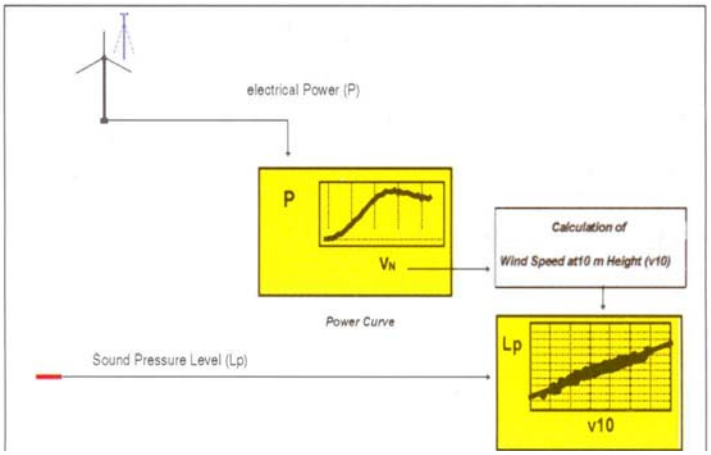
Modelo de distribución de ruido de un parque compuesto de 15 aerogeneradores

5.5.- Medición de la emisión de ruido en los aerogeneradores

Para evitar que una mala planificación perjudique tanto a los propietarios de los aerogeneradores eólicos como a los habitantes locales, los estudios relacionados con emisiones de ruido acústico necesitan estar basadas en mediciones acústicas normalizadas. Sólo usando dichas mediciones se pueden corroborar las especificaciones del fabricante. Por ejemplo, después de su instalación, puede realizarse una prueba para verificar que se mantienen los niveles correctos de ruido en las proximidades de viviendas durante la operación de un aerogenerador. Esta prueba es llevada a cabo por un instituto de medición reconocido oficialmente. Usualmente se determinan las siguientes magnitudes que describen la emisión de ruido de la turbina eólica bajo ensayo:

1. el nivel de potencia sonora ponderado A y su dependencia de la velocidad de viento,
2. la tonalidad, es decir, la presencia de ruido de maquinaria desde la caja de engranajes, etc.

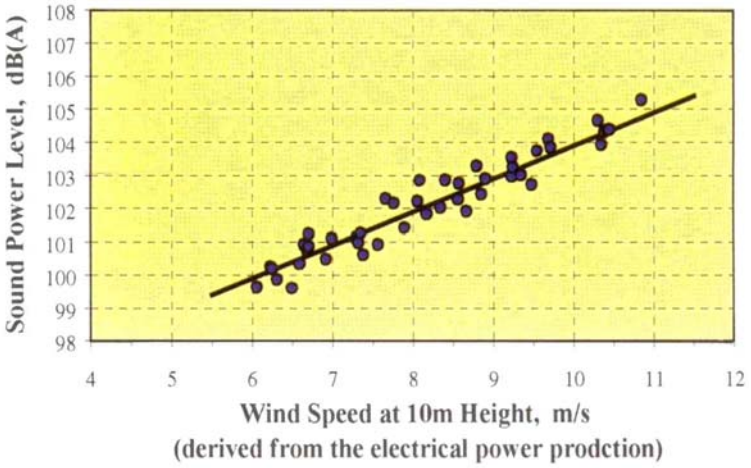
El nivel de potencia sonora de una turbina eólica común de eje horizontal se determina,usualmente, por medio de mediciones de nivel de presión sonora en una posición de referencia definida, que está situada a una distancia R_O en la dirección sotavento de la turbina eólica en estudio. R_O es igual a la altura del buje más la mitad del diámetro del rotor. El micrófono se monta en una placa de reflexión (acústicamente rígida, diámetro hasta 1 m), la cual es colocada en horizontal sobre el suelo en la posición de referencia. Esta técnica de medición específica permite conocer, apropiadamente, el ruido irradia-do por la turbina eólica aun bajo condiciones ventosas, porque la velocidad de viento cerca del suelo es baja, y por eso es reducido e1 ruido de fondo causado por el viento, en el micrófono.



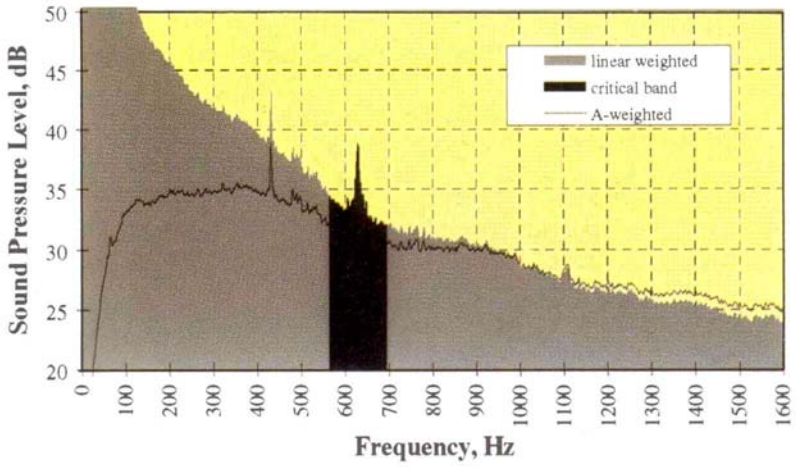
Medición de la potencia sonora de una turbina eólica

Los niveles de presión de sonido medidos sobre la placa situada en el suelo tienen que ser corregidos en condiciones de campo abierto, restando un valor de 6 dB. Los periodos de medición de ruido con una turbina eólica en funcionamiento son interpuestos con periodos de medición con la turbina apagada para determinar el nivel de ruido de fondo. Debe realizarse una corrección por dicho efecto. A partir de los niveles de presión sonora medidos y de la distancia entre el micrófono y el buje de la turbina, puede calcularse el nivel de potencia sonora.

Las mediciones de ruido deben ser sincronizadas, con mediciones de la potencia eléctrica de la turbina y la velocidad de viento, para así determinar la dependencia del nivel de potencia de sonido. El valor de la velocidad de viento debe extraerse, preferiblemente, de la potencia eléctrica (por medio de la curva de potencia de la turbina eólica), y no mediante el uso directo de un anemómetro. De esta manera pueden paliarse los efectos negativos del lugar sobre la medición de velocidad de viento. Además, el nivel de potencia sonora tiene una buena correlación con la velocidad de viento obtenida de la potencia eléctrica. Las cintas de grabación de mediciones de ruido permiten cualquier análisis subsiguiente de los niveles de sonido y de frecuencia (examen de la maquinaria) en el laboratorio. Comúnmente se usa espectro FFT de banda estrecha para evaluación de frecuencia. En principio, este análisis se realiza para determinar el grado de audibilidad del ruido mecánico. Sin embargo, esto también puede ser útil para la identificación de daños de, por ejemplo, la caja de engranajes u otros componentes de la maquinaria de la turbina eólica.



Dependencia del ruido con la velocidad del viento.



Espectro de frecuencia de un aerogenerador.

5.6.- Medición y cálculo de los niveles de sonido

La escala dB(A)

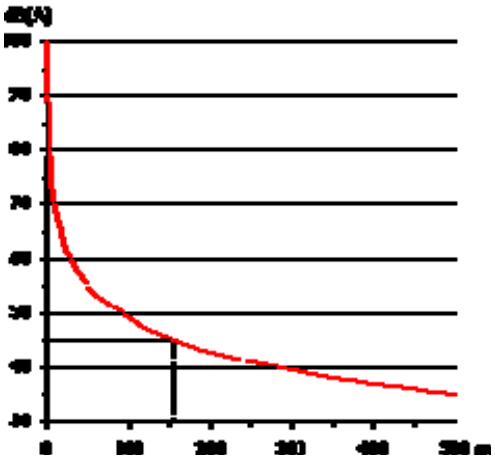
Las autoridades públicas de todo el mundo utilizan la denominada escala dB(A), o decibelios (A), para cuantificar las medidas de sonido. Para dar una idea de ésta, ver la tabla de inferior.

nivel de sonido	umbral de audibilidad	susurro	conversación	tráfico urbano	concierto de rock	reactor a 10 m de distancia
dB(A)	0	30	60	90	120	150

La escala de decibelios (A) mide la intensidad de sonido en todo el rango de las diferentes frecuencias audibles (diferentes tonos), y posteriormente utiliza un sistema de ponderación teniendo en cuenta el hecho de que el oído humano tiene una sensibilidad diferente a cada frecuencia de sonido. Generalmente oímos mejor a frecuencias medias (rango vocal) que a bajas o altas. El sistema de dB(A) dice que la presión sonora a las frecuencias más audibles debe ser multiplicada por valores altos, mientras que a las menos audibles son multiplicadas por valores bajos, y con todo esto obtenemos un índice numérico. El sistema de ponderación (A) se utiliza para sonidos débiles, como el de los aerogeneradores. Existen otros sistemas, llamados(B) y (C) para sonidos fuertes, aunque raras veces se utilizan.

La escala de decibelios es una escala logarítmica, o escala relativa. Esto significa que al doblar la presión sonora (o energía del sonido), el índice se multiplica aproximadamente por 3. Así, pues, un nivel de sonido de 100 dB(A) contiene el doble de energía que uno de 97 dB(A). La razón de medir el sonido de esta manera es que nuestros oídos (y mente) perciben el sonido en términos del logaritmo de la presión sonora, en lugar de en términos de la presión sonora en sí misma. La mayoría de la gente dirá que si se aumenta 10 veces la cantidad de dB(A), entonces se dobla la intensidad subjetiva de sonido (sonoridad).

Propagación del sonido y distancia: ley del inverso del cuadrado de la distancia



Propagación del sonido

La energía de las ondas sonoras y, por tanto, la intensidad del sonido caerán con el cuadrado de la distancia a la fuente sonora. En otras palabras, si nos alejamos 200 metros de un aerogenerador, el nivel de sonido será un cuarto del que teníamos a 100 metros. Y así, si multiplicamos por dos su distancia, hará que el nivel de dB(A) se divida por 6. A una distancia de un diámetro de rotor de la base de un aerogenerador, emitiendo 100 dB(A), generalmente tendrá un nivel de sonido de 55-60 dB(A), correspondiente a una secadora de ropa (euro-pea). Cuatro diámetros de rotor más allá tendrá 44

dB(A), que corresponden al sonido que tendría en una tranquila sala de estar. A una distancia de 6 diámetros de rotor (260 m) tendría alrededor de 40 dB(A). En la práctica, la absorción y la reflexión del sonido (por superficies blandas y duras) puede jugar un papel importante en un emplazamiento particular y modificar los resultados mostrados.

Suma de sonidos de diversas fuentes

Si tenemos dos aerogeneradores en lugar de uno solo, situados a la misma distancia de nuestros oídos, naturalmente la energía sonora que nos llegue será el doble. Como acabamos de ver, esto significa que las dos turbinas aumentarán el nivel de sonido en 3 dB(A). Cuatro turbinas a la misma distancia, en lugar de una, aumentarán el nivel de sonido en 6 dB(A). Se necesitan realmente diez turbinas, situadas a la misma distancia, para percibir que la intensidad subjetiva de sonido (la sonoridad) se ha doblado, es decir, que el nivel de dB se ha multiplicado por 10.

La penalización del tono puro

El hecho de que el oído humano (y la mente) discierne más fácilmente los tonos puros que el ruido blanco (aleatorio) implica que las autoridades quieran tenerlo en cuenta al hacer las estimaciones de sonido. Consecuentemente, a menudo tienen reglas que especifican el que debe añadirse cierto número de dB(A) a los valores obtendidos, sólo en el caso de que aparezcan tonos puros en un sonido.

Información sobre el ruido de aerogeneradores en la práctica

De acuerdo con estándares internacionales, los fabricantes de aerogeneradores suelen especificar niveles teóricos de dB(A) para emisiones sonoras, considerando que todo el sonido se origina en un punto central, aunque, por supuesto, en la práctica se origina en toda la superficie de la máquina y de su rotor. La presión sonora así calculada oscila entre 96-101 dB(A) en los modernos aerogeneradores. La cifra en sí misma carece de interés, pues no habrá un solo punto donde pueda experimentarse ese nivel de sonido. Sin embargo, resulta útil para predecir los niveles de sonido a diferentes distancias del aerogenerador. En general, los tonos puros han sido completamente erradicados de los modernos aerogeneradores, al menos en las modernas turbinas.

Límites legales de ruido

A distancias superiores a 300 metros, el nivel de ruido teórico máximo de los aerogeneradores de alta calidad estará generalmente muy por debajo de los 45 dB(A) al aire libre, que corresponden a la legislación danesa para áreas con concentración de varias casas; un límite de 40 dB(A) es legal en Dinamarca. Estas regulaciones varían de un país a otro. En la práctica, los mismos diseños de máquina pueden ser utilizados en todas partes.

La práctica habitual, cálculos en lugar de mediciones

El cálculo de la emisión de sonido potencial en aerogeneradores es importante para obtener (de las autoridades públicas) una licencia de construcción para la instalación de aerogeneradores en áreas con una gran densidad de población. De forma

general, en la práctica es mucho más fácil calcular las emisiones de sonido potenciales que medirlas. La razón por la que resulta difícil la medición, estriba en que su nivel tiene que ser unos 10 dB(A) superior al ruido de fondo para poder medirlo adecuadamente. Sin embargo, el ruido de fondo de las hojas, los pájaros y el tráfico suele estar alrededor de los 30 dB(A). Así, pues, en casi todo el mundo, las autoridades públicas confían en los cálculos, más que en las mediciones, a la hora de conceder licencias de construcción de aerogeneradores.

5.7.- Metodología en la presentación de un proyecto eólico

Todos los parques eólicos proyectados en los últimos años siguen un patrón más o menos predeterminado, acorde con la normativa exigible y las condiciones del promotor. En las siguientes líneas haremos una radiografía esquematizada de un proyecto de un parque eólico real, y explicaremos someramente cada uno de los puntos tratados.

DOCUMENTO PRIMERO: MEMORIA

1. Antecedentes.
2. Presentación.
3. Objeto.
4. Peticionario y promotor.
5. Situación.
6. Estudio del potencial eólico.
7. Obra Civil: descripción de las obras.
    - 7.1. Caminos y plataformas.
        - 7.1.1. Caminos de acceso.
        - 7.1.2. Caminos de servicio y plataformas.
    - 7.2. Cimentaciones.
        - 7.2. 1. Cimentación de los aerogeneradores.
            - 7.2.1.1. Descripción.
            - 7.2.1.2. Cálculo.
            - 7.2.1.3. Construcción y materiales.
            - 7.2.1.4. Emplazamiento.
    - 7.3. Líneas de conexión.
    - 7.4. Interconexión.
8. Infraestructura eléctrica interna.
9. Aerogeneradores.
10. Impacto ambiental y arqueológico.
11. Ahorro y contaminación evitada.
12. Impacto social de la instalación.
13. Presupuesto de realización de las obras.
14. Plazo de ejecución y plan de obras.
15. Petición que se formula a la administración.
16. Conclusión.

ANEXOS MEMORIA

ANEXO 1: Afecciones y coordenadas.
ANEXO 2: Ficha técnica parque.
ANEXO 3: Infraestructura eléctrica interna.
ANEXO 4: Aerogeneradores.
ANEXO 5: Estudio del potencial eólico.
ANEXO 6: Plan de viabilidad.
ANEXO 7: Relación de propietarios.
ANEXO 8: Estudio de seguridad y salud.
ANEXO 9: Plan de obra.

DOCUMENTO SEGUNDO: PLIEGO DE CONDICIONES

1. Pliego de condiciones generales.
2. Pliego de condiciones técnicas: obra civil.
3. Pliego de condiciones técnicas: infraestructura eléctrica parque.

DOCUMENTO TERCERO: PRESUPUESTO

1. Mediciones y presupuesto.
2. Resumen presupuesto general.

DOCUMENTO CUARTO: PLANOS

1. Situación.
2. Distribución general. Accesos.
3. Planta de viales.
4. Distribución eléctrica.
5. Cimentación. Puesta a tierra.
6.1. Disposición de cables en zanja. Secciones tipo.
6.2. Caminos, plataformas y secciones tipo.
7. Cableado de potencia del centro de transformación.
8. Centros de transformación. Esquema unifilar aerogenerador p.e. (48/750 kW).
9. Centro colector 20 kV. Implantación de equipos. Planta.
10. Centro colector 20 kV. Implantación de equipos. Alzado.
11. Parcelario de terreno afectado.

DOCUMENTO PRIMERO: Memoria

1. Antecedentes

Se cita en qué plan eólico está incluido el parque proyectado, cuándo fue aprobado y en qué D.O.G. aparece.

2. Presentación

Se presentan los objetivos del parque al promotor y su participación en otros parques del mismo plan, si se diese el caso.

3. Objeto

Justificar, describir y calcular las obras e instalaciones necesarias para llevar a cabo la construcción del parque.

4. Peticionario y promotor

Se cita el nombre de la empresa o sociedad peticionaria, junto con la dirección postal y dónde está inscrita como tal.

5. Situación

Se relacionan las zonas geográficas en las que se proyecta el parque, indicando el nombre y la posición en coordenadas de latitud y longitud. Suele mencionarse también el plan eólico estratégico al que pertenece dicho estudio.

6. Estudio del potencial eólico

Del estudio se desprenden los siguientes parámetros: nº de aerogeneradores, potencia unitaria, altura del buje, pérdidas por efecto del parque, pérdidas por indisponibilidad, pérdidas eléctricas, producción neta en parque y horas equivalentes anuales.

7. Obra Civil: descripción de las obras

En los apartados subsiguientes se describen, someramente, las obras a realizar.

7.1. Caminos y Plataformas

Se justifican las secciones tipo y las características del trazado proyectadas, para minimizar las afecciones a los terrenos por los que discurren.

7.1.1. Caminos de acceso

Se accede hasta el pie de las alineaciones de aerogeneradores del parque, siguiendo una serie de caminos existentes.

7.1.2. Caminos de servicio y plataformas

Se denominan caminos de servicio a aquellos que discurren paralelos a las alineaciones de aerogeneradores. Se han definido de forma que se mantengan a una distancia constante de los molinos, con el objetivo de minimizar la ocupación. También se definen las principales características, tales como el ancho, pendiente, pavimento, drenaje, desmontes y terraplenes. Las plataformas se construyen anexas a cada aerogenerador para facilitar su montaje.

7.2. Cimentaciones

En el presente apartado se describen el emplazamiento, construcción y especificaciones de las cimentaciones correspondientes a los distintos elementos que forman la instalación.

7.2.1. Cimentación de los aerogeneradores

Se compone de los 4 subapartados siguientes.

7.2.1.1. Descripción

Se define la forma y las dimensiones de la zapata, conformada con hormigón armado. También se describen los accesos del cableado y la metodología de construcción.

7.2.1.2. Cálculo

La cimentación está dimensionada para soportar los esfuerzos derivados de la acción del viento y del funcionamiento del aerogenerador.

7.2.1.3. Construcción y materiales

Se especifican las clases y calidades del hormigón y del acero utilizados.

7.2.1.4. Emplazamiento

En los planos se presenta la localización de las cimentaciones de los aerogeneradores sobre el terreno, indicándose, para cada una de ellas, las coordenadas del eje de la torre.

7.3. Líneas de conexión

La obra civil necesaria para realizar las líneas de conexión, que incluye la realización de las zanjas que recorren las alineaciones de los aerogeneradores y la disposición escogida.

7.4. Interconexión

Se cita el tipo de cable utilizado, las tensiones existentes, topología a seguir y lugar de conexión con las líneas de distribución y transporte.

8. Infraestructura eléctrica interna

Se enumera la existencia y situación de los centros de transformación, con su relación de transformación y las líneas (aéreas o subterráneas) eléctricas utilizadas. Este punto se define con mayor detalle en el Anexo 3 “Infraestructura Eléctrica Interna”.

9. Aerogeneradores

Se cita el modelo de aerogenerador a instalar y sus características más importantes, dejando la descripción detallada para los Anexos 3 y 4.

10. Impacto ambiental y arqueológico

Normalmente este apartado es objeto de un documento independiente y complementario del proyecto explicado.

11. Ahorro y Contaminación evitada

Se analiza y valora el ahorro de combustible previsto, junto con emisiones evitadas de dióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de carbono (CO_2) y otras partículas. Esto suele plasmarse en una tabla explicativa.

12. Impacto social de la instalación

Se realza la creación de empleo durante la fabricación, montaje, instalación y puesta en marcha que genera la construcción de un parque eólico, sobre todo a nivel local. También se ensalzan los puestos de trabajo de gestión, operación y mantenimiento en la vida útil del parque.

13. Presupuesto de realización de las obras

Se relaciona el presupuesto de contratación para la ejecución de las obras, y se desglosa convenientemente.

14. Plazo de ejecución y plan de obras

Se establece una previsión del plazo de realización de las obras, normalmente expresado en meses. Suele ir acompañado de un plan de obras (Anexo 9).

15. Petición que se formula a la administración

Con lo expuesto anteriormente, se solicita a los organismos competentes de la Administración la concesión de los beneficios que por Ley pudiesen corresponder y también los permisos necesarios para la ejecución de las obras.

16. Conclusión

Se finaliza la MEMORIA y se comenta que hemos pretendido describir adecuadamente las instalaciones de referencia, sin perjuicio de cualquier ampliación o acla-

ración que las autoridades competentes o partes interesadas consideren oportuna. Se relaciona el lugar y fecha, y firma a continuación el/los autor/es del proyecto.

ANEXOS MEMORIA

ANEXO 1: Afecciones y coordenadas

Se citan los nombres de los terrenos afectados, a qué ayuntamiento/s pertenece/n y a qué provincia/s, indicando asimismo la superficie ocupada. Para una información más detallada, también se hace mención a la propiedad privada, pública o mancomunada de los mismos, haciendo referencia a los planos de situación, emplazamiento y distribución general adjuntos.

Las coordenadas son plasmadas en una tabla, expresadas en **latitud y longitud**.

ANEXO 2: Ficha técnica parque

En este anexo se caracteriza el parque, y se indican el número de aerogeneradores, la potencia unitaria, potencia total, altura del buje, diámetro de rotor, pérdida por efecto del parque, pérdidas por indisponibilidad, pérdidas eléctricas, producción neta en parque, producción neta unitaria, horas equivalentes anuales, evacuación de energía e inversión total. En otros subapartados aparecen reflejados los detalles de los puntos anteriores.

ANEXO 3: Infraestructura eléctrica interna

Este anexo suele constar de los siguientes puntos, indicados de esta forma:

1.- INTRODUCCIÓN.
2.- NORMATIVA APLICABLE.
3.- DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.
    3.1.- CARACTERÍSTICAS GENERALES.
    3.2.- ESTACIÓN COLECTORA DEL PARQUE DE 20 kV.
        3.2.1.- Instalación de 20 kV.
        3.2.2.- Edificio y redes de tierra.
        3.2.3.- Seguridad.
    3.3.- LÍNEAS INTERIORES DE 20 kV.
    3.4.- CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.
        3.4.1.- Descripción general.
    3.5.- OTROS TENDIDOS.
        3.5.1.- Cable general de tierras.
        3.5.2.- Cables de comunicaciones.
        3.5.3.- Torre anemométrica.
4.- CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.
    4.1.- CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO.
        4.1.1.- Intensidad de cortocircuito a la salida del transformador principal.
        4.1.2.- Intensidades de cortocircuito a la salida de los trafos sec. 20/69 kV.

4.2.- DIMENSIONADO DE LAS LÍNEAS INTERIORES DE 20 KV.
4.3.- CÁLCULO JUSTIFICATIVO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.
5.- DESCRIPCIÓN DEL AEROGENERADOR "*modelo*".
6.- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL AEROGENERADOR "*modelo*".
6.1.- Datos generales del aerogenerador.
6.2.- Componentes.
7.- PLANOS.

ANEXO 4: Aerogeneradores

En este anexo se refleja lo visto en el capítulo, pero para el modelo específico escogido por el proyectista.

ANEXO 5: Estudio de potencial eólico

La metodología seguida en este anexo podría definirse de la siguiente forma:

1.- OBJETOS Y ANTECEDENTES.
2.- DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.
2.1.- Delimitación del área de investigación eólica.
2.2.- Descripción del emplazamiento.
3.- CAMPAÑA DE MEDIDA.
3.1.- Estaciones de adquisición de datos.
3.2.- Diseño de la campaña de medida.
3.3.- Resultados de la campaña de medida.
4.- PREDICCIÓN: APLICACIÓN METODOLÓGICA DE CORRELACIÓN.
4.1.- Metodología.
4.2.- Resultados de la aplicación de correlaciones.
5.- ESTIMACIÓN DE RECURSO EÓLICO MEDIANTE MODELIZACIÓN DEL CAMPO DEL VIENTO.
5.1.- Metodología.
5.2.- Resultados de la aplicación del modelo.
6.- DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO.
6.1.- Delimitación del emplazamiento del parque.
6.2.- Condicionantes generales.
6.3.- Distribución de aerogeneradores.
7.- PRODUCCIÓN ESPERADA DE ENERGÍA.
7.1.- Aerogenerador.
7.2.- Estimación de la producción.

ANEXO 6: Plan de viabilidad

El desarrollo de este punto suele seguir la siguiente estructura:

1.- CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO.
2.- GARANTÍAS.
2.1.- Contrato de suministro.
2.2.- Datos de las sociedades participantes.
2.3.- Cuentas anuales de las sociedades participantes.
2.4.- Experiencia del promotor del proyecto.

2.5.- Contrato de mantenimiento.
2.6.- Contrato de venta de energía.
3.- FINANCIACIÓN.
3.1.- Inversión del proyecto.
3.2.- Fuentes de financiación.
4.- ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO.
4.1.- Cuentas de resultados previsionales.
4.2.- Tesorería. Flujos de caja previsionales.
ANEXO I: Cuentas de resultados previsionales.
ANEXO II: Flujos de caja (CASH FLOW).
ANEXO III: Detalle de ingresos y gastos.
ANEXO IV: Deuda. Cuadro de intereses, amortización de créditos y ratios de cobertura del servicio de la deuda.

ANEXO 7: Relación de propietarios

Los propietarios de bienes, derechos y terrenos afectados, son relacionados en una tabla, en la que aparecen los nombres de los mismos, su dirección, el número catastral de la finca, el tipo de cultivo y el paraje donde se encuentra. También se especifica el tipo de afección (aerogenerador, pista, zanja, ...).

ANEXO 8: Estudio de seguridad y salud. Memoria

Una de las formas de tratar este anexo podría ser el siguiente:

1.- OBJETO DEL ESTUDIO.
2.- CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA.
2.1.- Descripción de la obra.
2.2.- Plazo de ejecución.
2.3.- Número de trabajadores.
2.4.- Accesibilidad.
2.5.- Zonas especiales.
2.6.- Unidades de obra.
2.7.- Maquinaria y máquinas-herramientas.
2.8.- Medios auxiliares.
3.- FORMACIÓN.
4.- MEDICINA PREVENTIVA Y PRIMEROS AUXILIOS.
4.1.- Botiquines.
4.2.- Asistencia a accidentes.
4.3.- Reconocimiento médico.
5.- PREVENCIÓN DE DAÑOS A TERCEROS.
6.- INSTALACIONES PROVISIONALES DE OBRA (PROTECCIONES).
6.1.- Instalación eléctrica provisional.
6.2.- Protección contra incendios.
7.- MEDIDAS DE SEGURIDAD EN LAS UNIDADES DE OBRA.
7.1.- Viales y obra civil.
7.1.1.- Movimiento de tierras.
7.1.2.- Instalaciones de saneamiento horizontal.
7.1.3.- Cimentaciones.
7.1.4.- Estructura.

7.1.5.- Cerramientos de fachadas y albañilería.
7.1.6.- Cubiertas.
7.1.7.- Carpintería de madera y metálica.
7.1.8.- Revestimientos y pavimentos.
7.1.9.- Falsos techos, pinturas y barnices.
7.1.10.- Acristalamientos.
7.1.11.- Instalaciones.
7.2.- Tendido de conductores.
7.3.- Montaje de equipos electromecánicos y turbinas eólicas.
7.4.- Subestación transformadora.
8.- MAQUINARIA Y MÁQUINAS-HERRAMIENTA.
8.1.- Camión basculante.
8.2.- Retroexcavadora.
8.3.- Maquinaria de elevación.
8.3.1.- Grúas torre.
8.3.2.- Grúas sobre camión.
8.4.- Sierra circular.
8.5.- Hormigonera eléctrica.
8.6.- Soldadura eléctrica.
8.7.- Soldadura autógena y oxicorte.
8.8.- Vibrador.
8.9.- Máquinas-herramientas.
8.10.- Herramientas manuales.
9.- MEDIOS AUXILIARES.
9.1.- Andamios en general.
9.2.- Andamios sobre borriquetas.
9.3.- Andamios metálicos tubulares.
9.4.- Andamios metálicos sobre ruedas.
9.5.- Torreta de hormigonado.
9.6.- Escaleras de mano.
9.7.- Puntales.

ANEXO 8: Estudio de seguridad y salud. Pliego de condiciones

1.- DISPOSICIONES LEGALES DE APLICACIÓN.
2.- NORMAS REFERENTES A PERSONAL EN OBRA.
3.- NORMAS DE SEÑALIZACIÓN.
4.- CONDICIONES DE LOS MEDIOS DE PROTECCIÓN.
4.1.- Protecciones personales.
4.2.- Protecciones colectivas.
5.- ORGANIZACIÓN DE LA PREVENCIÓN EN OBRA.
5.1.- Plan de seguridad y salud.
5.2.- Actuaciones en caso de accidente.
5.3.- Libro de incidencias.
6.- INSTALACIONES DE HIGIENE Y BIENESTAR.
6.1.- Vestuarios, comedores, duchas y lavabos.

ANEXO 8: Estudio de seguridad y salud. Presupuesto

Se justifican los precios; primero se relacionan los precios unitarios de los materiales y luego se confecciona la partida de presupuesto acorde con las necesidades.

ANEXO 9: Plan de obra

En este punto se hace una planificación de las tareas a ejecutar, la prioridad de cada una y el tiempo previsto para su realización (en meses generalmente). Esto se suele plasmar en una tabla.

DOCUMENTO SEGUNDO: pliego de condiciones

1. Pliego de condiciones generales

El objeto del presente pliego de condiciones es determinar los requisitos a que se debe ajustar la ejecución de las instalaciones, cuyas características técnicas estarán especificadas en los restantes documentos que componen el presente trabajo.

Estos requisitos quedarán definidos en el desglose de los puntos siguientes:

1.- DISPOSICIONES GENERALES.
2.- CONDICIONES FACULTATIVAS LEGALES.
3.- SEGURIDAD EN EL TRABAJO.
4.- SEGURIDAD PÚBLICA.
5.- ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO.
6.- DATOS DE LA OBRA.
7.- REPLANTEO DE LA OBRA.
8.- MEJORAS Y VARIACIONES EN EL PROYECTO.
9.- RECEPCIÓN DEL MATERIAL.
10.- ORGANIZACIÓN.
11.- EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.
12.- SUBCONTRATACIÓN DE OBRAS.
13.- PLAZO DE EJECUCIÓN.
14.- RECEPCIÓN PROVISIONAL.
15.- PERÍODO DE GARANTÍA.
16.- RECEPCIÓN DEFINITIVA.
17.- PAGOS DE OBRA.
18.- ABONO DE MATERIALES ACOPIADOS.
19.- DISPOSICIÓN FINAL.

2. Pliego de condiciones técnicas: Obra civil

Las condiciones que debe seguir la obra civil podrían clasificarse de la forma:

TÍTULO I.
Pliego de prescripciones técnicas generales aplicables a las obras del proyecto.
Capítulo único.

TÍTULO II.

Pliego de prescripciones técnicas particulares.

CAPÍTULO 1.- Generalidades.

Naturaleza y aplicación del presente pliego.
Director de las obras.
Personal del contratista.
Programas de trabajos.
Plazo de ejecución de las obras.
Plazo de garantía.
Recepciones y liquidaciones únicas y definitivas.
Ensayos.
Comprobación del replanteo.
Conservación de las obras durante su ejecución y su plazo de garantía.
Estudio de seguridad y salud en las obras de construcción.
Descripción de las obras.
Medición y abono.

CAPÍTULO 2.- Materiales básicos.

Procedencia de los materiales.
Transporte adicional.

CAPÍTULO 3.- Ejecución de las diversas unidades de obra.

Despeje y desbroce del terreno.
Excavación de la explanación.
Excavación en zanjas, pozos y cimientos.
Refino de taludes.
Aportación y tendido de tierra vegetal.
Acopios o vertederos de tierra vegetal.
Hidrosiembra.
Vertederos para los materiales procedentes de la excavación.
Suelo seleccionado.
Zahorras artificiales.
Tuberías de hormigón centrifugado con enchufe de campana.
Paso salvacunetas.
Arquetas para caños.
Boquillas con aletas.
Caños para drenaje.
Encofrados.
Armaduras de acero a emplear en hormigones armados.
Hormigones.
Siembra de césped.
Suministro y plantación de árboles.
Obras sin precio de unidad.
Programa de trabajo y plazo de ejecución.
Obras de abono.
Precios que se aplican.
Programa de ensayo.
Señalización de las obras.
Gastos a cargo del adjudicatario.
Relaciones legales y responsabilidades con el público.
Rescisión del contrato.
Recepción de las obras.

3. Pliego de condiciones técnicas: Infraestructura eléctrica del parque

Infraestructura Eléctrica Enterrada

1.- ALCANCE.
2.- ESPECIFICACIONES GENERALES DE LOS CONDUCTORES.
- 2.1.- Conductor general de tierras.
- 2.2.- Conductores de media tensión.
- 2.3.- Cables de comunicaciones.
  - 2.3.1.- Aerogeneradores.
  - 2.3.2.- Torre anemométrica.

3.- IDENTIFICACIÓN DE CABLES.
4.- OBRA CIVIL.
- 4.1.- Zanjas.
- 4.2.- Cruces de caminos.
- 4.3.- Emplazamientos para grúas.
- 4.4.- Señalización.

5.- MEDIDAS DE PRECAUCIÓN.
6.- PARARRAYOS.
7.- CERTIFICACIONES Y ENSAYOS DE CALIDAD.
- 7.1.- Certificados de calidad.
- 7.2.- Ensayos.
  - 7.2.1.- Cables de media tensión.
  - 7.2.2.- Cables de comunicaciones.
- 7.3.- Ensayos previos a la puesta en servicio.

8.- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MATERIALES.
- 8.1.- Cable de media tensión (RHZ1).
- 8.2.- Conductor general de tierra.
- 8.3.- Cable general de comunicaciones.
- 8.4.- Cable de señales de torres anemométricas.
- 8.5.- Cables de servicios auxiliares de torres anemométricas.
- 8.6.- Terminaciones sencillas para líneas de media tensión.
- 8.7.- Terminaciones dobles para líneas de media tensión.
- 8.8.- Pararrayos enchufables.

Celdas de media tensión

1.- ALCANCE.
2.- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.
- 2.1.- Características generales.
- 2.2.- Posición de línea.
- 2.3.- Posición de protección de transformador.
- 2.4.- Posición de seccionamiento.

3.- CONSIDERACIONES GENERALES Y DE CALIDAD.
- 3.1.- Solicitaciones.
- 3.2.- Condiciones de suministro I.
- 3.3.- Condiciones de suministro II.
- 3.4.- Documentación.

3.4.1.- Requerida junto con la oferta.
3.4.2.- Con aceptación del pedido.
3.4.3.- Final.

Transformadores secos 20/0,69 kV.

1.- ALCANCE.
2.- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.
2.1.- Características generales.
2.2.- Valores máximos de pérdidas sin tolerancia.
2.3.- Diseño físico.
3.- CONSIDERACIONES GENERALES Y DE CALIDAD.
3.1.- Solicitaciones.
3.2.- Ensayos.
3.3.- Condiciones de suministro.
3.4.- Documentación.
3.4.1.- Requerida junto a la oferta.
3.4.2.- A la aceptación de pedido.
3.4.3.- Documentación final.

DOCUMENTO TERCERO: presupuesto

1. Mediciones y presupuesto

En esta parte del proyecto se cuantifican los gastos de realización de las obras, clasificándolos y ordenándolos en las partidas correspondientes, junto con un breve comentario justificativo.

2. Resumen presupuesto general

Podría desglosarse así:

INGENIERÍA ....
SEGURIDAD E HIGIENE ....
OBRA CIVIL ....
Caminos y cimentaciones .....
Sistema colector.....
Centro de entroque y edificio de control .....
SUMINISTROS ....
Sistema generador .....
Sistema colector.....
Centro de entroque y edificio de control .....
MONTAJE ....
Sistema generador .....
Sistema colector.....
Centro de entroque y edificio de control .....
INTERCONEXIÓN EN 20/132 KV ....

TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN. MATERIAL ....

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA

Presupuesto de ejecución. Material .....
Gastos generales (15%) .....
Beneficio Industrial (6%) .....
Control de Calidad (1%).....

TOTAL PRESUPUESTADO PARA LA EJECUCIÓN POR CONTRATA..... **Total**

DOCUMENTO CUARTO: planos

1. Situación

2. Distribución general. Accesos

3. Planta de viales

4. Distribución eléctrica

5. Cimentación. Puesta a tierra

6.1. Disposición de cables en zanja. Secciones tipo

6.2. Caminos, plataformas y secciones tipo

7. Cableado de potencia del centro de transformación

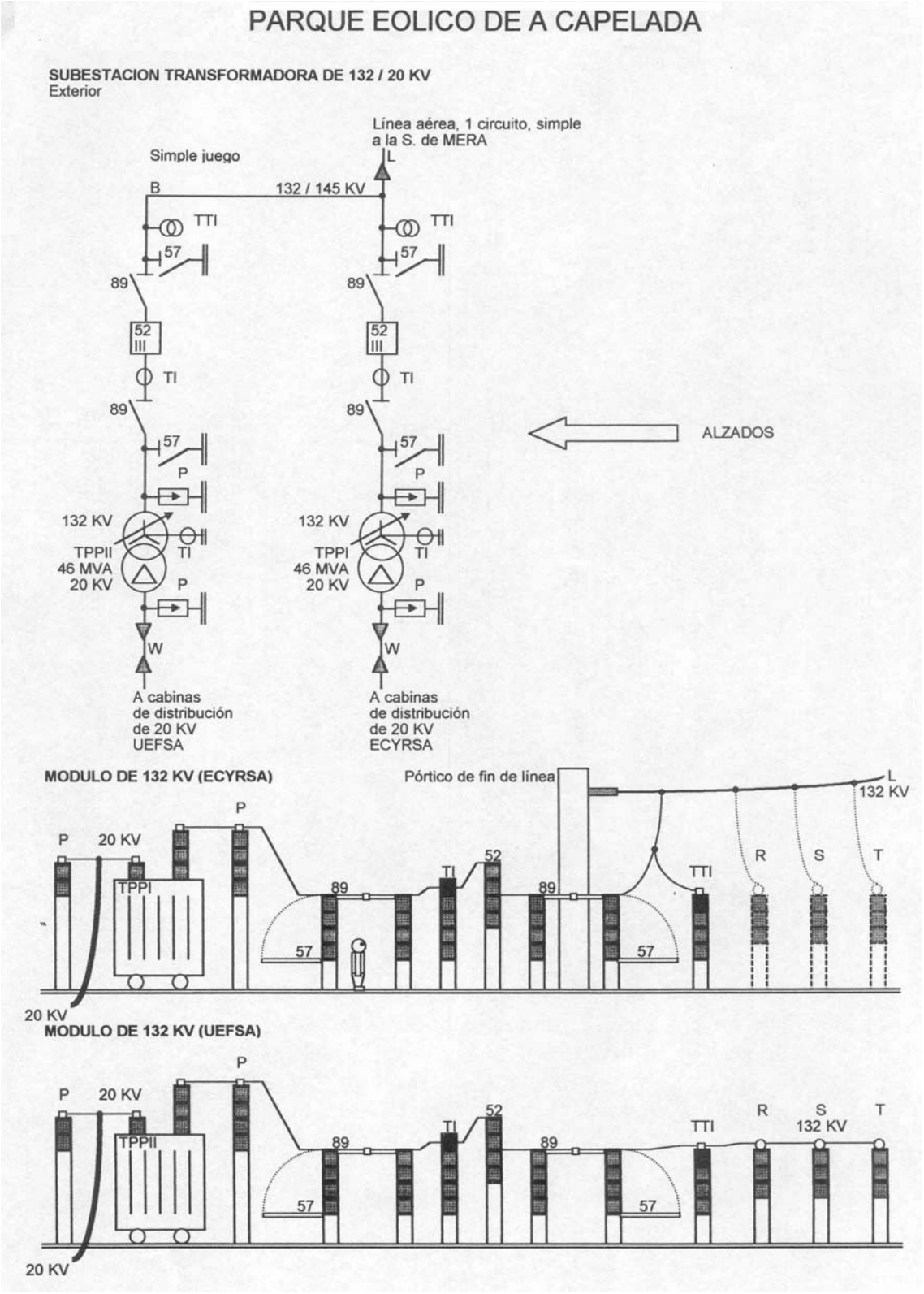
8. Centros de transformación. Esquema unifilar aerogenerador p.ej. (48/750 kW)

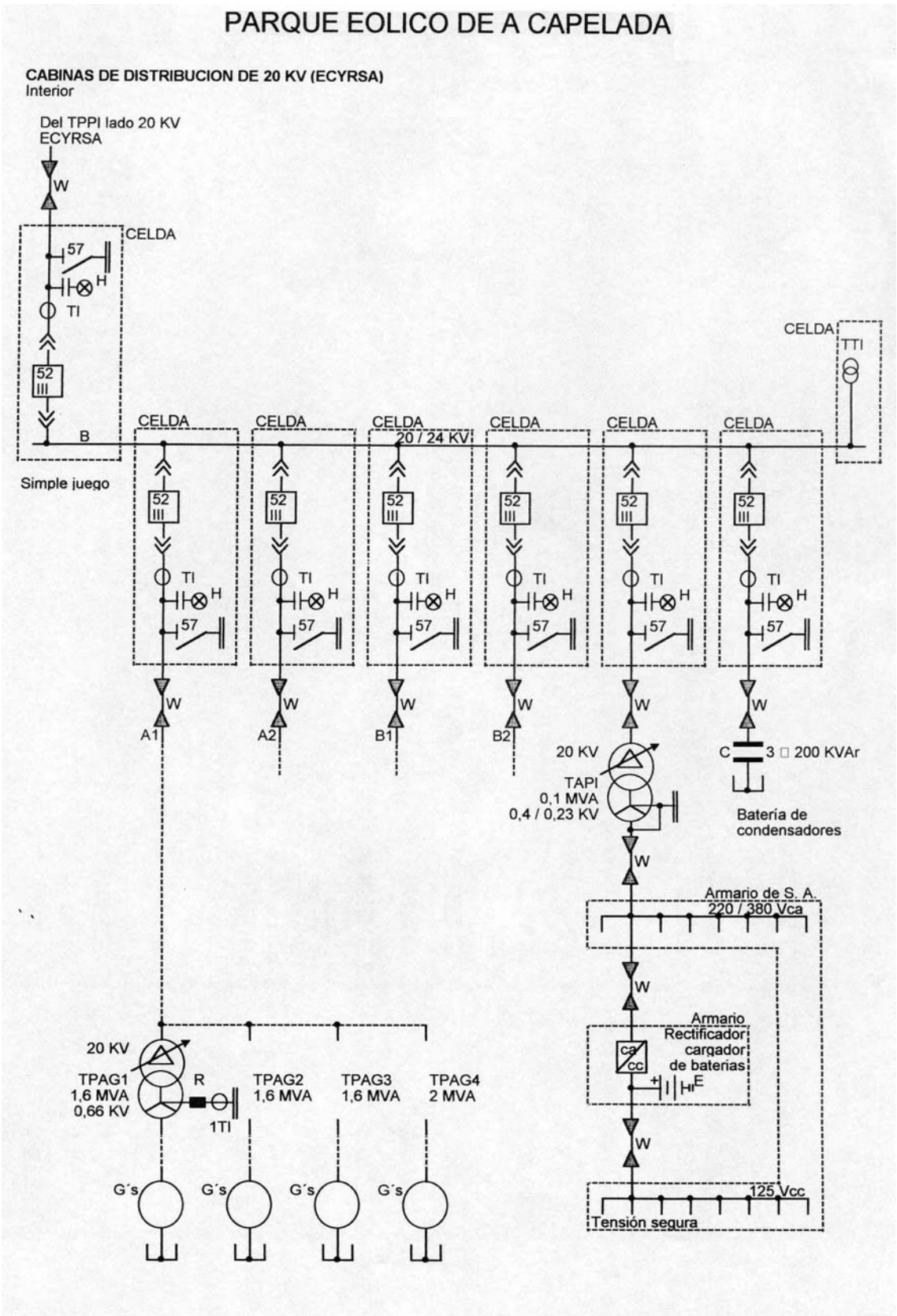
9. Centro colector 20 kV. Implantación de equipos. Planta

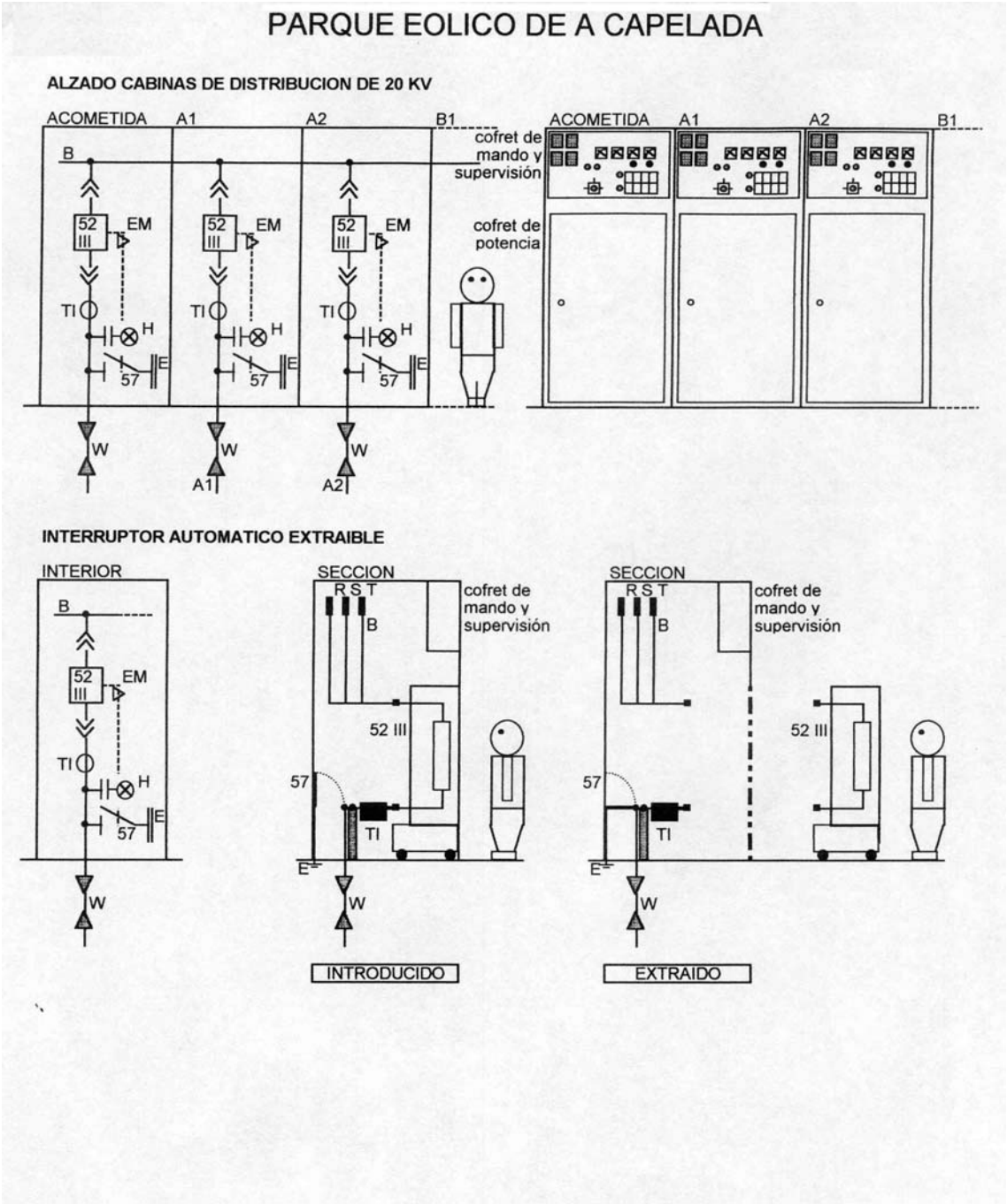
10. Centro colector 20 kV. Implantación de equipos. Alzado

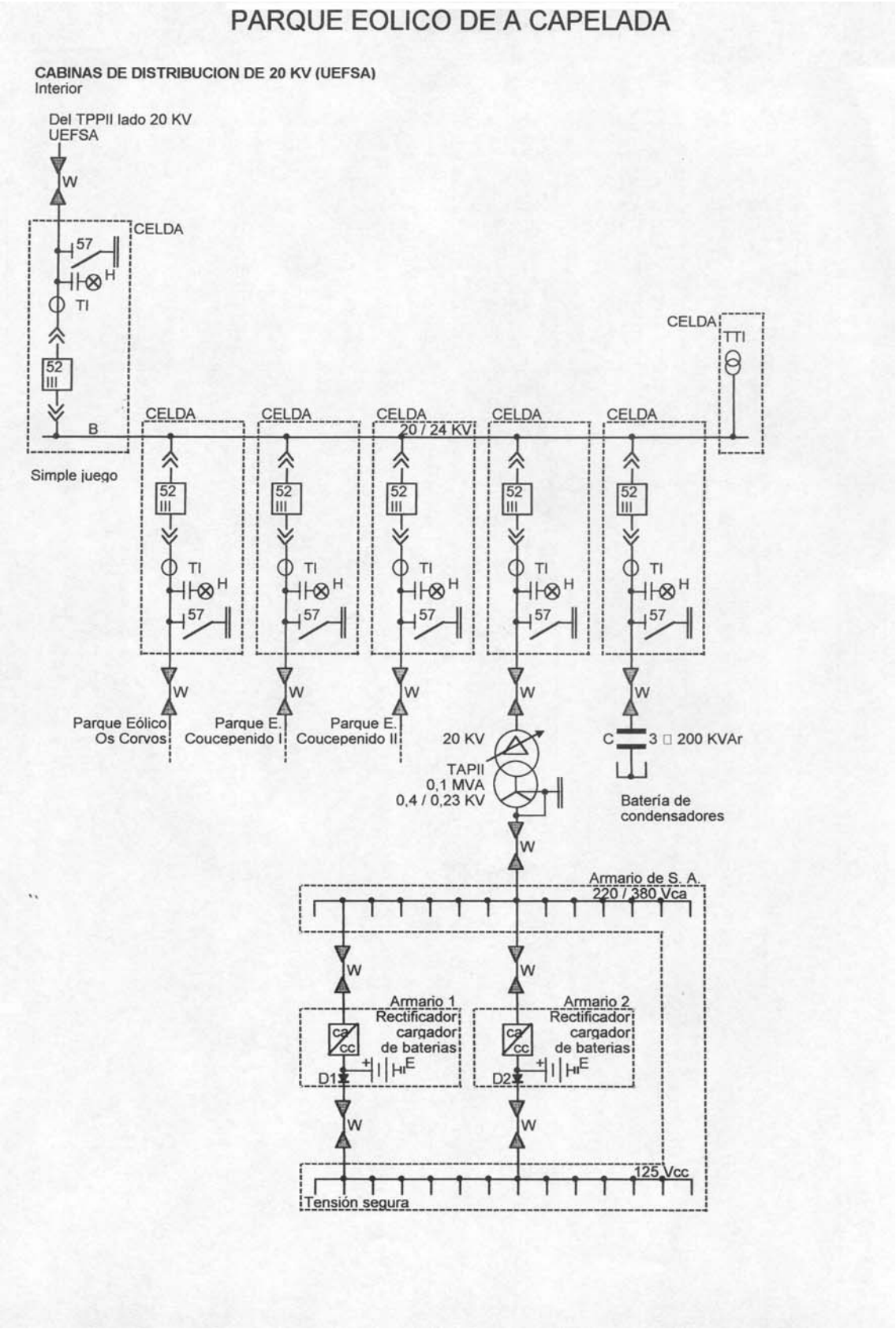
11. Parcelario del terreno afectado

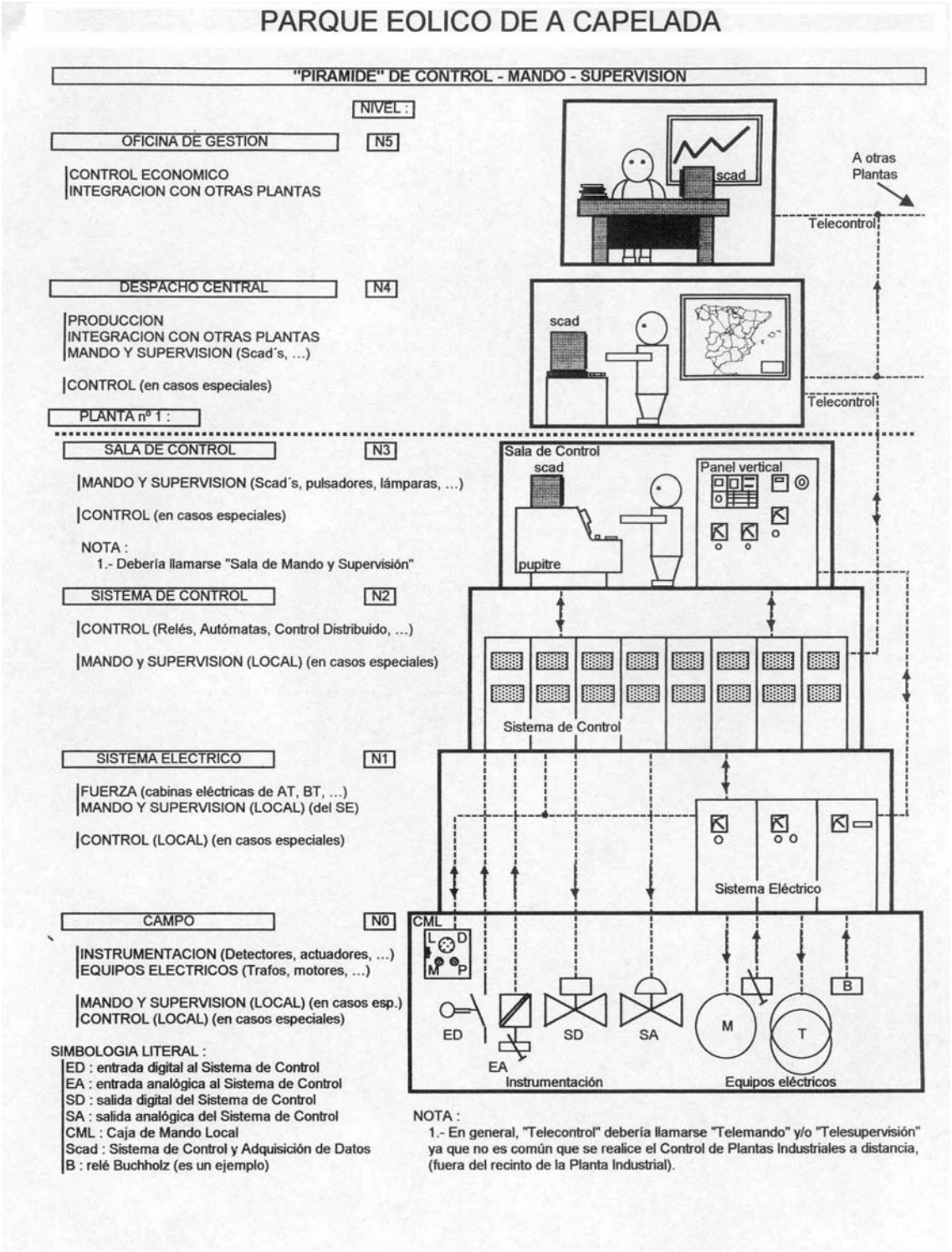
5.8.- Ejemplo de la distribución eléctrica en un parque eólico

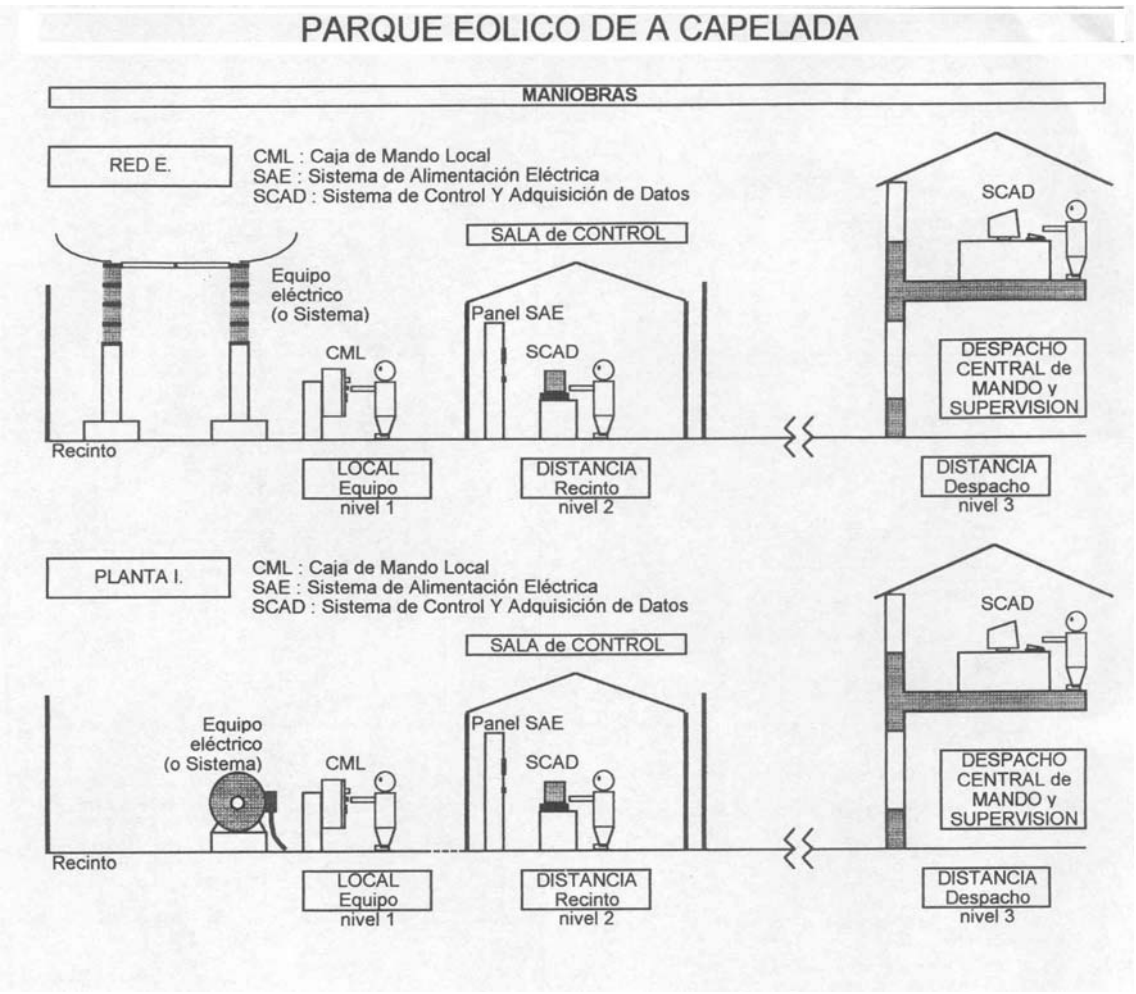


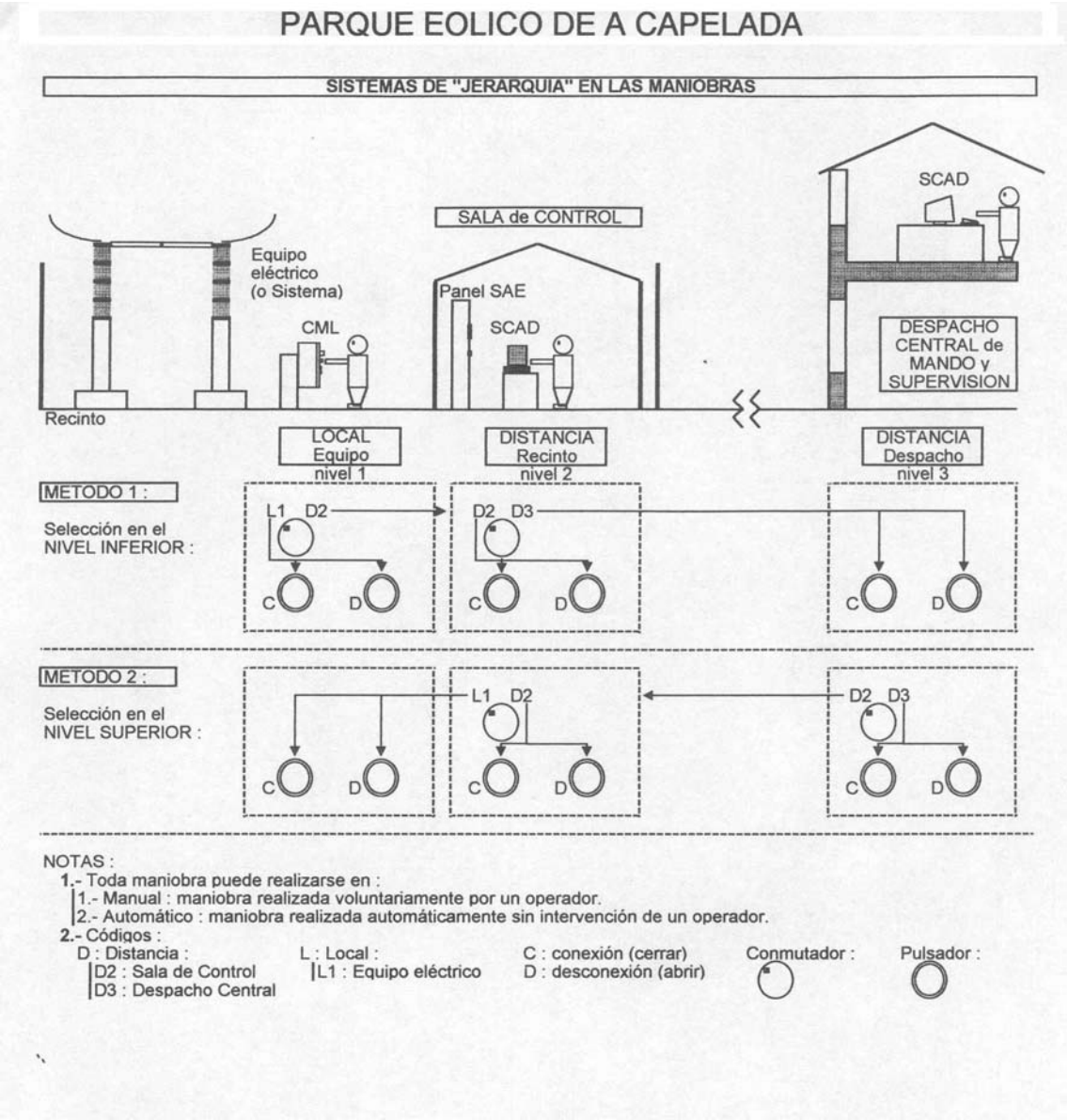

PARQUE EOLICO DE A CAPELADA
CABINAS DE DISTRIBUCION DE 20 KV (ECYRSA)
Interior
Del TPPI lado 20 KV
ECYRSA
W
CELDA
57
H
TI
52
B
Simple juego
CELDA
TTI
CELDA
CELDA
CELDA
20 / 24 KV
CELDA
CELDA
CELDA
A1
A2
B1
B2
20 KV
TAPI
0,1 MVA
0,4 / 0,23 KV
C
3 □ 200 KVAr
Batería de
condensadores
Armario de S. A.
220 / 380 Vca
Armario
Rectificador
cargador
de baterías
ca
cc
E
20 KV
TPAG1
1,6 MVA
0,66 KV
R
1TI
TPAG2
1,6 MVA
TPAG3
1,6 MVA
TPAG4
2 MVA
G´s
125 Vcc
Tensión segura


PARQUE EOLICO DE A CAPELADA
ALZADO CABINAS DE DISTRIBUCION DE 20 KV
ACOMETIDA
A1
A2
B1
B
52 III
EM
TI
H
57
E
W
cofret de mando y supervisión
cofret de potencia
INTERRUPTOR AUTOMATICO EXTRAIBLE
INTERIOR
SECCION
R S T
cofret de mando y supervisión
52 III
INTRODUCIDO
EXTRAIDO


PARQUE EOLICO DE A CAPELADA
CABINAS DE DISTRIBUCION DE 20 KV (UEFSA)
Interior
Del TPPII lado 20 KV
UEFSA
W
CELDA
57
H
TI
52
III
B
Simple juego
CELDA
TTI
CELDA
CELDA
CELDA
CELDA
CELDA
20 / 24 KV
Parque Eólico
Os Corvos
Parque E.
Coucepenido I
Parque E.
Coucepenido II
20 KV
TAPII
0,1 MVA
0,4 / 0,23 KV
C
3 □ 200 KVAr
Batería de
condensadores
Armario de S. A.
220 / 380 Vca
Armario 1
Rectificador
cargador
de baterías
Armario 2
Rectificador
cargador
de baterías
ca
cc
E
D1
D2
125 Vcc
Tensión segura


PARQUE EOLICO DE A CAPELADA
"PIRAMIDE" DE CONTROL - MANDO - SUPERVISION
NIVEL :
OFICINA DE GESTION
N5
CONTROL ECONOMICO
INTEGRACION CON OTRAS PLANTAS
scad
A otras Plantas
Telecontrol
DESPACHO CENTRAL
N4
PRODUCCION
INTEGRACION CON OTRAS PLANTAS
MANDO Y SUPERVISION (Scad´s, ...)
CONTROL (en casos especiales)
scad
Telecontrol
PLANTA nº 1 :
SALA DE CONTROL
N3
MANDO Y SUPERVISION (Scad´s, pulsadores, lámparas, ...)
CONTROL (en casos especiales)
NOTA :
1.- Debería llamarse "Sala de Mando y Supervisión"
Sala de Control
scad
Panel vertical
pupitre
SISTEMA DE CONTROL
N2
CONTROL (Relés, Autómatas, Control Distribuido, ...)
MANDO y SUPERVISION (LOCAL) (en casos especiales)
Sistema de Control
SISTEMA ELECTRICO
N1
FUERZA (cabinas eléctricas de AT, BT, ...)
MANDO Y SUPERVISION (LOCAL) (del SE)
CONTROL (LOCAL) (en casos especiales)
Sistema Eléctrico
CAMPO
N0
INSTRUMENTACION (Detectores, actuadores, ...)
EQUIPOS ELECTRICOS (Trafos, motores, ...)
MANDO Y SUPERVISION (LOCAL) (en casos esp.)
CONTROL (LOCAL) (en casos especiales)
CML
L
D
M
P
ED
EA
SD
SA
M
T
B
Instrumentación
Equipos eléctricos
SIMBOLOGIA LITERAL :
ED : entrada digital al Sistema de Control
EA : entrada analógica al Sistema de Control
SD : salida digital del Sistema de Control
SA : salida analógica del Sistema de Control
CML : Caja de Mando Local
Scad : Sistema de Control y Adquisición de Datos
B : relé Buchholz (es un ejemplo)
NOTA :
1.- En general, "Telecontrol" debería llamarse "Telemando" y/o "Telesupervisión" ya que no es común que se realice el Control de Plantas Industriales a distancia, (fuera del recinto de la Planta Industrial).

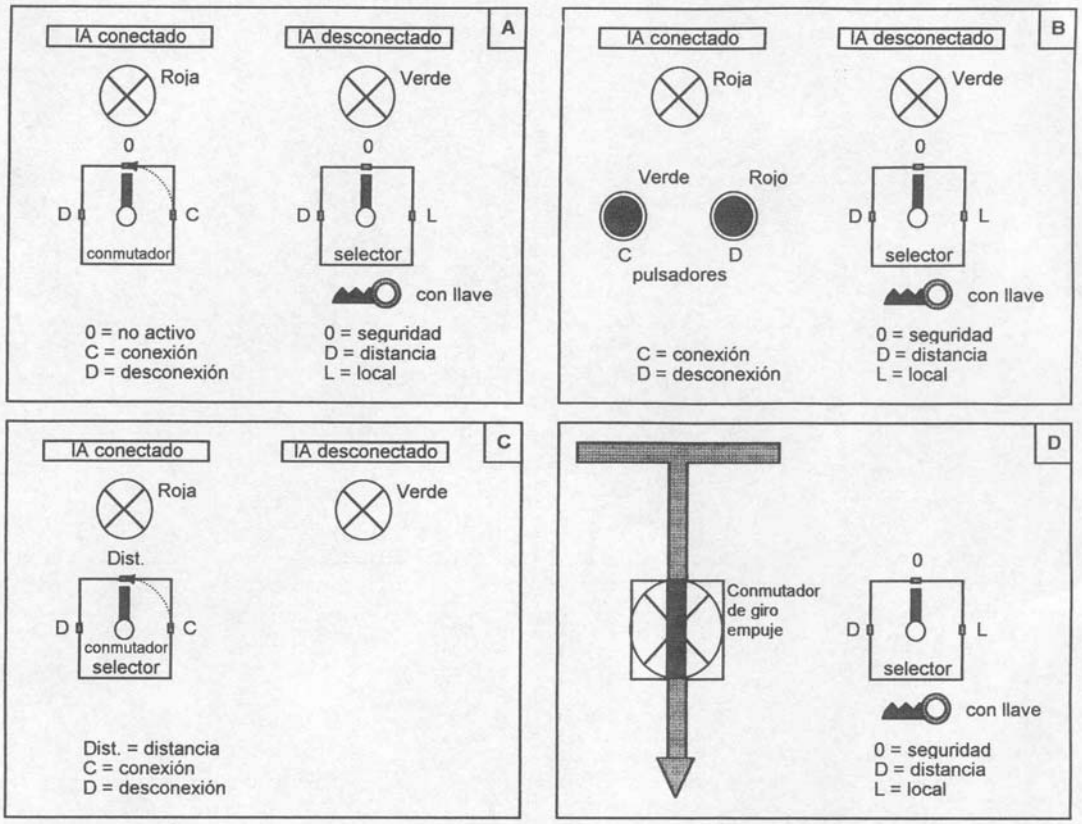

PARQUE EOLICO DE A CAPELADA
MANIOBRAS
RED E.
CML : Caja de Mando Local
SAE : Sistema de Alimentación Eléctrica
SCAD : Sistema de Control Y Adquisición de Datos
SALA de CONTROL
SCAD
Equipo eléctrico (o Sistema)
Panel SAE
CML
SCAD
DESPACHO CENTRAL de MANDO y SUPERVISION
Recinto
LOCAL Equipo nivel 1
DISTANCIA Recinto nivel 2
DISTANCIA Despacho nivel 3
PLANTA I.
CML : Caja de Mando Local
SAE : Sistema de Alimentación Eléctrica
SCAD : Sistema de Control Y Adquisición de Datos
SALA de CONTROL
SCAD
Equipo eléctrico (o Sistema)
Panel SAE
CML
SCAD
DESPACHO CENTRAL de MANDO y SUPERVISION
Recinto
LOCAL Equipo nivel 1
DISTANCIA Recinto nivel 2
DISTANCIA Despacho nivel 3


PARQUE EOLICO DE A CAPELADA
SISTEMAS DE "JERARQUIA" EN LAS MANIOBRAS
SCAD
SALA de CONTROL
Equipo eléctrico (o Sistema)
Panel SAE
CML
SCAD
DESPACHO CENTRAL de MANDO y SUPERVISION
Recinto
LOCAL Equipo nivel 1
DISTANCIA Recinto nivel 2
DISTANCIA Despacho nivel 3
METODO 1 :
Selección en el NIVEL INFERIOR :
L1 D2
D2 D3
C D
METODO 2 :
Selección en el NIVEL SUPERIOR :
L1 D2
D2 D3
C D
NOTAS :
1.- Toda maniobra puede realizarse en :
1.- Manual : maniobra realizada voluntariamente por un operador.
2.- Automático : maniobra realizada automáticamente sin intervención de un operador.
2.- Códigos :
D : Distancia :
D2 : Sala de Control
D3 : Despacho Central
L : Local :
L1 : Equipo eléctrico
C : conexión (cerrar)
D : desconexión (abrir)
Conmutador :
Pulsador :

PARQUE EOLICO DE A CAPELADA

METODO 1

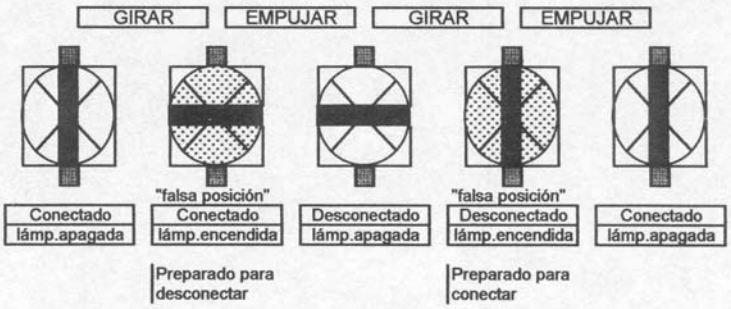
SELECCIÓN EN EL NIVEL INFERIOR :

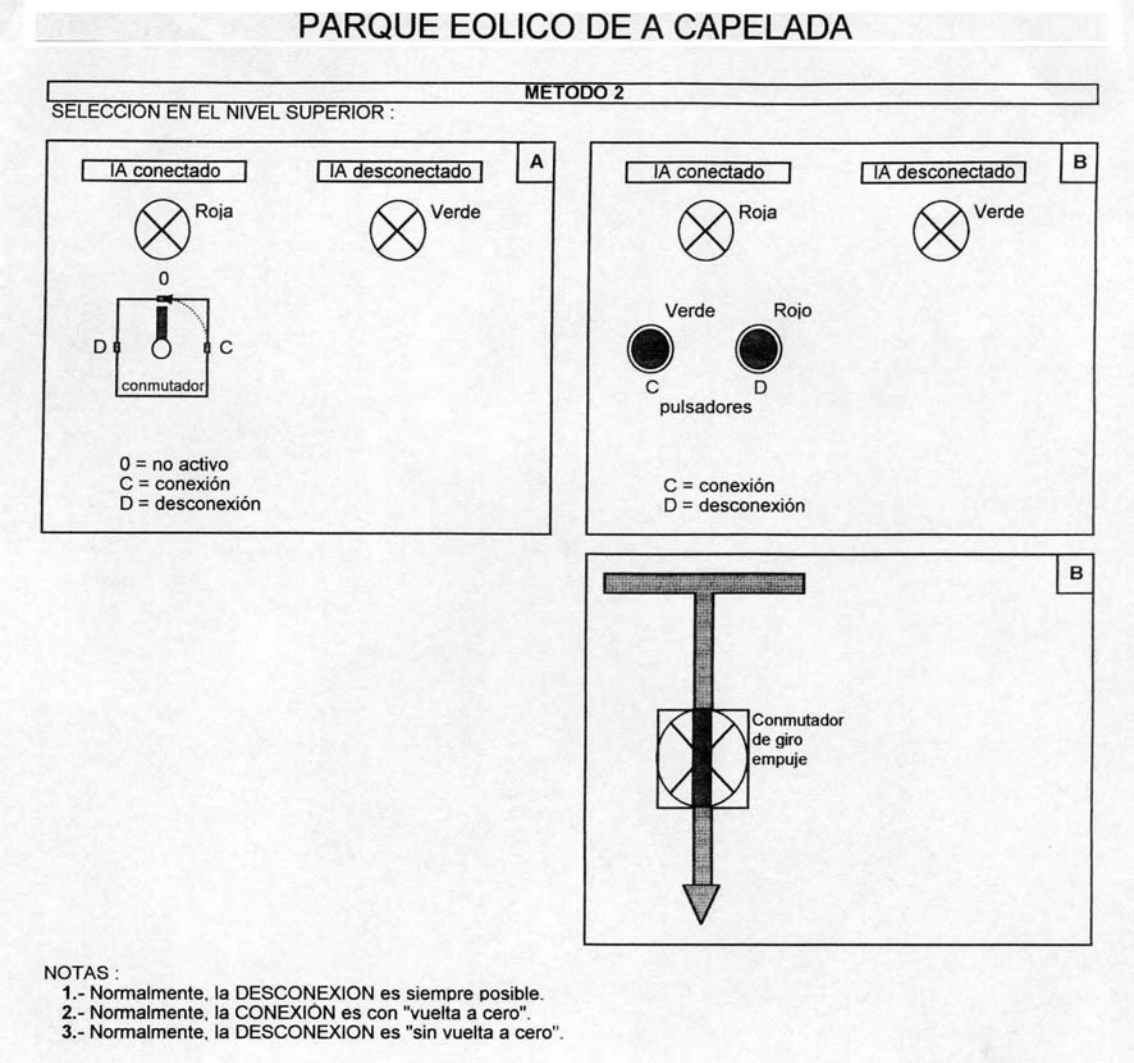


NOTAS :

1.- Normalmente, la DESCONEXION es posible con el selector en las tres posiciones : DISTANCIA, LOCAL y CERO.
2.- Normalmente, la LLAVE "sale" con el selector en las tres posiciones : DISTANCIA, LOCAL y CERO.
3.- Normalmente, la CONEXIÓN es con "vuelta a cero".
4.- Normalmente, la DESCONEXION es "sin vuelta a cero".

CONMUTADOR DE GIRO - EMPUJE




PARQUE EOLICO DE A CAPELADA
METODO 2
SELECCION EN EL NIVEL SUPERIOR :
IA conectado
IA desconectado
A
Roja
Verde
0
D
C
conmutador
0 = no activo
C = conexión
D = desconexión
IA conectado
IA desconectado
B
Roja
Verde
Verde
Rojo
C
D
pulsadores
C = conexión
D = desconexión
B
Conmutador
de giro
empuje
NOTAS :
1.- Normalmente, la DESCONEXION es siempre posible.
2.- Normalmente, la CONEXION es con "vuelta a cero".
3.- Normalmente, la DESCONEXION es "sin vuelta a cero".

TEMA 6

MANTENIMIENTO

6.0 Introducción.....220
6.1 Tipos de mantenimiento.....220
6.2 Cometidos del servicio de mantenimiento.....222
6.3 Niveles de intervención.....224
6.4 La disponibilidad.....227
6.5 Técnicas de mantenimiento preventivo.....229
6.6 Mantenimiento preventivo en transformadores.....231
6.7 Mantenimiento de equipos eléctricos en AT.....235
6.8 Mantenimiento de equipos eléctricos en BT.....240
6.9 Mantenimiento en equipos de accionamiento.....244
6.10 Análisis de vibraciones.....248
6.11 Instrumentos para la medida de vibraciones.....250
6.12 Lubricación.....253
6.13 Montaje y tipos de rodamientos.....268
6.14 Fallos en los rodamientos.....274
6.15 Examen de los rodamientos.....276

6.0.- Mantenimiento

Podemos definir el mantenimiento como **el conjunto de acciones que permiten restablecer y conservar en buen estado el capital productivo y las instalaciones de una actividad industrial ,orientado a reducir al mínimo posible la indisponibilidad de las máquinas e instalaciones**. Además, el mantenimiento debe realizar y garantizar las operaciones necesarias al coste global óptimo.

Un parque eólico está previsto para un funcionamiento permanente las 24 horas del día y todos los días del año. Debe asegurarse una disponibilidad muy elevada para entrar o mantenerse en un mercado cada vez más competitivo, como es el eólico; hoy los principales fabricantes y operadores del sector ofrecen disponibilidades de hasta el 98%. Evitar las paradas por averías exige un diseño de las máquinas y un mantenimiento muy cuidadoso.

Un parque eólico suele disponer aproximadamente de un operario de mantenimiento por cada 20 aerogeneradores instalados. Este personal puede pertenecer a una empresa de servicios de mantenimiento o puede ser contratado directamente por la empresa promotora del parque o por el tecnólogo. Normalmente son elegidos entre personal formado en su centro de fabricación y montaje. Suele considerarse aparte el mantenimiento de la **subestación transformadora y de la línea de transporte de energía**, que normalmente es realizado por empresas especializadas en alta tensión.

6.1.- Tipos de mantenimiento

Entre los sistemas más utilizados en la industria eólica para la supervisión y mantenimiento de maquinaria se encuentran los siguientes:

Mantenimiento correctivo

Es el que se le realiza a la máquina o instalación cuando ya se ha producido la avería. Su herramienta es la orden de trabajo. Este criterio sólo se usa para reparar daños intempestivos que no se pudieran prever, como rotura de palas por caída de rayos o parada del aerogenerador motivada por cualquiera de los distintos tipos de protección de que disponen, y que no le sea posible el rearme automático.

Mantenimiento preventivo

Consiste en programar las intervenciones o cambios de algunos componentes o piezas antes de que se produzca la avería, y a intervalos de tiempo fijos previamente determinados (semejante a los cambios periódicos de aceite y revisiones de los automóviles). Es necesario crear una metodología a fin de poder definir las frecuencias de las intervenciones en cada máquina o equipo. Hay que tener en cuenta que sea cual fuere la naturaleza y el nivel de prevención puesto en práctica, subsistirá inexorablemente un porcentaje de fallos residuales que requerirán acciones correctivas.

Se pueden distinguir dos tipos de intervenciones o actuaciones diferentes dentro del mantenimiento preventivo:

- Gamas: es el conjunto de actividades de mantenimiento encaminadas a la sustitución de componentes, piezas, etc., independientemente de su estado.

- Inspecciones: son visitas para comprobar, normalmente en marcha, el correcto funcionamiento de la maquinaria y equipos.

Mantenimiento predictivo

Se basa en el conocimiento del estado operativo de una máquina a través de la medición periódica de diferentes parámetros (vibración, ruido, temperatura, etc.) sin necesidad de parar el equipo, lo que permite planificar las intervenciones antes de que se produzca el fallo.

En concreto, estudia el ruido o vibración generada por maquinaria rotativa o alternativa, con el fin de determinar o establecer una relación directa entre las condiciones mecánicas y la señal vibratoria producida por cada máquina. Una alteración de dichas condiciones, o incluso de las eléctricas, puede ser detectada usando esta técnica, y además se pueden diagnosticar fallos en los componentes antes de que se produzcan paradas por averías imprevistas.

Con el mantenimiento predictivo se predice el fallo, se interviene a consecuencia de la indicación de la inspección y se practica una diagnosis basándose en síntomas. Estos síntomas se miden con diversos instrumentos, a veces muy complejos, y en la mano de personal cualificado en el manejo de los mismos.

Conviene resaltar que este tipo de mantenimiento no significa el establecimiento de unas inspecciones de la maquinaria y de las intervenciones de mantenimiento propiamente dichas; significa más bien el tener un servicio de información sobre el estado de las máquinas. Si este servicio es suficientemente fiable, el conocimiento del estado del órgano sustituye, de hecho, la intervención de mantenimiento.

La validez del sistema se basa fundamentalmente en la veracidad de la información disponible y en la frecuencia de las intervenciones de inspección, que han de tener carácter sistemático.

Practicar el mantenimiento predictivo significa introducir en el servicio de mantenimiento una nueva función básica: la inspección sistemática de la maquinaria y, más concretamente, de los distintos órganos componentes de la misma, o de los subsistemas de la máquina, considerada como un individuo con sus características y vida.

Admitiendo que la inspección de la maquinaria debe hacerla siempre el personal de mantenimiento de forma más o menos rigurosa y formal, lo que distingue a este modo de practicarlo de los otros es la estrecha subordinación de la intervención de mantenimiento al resultado de la inspección. Esto exige:

1. La sistematicidad rigurosa de la inspección y, en consecuencia, una organización formal de la misma.

2. La necesidad de una elevada fiabilidad en los diagnósticos, incluso para los órganos de más difícil acceso, recurriendo si es necesario a instrumentos muy sofisticados que garanticen la fiabilidad necesaria.

La organización del mantenimiento predictivo implica:

1. La formulación del programa y del método de inspección con indicación de los órganos a inspeccionar.

2. Determinación, para cada órgano de las máquinas críticas, de los valores límites de aceptabilidad de las características o variables que queremos medir con la inspección (nivel de vibración, espesor de un material, grado de impureza del lubricante, etc.).

3. La determinación de las frecuencias de inspección.

4. El registro de los datos.

5. La formación del personal que forma parte del programa de mantenimiento de inspección.

Algunas de las técnicas más utilizadas para realizar mantenimiento predictivo pueden ser las siguientes: análisis de vibraciones, análisis de lubricantes, estados de rodamientos, ensayos no destructivos (END´S) como termografías, radiografías, líquidos penetrantes, ruido acústico, etc.

Existen sistemas informatizados de gestión de mantenimiento (GMAO) con los que es posible centralizar toda la información relativa a incidencias, partes de averías, historial de averías, suministro de repuestos, inventariado de equipos, nivel de mantenimiento preventivo a aplicar, frecuencia de intervenciones, etc.

6.2.- Cometidos del servicio de mantenimiento

Se pueden establecer como objetivos básicos del servicio de mantenimiento los siguientes:

1. Mantener el nivel necesario de disponibilidad y fiabilidad sobe el conjunto de los elementos que forman el capital productivo.
2. Garantizar el mantenimiento de instalaciones y maquinaria en las condiciones de seguridad establecidas legalmente por Industria.
3. Contribuir a mantener el nivel de calidad sobre los productos o servicios proporcionados. Para ello, se limitará la degeneración de la maquinaria y sus consecuencias de aumento de producción defectuosa o de rechazo.

4. Una vez alcanzados los objetivos anteriores, reducir al mínimo los costes totales de mantenimiento.
5. Proporcionar asistencia, partiendo de la experiencia adquirida, a todos aquellos que intervienen en el proyecto y gestión del proceso industrial.

La dirección ha de proporcionar los medios materiales y humanos para el cumplimiento de estos objetivos, así como facilitar la coordinación de las actividades de mantenimiento con el resto de las funciones industriales. Las acciones que el Servicio de Mantenimiento **debe** poner en práctica para conseguir los objetivos indicados pueden estructurarse de la forma siguiente:

1. Efectuar intervenciones especializadas, preventivas y correctivas sobre la maquinaria e instalaciones, a fin de mantener su eficacia con revisiones completas o parciales, reparación de averías, eliminación de anomalías, ejecución de modificaciones y restauraciones.

2. Crear una organización adecuada para la preparación del trabajo, la previsión de plazos, el aprovechamiento de materiales y la programación.

3. Estudiar y llevar a cabo las negociaciones con la empresa externa a la que van a encomendar trabajos de mantenimiento concretos que, por la excesiva carga de trabajo del momento o por la particular especialización, no pueden ser atendidos por el Servicio de Mantenimiento. Controlar la calidad de la ejecución de estos trabajos.

4. Preocuparse de la continua mejora técnica de los medios de que el mantenimiento dispone, ya sea renovándolos, o bien desarrollando procedimientos, útiles y medios de nueva concepción más racionales.

5. Fomentar la puesta al día del nivel técnico de los operarios y del personal de supervisión mediante una acción continua y directa, aparte de utilizar la documentación específica y organizar cursos de formación.

6. Seguir de cerca la puesta en marcha de la maquinaria e instalaciones nuevas, a fin de adquirir los conocimientos técnicos necesarios para su .futuro mantenimiento.

7. Favorecer, conjuntamente con otros departamentos de la empresa, la difusión del conocimiento de la maquinaria y las instalaciones, con objeto de mejorar continuamente su empleo desde el punto de vista técnico.

8. Colaborar constantemente con los departamentos técnicos encargados, para así proveer elementos que aporten correcciones y mejoras en la realización de proyectos. En general, participar en estrecho contacto con los órganos de producción, técnicos y administrativos, en la implementación de planes que eviten costes de mantenimiento, y combinar de la mejor forma posible las exigencias conflictivas en juego.

9. Participar en la definición de los repuestos y materiales técnicos a adquirir a proveedores externos, vigilando las faltas de los mismos y cuidando de la organización de los almacenes para su conservación.

10. Mantener la seguridad de las instalaciones a un nivel en que el peligro y la probabilidad de accidentes personales queden, por lo menos teóricamente, eliminados.

11. Secundar la experimentación y la introducción de técnicas organizativas, colaborando y participando en su aplicación y en la obtención de los éxitos previstos.

12. Llevar un registro significativo de los hechos y datos históricos referentes a la naturaleza, frecuencia y coste de las intervenciones efectuadas sobre cada medio de producción.

Todas estas actividades deberán ser complementadas con otras no menos importantes, como trabajos de taller, pruebas y ensayos, supervisiones, preparaciones previas, calibraciones, etc., de manera que se asegure la ocupación completa de la jornada de los operarios y técnicos pertenecientes al Servicio de Mantenimiento.

6.3.- Niveles de intervención

Resulta conveniente dividir las actividades de mantenimiento en diferentes niveles de prestaciones. De esta manera queda perfectamente establecido la naturaleza de los trabajos, el lugar de intervención, el personal de ejecución, las herramientas necesarias, la documentación y las piezas consumibles. Según la norma AFNOR NFX60-10, se distinguen cinco niveles de mantenimiento.

Mantenimiento de nivel 1	
Naturaleza de los trabajos	- Ajustes sencillos previstos por el constructor por medio de mecanismos accesibles, sin necesidad de desmontar o abrir el equipo. - Recambios de elementos consumibles de fácil acceso (fusibles, lámparas, etc.).
Lugar de intervención	- *In situ*.
Personal de ejecución	- El que utiliza el equipo.
Herramientas necesarias	- Ninguna.
Documentación	- Instrucciones del manual de utilización del equipo; guía del operador.
Piezas consumibles	- Stock muy pequeño.

Mantenimiento de nivel 2	
Naturaleza de los trabajos	- Reparación por recambio estándar de los elementos previstos al efecto. - Operaciones menores de entretenimiento (engrasado). - Controles de buen funcionamiento.
Lugar de intervención	- *In situ.*
Personal de ejecución	- Técnico capacitado de cualificación media.
Herramientas necesarias	- Herramientas transportables definidas por el manual de mantenimiento.
Documentación	-Instrucciones de utilización mantenimiento.

Piezas consumibles	- Piezas transportables y que se puedan conseguir sin demora en la proximidad del lugar de explotación.

Mantenimiento de nivel 3	
Naturaleza de los trabajos	- Identificación de las averías. - Reparación a nivel de componentes o de recambio de elementos funcionales. - Reparaciones mecánicas menores. - Ajuste general y nivelación de aparatos. - Organización del mantenimiento preventivo conforme a las instrucciones recibidas.
Lugar de intervención	- *In situ* o en el taller de mantenimiento.
Personal de ejecución	- Técnico especializado.
Herramientas necesarias	- Herramientas previstas en el manual de mantenimiento. - Aparatos de medida o ajuste, como generador, osciloscopio, etc. - Bancos de prueba de control de los equipos.
Documentación	- Instrucciones y manuales de mantenimiento.
Piezas consumibles	- Almacén que suministra el primer y segundo nivel de mantenimiento.

Mantenimiento de nivel 4	
Naturaleza de los trabajos	- Todos los trabajos de mantenimiento correctivo o preventivo, con excepción de las renovaciones. - Calibración de los aparatos de medida utilizados para el mantenimiento, y de los patrones de referencia. - Recepción de los equipos reparados en el quinto nivel. - Contribución a la formación de los agentes afectados al tercer nivel de mantenimiento. - Participación de la definición de la política de mantenimiento.

Lugar de intervención	- *In situ*, o en taller especializado. Las calibraciones se realizarán en laboratorio con acondicionamiento ambiental.
Personal de ejecución	- Cuadro técnico muy especializado.
Herramientas necesarias	- Herramientas previstas por el manual de mantenimiento (los talleres especializados deberán disponer de las herramientas previstas para los niveles inferiores). - Herramientas generales de un taller (medios mecánicos, medios de cableado, medios de limpieza). - Bancos de medida. - Patrones de referencia.

Documentación	- Toda la documentación general o específica de mantenimiento.
Piezas consumibles	- Según la política de mantenimiento elegida, el taller debe disponer de stocks necesarios para ejecutar su misión y para el suministro de los almacenes afectados en el tercer nivel de mantenimiento.

Mantenimiento de nivel 5	
Naturaleza de los trabajos	- Ejecución de las renovaciones. - Ejecución de las reparaciones importantes o complejas, normalmente de la competencia del cuarto nivel, pero confiadas al quinto por razones económicas o de oportunidad (mantenimiento contratado). - Formación del personal de mantenimiento (en principio, sólo el cuarto nivel).
Lugar de intervención	- *in situ* o en las instalaciones del fabricante.
Medios	- Los establecidos por el fabricante.

Los mantenimientos de nivel 1 y 2 están integrados, hoy en día, en las técnicas TPM. Estos son asumidos por los operarios de fabricación que intervienen directamente sobre los equipos productivos, realizando lo que se conoce como automantenimiento. El mantenimiento de nivel 3 también está integrado en el desarrollo del TPM. Pertenecen a este nivel los especialistas electromecánicos, hidroneumáticos y de automatismos que intervienen a petición del nivel 2, según la naturaleza de la incidencia. Para asegurar el funcionamiento continuo de las máquinas, a estos especialistas se les puede integrar en las líneas, ligados a la dinámica de la producción, por lo que sus intervenciones y diagnósticos serán más rápidos.

Los profesionales de mantenimiento de nivel 4 intervendrán en la reparación de las averías complejas, participarán en la recepción y puesta en marcha de equipos, optimizarán las gamas del mantenimiento preventivo y estudiarán las modificaciones y mejoras a propuesta del nivel 3 (mantenimiento de mejora). Se puede considerar al

nivel 4 como la **ingeniería del mantenimiento**, y la conforman los técnicos especialistas en dicha función.

Dentro del nivel 5 se considera la realización de mantenimiento por personal externo mediante contratación. En ocasiones es conveniente recurrir a los fabricantes de las máquinas y equipos, como en el caso de arranque y seguimiento inicial de automatismos, equipos CNC, autómatas programables, informática industrial aplicada y sus programas y, en general, para el mantenimiento de máquinas y equipos especializados.

6.4.-La disponibilidad: fiabilidad y mantenibilidad

Se dice que una máquina, equipo o instalación están disponibles si se hallan en funcionamiento o en condiciones de estarlo, y no fuera de servicio debido a reparaciones o mantenimiento. La **disponibilidad** es un parámetro que define la continuidad de servicio de un elemento productivo, aunque también puede estar referida a un centro de trabajo o a una línea de producción. Puede medirse cuantitativamente de la siguiente forma:

$$Disponibilidad = \frac{tiempo\ en\ operación}{tiempo\ en\ operación + tiempo\ \ fuera\ de\ operación}$$

Teniendo en cuenta, dentro del **tiempo en operación**, tanto el de servicio propiamente dicho, como el de fuera de servicio, pero disponible. Dentro del **tiempo fuera de operación** se considera exclusivamente el dedicado a mantenimiento. La disponibilidad se expresa en tanto por ciento y está referida a un periodo determinado. Los conceptos más importantes que caracterizan la disponibilidad son la fiabilidad y la mantenibilidad.

La fiabilidad se puede definir como **la capacidad que tiene un dispositivo de cumplir la misión encomendada durante el tiempo especificado, en condiciones de funcionamiento dadas**. Es la probabilidad de que un producto funcione por un periodo especificado sin fallar. La fiabilidad en una lámpara para 1 000 horas podría, por ejemplo, ser del 80%. En este caso, si se verifican una gran cantidad de lámparas durante 1 000 horas, e1 80% de ellas se mantendrán encendidas, y el 20% fallará.

La fiabilidad de un producto también está relacionada con el tiempo medio entre fallos TMEF (o MTFB por sus siglas en inglés), el cual es precisamente el promedio en el que el producto funciona entre un fallo y otro. El TMEF es equivalente al inverso de la velocidad de fallo, aunque su definición más intuitiva está implícita en su propio nombre. Supóngase que un equipo se pone en funcionamiento permanente y se mide el tiempo hasta su fallo, entonces se repara y se mide el que transcurre hasta el fallo siguiente, etc.

La media de una secuencia larga sería el TMEF. Este procedimiento para medirlo no es práctico para equipos cuyo TMEF sea del mismo orden que su vida útil (como es el caso de los SAI). En tal caso, un modo de evaluarlo y darle significado

sería medir el tiempo hasta el primer fallo de un número elevado de equipos iguales y hallar su media. El TMEF es un parámetro muy importante en la teoría de la fiabilidad, y se utiliza para comparar la fiabilidad de los distintos sistemas. Cuanto mayor es el valor del TMEF más fiable es el producto.

El TMEF de cualquier máquina o equipo depende de la calidad de sus componentes, del grado de solicitación a que están sometidos y de la organización funcional de los mismos. Existen diversos procedimientos para calcular la fiabilidad, problema nada fácil de resolver con rigor. Da buenos resultados en equipos eléctricos y electrónicos, siendo a la vez bastante simple de aplicar, el método *Part Count Reliability*, descrito en el manual MIL std 217 E de Estados Unidos. Consiste en suponer que todos los componentes son vitales para el correcto funcionamiento del equipo y en que las velocidades de fallo de los mismos son conocidas y constantes. Con ello se tiene que:

$$TMEF_e = \frac{1}{\sum \lambda_i}$$

Donde:

$TMEF_e$: tiempo medio entre fallos del equipo en horas.
λ_i: velocidad de fallo del componente i en fallos por hora.

Disponiendo de una lista bien ponderada de las velocidades de fallo de los componentes, se obtienen resultados muy cercanos a las medidas *a posteriori* en el comportamiento de campo.

La **mantenibilidad**, o facilidad de reparación, está relacionada con el tiempo y el nivel de dificultad en la reparación de un equipo o máquina para ponerlo operativo después de que ha fallado. Según los casos, puede ser necesario un alto grado de mantenibilidad, de tal forma que el sistema pueda ser rehabilitado rápidamente para su uso. La facilidad de reparación o mantenibilidad de un dispositivo puede medirse utilizando el tiempo medio de reparación TMR. Éste, para un determinado equipo o máquina, depende de su construcción, de sus medios de señalización de fallos (autodiagnóstico), del tiempo de desplazamiento del técnico de reparación y de la destreza del mismo.

Regresando al concepto de disponibilidad, descrito inicialmente, se puede ver que ésta es una combinación de fiabilidad y de mantenibilidad. Si un producto es alto en estos parámetros, también será alto en disponibilidad. Esta relación se puede expresar formalmente como:

$$Disponibilidad = \frac{TMEF}{TMEF + TMR}$$

Si una determinada máquina tiene un TMEF de 80 horas y un TMR de 2 horas cada vez que falla, entonces su disponibilidad será del 97,56%. Una mayor disponibilidad es un objetivo clásico de los servicios de mantenimiento. Ello implica el aumento de la fiabilidad de los sistemas y la disminución de los tiempos de intervención.

6.5.- Técnicas de mantenimiento preventivo

Analizamos bajo este epígrafe las técnicas más importantes, desde nuestro punto de vista, en el mantenimiento de aerogeneradores y demás elementos del parque eólico: mantenimiento preventivo eléctrico, análisis de vibraciones, lubricación y rodamientos.

6.5.1.- Mantenimiento preventivo eléctrico

Mantenimiento de colectores y anillos rozantes

Durante el servicio normal de funcionamiento, en los colectores y anillos rozantes de las máquinas se produce una delgada capa protectora que contribuye a disminuir su desgaste, prolongando su vida útil. Dicha película, generalmente, contiene óxido de cobre y grafito, en variadas proporciones, y se forma después de los primeros días o semanas de funcionamiento. Una buena película superficial tiene la ventaja adicional de aumentar la resistencia de contacto entre la superficie de la escobilla y el colector, con relación a la que habría con la superficie de cobre limpia.

Frecuentemente, el chisporroteo de las escobillas se debe a suciedad en el colector, aunque pudiera existir otra causa mecánica. Los colectores y anillos rozantes deben limpiarse a fondo de forma cíclica, quitándoles todo el polvo o la suciedad que los cubra, en particular cuando se cambian las escobillas. La limpieza no debe perjudicar a la película superficial antes reseñada. Puede hacerse con papel de lija muy fino, con una gamuza o trapo impregnado en gasolina, o con limpiador especial constituido por varias capas de tejido trenzado de algodón sujeto en el extremo de una regla flexible de madera. Para que la limpieza sea efectiva debe aplicarse una fuerte presión.

Los colectores que no giren concéntricos, o aquellos cuya superficie haya sido atacada irregularmente por presiones desiguales de las escobillas, tengan partes planas o presenten una superficie áspera y desigual, han de ponerse en perfecto estado. Para ello es posible utilizar piedra de mano, aunque si la superficie defectuosa es de gran extensión debe tornearse o rectificarse el colector; es preferible esta segunda solución. Para ello existen equipos especiales de rectificar que se montan junto a la máquina. Antes del rectificado debe procederse a la eliminación de toda suciedad de colectores y anillos rozantes. Asimismo, los arrollamientos del inducido y de los inductores deben protegerse contra la entrada de polvo del cobre, utilizando a ser posible un aspirador de vacío.

Si el aislamiento entre delgas no está suficientemente bajo, será preciso recortar las láminas de mica por medio de una hoja de sierra o de máquinas especiales de fresar. Generalmente, las láminas de mica quedarán 1,5 mm por debajo de las delgas de cobre, procurando librarlas de rebabas.

Mantenimiento de los devanados

En máquinas que deben permanecer paradas durante cierto tiempo, como suele suceder con los aerogeneradores en la fase de montaje y puesta en marcha de un parque eólico (aunque suelen ser cerradas y con un elevado Índice de Protección, I.P.54), al estar expuestas a intensas corrientes de aire húmedo, se debe evitar la condensación de vapor de agua en la superficie de los devanados y su absorción posterior. Esto se consigue, normalmente, haciendo circular una corriente continua reducida por el devanado de excitación. Suele ser suficiente una corriente igual al 15% de la nominal de excitación. La temperatura no debe ser superior a los 90 Cº. Es preciso prever siempre una ventilación suficiente durante el calentamiento para favorecer la salida de vapor de agua producido. El control del proceso de secado puede realizarse mediante la medida periódica del Índice de Protección hasta conseguir un valor superior a 2.

6.5.2.- Inspección visual y limpieza

La inspección visual es una práctica de mantenimiento preventivo insustituible para la detección de ciertos defectos o posibles causas de averías. Deberá realizarse con ayuda de una lista de los distintos elementos a observar, que facilite una inspeccion completa de cada uno de ellos. La inspección visual debe completarse con una limpieza exterior o interior.

La inspección visual y limpieza de máquinas eléctricas rotativas puede realizarse en dos situaciones diferentes:

- Con la máquina en marcha: no habrá interrupción del proceso productivo, sin embargo sólo se podrán comprobar y observar detalles externos o características de funcionamiento.
- Con la máquina parada y sin tensión: es posible la revisión y limpieza interna con mayor detalle. Es necesario complementar la inspección con las medidas de resistencia de aislamiento y de puesta a tierra, que se realizarán con la frecuencia prevista en cada caso.

A continuación se relacionan, con carácter general, las operaciones de inspección preventiva, aplicables tanto a motores como a generadores eléctricos.

Máquina en marcha

- Observar ruidos anormales, roces de cadenas o correas, calentamientos excesivos, vibraciones, etc.
- Comprobar indicaciones sobre los aparatos de medida asociados a la máquina. Las lecturas de temperatura, presión, amperaje u otros parámetros críticos pueden indicar la presencia de una anomalía.

- Comprobar que el sistema de ventilación no se encuentra obstruido.
- Limpieza exterior.
- Comprobar el estado de los cojinetes y observar calentamientos, nivel de lubricante y vibraciones.
- Observar la influencia de los agentes exteriores (polvo, ácidos, gases, etc.).
- En los casos que proceda, hay que comprobar las escobillas, y conviene observar si se producen chispas anormales, si vibran o chirrían. Asimismo, observar el aspecto y color del colector.

Máquina parada

- Limpieza interior con aspirador o con aire seco a baja presión.
- Comprobar entrehierro.
- Comprobar equilibrado del rotor.
- Comprobar conexiones y cabeza del devanado.
- Examinar si existen señales de humedad, grasa o aceite en el devanado, y limpiar si es necesario. Si existen agrietamientos importantes, podría ser necesario rebarnizar.
- Probar la resistencia de aislamiento y la de puesta a tierra; para ello, seguir las instrucciones prescritas para cada máquina.
- Comprobar la maniobra correcta de arranque.
- Comprobar el engrase, y cambiar aceite si es necesario.
- Limpiar bien los conductos de ventilación.
- En las máquinas que procedan, comprobar las escobillas y observar el desgaste, estado de las trencillas por corrosión, presión de los resortes y movimiento del portaescobillas. Además, debe comprobarse la superficie del colector, sus conexiones y sujeción.
- En los motores, comprobar el reglaje de las protección de máxima intensidad y el relé térmico.

6.6.- Operaciones de mantenimiento preventivo en transformadores

Los transformadores son máquinas eléctricas estáticas que, conservando la forma de energía eléctrica, permiten modificar los valores de la tensión e intensidad de la corriente altema para una mejor utilización y facilidad de transporte. Están formados por un circuito magnético sobre el cual van dispuestos los arrollamientos. Los arrollamientos de baja tensión se colocan sobre los núcleos, de manera que los de alta queden dispuestos sobre los de baja y al exterior de éstos. Ambos devanados están convenientemente aislados entre sí respecto al núcleo del circuito magnético.

Los transformadores, por ser máquinas en las que no existe movimiento, necesitan menos atenciones de mantenimiento que cualquier otra máquina eléctrica. Sin embargo, por la importante función que realizan es fundamental mantenerlos en un estado óptimo. Según su forma constructiva y loma de refrigeración, los transformadores pueden ser de los siguientes tipos:

- De tipo seco.
- En baño líquido.

A continuación se estudian las características de cada uno de estos tipos desde el punto de vista de las operaciones de mantenimiento a realizar.

Transformadores de tipo seco

En estos transformadores, los devanados y el núcleo se encuentran en el interior de una cuba cerrada sin líquido aislante. Normalmente emplean un sistema de ventilación por aire. Se utilizan en lugares de pública concurrencia o en casos especiales. Su comportamiento frente a las sobrecargas es peor que en los tipos donde se utiliza el baño con líquidos.

Se debe procurar que estas máquinas no reciban salpicaduras de agua desde ventanas o goteos desde techos de naves. Deben resguardarse de polvo y humos químicos; el polvo depositado en los arrollamientos, núcleo y caja de cierre disminuye la disipación de calor y produce sobrecalentamiento.

Los arrollamientos deben limpiarse con un aspirador o con aire seco comprimido no superior a 2 kg/cm^2. Las superficies de los aislantes se limpiarán con un trapo seco, evitando el uso de líquidos de limpieza porque deterioran los aislamientos. En los periodos en que han de quedar fuera de servicio, conviene colocar cerca calentadores para evitar la condensación de la humedad en los arrollamientos. Si las medidas de la resistencia de aislamiento indicasen que éstos han absorbido humedad, deben secarse con calentamiento externo o interno.

Las operaciones de mantenimiento en este tipo de máquinas pueden desglosarse según esté el transformador en tensión o desconectado.

Con la máquina en tensión:

- Revisar la temperatura, y comprobar, si es el caso, el funcionamiento del dispositivo de alarma.
- Comprobar las indicaciones de los aparatos de medida, y observar la existencia de sobrecarga.
- Revisión ocular de conexiones.
- Comprobar el funcionamiento del sistema de ventilación (ventiladores).

Con la máquina desconectada:

- Medir la resistencia de aislamiento y puesta a tierra.
- Reapretar conexiones, bornes y juntas.
- Revisión y limpieza, si procede, de aisladores, devanados y barras.
- Comprobar barnizado y estado de humedad, y secar si es necesario.

Transformadores en baño líquido

En estos transformadores, los devanados y el núcleo se encuentran en el interior de una cuba, sumergidos en un líquido de refrigeración y aislamiento. Los transformadores en baño líquido más utilizados son los siguientes:

- En baño de aceite: los devanados y el núcleo se encuentran sumergidos para su refrigeración y aislamiento en un baño de aceite mineral. Es el tipo más utilizado en transformadores de potencia, debido a sus buenas características dieléctricas y refrigerantes del aceite, y al buen comportamiento que representan frente a las sobrecargas. Por el contrario, no puede utilizarse en lugares públicos, industrias químicas y otros locales peligrosos, debido a que el aceite es altamente inflamable y puede producir gases explosivos en su descomposición, representando un gran peligro en caso de incendio.
- En baño de askarel: los devanados y el núcleo de estos transformadores se encuentran en baño de askarel (hidrocarburo sintético), que presenta prácticamente las mismas características dieléctricas que el aceite, con la ventaja de que es prácticamente ininflamable y no produce gases explosivos.

La cuba en estos transformadores está en comunicación con un recipiente llamado **conservador**, el cual está colocado a un nivel superior. Este conservador permite:

- Mantener la cuba a una presión determinada.
- Reducir la superficie de contacto con el aire situado por encima del nivel del aceite.
- Instalar en la unión entre cuba y conservador una protección o relé Buchholtz. La protección Buchholtz interviene en caso de acumulación de gas procedente del interior del transformador, o en caso de un movimiento brutal de aceite hacia el Buchholtz, provocado por un arco interno. La actuación del relé Buchholtz activará una alarma y, en ciertos casos, el desacoplamiento del transformador.

Cuba de aceite de un transformador de potencia

Estas máquinas requieren más atenciones que las de tipo seco. Al menos una vez al año, ha de comprobarse en el líquido la posible presencia de humedad y suciedad. Para ello, se toman muestras de éste y se someten a medidores de rigidez dieléctrica (chispómetros). Si la rigidez está por debajo de un determinado nivel (del orden de 30 kV en aceites), deberá someterse a un filtrado para eliminar la suciedad y humedad

excesiva. El aceite o líquido deberá extraerse del depósito o cuba haciéndolo pasar por un filtroprensa que se encargará, de forma eficaz, de un secado rápido. Siempre es necesario que el papel filtrante haya sido secado antes de la toma efectiva, reemplazándolo tan pronto como su efectividad quede anulada.

Conexiones de entrada (20 kV) y salida (132 kV) de un trafo de potencia

Los transformadores en baño líquido pueden presentar refrigeración por aire o por agua. Se prevén refrigeradores de aceite para los transformadores de una cierta potencia. En los que presentan refrigeración atmosférica, hay que sopletear con aire comprimido seco en el circuito de refrigeración, para así eliminar toda clase de adherencias y polvo. En los de refrigeración por agua, las operaciones de mantenimiento serán:

- Registrar periódicamente las temperaturas de entrada y salida del agua para controlar el sistema de enfriamiento.
- Revisar el serpentín de enfriamiento para cerciorarse de que no existen fugas.
- Comprobar la presión y el caudal de agua. Cualquier cambio en el régimen de flujo, dentro de las mismas condiciones de presión, indicará la existencia de un taponamiento. La acumulación de incrustaciones en los serpentines es el origen de estas obstrucciones que pueden provocar sobrecalentamiento.

Todas las operaciones de mantenimiento descritas para los transformadores tipo seco son válidas en este caso, añadiendo:

Con la máquina conectada:

- Revisar el nivel y las posibles fugas del aceite. Éstas pueden producirse en las juntas de los bornes, sobre la cuba, en el conservador o en las juntas del refrigerante.
- Observar la correcta puesta a tierra de la cuba.
- Observar el estado del líquido o aceite.

Con la máquina desconectada:

- Medir la rigidez dieléctrica del aceite o líquido. En el caso de que sea inferior a un valor determinado, habrá que filtrar el aceite o sustituirlo por uno nuevo.
- Tras una actuación de relé Buchholtz, habrá que localizar y reparar el defecto eléctrico que lo ha producido.
- Revisar el estado del aceite y analizar su grado de humedad y con-taminación.
- En el caso de que se reponga totalmente el aceite, conviene limpiar previamente el interior de la cuba.

6.7.- Operaciones de mantenimiento preventivo en equipos eléctricos de alta tensión

Seccionadores

Son elementos de seccionamiento que se utilizan para independizar instalaciones o partes de ella, y establecen una distancia de separación visible entre las partes del circuito que separa. Su accionamiento en media tensión suele ser manual, mediante pértigas o palancas; y para potencias muy elevadas, el accionamiento es neumático o motor. En sus posiciones extremas suelen tener enclavamientos para evitar aperturas o cierres espontáneos. Existen varios tipos de equipos de seccionamiento:

- Seccionadores normales: sus maniobras han de realizarse siempre sin corriente. No son aptos para maniobras de corte y reposición en condiciones normales, ni ante fallos.
- Seccionadores en carga: pueden cortar y reponer corrientes nominales y, en algunos casos, cortar pequeñas sobrecargas, pero no cortocircuitos.
- Ruptofusible: constituido por seccionador en carga con fusibles de potencia. Actúan en caso de cortocircuito.
- Seccionadores de puesta a tierra: conectan el conjunto de la instalación a tierra. Su misión es independiente del mando del seccionador principal.

El mantenimiento preventivo más aconsejable para este tipo de aparellaje es:

Con la instalación bajo tensión:

- Inspección visual de las cabinas, respetando normas de seguridad.

Con la instalación sin tensión:

- Limpiar palancas aislantes y aisladores de apoyo.
- Apretar contactos.
- Accionar el seccionador y comprobar el juego de rodillos, la penetración de las cuchillas y la presión de los contactos.

- Inspeccionar el buen estado de elementos diversos, y observar que el esmalte de los aisladores no tenga fisuras o grietas y que las armaduras metálicas no presenten oxidación.
- Comprobar circuitos de enclavamiento, de mando y señalización

.

Fusibles

Los fusibles cortacircuitos de alta tensión y de alta capacidad de ruptura, se emplean en las instalaciones de alta tensión, principalmente como protección contra cortocircuitos. Instalados delante de transformadores, condensadores, etc., los fusibles protegen a estos aparatos de los efectos térmicos y dinámicos de las intensidades de cortocircuito. Por otra parte, separan de la red la parte defectuosa, y aquella puede seguir funcionando normalmente.

Habitualmente, el cartucho fusible de alta tensión consta de un tubo de porcelana, cerrado completamente por dos tapas de contacto plateadas. El tubo lleva en su interior una capa de aislamiento térmico, que evita que el tubo reviente por causa del calor producido por el arco. Los hilos principales de fusión, siempre varios en paralelo, están arrollados sobre el tubo interior de material cerámico. Suelen llevar otro hilo de fusión para la señalización.

El mantenimiento preventivo para este tipo de elementos es el siguiente:

Con la instalación en marcha:

- Comprobar si está fundido.
- Medir la intensidad entre cada fase con ayuda de una pinza amperimétrica.

Con la instalación desconectada:

- Revisar y apretar conexiones.
- Limpiar externamente.
- Comprobar si el calibre es el deseado.
- Comprobar, retirando fusibles, la presión de las cuchillas si fuera de este tipo.

Interruptores automáticos

Son elementos de maniobra que no suelen dejar una separación visible (como los seccionadores) y que son capaces de cortar y reponer la corriente nominal y, además, de abrir el circuito en caso de faltas; es decir, interrumpen corrientes de cortocircuito. Suelen ser tripolares. Su forma y modo de funcionamiento es muy variado, según los diversos fabricantes, diferenciándose básicamente en el modo de extinción del arco.

Generalmente, en media tensión la extinción del arco es por alargamiento, mientras que en alta tensión el corte se obtiene por reemplazamiento del dieléctrico alrededor del arco. Según el dieléctrico utilizado, existen disyuntores de aire comprimido, de pequeño o gran volumen de aceite. Cada uno de los polos va unido a la caja de accionamiento por medio de dos aisladores de resina sintética. La caja de accionamiento está protegida contra las partes de alta tensión del interruptor, quedando así accesible durante el mantenimiento. En la caja de accionamiento están incluidos los disparadores, los contactos auxiliares y los dispositivos de mando y señalización.

El mantenimiento preventivo de este tipo de equipos puede incluir las siguientes operaciones:

Con la instalación en marcha:

- Inspección visual.
- Si es el caso, revisión de niveles de aceite.

Con la instalación parada:

- Comprobar el buen funcionamiento del accionamiento mecánico, y revisar el acoplamiento, los ejes, el gatillo y los muelles. Si es necesario engrasar.
- Si es el caso, comprobar el estado del aceite, y rellenarlo o sustituirlo si fuera necesario.
- Limpiar y comprobar aisladores, bridas, espárragos y conexiones.
- Comprobar el disparo por medio de relés, así como el estado de la bobina de disparo.
- Comprobar los relés y observar la intensidad y el tiempo de disparo, el desgaste y el recorrido de piezas de contacto.
- Comprobar el estado de los contactos y observar el desgaste uniforme, la conexión simultánea y la presión de contacto.
- Limpiar la cuba o cámara de extinción.

Embarrados

Los embarrados son conductores macizos de cobre, aluminio o aleaciones de éste, y adoptan diversas formas: rectangulares (normalmente llamadas pletinas) y, en casos especiales, en loma de tubo o de U. Se utilizan para conducir intensidades importantes. En los centros de transformación se han venido utilizando tradicionalmente para la entrada de la energía eléctrica al transformador, y para su salida hasta los cuadros generales y parciales de distribución en baja tensión. Aparte de esta utilización, la conducción por barra se utiliza de forma creciente en instalaciones industriales, como sistema de distribución de la energía eléctrica (debido a su simplicidad), rapidez de montaje e instalación, facilidad de conexión de nuevas tomas para ampliaciones, fácil inspección, etc.

Los canales de barras, normalmente blindados en cajas de acero, se suministran en módulos prefabricados que permiten el acoplamiento de cajas.

Pueden acoplarse tanto lateralmente como por su parte inferior o superior, y permiten la colocación del aparellaje de las derivaciones.

El mantenimiento preventivo realizado en este tipo de aparellaje puede ser el siguiente:

Con la instalación en marcha:

- Inspección visual del estado general.

Con la instalación desconectada:

- Observar y comprobar calentamientos en derivaciones y puntos de unión.
- Comprobar los asientos en puntos de derivación, superficies de contacto y piezas de conexión.
- Reapretar todas las conexiones.
- Limpiar los elementos aisladores y comprobar su estado, y cambiar si es necesario.

Líneas aéreas y subterráneas

Las líneas aéreas y subterráneas realizan la función de transporte y distribución de la energía eléctrica. El mantenimiento de ambos tipos de líneas es complicado por la extensión de las mismas. Las operaciones a efectuar son:

Lineas aéreas:

Con la instalación bajo tensión:

- Observar flecha de catenaria.
- Observar desde el suelo el estado general de las partes conductoras y aislantes.
- Revisar soportes metálicos o columnas, y ver la necesidad de pintar si la corrosión es excesiva.

Salida de una linea de AT (132 kV)

Con la instalación sin tensión:

- Medir aislamientos.
- Revisar y limpiar aisladores.
- Revisar amarres, retenciones, empalmes, derivaciones, grapas de unión y conexiones.
- Comprobar protecciones contra agentes atmosféricos.

Líneas subterráneas:

Con la instalación bajo tensión:

- Comprobar estado y revisar cubiertas protectoras.
- Comprobar calentamiento usando los sistemas de seguridad adecuados.
- Revisar estado de sujeciones y de canales de cables.

Con la instalación sin tensión:

- Revisar terminales y bornes, y apretar si es necesario.
- Medir aislamientos.
- Comprobar empalmes.

Pararrayos-autoválvulas

Pueden emplearse en redes de diferentes características y sirven, además, de protectores contra sobretensiones atmosféricas, para limitar sobretensiones de cualquier origen a valores que no representen peligro alguno para las instalaciones y sus aparatos. Los pararrayos-autoválvulas están formados por un cuerpo de porcelana hermético, dentro del cual se encuentran sus partes activas, explosor y resistencia dependiente de la tensión. Disponen de válvula de seguridad, a la cual va unida el cable de puesta a tierra. Este tipo de pararrayos está normalmente relleno de un gas (como nitrógeno), con el fin de que sus elementos internos y sus características no varíen.

El mantenimiento de los pararrayos-autoválvulas prácticamente es mínimo en cuanto a inspecciones periódicas, dado que, en general, han demostrado poseer unas caracteristicas de servicio muy duraderas. No obstante, y sobre todo por motivos de seguridad, se puede considerar:

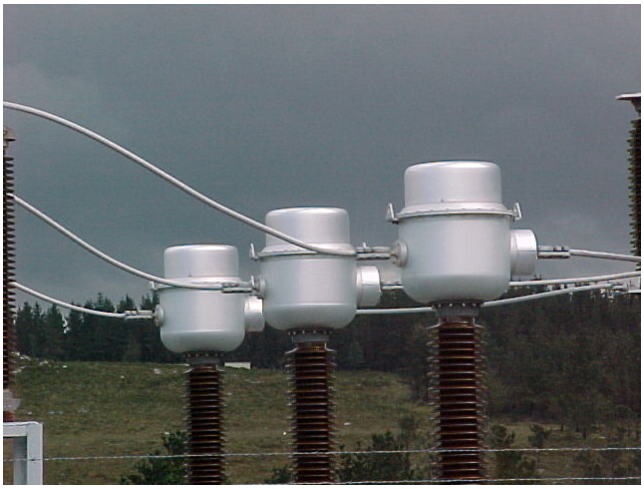
Con la instalación en marcha:

- Inspección visual de accionamiento de válvulas de seguridad.

Con la instalación parada:

- Limpieza exterior y pintar si es necesario.
- Comprobación de la conexión a tierra.

Transformadores de medida



Trafos de Intensidad en AT (132 kV)

Los transformadores de medida pueden ser de tensión o de intensidad. Se utilizan en alta tensión para reducir la corriente y el voltaje de manera que puedan ser fácilmente medibles por equipos de bajo alcance. Sus formas, conexiones y precisión son muy variadas, dependiendo de su utilización. Sus secundarios se conectarán (normalmente 110 ó 110/3 V en transformadores de tensión, y 5 A en transformadores de intensidad) a los diferentes equipos de medida: amperimetros, voltímetros, vatímetros, contadores, etc., según los casos, o bien a los circuitos de relés de protección que se encargan de dar las órdenes de actuación oportunas (apertura, cierre, etc.) en caso de fallo. Pueden disponer de doble o triple relación en el primario, y aislamiento en baño de aceite o en resina (seco).

Con la instalación en marcha:

- Comprobar lo que marcan los aparatos de medida, por si existe sobrecarga.
- En los del tipo baño de aceite comprobar el nivel y posibles fugas.

Con la instalación desconectada:

- Limpiar y comprobar los aisladores.
- Comprobar conexiones y puesta a tierra.
- Comprobar aislamiento.
- Realizar contrastación de su relación de transformación.

6.8.- Operaciones de mantenimiento preventivo en equipos eléctricos de baja tensión

Seccionadores

En baja tensión realizan la misma función que los seccionadores de alta. Existen gran variedad de tipos y modelos según los fabricantes. Normalmente son de corte omnipolar y con protección contra cortocircuitos.

El mantenimiento preventivo que ha de realizarse a estos aparatos puede ser:

Con la instalación bajo tensión:

- Inspección visual.

Con la instalación sin tensión:

- Limpiar palancas.
- Reapretar contactos.
- Accionar el seccionador, y comprobar el juego de rodillos y la presión de los contactos.
- Inspeccionar el buen estado de elementos diversos, y observar que las bakelitas no tengan grietas y que las armaduras metálicas no presentan oxidación.
- Comprobar circuitos de enclavamiento, de mando y señalización.

Fusibles

El mantenimiento preventivo a realizar es similar al de los fusibles de alta tensión. Adicionalmente puede comprobarse el calentamiento en sus puntos de contacto.

Interruptores automáticos

Realizan la misma función, en baja tensión, que los interruptores automáticos de alta. Disponen de una caja aislante de elevada resistencia mecánica y baja higroscopicidad. Las cámaras de extinción del arco suelen estar provistas de placas metálicas para el soplado magnético. La maniobra que realizan es del tipo conexión y desconexión brusca. En general, la posición de la palanca o manecilla define con claridad la posición del interruptor: conectado, desconectado manual o desconectado automáticamente.

Los contactos están protegidos por material resistente al arco. Los relés térmicos y magnéticos suelen estar contenidos en una caja montada en la parte posterior del interruptor, y son fácilmente reemplazables en las operaciones de mantenimiento de estos equipos. Los relés térmicos pueden graduarse, mientras que los magnéticos tienen un valor fijo de desconexión.

Las operaciones a realizar en el mantenimiento preventivo serán:

Con la instalación conectada:

- Comprobar tensión en bobina de accionamiento.
- Inspección visual.

Con la instalación desconectada:

- Revisar accionamiento mecánico, resortes, bielas o palancas y aparatos de desenganche.
- Comprobar el ajuste de los relés.
- Comprobar la presión de los contactos móviles, y que ésta sea uniforme y sin holguras.
- Comprobar el desgaste uniforme de los contactos principales.
- Limpieza interior y engrase si es necesario.

Interruptores automáticos de BT

Interruptores manuales

Son dispositivos que conectan o desconectan la instalación, pero sólo de forma manual. Suelen estar formados por una parte fija y una móvil. La parte fija está constituida por la base, los contactos fijos con los bornes y las cámaras de extinción del arco. En la parte móvil se aloja el mecanismo de maniobra brusca y, opcionalmente, los fusibles. Ésta se extrae totalmente para un mejor mantenimiento, lo

que no es posible en posición cerrada. Pueden disponer de enclavamiento mecánico mediante cerradura o candado. Las operaciones de mantenimiento son similares a las realizadas en los de tipo automático.

Cables

Para este tipo de aparellaje pueden establecerse las siguientes operaciones preventivas:

Con la instalación conectada:

- Comprobar calentamientos.
- Revisar grapas de sujeción.
- Revisar canales de cables.
- Comprobar y revisar cubiertas protectoras.

Con la instalación desconectada:

- Revisar terminales y reapretar bornes.
- Comprobar aislamientos.
- Comprobar empalmes y estanqueidad en las cajas de conexión.
- Observar pérdidas de grasa en cables con aislamiento de papel.
- Comprobar continuidad y puesta a tierra.

Baterías

En muchas instalaciones eléctricas se presenta la necesidad de asegurar el suministro de energía en condiciones absolutas de seguridad. Por ejemplo: alumbrado de emergencia en lugares públicos, equipo de maniobra y control en subestaciones, centrales eléctricas y grandes plantas industriales, alimentación de ordenadores, etc. Para estos casos se utilizan los SAl (o UPS), los cuales, en sus diferentes configuraciones, presentan rectificador estático, inversor y batería de acumuladores. El rectificador y el inversor están, normalmente, constituidos por componentes semiconductores que requieren muy poca atención. Las baterías sí necesitan ser mantenidas.

Las baterías suministran energía eléctrica en loma de corriente continua durante tiempo limitado, según sus dimensiones y capacidad. La pieza básica de las baterías es el acumulador, el cual absorbe energía eléctrica en el proceso de carga, la almacena en loma química y vuelve a ceder energía eléctrica en el proceso de descarga. Existen dos tipos fundamentales de baterías según el tipo de acumuladores: de plomo y de níquel-cadmio. Conectando en serie estos acumuladores se obtiene una batería con la tensión deseada.

Como norma general, las operaciones de mantenimiento preventivo serán:

Antes de la instalación:

- El lugar de colocación de las baterías, especialmente para las de plomo, ha de disponer de ventilación suficiente, dado que desprenden gases detonantes.
- Toda máquina capaz de producir chispas deberá situarse alejada de estos equipos.
- Disponer de forma que pueda verse el nivel de electrolito en todos los acumuladores.
- Las temperaturas máximas admisibles son de 55 °C para las de plomo, y de 40 a 45 °C para las de níquel-cadmio. La temperatura normal de funcionamiento es de 25 °C.

Después de la instalación:

- El electrolito debe renovarse cada cierto tiempo, según las prescripciones del fabricante.
- El agua evaporada del electrolito hay que reponerla hasta los niveles que se indican. Debe ser destilada y sin impurezas.
- Ha de procederse a descargar la batería cada cierto tiempo (dos o tres meses), con objeto de que perduren las propiedades acumuladoras.

6.9.- Operaciones de mantenimiento preventivo en equipos de accionamiento

Contactores

El contactor es un aparato mecánico de conexión, accionado por un electroimán, que está previsto para efectuar muchas maniobras, normalmente sobre motores eléctricos. Cuando se alimenta la bobina del electroimán, el contactor se cierra, y establece, a través de los polos la conexión de la alimentación al receptor. Los contactores permiten la función de mando y control a distancia, por lo que reduce los puestos de mando, situándolos cerca del operador. Además, permiten establecer, soportar e interrumpir corrientes en condiciones normales del circuito, incluidas las de sobrecarga en servicio, y aseguran tanto el funcionamiento intermitente como continuo.

Las operaciones usuales en las inspecciones preventivas son las siguientes:

Con la instalación conectada:

- Observar vibraciones.
- Observar zumbido, el cual puede ser producido por: desgaste del núcleo magnético, mala regulación, circuito magnético sucio o durezas en la parte móvil.
- Comprobar la tensión de desconexión, que se define como aquella en la cual el contactor pasa de posición cerrado a la de reposo.
- Observar si hay chispas excesivas en los contactos, lo cual puede ser debido a las siguientes causas:
    - Mala regulación.
    - Poca presión de los contactos o mal estado de los mismos.
    - Desconexión lenta por agarrotamiento mecánico.
    - Remanencia en el circuito magnético.

Con la instalación desconectada:

- Comprobar el correcto accionamiento mecánico.
- Limpiar contactos, lijándolos de forma apropiada, o cambiarlos si es necesario.
- Comprobar la sujeción de los contactos fijos.
- Comprobar la posición y maniobra de los contactos móviles.
- Comprobar estado y presión de los resortes.
- Apretar conexiones y tornillos de fijación.
- Revisar las bobinas, y si es necesario sustituirlas.

Relés de protección

Los receptores eléctricos pueden ser el origen de un gran número de incidentes mecánicos o eléctricos. Con el fin de evitar que dichos incidentes los deterioren y que no perturben la red de alimentación es necesario protegerlos. Este es el cometido de los relés de protección. Existen distintos tipos de relés adaptados para proteger ante determinadas situaciones:

- Relés electromagnéticos: están destinados a proteger contra las sobrecargas importantes, como los cortocircuitos.
- Relés térmicos: están destinados a asegurar una protección térmica contra las sobrecargas pequeñas, pero prolongadas. Son insensibles a las variaciones de la temperatura ambiente. Pueden ser graduables en amperios-motor.
- Relés magnetotérmicos: combinan la protección electromagnética y la térmica.
- Relés térmicos diferenciales: los relés tripolares con protección térmica son capaces de detectar la marcha en monofásico de un motor trifásico.
- Relés de medida: señalizan que la tensión o intensidad a sobrepasado un determinado nivel. Protegen contra falta de tensión y contra máxima y míni-ma intensidad.

- Relés con temporización térmica: controlan, a partir del instante de puesta en tensión, si la duración de una operación es superior o no superior al tiempo previsto. De esta manera, protegen contra arranques demasiado largos o frecuentes. También se utilizan para la ejecución diferida en el tiempo de una orden.

Las operaciones de mantenimiento a realizar, con carácter general, en este tipo de aparatos son las siguientes:

Con el equipo conectado:

- Limpieza exterior.
- Comprobar su correcto funcionamiento.

Con el equipo desconectado:

- Limpieza de bobinas.
- Comprobar el estado de los aislantes.
- Comprobar mecanismos, núcleos móviles, etc., y observar que se mueven libremente; engrasar si es necesario.
- Comprobar accionamiento, y observar el calibrado o ajuste del relé y el tiempo de disparo.
- Limpiar los contactos auxiliares.
- Revisar y apretar conexiones.

Finales de carrera

Los finales de carrera son dispositivos de mando que informan de eventos producidos en las máquinas a las que están acoplados. Estos aparatos realizan, en las maniobras eléctricas, funciones de las cuales depende, en un alto grado, el trabajo o ciclo de la máquina. Existen gran variedad de tipos y modelos según fabricantes.

Las inspecciones preventivas para este tipo de aparatos, con carácter general, son las siguientes.

Con la instalación parada:

- Limpieza exterior.
- Observar funcionamiento correcto.
- Comprobar y reapretar tornillos de sujeción.

Con la instalación en marcha:

- Comprobar sistema de accionamiento.
- Comprobar cierre estanco de la tapa.

- Revisar los contactos, y si es necesario sustituirlos.
- Reapretar las conexiones.
- Efectuar limpieza interior y engrasar si es necesario.

Pulsadores

Son dispositivos de accionamiento que conmutan su posición sólo mientras son activados manualmente. La limpieza preventiva a realizar puede ser la siguiente:

Con la instalación en marcha:

- Limpieza exterior.
- Comprobar su correcto funcionamiento.

Con la instalación parada:

- Revisar los contactos; en caso necesario limpiar en seco y pulir con lija muy fina. Si pierden el baño de plata, hay que cambiar la unidad.
- Limpiar el polvo existente en la caja de pulsadores y de las superficies aislantes.
- Comprobar la maniobra correcta, al conectar y desconectar, de las partes móviles sobre los contactos fijos.
- Reapretar conexiones.

Unidades de señalización

Los trabajos de inspección preventiva serán:

Con la instalación en marcha:

- Limpieza exterior.
- Observar si existe alguna lámpara fundida.
- Observar la correcta temporización en las unidades con relé temporizado.

Con la instalación parada:

- Limpiar contactos.
- En las unidades temporizadas comprobar mecanismos de accionamiento, tanto en calibrado de relé como en el tiempo de disparo.
- Revisar y reapretar conexiones, y comprobar que las mismas están según el plano.

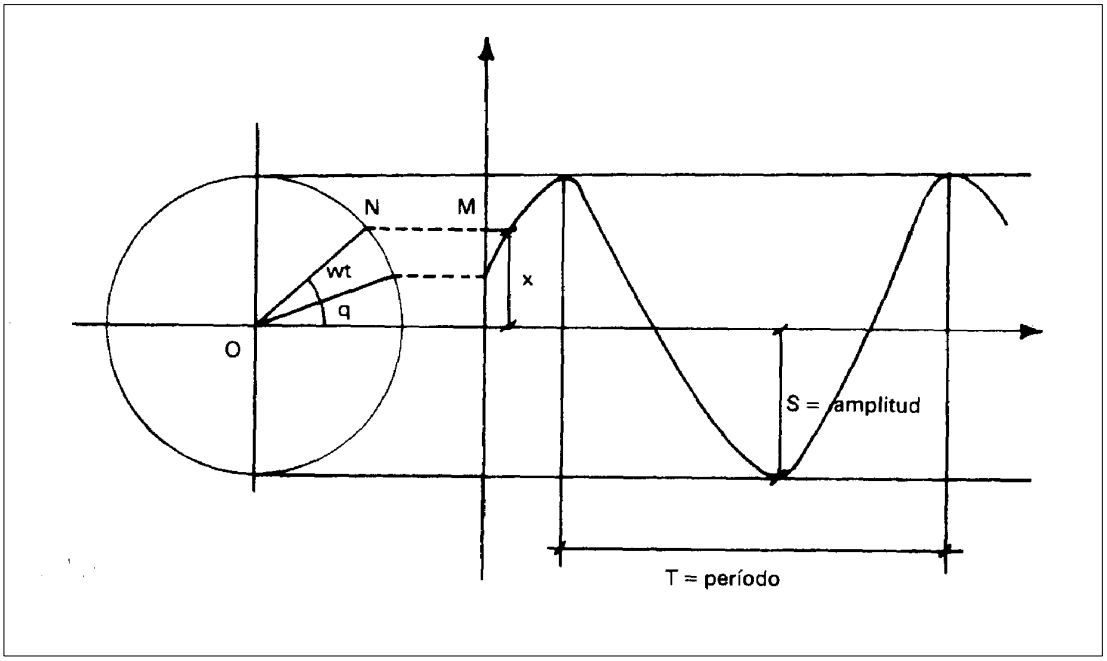
- Reemplazar lámparas defectuosas o fundidas.

6.10.- Análisis de vibraciones

Uno de los parámetros que ha permitido el establecer el mantenimiento predictivo en la industria es la vibración. La posibilidad de medir y analizar las vibraciones con instrumentos fiables, aunque sofisticados, permite determinar el estado de eficiencia de casi la totalidad de las piezas mecánicas en movimiento.

Las vibraciones se deben a las imperfecciones mecánicas existentes en toda la máquina. Éstas provocan pequeñas vibraciones que aumentan cuando estos defectos son graves. Por ello, al medirlas se comprueba el estado de la máquina.

La aparición de una vibración o, más exactamente, la acentuación de la vibración de una máquina es un indicio seguro de la existencia de un desequilibrio, y por lo tanto, de desgaste, rotura parcial o flexión de algún órgano.



Representación del movimiento vibratorio armónico.

La vibración es un movimiento periódico. En general, se produce en el caso de máquinas rotativas que tienen movimientos alternativos variables de forma senoidal, (movimientos armónicos). Sin embargo, casi siempre se encuentra una superposición de varios movimientos armónicos de frecuencias y amplitudes variables, que sumados dan lugar a movimientos periódicos complejos.

Considerando un solo movimiento armónico (fig. 9.3), las variables que lo caracterizan son:

ω = velocidad angular rad/seg

φ = fase (posición de *N* para t = 0)
S = amplitud o longitud del vector *ON*

se tiene entonces:

$x = s \text{ sen } (wt + \varphi)$

$T = 2\pi/\omega$ seg.
f = I/T ciclos/seg

la velocidad del punto M es:

$v = dx/dt = s\omega \cos (\omega t+\varphi)$
$v_{Máx} = s\omega$

la velocidad se tiene para $\omega t + \varphi = 0º$ *y 180º*

La aceleración es:

$a = (d^2 x/dt^2) = s\omega^2 \text{ sen } (\omega t +\varphi)$

$a_{máx}= s\omega^2$ y se tiene para $\omega t + \varphi = 90º$ y 270º

La fuerza centrífuga que aparece en una masa rotativa a causa de las vibraciones tiene un valor dado por:

$F = mr\omega^2$

En la que:

r = distancia del desequilibrio al eje de rotación de la masa.

Para calcular una vibración hay, pues, que medir:

- s = amplitud de la vibración en micras
- *n = velocidad* de rotación en ciclos/min
- *v = 0,1045 sn/1 000* mm/seg.
- $a = 0,1 \cdot 10^{-4}$ mm/seg^2

Enseguida se ve que la medida de la amplitud no permite determinar la magnitud de la vibración si no va acompañada de la frecuencia. Por el contrario, la velocidad, que tiene en cuenta ambos parámetros, permite determinar el estado de vibración de la máquina u órgano.

Por otra parte, es evidente que las variaciones de la amplitud a diferentes frecuencias producen consecuencias diferentes, por lo que se han buscado fórmulas empíricas que den los límites de tolerancia de la vibración:

$s_{lím} = K1/n^{1,75}$ (Metropolitan Vickers)
$s_{lím} = K2/n^2$ (Westinghouse)

Hay que advertir que, más allá del valor absoluto dado por estas fórmulas a las frecuencias más elevadas, un incremento de amplitud es más perjudicial que lo que indica la velocidad, aunque la $s_{lím}$ sea decreciente al aumentar *n* no linealmente. Puede ser útil también investigar la aceleración de la vibración.

Además de la frecuencia, el mantenedor también habrá de tener en cuenta las cargas en la determinación (junto con los parámetros clásicos *n y v)* de la peligrosidad de la vibración, y sobre todo para determinar los límites de aceptabilidad.

En la obtención de este límite de aceptabilidad, que evidentemente es el objetivo de un servicio de inspección, hay que tener presente que, desde el punto de vista de mantenimiento, no es tan importante determinar el estado de vibración que representa la existencia de anomalías de funcionamiento de la máquina, o ruidos anormales que signifiquen contaminación ambiental, como el tiempo que separa éste de la rotura.

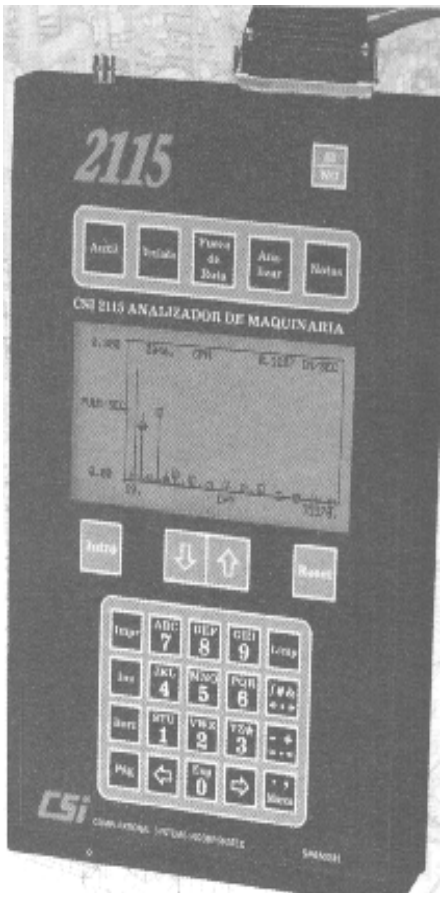
Por ello hay que tener en cuenta todas las variables que hemos indicado. Sólo la experimentación sobre cada instalación permitirá establecer límites de tolerancia verdaderamente eficaces y operativos.

6.11.- Instrumentos para la medida de vibraciones

Se dividen en vibrómetros, que miden la amplitud de las vibraciones obteniéndose después los demás parámetros mediante los nomogramas adecuados, y analizadores de vibraciones, que miden directamente las distintas variables, y permiten filtrar una vibración compleja en sus componentes senoidales y determinar los parámetros de cada vibración simple obtenida.

Los vibrómetros están basados en principios mecánicos, ópticos, eléctricos o electrónicos. Los mecánicos y ópticos son instrumentos que captan y amplifican la vibración que se mide directamente. Los vibrómetros eléctricos y los electrónicos transforman la señal mecánica en eléctrica mediante una sonda, y permiten mediciones mucho más precisas dentro de una gama de frecuencias prácticamente completa.

Los analizadores conocidos se basan siempre en la transformación de la señal mecánica en eléctrica, y pueden conectarse a osciloscopios y trazadores de gráficos. La parte del instrumento que transforma la señal mecánica en eléctrica es la sonda.



Vibrómetro portátil

Origen de la vibración

La vibración ordinaria se origina en cualquier órgano en movimiento, y la anormal, en algún defecto del órgano. Los principales defectos son: desequilibrio, desalineación, desajuste de cojinetes, desgaste de engranajes, excentricidad, aflojamientos mecánicos, transmisiones de correa defectuosas y cavitaciones.

Sin entrar en un estudio específico de cada caso, diremos que el análisis se efectúa correlacionando la frecuencia de la vibración con la fundamental del órgano, ya que la amplitud máxima de la vibración de un órgano determinado se encontrará en la frecuencia fundamental de éste o en alguno de sus armónicos.

Causa	Amplitud	Frecuencia	Fase	Consideraciones
Desequilibrio	Proporcional al desequilibrio. Mayor en la dirección radial	1 × r.p.m.	Simple marca de referencia	Es una de las causas de vibración más frecuente
Desalineación o desajuste cojinetes	Grande en dirección axial	1 × r.p.m. normalmente, a veces 2 o 3 × r.p.m.	Simple, doble o triple	Es la causa más evidente de vibración axial. Si no existe una verdadera desalineación o desajuste equilibrar el rotor.
Cojinetes de bolas en malas condiciones	Inestable	Muy alta	Irregular	El cojinete estropeado es el que vibra más a alta frecuencia.
Excentricidad de casquillos o cojinetes de fricción	Ordinariamente pequeña	1 × r.p.m.	Unica	Con la máquina parada se puede comprobar el juego del eje con una palanca.
Engranajes en mal estado	Pequeña	Muy alta, normalmente núm. dientes × núm. rev.	Irregular	La vibración más alta se mide en el centro de las ruedas dentadas.
Aflojamiento mecánico		2 × r.p.m.	Doble marca de referencia	Siempre acompañado de desequilibrio o desalineación.
Banda de transmisión defectuosa	Irregular o pulsante	1, 2, 3 y 4 × r.p.m. de la correa	1 o 2 según la frecuencia inestable	Para el control visual de la correa usar la lámpara estroboscópica.
Eléctrica	No elevada	1 o 2 la frecuencia síncrona o 1 × r.p.m.	Unica o doble, inestable	Si la amplitud desaparece al cortar la corriente la causa es eléctrica.
Fuerza hidráulica o aerodinámica		n.º de aspas del ventilador o del rotor × r.p.m. de la máquina		Cavitación, dañina en caso de resonancia.

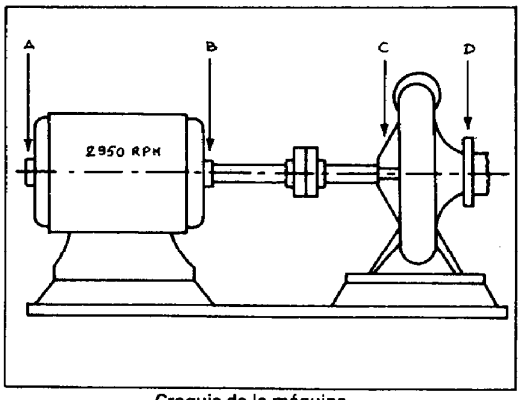
Tabla de identificación de las vibraciones.

FICHA DE MEDICION DE VIBRACIONES Hoja n.º A6

Fecha	7 - 8 - 73
Máquina	Código X0346
Sección	Obra de toma
Def. máq.	Bomba circ. agua ant.
N.º invent. patrim.	
Fecha última rev	
Operario	PIONDIMARA

Leyenda

Simb.	Denominaciones
→	Punto de medida
X	Cojinete de fricción
⊗	Cojinete de bolas
⊣⊢	Acoplamiento



Croquis de la máquina

Posición sonda		Sin filtro micr.	Sin filtro CPM	Sin filtro mm/sec.	Con filtro micr.	Con filtro CPM	Con filtro micr.	Con filtro CPM	Con filtro micr.	Con filtro CPM	Con filtro mm/sec.	Con filtro CPM	Con filtro mm/sec.	Con filtro CPM
A	o	15	3000	3					20	2950	3.7		1.4	30'000
	v	20	3200	3.7					25	2950	4 ~			
	a	50	3100	8 ~					50	2950	8 ~			
B	o	25	3200	7					40	2950	7		8	30'000
	v	32	3300	7.7					45	2950	7.3			
	a	60	3600	12					80	2950	12.5			
C	o	20	3000	2.6					25	2950	3		1.2	28'000
	v	15	3000	3					22	2950	3.2			
	a	30	3200	3.6					32	2950	3			
D	o	10	3200	2					12	2950	2		1	20'000
	v	12	3000	2.1					14	2950	1.8			
	a	20	3100	2					25	2950	2.1			
E	o													
	v													
	a													
F	o													
	v													
	a													
G	o													
	v													
	a													
H	o													
	v													
	a													

o = horizontal v = vertical a = axial

Observaciones: Vibraciones elevadas en dirección axial
Cojinete motor (B) defectuoso
Mala alineación de la máquina; la unión no está bien alineada y hay curvaturas

V.B.º Luciano Stella

Ficha de medición de vibraciones.

En el análisis, la fase y amplitud de la vibración desempeñan un papel muy importante, aparte del dato de velocidad (min/seg). El hecho de que la vibración máxima se encuentre a la frecuencia fundamental o a uno de sus armónicos es, en general, suficiente para localizar el defecto.

Aparte del análisis de defectos, los analizadores de vibraciones permiten realizar equilibrados dinámicos sobre la marcha, es decir, sin desmontar la pieza. Esta importantísima función se encomienda al servicio de inspección.

6.12.- Lubricación

El objeto del uso de lubricantes es, en la mayoría de los casos, reducir el rozamiento entre dos superficies que se deslizan una sobre otra. En efecto, gracias al empleo de un lubricante, el rozamiento entre dos superficies secas se sustituye por el rozamiento interno del fluido. En todas las máquinas consideradas en conjunto, la cantidad de energía que se pierde en forma de trabajo de rozamiento (más los daños producidos por el desgaste) es tan grande que su reducción proporciona evidentes beneficios económicos.

El rozamiento y su origen

El rozamiento es la fuerza generada por dos cuerpos que se mueven en contacto el uno con el otro.

En los cuerpos sólidos, el rozamiento se debe a que sus superficies, por muy pulidas que estén, nunca son perfectamente lisas. En efecto, las superficies presentan crestas y valles generalmente tan pequeños que no pueden verse a simple vista y que, a veces, sólo se aprecian mediante grandes aumentos.

Al acoplar superficies, el contacto tiene lugar sobre las rugosidades o **crestas**. Estas irregularidades se deforman bajo el efecto de la carga, aumentando la superficie de contacto, y luego, durante el movimiento, chocan entre sí y producen calor. Al crecer el número de choques, el calor aumenta hasta llevar la superficie al estado plástico, con lo que las asperezas empiezan a soldarse y a desgarrarse repetidamente, oponiendo cierta resistencia al movimiento.

La resistencia recibe el nombre de rozamiento. Éste, si se produce entre cuerpos sólidos puede ser de dos clases: el primero, llamado **de deslizamiento**, se produce cuando los cuerpos frotan uno contra otro; y el segundo, llamado **de rodadura**, cuando el primero rueda sobre el segundo. Es fácil intuir que este último es mucho menor que el primero, pero en ambos casos depende de la naturaleza de las superficies en contacto.

En el caso de cuerpos sólidos se distinguen varios tipos de rozamiento:

- Rozamiento seco: sin lubricación.

- Rozamiento límite o de primer aislamiento: con la llamada lubricación límite,formada por una capa de espesor molecular.
- Rozamiento mixto: con lubricación mixta o imperfecta, formada por capas moleculares, microhidrodinámica, hidrodinámica, con ausencia de contacto directo metal contra metal.
- Rozamiento hidrodinámico o fluido: la lubricación es en régimen **hidrodinámico** (de película gruesa).

El desgaste

La primera consecuencia del rozamiento en los cuerpos sólidos es el desgaste, es decir, el arranque de partículas de las superficies durante el movimiento de deslizamiento recíproco.

Aunque no puede evitarse, el desgaste se reduce a límites aceptables mediante sustancias que, convenientemente esparcidas entre ambas superficies, eviten el contacto directo y reduzcan así el efecto del rozamiento (el desgaste). Estas sustancias se llaman lubricantes y su aplicación **lubricación**, práctica que actualmente se ha con-vertido ya en técnica propiamente dicha.

En esta sección trataremos el tema de la lubricación en el mantenimiento de la maquinaria; se estudian los lubricantes, sus propiedades y aditivos más importantes, los diversos sistemas de lubricación y las aplicaciones propias del mantenimiento de lubricación.

La aplicación del mantenimiento en la industria moderna cada vez está más orientada a la inspección. Desde este punto de vista, la lubricación sigue siendo una de las pocas formas de intervención de carácter típicamente cíclico y preventivo. La importancia de la lubricación es evidente, sin embargo, en muy pocas ocasiones se considera la necesidad de realizar esta función de forma organizada, con el mínimo coste, la máxima eficacia y utilizando los instrumentos adecuados.

Los lubricantes modernos

En el pasado, los lubricantes eran aceites y grasas de origen vegetal y animal que tenían un buen, o incluso excelente, poder lubricante (capacidad de untar y mantener lubricadas las superficies que friccionan); pero, en contraposición, presentaban una estabilidad química mediocre o insuficiente.

Hoy en día casi la totalidad de los lubricantes son de origen mineral y, más concretamente, proceden de los crudos petrolíferos que, aun sin poseer intrínsecamente el mejor poder lubricante, presentan la gran ventaja de su estabilidad y resistencia química, que permiten su uso durante largo tiempo, y de forma especial en los sistemas cerrados o de circulación. Las bases de los aceites lubricantes se obtienen de la destilación de los crudos petrolíferos.

Tipos de lubricantes

Los lubricantes derivados del petróleo están clasificados en una gama muy amplia, de acuerdo con el servicio al que han de aplicarse en mayor proporción. Algunos de ellos se destinan, virtualmente, a usos especiales, mientras que otros pueden emplearse con éxito en una variedad tan extensa de maquinaria, que se convierten en productos de aplicación múltiple.

Al encargado de mantenimiento le interesa básicamente lo relativo a la clasificación siguiente:

1.-Aceites para sistemas circulatorios.
2.-Aceites para engranajes.
3.-Aceites para maquinaria o motores.
4.-Aceites para refrigeración.
5.-Aceites para husillos.
6.-Aceites para cilindros de máquinas a vapor.
7.-Lubricantes para cables de acero.
8.-Grasas con base de calcio, sodio, aluminio, litio o bario.
9.-Lubricantes sólidos y sintéticos.

Hablamos a continuación tan sólo de los más empleados en los aerogeneradores, transformadores y otros elementos del parque eólico.

Aceites circulantes

Probablemente son éstos los lubricantes de más alta calidad que se pueden conseguir en la actualidad. Es posible obtenerlos en una variedad comparativamente extensa de grados de viscosidad, es decir, desde aproximadamente 21 hasta 550 centistokes (100 a 2 500 seg Saybolt Universal; de aquí en adelante utilizaremos la abreviatura SSU para referirnos a este término) de viscosidad a 100 ºF (37,8 ºC).

Los aceites circulantes contienen aditivos. Los hidráulicos son estabilizados para darles resistencia contra la oxidación y retardar la formación de óxidos en el sistema; usualmente también contienen dispersantes de espuma.

Los aceites de servicio pesado modernos, para motores de combustión interna, son refinados específicamente para trabajar a las altas temperaturas de las máquinas y para las cargas intensas en las chumaceras. Estos aceites son altamente resistentes a la oxidación y son estabilizados con aditivos detergentes y dispersantes

.

Aceites para engranajes

Éstos pueden ser aceites puramente minerales, con variaciones muy amplias de viscosidad, o aceites combinados, que contienen aditivos para presiones extremadamente altas y mejoran la resistencia fílmica y la capacidad de carga.

Los aceites puramente minerales, para engranajes, que se usan en los multiplicadores de los aerogeneradores, se encuentran normalmente entre los límites de SAE-80 a SAE-250. Estos aceites son adecuados para cajas de engranes rectos, cónicos, helicoidales, helicoidales cónicos, doble-helicoidales o de corona, en aquellos casos en los que se trabaja con dispositivos de lubricación por salpicadura o por alimentación forzada. Los grados de más baja viscosidad se emplean para la lubricación a temperaturas bajas, mientras que los grados gruesos, comprendidos entre SAE-140 y SAE-250, se seleccionan para servicios que normalmente sobrepasan los 100 ºF (37,8 ºC). Estos aceites son los más apropiados para las cargas promedio de los dientes y para las velocidades de los piñones.

Cuando los engranajes anteriores tengan que funcionar en forma expuesta (sin cubiertas) y se engrasen por medio de baño o manualmente, la viscosidad del lubricante tiene que ser aumentada, con el fin de capacitar a la película lubricante para resistir la tendencia a ser desplazada por presión. Este tipo de engranajes, generalmente, no giran a mucha velocidad, pero por su localización quedan expuestos a grandes márgenes de cambios de temperatura (por ejemplo, el engranaje oscilante de una pala mecánica o el del volteo de un convertidor para acero Bessemer). Para todos ellos se puede aplicar un producto derivado residual del petróleo, que pueda ser mezclado también con alquitrán vegetal para mejorar su capacidad adhesiva. Algunos de estos lubricantes tienen que ser rebajados con solventes para facilitar su aplicación. Los solventes o adelgazadores se evaporan y son inflamables, por lo que no deben ser usados en lugares cerrados. También es importante considerar sus cualidades tóxicas.

Al iniciarse el empleo de engranes hipoidales y, más tarde, cuando se diseñaron estos tipos de engranes industriales capaces de soportar mayores esfuerzos en los dientes, fue también desarrollado el tipo de lubricación para altas presiones. Los aceites para engranajes hipoidales son del tipo pesado, para que así puedan soportar los extremos máximos de carga y de temperatura.

El tipo suave, no corrosivo, de aceite para engranajes, es, más que un lubricante, un auxiliar para uso de las plantas industriales. Un producto de tal naturaleza puede tener la misma capacidad de carga y la necesaria resistencia fílmica que los aceites para engranajes hipoidales, pero la naturaleza de los aditivos lo coloca entre la categoría de los E.P., de consistencia suave. Este tipo de aceite para engranajes es muy útil, no sólo para los convencionales que trabajan acero contra acero, sino también en los mecanismos de tornillo sinfín, en los que es importante que no se formen costras o adherencias. En realidad, es la cualidad no incrustante de tales aceites lubricantes la que sostiene la condición no corrosiva de los mismos y la que convierte a tales productos en lubricantes de aplicación múltiple.

Aceites especiales para refrigeración

El servicio de refrigeración comprende algunas secciones del sistema que trabajan a bajas temperaturas, en las que se precisa la presencia de aceite. Normalmente los compresores de refrigeración funcionan de forma que, que con el refrigerante, siempre pasa una pequeña cantidad de aceite. La mayor parte del que pasa al sistema será detenido por el separador de aceite, pero una parte insignificante logrará pasar más allá, para acumularse en las superficies de los serpentines de expansión, reduciendo la eficiencia de la refrigeración.

El ensayo de fluidez a baja temperatura se fijará como primer requisito, con la condición de que el aceite sea de la viscosidad recomendada. En años recientes, el punto de floculación se ha convertido en una prueba primordial, en donde se emplean freón u otros tipos similares de refrigerantes, para así determinar si existe la presencia de cera congelable. Normalmente es deseable que esta operación se realice a una temperatura de al menos –60 ºF, especialmente si ha de trabajarse con refrigeración profunda o con temperaturas muy bajas.

Los aceites especiales para refrigeración son de viscosidad baja o mediana, que varía entre 15 y 121 CS (80 a 150 SSU) y 100T. Éstos son a base de parafina o naftalina, pero es una verdadera excepción que se encuentren libres de humedad. En general se refinan y se envasan en condiciones de tener una resistencia dieléctrica de al menos 25 000 voltios.

Como el encargado de mantenimiento tiene un interés máximo en sostener una eficiencia alta en la refrigeración, se ocupará de cuidar que el separador de aceite esté cumpliendo su misión y que solamente logren pasar a la succión de expansión del sistema ligeras huellas de aceite. La limpieza de los serpentines es una operación costosa del mantenimiento, y el aceite con contenido impropio de cera que se descubre por sus altos puntos de fluidez y de floculación, y que se apelmaza o produce espuma en el compresor, ocasionará la sobrecarga del separador de aceite y agravará las condiciones de trabajo del sistema. Por lo tanto, es muy conveniente que el ingeniero de mantenimiento ejerza una constante vigilancia sobre el procedimiento que sigue el operador para agregar aceite de repuesto al equipo. Si el personal no maneja el aceite con cuidado, empezando por los tambores o cubetas (permitiendo su exposición al aire libre), probablemente perderá su valor dieléctrico y absorberá humedad, y esto ocasionará congelamientos en el sistema o acelerará la formación de lodos en la caja del cigüeñal.

Pruebas convencionales

Describimos aquí las de más interés desde nuestro particular punto de vista respecto al sector eólico, al igual que hicimos en el apartado anterior. Pruebas que, a nuestro entender, el técnico de mantenimiento de un parque debe saber valorar.

Estas pruebas incluyen, para los aceites lubricantes, las de la viscosidad, la de los puntos de inflamación y de combustión, el punto de fluidez, la de emulsificación, la de demulsificación, la del número de neutralización y la del número de saponificación.

Viscosidad

La viscosidad, estudiada como una indicación de la fluidez relativa de cualquier aceite lubricante, es discutida, independientemente del servicio a que éste sea destinado. Los fabricantes de maquinaria desarrollan sus recomendaciones de lubricación, tomando como base la viscosidad; ésa es la prueba número uno al hacer la compra. Sin embargo, la viscosidad por sí sola no denota calidad; es únicamente una indicación simple de la fluidez del aceite a las temperaturas en las que éste ha de trabajar como lubricante. Esto es lo que interesa decisivamente al ingeniero de mantenimiento; a él no le importará, por ejemplo, que un aceite hidráulico tenga determinada fluidez a 37,5 ºC (100 ºF), que es la temperatura usual en las pruebas de laboratorio, sino más bien le interesa el comportamiento y la fluidez a la temperatura de operación de cada máquina. Si la fluidez no es correcta para la unidad, ni el aceite resistente a la formación de espumas y a la oxidación, la maquinaria resultará con prematuros desperfectos.

Los cambios de viscosidad, con las variaciones de la temperatura y el grado de alteración, son indicados por el índice de viscosidad (VI). Cuanto más alto sea éste, tanto menor será el cambio de fluidez con las variaciones de la temperatura.

Punto de inflamación y de combustión

Los puntos de inflamación y de combustión son dados a conocer, en forma general, en las indicaciones referentes a determinados aceites combustibles. Pero a menos que éstos tengan que ser usados a temperaturas excepcionalmente elevadas, en donde la vaporización puede ser un factor real, los puntos de inflamabilidad y de combustión serán de muy escaso interés para el ingeniero de mantenimiento. El punto de inflamabilidad es aquella temperatura en la cual los vapores que emanan del aceite, que ha sido calentado en forma gradual, encienden inmediatamente al aplicarles una llama. El punto de combustión es aquella temperatura un tanto mayor que la anterior, en la cual los vapores se incendiarán, sosteniendo una combustión continuada. El punto de inflamación de un aceite bien refinado, extraído del petróleo crudo, independientemente de su viscosidad, es de aproximadamente 1 491 ºC (3 001 ºF). Normalmente, mientras más alta es la viscosidad, más altos son también los puntos de inflamabilidad y de combustión. Estas pruebas no dicen mucho sobre la cualidad lubricante del aceite, pero pueden ser de mucha utilidad al decidir sobre la viscosidad de algún compuesto cuando la alta temperatura persiste en un sistema de lubricación a base de aceite, produciendo vaporizaciones en el mismo, con el consiguiente aumento de la viscosidad del que permanece en el sistema.

Fluidez

El ensayo del punto de fluidez es otra prueba de temperatura, que debe ser considerada en relación con la viscosidad de un aceite. En contraste con los puntos de inflamabilidad y de combustión, esta prueba interesará al ingeniero de mantenimiento porque le indica la que puede esperar del aceite cuando éste trabaja a muy bajas temperaturas. En el laboratorio, esta operación se concreta al determinar la temperatura

más baja a la que el aceite todavía fluye. Cuanto más baja sea la viscosidad (para aceites de la misma base), tanto más bajo será también el resultado de la prueba de fluidez. Con aceites puramente minerales (sin el agregado de reactivos depresivos o desparafinado especial), los aceites naftalínicos arrojarán pruebas más bajas (en el mismo grado de viscosidad) que los aceites a base de parafina. La prueba de fluidez tiene una gran importancia en la selección de lubricantes para servicios de refrigeración en uso industrial ordinario, o cuando los aceites para maquinaria o para chumaceras se usan en sistemas circulatorios que quedan expuestos a temperaturas atmosféricas bajas. En la tubería de diámetros reducidos, un aceite de punto de fluidez inadecuado se congelará durante un paro nocturno, en una noche fría, de lo que puede sobrevenir la carencia de lubricación y el tener que renovar las chumaceras. El ingeniero de mantenimiento necesita tener muy presente esta eventualidad.

Emulsificación y demulsificación

Éstas son pruebas que denotan las propiedades lubricativas del aceite, si ha de ser empleado para la lubricación de turbinas de vapor, en los sistemas circulatorios de lubricación, en los trenes de laminación de acero, en las fábricas de papel o en operaciones hidráulicas.

La emulsificación significa la tendencia del aceite a mezclarse rápidamente con el agua y formar una emulsión más o menos estable. La demulsificación es la disposición a la inmediata separación subsecuente del aceite y el agua. Como la emulsificación del aceite con el agua propicia la oxidación del primero, cuando aparecen otras condiciones oxidantes, tales como la presencia de aire y altas temperaturas, será muy deseable un aceite que muestra la tendencia a romper de inmediato la citada emulsificación, en los casos en donde concurran las condiciones indicadas. Hay aditivos especiales que ayudan a disociar estas emulsiones. Los aceites que se utilizan normalmente para los servicios arriba indicados, se conocen en el mercado con la denominación de *turbine grade* (graduación para turbina).

El ingeniero de mantenimiento puede asegurar los mejores rendimientos de tales aceites, si tiene cuidado de que no se eleven demasiado las temperaturas de operación del aceite en el sistema. Por ejemplo, no exceder el máximo de 66 a 71 ºC (150 a 160 ºF), cerciorándose de que el equipo de reacondicionamiento del aceite está funcionando bien, o sea, que está eliminando el agua u otros contaminantes, y de que el gasto del agua que va a los enfriadores de aceite sea el adecuado, y así permitir que el aceite regrese al sistema a una temperatura aproximada de 37,8 ºC (100 ºF).

Número de neutralización

El número de neutralización se relaciona con la acidez. En el laboratorio se mide esta característica en los aceites lubricantes, y se determina el número de miligramos de hidróxido de potasio que son necesarios para neutralizar un gramo de aceite. Usualmente la acidez es muy baja en un aceite bien refinado; normalmente este valor es inferior a 0,10. Sin embargo, el cuadro básico de un aceite nuevo no tiene gran interés para el ingeniero de mantenimiento; cuando el aumento de acidez tiene importancia es

después de que éste se ha puesto en servicio por algún tiempo en un sistema de turbinas o hidráulico. Una elevación anormal de la temperatura puede ser considerada como una indicación de la oxidación del aceite. Un buen sistema de examen consiste en la ejecución de pruebas de laboratorio con regularidad, controlando su número de neutralización y preparando gráficas que muestren el grado de elevación de temperatura en relación con las horas de servicio. Si esta relación es considerada anormal, será conveniente consultarlo con el ingeniero experto en lubricación. Es mucho más económico el drenado del sistema, enjuagándolo e inyectando una nueva carga de aceite mientras el ingeniero de mantenimiento investiga la causa; es decir, si hubo temperatura anormalmente alta, o sea, más de 160 ºF, corrientes eléctricas desviadas, si el sistema de reacondicionamiento del aceite está trabajando con efectividad, si hay fugas de vapor junto con compuestos de la caldera o exceso de aire en el sistema de tubería de aceite.

Número de saponificación

La saponificación es una reacción química en la que se desarrolla la acción de un álcali sobre una grasa o sobre un ácido graso; a la combinación resultante se le da el nombre de jabón. La saponificación llegará a ocurrir sólo, muy rara vez, en un aceite mineral bien refinado, y solamente como consecuencia de oxidaciones o desintegración química. Consecuentemente, la saponificación representa la base de la manufactura de ciertas grasas.

Condiciones de operación, aditivos

Además de los conocimientos de las características básicas de los lubricantes derivados del petróleo, es necesario considerar las condiciones de operación en las que actúen y su comportamiento relacionado con la presencia de aditivos. Ha habido cambios drásticos en los diseños, construcción y operación de maquinaria, durante los últimos 25 años. La maquinaria moderna se fabrica con precisión y la lubricación se estudia desde el momento en que los planos se encuentran en la fase de diseño. La producción en época de guerra exigió excesos de velocidad y sobrecargas, y estas circunstancias requirieron o provocaron temperaturas de trabajo más altas.

Los engranajes fueron encerrados en cajas para permitir el uso de aceites especiales de mayor fluidez y aptos para resistir presiones extremadamente altas. Chumaceras con cojinetes de bolas y rodillos han sido construidas con tal precisión, que pueden girar a velocidades superiores a las 100 000 r.p.m., operando a temperaturas entre los límites de –75 a 400 ºF. Los sellos de chumaceras y cojinetes fueron mejorados hasta el extremo de admitir la lubricación permanente vitalicia; y los mate-riales sintéticos entraron también en franca competencia con los metales.

Los programas de mantenimiento tuvieron que ser ajustados a estos requisitos para una operación continua, frecuentemente durante las 24 horas diarias. Toda esta operación dependía de la lubricación, desarrollándose una era nueva en la manufactura de lubricantes. Los aditivos se convirtieron en elementos importantes, porque los aceites puramente minerales y las grasas convencionales ya no fueron capaces de soportar por sí solos las nuevas condiciones impuestas. En consecuencia, el encargado de manteni-

miento tiene que conocer la forma en que se han reforzado los lubricantes modernos para darles la estabilidad de operación requerida. Los aditivos han sido creados para satisfacer una variedad extensa de requisitos, y, por lo tanto, se encuentra una amplia diversidad de estos productos.

Depresores del punto de fluidez

Estos productos se agregan a los aceites lubricantes para que puedan mantener su fluidez a temperaturas más bajas de lo que podrían fluir con el aceite base únicamente. Estos aditivos retardan o cambian la acción tendente a la formación de cristales de cera en temperaturas bajas, de manera que no interfieran en la fluidez del aceite.

Correctores del índice de viscosidad

Éstos se agregan a los aceites para mejorar la relación viscosidad-temperatura o, dicho en otra forma, para obtener el cambio mínimo posible de la viscosidad dentro de los límites de temperatura esperados durante la operación.

Antioxidantes

Los aditivos antioxidantes, llamados con frecuencia inhibidores, son usados ampliamente para reforzar las características de los aceites para turbinas de vapor, los aceites hidráulicos y los que se emplean en sistemas circulatorios, así como de las grasas para cojinetes con bolas y rodillos, con el fin de impedir la oxidación si existen condiciones adversas en el sistema. La oxidación de los lubricantes es un asunto que compete directamente al ingeniero de mantenimiento, porque las impurezas resultantes, tales como gomas, licores y lodos, dan origen a reparaciones costosas de la maquinaria y a la minuciosa limpieza de los elementos de sus mecanismos de trabajo.

Depresores de espuma

Estos aditivos son de gran utilidad para los aceites de turbina y para los empleados en sistemas circulatorios, para así impedir la formación de espuma cuando son agitados por la presencia de aire; los depresores de aceite ayudan también a la extinción de la espuma cuando ésta ha llegado a formarse.

La espuma del aceite es la causante, en un determinado modelo de aerogenerador de producción nacional, de disparos por **bajo nivel de aceite en el multiplicador**, ya que al parecer dicho nivel se detecta con una sonda flotador, y al espumar el aceite, a la vez que aumenta de temperatura, hace que se hunda dicho flotador y dé una señal falsa.

Aditivos anticorrosivos y preventivos contra herrumbre

Estos aditivos son sumamente útiles, especialmente si se agregan a los aceites circulantes y a ciertos tipos de grasas. Ellos retardan la corrosión del metal y su enmohecimiento cuando las superficies están expuestas al aire húmedo o al contacto con el agua. Prácticamente en cualquier caja que encierre un mecanismo se producen condensaciones como resultado de la ventilación (respiración). Cuanto mayores sean el grado de humedad y los límites de cambio de la temperatura, tanto mayor será el contenido de agua y la condensación resultantes. Los lubricantes ordinarios ejercen cierto grado de adherencia capilar sobre las superficies metálicas, pero esta película protectora no se sostiene si hay demasiada humedad, ya que ésta la desplazaría, especialmente si se trata de mecanismos que trabajan en vacío. Consecuentemente, la industria petrolera incluye aditivos protectores contra el moho y anticorrosivos en los lubricantes de primera calidad, para aumentar la capacidad adherente del aceite, y neutralizar al mismo tiempo su acidez.

Aditivos para presión extrema

Éstos son conocidos ampliamente, y se debe tal vez a su estrecha relación con los engranajes hipoidales automotrices. Un aditivo para presiones extremas es un compuesto químico que aumenta la capacidad de carga de la película lubricante, sobre todo cuando se le somete a altas fricciones y a velocidades y a cargas pesadas en los dientes de los engranajes.

Los aditivos para presión extrema reducen la fricción y el desgaste, especialmente en las altas temperaturas a las que tienen su máxima efectividad. Cuando ocurre el contacto directo de metal con metal entre los dientes de un engranaje, se produce la llamada **soldadura a punto** entre las superficies por las extremadamente altas temperaturas que prevalecen en el mecanismo. Este fenómeno puede conducir a serios desperfectos en el juego de engranes, que exigiría la intervención del servicio de mantenimiento, en cuyo, caso la mayoría de las veces se hace necesario reemplazar los engranes.

Con un aditivo para presión extrema que se le agrega al aceite, y que se extiende con facilidad, se interpone una película de protección suficiente entre los dientes; esto quiere decir que entre las superficies de los mismos se conserva una condición ideal de deslizamiento rodante en la línea de contacto; la película de aceite resiste la fuerte fricción a velocidades altas sin ser desplazada, además de soportar también presiones intensas sin que sea expulsada de las superficies metálicas.

Aditivos para limpieza

En esta categoría quedan comprendidos los **detergentes** y los **dispersantes**. Se emplean para mejorar las características de servicio de los aceites modernos.

Técnica de la lubricación

La lubricación es un proceso complejo influido por diversos factores, como las características del lubricante, los materiales que constituyen las superficies de fricción, las características del órgano lubricado y las condiciones de funcionamiento.

1. **Lubricante**. Dado que la presión y la temperatura en la película de aceite varían, también varía su propiedad principal: la viscosidad.

2. **Materiales que constituyen las superficies**. Los materiales presentan entre sí grandes diferencias en la forma de reaccionar con el lubricante. De ahí vienen los distintos comportamientos en presencia del rozamiento límite.

3. **Características del órgano lubricado**. La forma geométrica del órgano, el acabado de las superficies y la holgura tienen destacada importancia en la lubricación.

4. **Condiciones de funcionamiento**. Además de la velocidad de deslizamiento y de las cargas, también tienen importancia las condiciones ambientales.

Estos factores, variables en parte, pueden interferir y sobreponerse entre sí, por lo que el esfuerzo de la técnica se ha dirigido a asegurar no sólo una lubricación suficiente sino también eficiente, es decir, orientada a obtener la máxima duración y rendimiento de las máquinas.

Como acabamos de ver, la conservación de los órganos de las máquinas depende de un finísimo velo de lubricante, cuya capacidad de resistir a las solicitaciones a que está sometido limita el progreso del desgaste, prolongando la vida de los mecanismos.

Para garantizar la eficacia de las máquinas, reducir los gastos de mantenimiento y prolongar la duración de aquéllas es necesario que la lubricación se efectúe escrupulosa, ordenada, metódica y racionalmente, en el sentido de que en cada órgano se emplee el lubricante adecuado con la cantidad, modo y frecuencia apropiados.

A ello se llega con observaciones, medidas sistemáticas, ensayos y la asistencia técnica de los fabricantes de lubricantes que tengan experiencia específica en el sector.

Tipos de lubricación

El proceso de la lubricación puede ser de los tipos siguientes:

- Lubricación límite.
- Lubricación mixta.
- Lubricación hidrodinámica.

Para tener una imagen bastante expresiva de los distintos tipos de lubricantes, veamos cómo se distribuye la película de aceite entre las superficies en movimiento (eje-cojinete).

Cuando el eje está en reposo, la carga estática ha desplazado casi la totalidad del lubricante, con excepción de algunas moléculas. Al iniciarse el movimiento, el rozamiento entre las superficies es altísimo debido al contacto metal-metal, y la lubricación se reduce a las pocas moléculas existentes. En estas circunstancias estamos en presencia de una lubricación límite. Al aumentar la velocidad, el rozamiento disminuye rápidamente porque el aceite empieza a introducirse entre las dos superficies, y disminuye la zona de contacto metal-metal. En estas circunstancias tenemos la llamada lubricación mixta, ya que ésta se debe, en parte, a la película de aceite en formación y a las moléculas iniciales.

Al aumentar más la velocidad, la película de aceite se hace cada vez más gruesa, hasta separar por completo las dos superficies. Nos hallamos ahora en presencia del tipo de lubricación ideal, la hidrodinámica, en la que el rozamiento se reduce al mínimo, constituido por el rozamiento interno del lubricante. Un posterior aumento de la velocidad produce un mayor espesor de la película de aceite, pero aumenta también el rozamiento por la aparición de fenómenos de turbulencia en el interior de la película. Se ve, pues, que en la elección del tipo de aceite hay que tener en cuenta la velocidad del órgano, ya que el rozamiento interno del fluido, en la lubricación hidrodinámica, es función de la viscosidad.

Lubricación límite

Hemos visto que tiene lugar cuando la lubricación la realizan capas de lubricante de espesor molecular o, incluso, unas pocas moléculas de aceite. En la práctica es poco frecuente que se dé una lubricación límite propiamente dicha; pero, por el contrario, hay muchísimos casos en que se pasa de una lubricación límite a una lubricación hidrodinámica, y viceversa.

Por ejemplo, los pivotes planos y la mayor parte de los cojinetes, que en condiciones normales funcionan en régimen hidrodinámico, pasan por los regímenes límite y mixto a cada parada y arranque. Lo mismo ocurre en los órganos que funcionan con movimiento alternativo en sus puntos muertos, es decir, a cada inversión del movimiento.

Generalmente, la transición de la lubricación hidrodinámica al límite, y viceversa, es gradual. También en ciertas partes de máquinas no se dan, ni siquiera en estados de funcionamiento normal, las condiciones necesarias para que se establezca la lubricación hidrodinámica. Es el caso de los flancos de los dientes de los engranajes, de las guías planas y de los pivotes que trabajan a baja velocidad.

En presencia del rozamiento límite, la viscosidad del lubricante no tiene ningún efecto, por lo que para garantizar una lubricación eficiente hay que usar lubricantes especiales con propiedades particulares, conseguidas gracias a la mezcla de aditivos.

Según las condiciones de funcionamiento, los lubricantes deberán tener determinadas propiedades de untuosidad, antidesgaste y de trabajo a altas presiones.

Lubricación hidrodinámica

Es la condición ideal, en lo que hasta ahora se conoce, para una lubricación eficiente. Utiliza la acción combinada de la viscosidad y de la velocidad de las capas en que se puede imaginar dividida la película de aceite entre eje y cojinete.

Para comprender mejor el mecanismo de la lubricación hidrodinámica y el particular comportamiento del aceite que la origina examinemos el fenómeno del movimiento de los líquidos.

Supongamos que tenemos dos superficies rígidas, perfectamente planas y paralelas, separadas por una capa de líquido, y que una de las superficies se desliza con respecto a la otra. Observamos que el líquido también se mueve.

Imaginemos la capa de líquido dividida en muchas otras capas elementales muy finas, la primera de las cuales permanece unida a la superficie móvil y la última a la fija. Es obvio que las capas intermedias se moverán con velocidades que variarán entre cero (superficie fija) y la velocidad de la superficie en movimiento, proporcionalmente a la distancia de cada capa a la superficie fija.

En otras palabras, la primera capa adherida a la superficie móvil se mueve con ésta a la misma velocidad, la segunda le sigue retrasándose ligera y progresivamente respecto a ella; lo mismo ocurre con la tercera capa respecto a la segunda y así sucesivamente hasta la última, que permanece quieta junto a la superficie fija. La resistencia que el fluido opone al deslizamiento entre sí de las distintas capas constituye el rozamiento interno del fluido, llamado también **viscosidad**.

Toda vez que interese que la lubricación sea en régimen hidrodinámico, analicemos los factores que intervienen en el establecimiento de una lubricación de este tipo en los órganos rotativos:

1. **Formación de la cuña de aceite**. En la lubricación hidrodinámica las superficies en movimiento están completamente separadas por una película continua de lubricante, gracias a la cual la resistencia al movimiento (el rozamiento) viene dada solamente por el rozamiento interno del fluido (viscosidad).Para favorecer el establecimiento de esta película es necesario que las superficies tengan cierta **convergencia,** de modo que el lubricante se fuerce entre las dos superficies y ejerza una acción de soporte de las superficies móviles.

2. **Holgura entre las superficies**. Es necesario que entre las superficies exista el espacio suficiente para que el aceite pueda penetrar en la cantidad debida.

3. **Velocidad**. Otro factor indispensable para llevar a cabo la lubricación hidrodinámica es la velocidad. En efecto, en función de la velocidad, la superficie móvil tiende a **flotar** sobre la película de lubricante.

4. **Viscosidad**. La formación de la cuña de aceite depende de la viscosidad del fluido. Un aceite viscoso tiene más capacidad de formar la cuña y, en consecuencia, una acción más importante.

5. **Carga**. La carga es el factor que se opone al establecimiento de la lubricación hidrodinámica. Cuanto más elevada es la carga, más difícil es la formación de la cuña, puesto que la carga tiende a expulsar el lubricante.

Evidentemente existe una relación entre las características geométricas, la velocidad del deslizamiento, la viscosidad y la carga. Por lo tanto, en función de la velocidad de deslizamiento y de la carga, que son parámetros propios de la máquina, deberá establecerse la viscosidad del lubricante idónea para la creación de las condiciones de lubricación hidrodinámica.

En líneas generales, de cuanto acabamos de exponer se desprende la regla fundamental de la lubricación hidrodinámica: para altas velocidades y cargas pequeñas se requiere un aceite de poca viscosidad, y para velocidades y cargas grandes, un aceite de viscosidad alta.

Cuando se dan condiciones distintas de las indicadas se toma una decisión de compromiso.

Lubricación con recuperación

Se denominan así a aquellos sistemas en que el lubricante no se desperdicia, sino que se recupera y sigue en servicio durante un tiempo determinado hasta que se sustituye en su totalidad. Los sistemas de lubricación con recuperación son los siguientes:

1. **Por anillo**. Este sistema utiliza para la lubricación un anillo alrededor del eje (horizontal). El cojinete está provisto de un reservorio que contiene el aceite. El anillo tiene un diámetro sensiblemente mayor que el del eje y se apoya sobre éste, por lo que por efecto de su propio peso es arrastrado por rotación . Debido a su mayor diámetro, el anillo se moja en el aceite contenido en el reservorio adhiriendo parte de él y levantándolo, en su movimiento, al órgano a lubricar. Este sistema no sirve a velocidades muy altas del eje ni permite el uso de aceites demasiados viscosos que bloquearían el anillo; tampoco sirven aceites demasiado fluidos, pues resbalarían, cayendo de nuevo al reservorio antes de alcanzar la parte superior del eje, que es el órgano a lubricar.

2. **Por cadena**. Es un sistema parecido al anterior, con la diferencia de que la función del anillo la realiza una cadena. Sirve para ejes que giran a velocidades bajas, ya que sino, a causa de la fuerza centrífuga, la cadena golpearía contra las paredes del reservorio del aceite

3. **Por baño de aceite (barboteo***)*. Es un sistema muy frecuente en la maquinaria industrial, y típico de cigüeñales, reductores y compresores alternativos. La lubricación la realizan uno o varios elementos de la máquina que se introducen

más o menos en un reservorio de aceite (cárter). La parte en movimiento se introduce en el aceite contenido en el cárter, lo arrastra en su rotación y lo proyecta sobre las otras partes de la máquina. El exceso cae de nuevo en el cárter. Reviste la máxima importancia, dentro de este sistema, que el nivel esté siempre entre los límites señalados por el constructor, ya que si es demasiado bajo (por debajo del mínimo) se corre el riesgo de que la lubricación sea insuficiente porque el órgano se introduce poco en el aceite y la cantidad arrastrada es insuficiente para alimentar a todos los elementos; por el contrario, si el nivel es demasiado alto (por encima del máximo), puede aparecer una resistencia al movimiento de los órganos y, en consecuencia, un excesivo calentamiento del aceite debido al rozamiento interno, efectos de turbulencia y formación de espuma.

4. **Por circulación**. Los sistemas por circulación pueden ser por gravedad o a presión. En el método de circulación por gravedad, el aceite se bombea desde un reservorio inferior a otro superior a él, desde donde desciende por gravedad a los órganos a lubricar, cayendo finalmente al reservorio inferior, con lo que se cierra el circuito. El sistema a presión, o lubricación forzada, utiliza una bomba, por lo general de engranaje, que produce cierta presión en el circuito. Bajo esta presión, el aceite es enviado directamente a los cojinetes y demás órganos en movimiento, cayendo por gravedad en el reservorio de recogida, a partir del cual se reinicia la circulación .

Los sistemas por circulación, tanto a gravedad como a presión, han de estar dotados de aparatos complementarios como filtros, refrigeradores y otros.

Los procedimientos a presión suelen llevar un manómetro que indica la presión del circuito, aparte de instrumentos de seguridad (presostatos) que condicionan el funcionamiento de la máquina a la existencia de la presión prescrita del aceite.

En estos sistemas, además del de barboteo, también es importante vigilar el nivel y renovar las cargas. En los métodos en los que se utiliza gran cantidad de aceite, se ha de comprobar su buen estado mediante análisis periódicos.

Lubricación por nebulización

El sistema de nebulización o niebla del aceite es uno de los métodos automáticos más modernos, que se usa cuando se necesitan cantidades pequeñas de lubricante, y en órganos en los que otro sistema no permitiría obtener una lubricación eficiente. Se requiere un generador de microniebla que reduzca el aceite a finísimas gotas que, a través del circuito, llegarán a los puntos a lubricar.

En este sistema, el vehículo de transporte del aceite del reservorio a los puntos de utilización es el aire comprimido. La nebulización del aceite se consigue haciendo pasar el aire comprimido a través de un atomizador, en el que el paso del aire aspira aceite dividiéndolo en pequeñísimas partículas que constituyen una niebla muy fina.

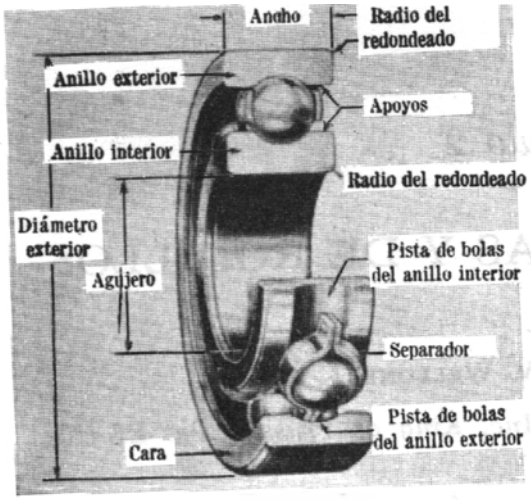
Con estos sistemas, el caudal de aceite no puede incrementarse por encima de cierto límite porque se produciría el anieblamiento de la atmósfera.

6.13.- Montaje y tipos de rodamientos

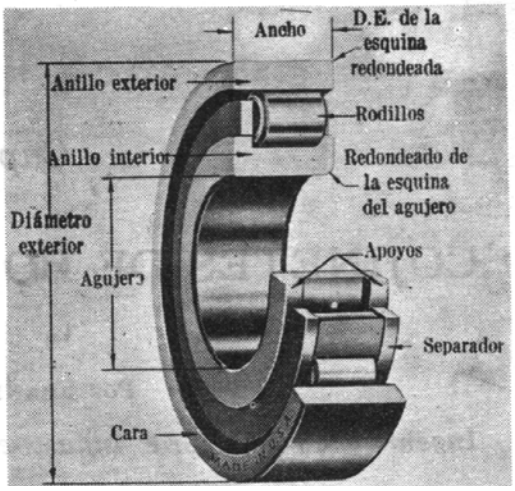
Vamos a ver las características de los rodamientos a bolas y rodillos rectos. Para un correcto mantenimiento de los mismos, un requerimiento primordial es seguir estrechamente los procedimientos de mantenimiento recomendados por el fabricante del equipo original. Al igual que todas las demás partes mecánicas críticas, los rodamientos de bolas y los de rodillos deben ser manejados con el mayor cuidado posible para evitar el abuso mecánico y el daño por corrosión. Se les debe proteger constantemente de todas las formas de suciedad o materias extrañas que pudieran dañar o desgastar las superficies extremadamente pulidas de las bolas, rodillos y pistas.

Diseño

En las figuras siguientes se proporcionan croquis en corte de rodamientos típicos de bolas, de rodillos rectos, de bolas de empuje y de rodillos de aguja. Se muestra la nomenclatura apropiada para las diversas superficies y componentes. La gran mayoría de los tamaños de rodamientos ha sido estandarizada por los fabricantes para permitir una intercambiabilidad dimensional y funcional. Sin embargo, no hay una completa uniformidad en los números de los rodamientos para tales tamaños intercambiables. Los rodamientos de bolas y de rodillos más populares se fabrican en tres tamaños básicos: ligero, medio y pesado, los cuales se designan por la mayoría de los fabricantes como las series 200, 300 y 400. Generalmente, el fabricante de rodamientos prefijará el tamaño de serie con una codificación adicional para identificar características de diseño particulares y diferenciarlos entre sus propias líneas de rodamientos de bolas y de rodillos similares dimensionalmente. Los dos últimos números de las series 200, 300 ó 400 pueden ser multiplicados por 5 para determinar el agujero en milímetros. Por ejemplo: la serie 210 sería una 200 básica, es decir, un rodamiento de serie ligera con 50 mm de diámetro interior.



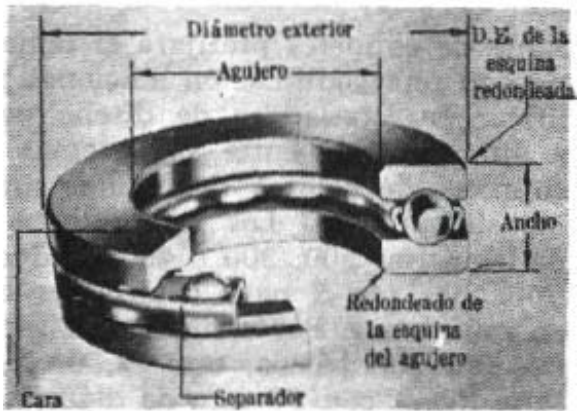
Rodamiento de bolas



Rodamiento de rodillos

El fabricante mostrará sufijos y prefijos adicionales al número básico para describir refinamientos en exactitud dimensional, diseño de retén, protectores o sellos exteriores, holgura interior y otras numerosas características de diseño que se han

considerado necesarias para una aplicación particular. Estas variaciones de diseño, cuando se encuentran indicadas en la lista de materiales del fabricante de la máquina, son extremadamente importantes y no deben ser desviadas sin su aprobación expresa. Si no se dispone fácilmente de la información sobre conversión a otros fabricantes de rodamientos por parte del constructor de la máquina, se la puede obtener del distribuidor de rodamientos local o del fabricante.

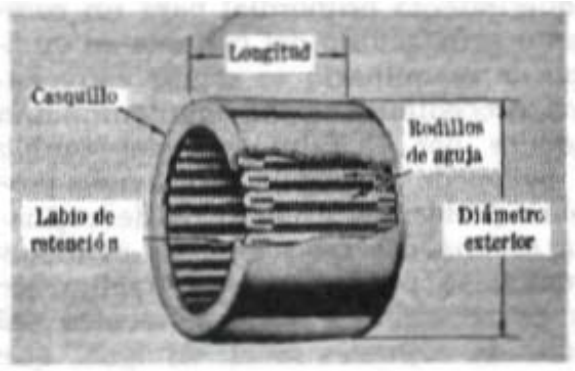


Rodamiento de empuje de bolas

En muchos casos, la identificación estampada o marcada sobre las partes del rodamiento definirá simplemente las dimensiones y el tipo. La información completa se marca sobre la caja de cartón del embalaje del rodamiento. Por consiguiente, deberá tenerse sumo cuidado de mantener las existencias en sus cajas originales, preferente-mente sin abrir.

Ajustes de ejes y cajas de alojamiento

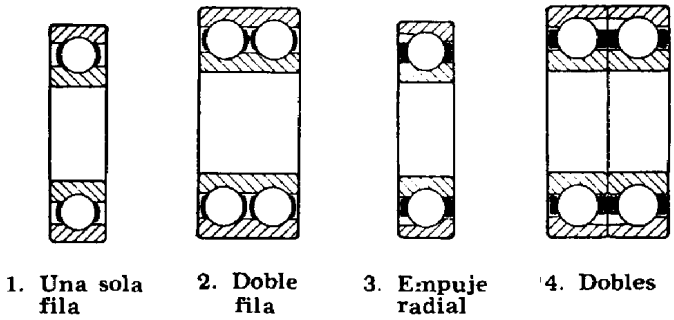
Una regla básica al montar rodamientos antifricción es que el anillo del rodamiento, que gira en relación con la carga, debe ser montado con ajuste de interferencia. El otro anillo, que está fijo en relación con la carga, puede ser montado flojo. Con un eje engranado convencionalmente y soportado por dos rodamientos, en donde la carga está fija en el espacio y el eje gira, los anillos interiores deben estar montados sobre el eje con un ajuste de interferencia, mientras que los exteriores tendrían un ajuste deslizante en sus alojamientos. Por el contrario, con un rodamiento del volante frontal de un automóvil, en donde la carga está fija con relación a la tierra y el anillo interior es estacionario sobre el eje, el exterior giratorio se presiona dentro del cubo del volante y el interior se monta flojo sobre el eje. El único medio que puede prevenir el arrastre de un rodamiento con una carga giratoria es manteniendo un ajuste de interferencia. La sujeción axial del anillo no prevendrá el arrastre, a menos, que la fuerza de sujeción sea muchas veces mayor que la carga radial del rodamiento.



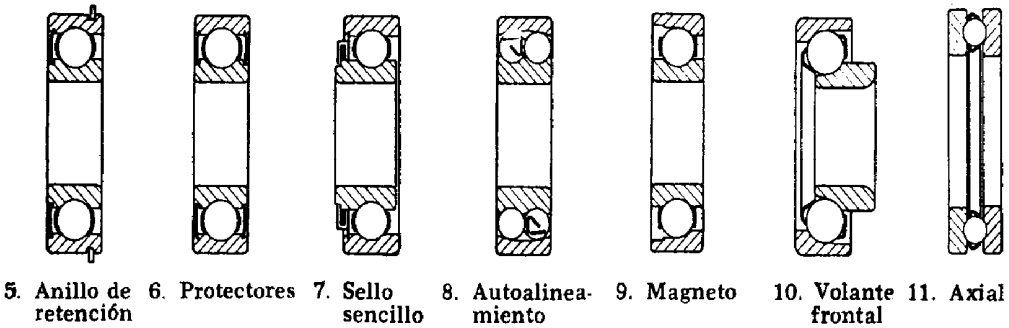
Rodamiento de rodillos de agujas

En algunos casos no se pueden definir fácilmente las condiciones de operación, al menos en lo concerniente a dirección de la carga y rotación del anillo. En una máquina con un rotor de alta velocidad, los rodamientos del eje deben soportar el peso de éste, mientras que una fuerza rotatoria puede desarrollarse debido a un desbalanceo

de magnitud desconocida. Dependiendo de la relación entre el desbalanceo rotatorio y el peso del eje, la carga resultante del rodamiento puede ser oscilante o rotatoria. A esta carga resultante puede añadirse, a veces, un trabajo variable adicional para alterar aún más las condiciones de operación. Así, particularmente en máquinas verticales, en donde se elimina la carga radial debida al peso de las partes, resulta difícil determinar la dirección de la carga. Al seleccionar los ajustes de eje y alojamiento para tales aplicaciones, es costumbre hablar de la dirección de carga como indeterminada.



4.- Los rodamientos dobles se rectifican especialmente en las caras para usarse en pares.
6.- Los protectores pueden estar tanto en una como en ambos lados.

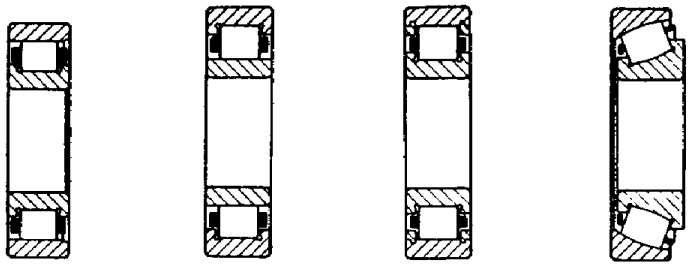


7.- Los rodamientos sellados pueden tener sellos en ambos lados (entonces son más anchos).
9 y 10.- Los rodamientos de magneto y volante frontal son separables.

Tipos más comunes de rodamientos a bolas

Cuando la carga es indeterminada, sólo se puede prevenir el arrastre del rodamiento por medio de ajustes de interferencia, tanto sobre el eje como sobre el alojamiento. Para tales casos, es práctica común usar un rodamiento con una holgura interna mayor de lo normal.

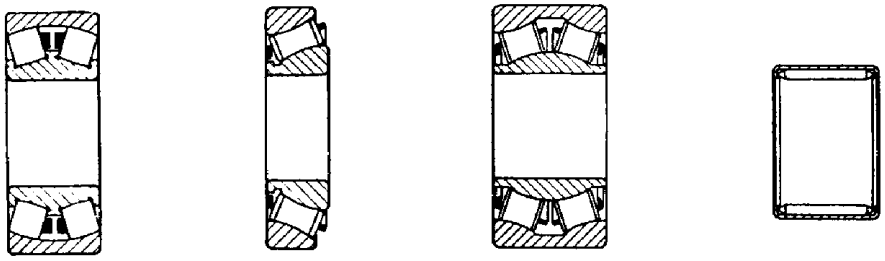
Esto es necesario a causa de la pérdida de holgura adicional debida a la expansión del anillo interior y a la contracción del exterior. En otros casos el fabricante, a través de años de experiencia, determinará la práctica de montaje óptima y puede colocar uno o ambos anillos con un ajuste de línea a línea, simplificando así el montaje y evitando la necesidad de rodamientos con holguras internas especiales. Debe seguirse cuidadosamente la práctica de ajuste del fabricante del equipo, y notarse inmediatamente cualquier evidencia de embarradura entre el rodamiento y el eje o el alojamiento.



1. Rodillos rectos Anillo exterior separable
2. Rodillos rectos Anillo interior separable
3. Rodillos rectos No separable
4. Rodillos de barril

1, 2, 4 y 6. Estos rodamientos son todos separables como anillos interiores o como anillos exteriores

8 En algunos casos los rodamientos de agujas pueden tener anillos interiores que sean separables



5. Rodillos de barril Doble fila
6. Rodillos cóncavos
7. Rodillos cóncavos Doble fila
8. Rodillos de aguja

Tipos más comunes de rodamientos a rodillos rectos

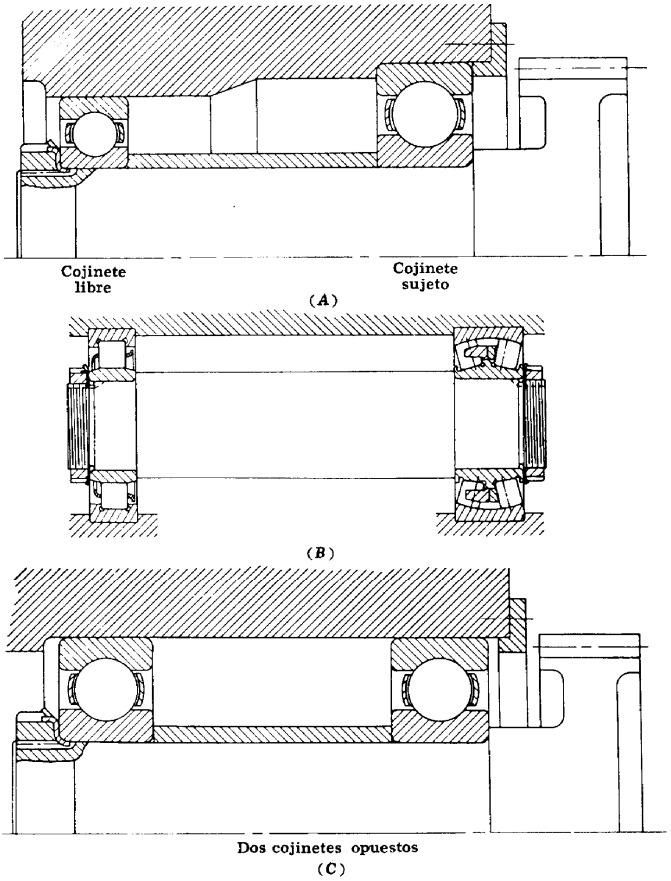
Cuando se consideran los ajustes del eje y del alojamiento y su efecto sobre el comportamiento del rodamiento, debe tenerse en cuenta el caso especial donde un rodamiento es completamente descargado para ciertos intervalos de operación. En tales casos deben evitarse los ajustes de montaje flojos, aun cuando la carga, mientras esté actuando, no cambie de dirección con relación a un anillo. Si la carga sobre el anillo es cero, la fricción en la superficie de ajuste es también cero teóricamente, y el anillo puede girar debido al momento de fricción más alto dentro del rodamiento. La tendencia a deslizarse podría ser agravada aún más por el arrastre de lubricante, particularmente a baja temperatura.

Colocación de eje axial

Cuando se monta un eje sobre rodamientos de bolas o de rodillos, debe hacerse una previsión para la expansión axial diferencial del eje y del alojamiento, debida a la variación de la temperatura en servicio. Además, debe ser colocado con precisión, en relación con su alojamiento, para mantener una relación apropiada de las partes giratorias. El eje puede ser montado con un rodamiento **sujeto** y otro **libre**, o ambos **opuestos**.

En un **montaje sujeto**, un rodamiento se inmoviliza axialmente sobre el eje, generalmente entre un resalte o saliente del eje y una tuerca de fijación, y se le coloca en sus alojamientos o chumaceras entre apoyos estrechamente ajustados.

El rodamiento **opuesto**, o **libre**, se sujeta sobre el eje en el caso de una carga de anillo interior giratorio, y su anillo exterior se ajusta flojo en el alojamiento o chumacera sin apoyos que lo restrinjan. De esta manera, el rodamiento **libre** puede deslizarse axialmente en su alojamiento para acomodarse a los cambios de longitud del eje, como un anillo exterior con ajuste suficientemente flojo, para asegurar el deslizamiento del rodamiento libre durante todo el funcionamiento.



Colocaciones de eje axial:
(A) Un rodamiento libre y otro sujeto.
(B) Rodamiento de rodillos en colocación flotante.
(C) Montaje de rodamientos de bolas opuestos.

Con frecuencia puede ajustarse firmemente y sujetarse de forma axial en su alojamiento o chumacera, y su desplazamiento axial necesario puede obtenerse usando un anillo interior, o uno exterior, que no tenga bridas de restricción.

En un montaje opuesto, ambos rodamientos se sujetan sobre el eje y cada anillo exterior de ajuste flojo se apoya solamente sobre un lado, de manera que cada rodamiento soportará el empuje del eje en una dirección y el rodamiento opuesto soportará el empuje contrario.

En una aplicación opuesta debe tenerse mucho cuidado de mantener la relación apropiada entre los salientes de apoyo de los alojamientos o chumaceras y los salientes de apoyo del eje. En general, el claro entre rodamientos es suficientemente pequeño para eliminar cualquier peligro de una expansión diferencial.

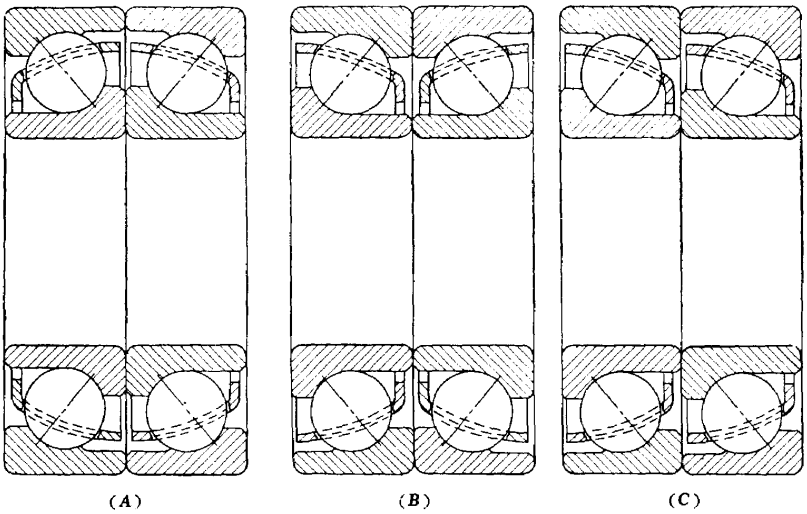
En la figura anterior se muestra un montaje doble cara a cara de dos rodamientos de contacto angular rectificados a nivel. Estos rodamientos son rectificados especialmente por el fabricante de rodamientos, de tal manera que las caras correspondientes de los anillos interiores y exteriores estarán niveladas con la opuesta bajo una carga de empuje predeterminada. En este caso, la carga de empuje se produciría sujetando los dos anillos exteriores, lo que crearía otra opuesta entre los dos rodamientos.

Se pueden desarrollar procedimientos similares con un montaje de espalda contra espalda, en donde los dos rodamientos se invertirían y se crearía una precarga sujetando juntos los anillos interiores.

Para propósito de aplicación, un par de rodamientos, **cara contra cara** o **espalda contra espalda**, precargados pueden ser considerados como un rodamiento simple. Tales rodamientos se emplean para colocaciones axiales del eje muy precisas, puesto que el par precargado tendrá menos deformación axial y radial, bajo carga, que un rodamiento simple.

Un tercer método de montar rodamientos de contacto angular es poner dos o más en serie, de manera que la cara de un anillo exterior quede adyacente a la parte posterior del anillo exterior siguiente.

Así, todos los rodamientos unidos soportarán el empuje en la misma dirección. Tales montajes se emplean donde deba soportarse una carga de empuje pesada en un espacio limitado, o cuando la velocidad es tan elevada que un solo rodamiento de la capacidad adecuada funcionaría a revoluciones por minuto peligrosamente altas.



Métodos de montaje de dos rodamientos:
(A)Cara a cara.
(B)Respaldo con respaldo.
(C)En serie.

6.14.- Problemas de funcionamiento

Alta temperatura de giro

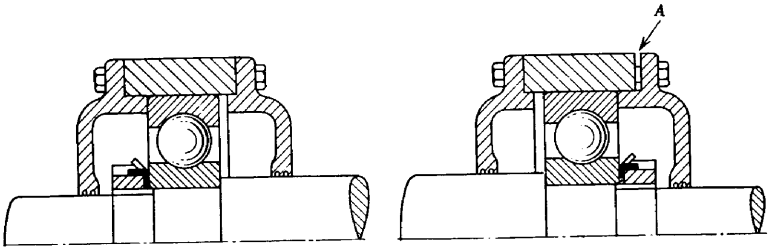
La causa más común para sospechar alguna dificultad en el rodamiento es una elevación repentina o anormal en la temperatura del mismo, que se detecta generalmente en las partes del alojamiento o chumacera que rodean inmediatamente al rodamiento.

Una regla empírica bien establecida es que el alojamiento o chumacera para un rodamiento, funcionando de manera apropiada, estará caliente al tacto, pero no tan caliente como para ser insoportable. Esta norma no es necesariamente confiable para un equipo de fabricación actual, aunque una elevación repentina o cambio en la temperatura del rodamiento debe considerarse siempre como un indicio de posible dificultad en el mismo.

Las máquinas modernas han sido desarrolladas con cargas de rodamientos que aumentan incesantemente, con un aumento correspondiente en sus velocidades, y para funcionar con nuevos lubricantes de propiedades mejoradas para altas temperaturas. Estos desarrollos de aplicación permitirán una temperatura de giro normal hasta de 93,33 ºC, aunque en casos de temperaturas dudosas deberá consultarse inmediatamente al fabricante del equipo. Es posible que la razón más común para temperaturas excesivas en el rodamiento en giro sea la sobrelubricación. En ausencia de una guía más detallada del fabricante del equipo, el nivel de aceite en la chumacera bajo condiciones estacionarias deberá extenderse hasta el centro de la bola o rodillo más bajo. Similarmente, con lubricación a base de grasa, deberán llenarse las cavidades del rodamiento más un cuarto de las cavidades del alojamiento o chumacera.

Otro factor importante responsable para las elevadas temperaturas de giro, es el ajuste excesivo del eje o de la chumacera, el cual tiende a reducir la holgura interna del rodamiento y precargar las bolas o rodillos entre las pistas. El asiento del eje y el agujero de la chumacera deberán comprobarse con exactitud en cuanto a diámetro, conicidad y redondez con los límites del fabricante. En el caso de maquinaria desmontada para revisión, se tendrá cuidado de emplear un rodamiento de recambio de la misma holgura interna que el proporcionado originalmente con el equipo.

En un eje soportado por un montaje de rodamientos opuestos pueden producirse temperaturas de rodamiento anormales, causadas por un montaje inapropiado o por holgura insuficiente de los apoyos del rodamiento por acomodar una expansión desigual del eje y de la chumacera.



Precarga debida a un montaje incorrecto (rodamientos apretados por distancias inapropiadas del eje y apoyos de la chumacera como en "A")

Cuando el eje es soportado por un rodamiento **sujeto** y uno o más **libres**, deberá comprobarse el montaje para las pistas flotantes, para así asegurarse de que el movimiento axial no sea restringido por un ajuste demasiado apretado o por una captación de superficie entre el anillo y el eje o chumacera.

En el caso de rodamientos de bolas de contacto angular precargado, como se describen en la figura, los cuales son rectificados planos bajo una carga de empuje especificada por el fabricante del rodamiento, la sustitución de rodamientos con precargas diferentes, es decir, rectificados planos con una carga de empuje diferente, puede causar el aumento en la temperatura de giro del rodamiento.

Un desalineamiento del eje o de la chumacera provocará que las bolas individuales en un rodamiento sigan un trayecto desigual en las pistas interior y exterior de los anillos. Este corrimiento, a través de la ranura de la pista y en la bolsa de la jaula, generará un excesivo calor de fricción y, además de una advertencia de la temperatura, resultará generalmente en una deformación de la jaula.

En vista de que la temperatura de giro del rodamiento se juzga, generalmente, por la temperatura de la chumacera que lo rodea, los sellos del tipo de fricción y cualquier otra superficie de frotación adyacente al rodamiento deberán ser examinados totalmente antes de hacer cambios en la selección o montaje del rodamiento

.

Ruido, vibración o giro desigual

Cualquiera de los factores discutidos en los párrafos anteriores, como posibles causas para una temperatura de rodamiento excesiva, podrían resultar aparentes como un cambio notable en el nivel de ruido.

Un desperfecto de montaje puede golpear las bolas dentro de las pistas, de manera suficiente para crear un rodamiento de giro irregular, o puede crear el mismo efecto por una sobrecarga cuando el eje no se encuentra girando.

Un dentado similar de la pista, definido como **falsa dentación**, resulta del desgaste mecánico entre las bolas y las pistas, debido a diminutas vibraciones cuando el eje no se encuentra girando. Un rodamiento ruidoso puede resultar del paso de materias extrañas entre las bolas y ranuras y, con bastante frecuencia, por el atrapamiento de fragmentos creados por la falla de un engranaje o de otro rodamiento colocado en la misma área.

Las velocidades altas que comienzan con lubricante insuficiente o congelado pueden causar el derrape local en los contactos de las bolas o de los rodillos, que se tornará aparente como ruido de rodamiento y, eventualmente, como una falla por fatiga prematura de las superficies en giro.

6.15.- Examen de los rodamientos

Falla por fatiga

Un rodamiento de bolas o de rodillos, eficazmente protegido y bien lubricado, funcionará indefinidamente hasta que los esfuerzos repetidos inicien grietas, que resultarán en desconchaduras de las superficies cargadas. Los primeros signos de desconchamiento, que son detectables generalmente por un funcionamiento ruidoso, denotan el final de la vida útil del rodamiento.

Cuando ocurre una falla por fatiga, el rodamiento debe ser reemplazado inmediatamente, puesto que el descascarillamiento progresará con rapidez, lanzará fragmentos de metal dentro del sistema de lubricación, y ocasionando un eventual agarrotamiento del eje.

Amplios ensayos de laboratorio sobre la resistencia, y años de experiencia en servicio, han mostrado una dispersión apreciable en la duración individual de un grupo de rodamientos funcionando bajo cargas y velocidades idénticas. Por consiguiente, la duración de rodamientos individuales en una batería de máquinas similares mostrará una variación considerable, y la falla de un rodamiento no ocasionará el reemplazamiento en masa de todos los demás del mismo tamaño e idéntica aplicación.

La práctica normal de diseño es seleccionar un tamaño de rodamiento tal, que el 90% de todos los instalados en la aplicación idéntica para una máquina, todavía estará en servicio cuando los demás componentes de la máquina hayan cumplido su tiempo de vida.

Las fallas prematuras por fatiga pueden ser causadas por sobrecargas en el rodamiento, resultantes de alteraciones en la construcción de la máquina o de un ciclo de operación más severo que el recomendado por el constructor de la misma. Cuando se consideran tales cambios, deberán estudiarse los rodamientos afectados, sobre la base de que la duración a la fatiga en horas variará inversamente con las r.p.m. e inversamente con la tercera potencia de la carga.

Escasez de lubricación

El funcionamiento de un rodamiento con lubricación inadecuada mostrará decoloración por el calor y embarradura del metal, particularmente en el contacto con las bolsas del retenedor; esto está asociado generalmente con un depósito carbonizado duro, que no es afectado por los disolventes de limpieza normales. Además, la operación prolongada con lubricación limitada o insuficiente puede causar averías de superficie en los contactos de las pistas. Tales fallas tienen una apariencia muy similar a una falla por fatiga convencional. Debe tenerse cuidado, cuando se selecciona un lubricante de rodamiento, de asegurarse que el aceite o grasa tenga características físicas adecuadas para lubricar y proteger al rodamiento para el rango completo de temperatura de funcionamiento.

Desgaste

Un rodamiento antifricción no deberá gastarse a menos que penetre en su interior suciedad o materia abrasiva extraña. Si se permite, tal materia extraña se mezclará con la grasa o el aceite y formará un compuesto abrasivo que desgastará rápidamente los elementos giratorios y distorsionará la geometría de las pistas interior y exterior. Para ciertas aplicaciones, los rodamientos son suministrados por el fabricante con una holgura interior mayor de la normal; por consiguiente, lo que puede parecer un juego interno excesivo no deberá ser razón determinante para condenar un rodamiento en servicio. Cuando se ha producido un desgaste excesivo, las bolas y pistas mostrarán claramente una apariencia de roce o desgaste bastante diferente de las superficies rectificadas de un rodamiento nuevo.

Corrosión

Cualquier rodamiento usado mostrará manchas en la superficie, particularmente sobre las áreas exteriores. Tales rodamientos pueden usarse de nuevo, aunque deberá ejercerse un juicio considerable para seleccionar los de servicio dudoso, pues el costo de un recambio es por lo general insignificante en términos de costo de parada y mano de obra para una falla de funcionamiento. Normalmente, las manchas de corrosión pueden ser ignoradas, mientras que las picaduras sobre las superficies críticas de rodamiento que no se puedan sentir fácilmente con un trazador de punta roma (tal como la bola de una pluma esferográfica en el caso de rodamientos pequeños para aplicaciones críticas) no deberán ser causa de rechazo. Pueden establecerse normas más liberales con trazadores de radios mayores para rodamientos más grandes y menos críticos.

Si un rodamiento nuevo o usado se desengrasa o lava en un disolvente volátil frío, la humedad se precipitará sobre las superficies frías. Es posible que no se note la humedad, pero si entonces se sumerge el rodamiento en aceite frío o se le cubre con un compuesto espeso frío, la humedad no puede evaporarse y dicho componente se gastará por la corrosión de las superficies del metal. La alternativa preferida es sumergir el rodamiento en aceite caliente o compuesto espeso de temperatura apropiada y dejar que sus partes alcancen la temperatura del baño. Entonces, toda la humedad desaparecerá, y no puede haber oportunidad para la corrosión.

Otros tipos de daños en los rodamientos

El daño visible más común en un rodamiento en servicio es la embarradura del agujero o del diámetro exterior, debido a una práctica de ajuste impropia. El anillo con ajuste flojo, generalmente el exterior estacionario, girará en servicio con mucha frecuencia y mostrará algunas líneas de contacto sobre el diámetro exterior y, posiblemente, sobre la cara si el anillo está encajado en la chumacera. Esta condición es normal y no es seria a menos que el desgaste exceda los límites del trazo, o haya producido suficiente temperatura para causar decoloración por calor, y posibles grietas por roce.

En rodamientos de bolas de empuje, cargados ligeramente, y operando a una velocidad bastante elevada, las bolas tienden a salirse de las pistas debido a sus momentos giroscópicos. Bajo tales condiciones, las pistas mostrarán una serie de marcas de desgaste tangencial y una abrasión correspondiente de los complementos de bola. La situación puede corregirse fácilmente disminuyendo la velocidad del eje o aumentando la carga de empuje.

Si, por accidente o diseño defectuoso, pasara corriente eléctrica a través de un rodamiento giratorio, las superficies en giro tendrán multitud de pequeñas picaduras o cráteres causados por la fusión localizada del acero del rodamiento. Con mucha frecuencia esta condición aparecerá como un patrón de **tabla de lavar**, característico sobre el anillo interior o sobre el exterior. Las picaduras producidas por la electricidad son peligrosas debido a la posibilidad de fallas por fatiga prematuras y también al rápido aumento en la holgura del rodamiento, ya que, según el material fundido de la pista, forma así un compuesto abrasivo con el lubricante del rodamiento,

Como se mencionó previamente, en un rodamiento inmóvil sujeto a vibración, los contactos entre las bolas y las pistas producirán diminutas bolsas, que aparecerán como muy similares a las causadas por una sobrecarga estática extrema. Tal daño puede ocurrir mientras una máquina se encuentra en tránsito o con un equipo estacionario sometido a la vibración de maquinaria funcionando en las inmediaciones. Este fenómeno puede ser reducido sujetando firmemente el eje y la chumacera o alojamiento para así prevenir la vibración de los rodamientos, o haciendo girar lentamente los ejes sobre sus rodamientos cuando el equipo no se encuentre en operación.

TEMA 7

ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

7.1 Reflexiones sobre el medio ambiente.....280
7.2 Repercusiones medioambientales.....283
7.3 Planificación previa a una instalación.....289

ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

7.1.- Reflexiones sobre el medio ambiente

¿Qué es el medio ambiente?

El primer problema que se nos plantea a la hora de estudiar el medio ambiente es su propia definición. Medio ambiente es un concepto muy amplio que, a veces, utilizamos para referimos al medio natural pero que, en realidad, se trata de algo más estenso.

Medio natural es un término que se refiere a la Naturaleza, y medio ambiente alude no sólo a ella, sino también a la sociedad y al medio urbano. Podríamos, en resumen, definirlo como el espacio físico en el que se desarrolla la vida.

Así definido, podemos decir que el término **contaminación** expresa cualquier perturbación del medio que afecte al desarrollo de la vida.

El problema antropocéntrico

Normalmente, cuando nos referimos al medio ambiente o a la contaminación, no lo hacemos en el sentido general que acabamos de exponer, sino que, consciente o inconscientemente, definimos **medio ambiente** como el medio en el que **nosotros** nos desenvolvemos, y **contaminación** como la perturbación que afecta a nuestra calidad de vida.

Un ejemplo de lo difícil que sería aplicar términos como **contaminación**, sin referirlos al punto de vista humano, podría ser el siguiente: pensemos en un vertedero, que es un entorno al que todos coincidiríamos en calificar de **contaminado**. Si nos preguntásemos el porqué de este calificativo, encontraríamos que la mayor parte de las razones, sino todas, son derivadas de nuestra perspectiva antropocéntrica.

- Porque huele mal.
  ¿A quién? ¿A nosotros? ¿A los animales que nos son afines (esos que tildamos de **superiores**)?
- Porque es desagradable a la vista.
  ¿A la vista de quién? Lo mismo que en el caso anterior, el vertedero es desagradable a nuestra vista.
- Porque está lleno de residuos.
  Lo que nosotros calificamos de residuo y basura, en realidad es una fuente de alimentación y un refugio para multitud de otras especies.

Podríamos dar muchas razones, pero, probablemente, tendríamos dificultades para zafarnos del punto de vista antropocéntrico.

Un ejemplo de los peligros del antropocentrismo

A menudo, la aplicación del término **contaminación** nos lleva, inconscientemente, a considerar como **bueno para el mundo** aquello que sólo es bueno para nosotros, y como **malo para el mundo** aquello que sólo es malo.

Tal aconteció durante muchos años, cuando los grupos ecologistas se movilizaban contra el hundimiento de barcos, plataformas y estructuras en el mar, por considerar que se estaba contaminando este medio. Un barco o una estructura metálica era **basura**, algo artificial y ajeno al medio natural, que, humanamente hablando, **afearía el fondo del océano**.

Hoy en día se sabe que los barcos hundidos suponen un apoyo para el desarrollo del coral, un reducto para que los alevines jóvenes se refugien de los depredadores, un vivero de especies y en definitiva, una riqueza para la zona.

Este es un ejemplo de lo peligroso que resulta juzgar un contaminante sin haber hecho antes un estudio riguroso y científico. Nuestro punto de vista humano nos traiciona y tomamos por amenaza lo que no lo es. Más peligroso aún es cuando diseñamos medidas **correctoras** que destruyen el hábitat que queremos proteger.

Los peligros de las medidas correctoras

El siguiente ejemplo nos ilustra el peligro que puede suponer la aplicación de medidas correctoras sin antes estudiar sus consecuencias reales:

Las industrias madereras que explotaban la Amazonia tenían un especial interés en ciertos árboles de maderas nobles, por los que se pagaba muy bien. Para evitar que la sobreexplotación de estas especies acabase en su extinción, se ideó un plan. Puesto que a los retoños jóvenes les era difícil crecer en medio de la fronda, se decidió que cada vez que se talase un árbol de interés, al mismo tiempo se plantase un retoño en su lugar, y se talarían también algunos árboles vecinos para que pudiese entrar el sol, facilitando su desarrollo.

El resultado fue que, al cortar los árboles vecinos, la tierra perdió sujeción y las lluvias la arrastraron, llevándose también los retoños. No sólo se perdieron los árboles plantados sino, lo que es más importante, el manto vegetal, que es la verdadera riqueza del suelo. La tierra quedó estéril.

El Medio Ambiente es cosa de todos

Por los ejemplos que acabamos de exponer, debemos darnos cuenta de que el medio ambiente es un tema complejo, sobre el que no conviene juzgar a la ligera, porque las consecuencias pueden ser graves. Demasiadas veces vemos, en los medios de comunicación, personas o grupos que se autocalifican de **ecologistas**, que opinan sin ningún rigor científico y proponen medidas o actuaciones que nunca se atreverían a defender ante un comité de expertos.

El peor servicio que le podemos hacer al ecologismo es hablar de él quitándole rigor, circunscribiéndolo sólo a una posición utópica. El ecologismo debe defender una base científica, debe proponer unas medidas correctoras razonables y posibles y debe, sobre todo, evitar los discursos **tremendistas** que lo único que consiguen son respuestas del tipo: "Esto no va a cambiar"; "No hay otra manera"; "Vamos a destruir el mundo".

Un medio ambiente de calidad es un derecho de todos. La sociedad tiene razón la hora de protestar y exigir un entorno agradable para vivir. El medio ambiente es un tema de discusión público y todo el mundo puede opinar sobre él y proponer medidas correctoras. Pero todo aquel que lo haga pasa a tener también unos deberes:. el deber de ser honesto en sus planteamientos y realista en sus demandas; y el deber de informarse primero antes de hablar y evitar, en lo posible, postulados utópicos. Sólo así sus opiniones adquirirán legitimidad.

¿Qué podemos destruir?

“La destrucción del mundo" es un concepto antropocéntrico. Hace 65 millones de años, un meteorito se estrelló contra el planeta con una potencia cientos de veces mayor que la de todas las armas nucleares juntas. El impacto fue tal, que grandes cantidades de tierra se pusieron en órbita y taparon la luz del sol, los bosques ardieron y la cantidad de dióxido de carbono que pasó a la atmósfera provocó un efecto invernadero muchísimo más acusado del que ahora podamos causar.

El planeta y la vida son mucho más robustos que la humanidad. A lo largo de la historia tenemos ejemplos de civilizaciones que han desaparecido por problemas medioambientales. Egipto era para los romanos "el granero del imperio", y para nosotros, en la actualidad, un desierto. Lo que antiguamente se llamaba el "creciente Fértil", ahora es una sucesión de yermos. Las civilizaciones, los países y las sociedades sí son sensibles a las alteraciones del medio. La **vida**, en su conjunto, siempre ha sabido adaptarse a alteraciones del medio, que han sido, en el pasado, muchísimo más severas que las que actualmente podamos ocasionar.

La humanidad es vulnerable; y si las condiciones medioambientales cambiasen sustancialmente en el futuro, desaparecería mucho antes que el mundo.

El problema de la Energía

Muchas son las demandas, la mayoría de las veces justificadas, que la sociedad tiene a propósito de los contaminantes. Varias de estas demandas vienen derivadas de los procesos de producción de energía, y son las que nos interesan en este trabajo. Como veremos, la mayor parte de ellas vienen derivadas de un problema de escala.

Si queremos disminuir el impacto que las centrales de energía tienen en el medio ambiente, la mejor solución, hoy por hoy, pasa por disminuir el consumo de energía.

En una sociedad de mercado como en la que vivimos, disminuir el consumo implica encarecer el producto. En consecuencia, los propios mecanismos del mercado

empiezan a funcionar, tratando de gastar de él lo menos posible. Es en este punto donde la mayor parte de la gente deja de ser ecologista.

El problema de la escala

Si nos fijamos en las distintas formas de producción de energía, veremos que la mayor parte de ellas son contaminantes. Pensemos, por ejemplo, en las térmicas, el prototipo de central contaminante por excelencia. En estas centrales se quema carbón para producir, fundamentalmente, CO_2. El CO_2 es un gas inocuo que producen todos los seres vivos en la respiración y que se asimila a través de la fotosíntesis, para retornar así al ciclo biológico.

No podríamos calificar al CO_2 como un gas peligroso si no fuera porque de él se producen, continuamente, millones de toneladas, de tal forma que por cada kWh de energía producida quemando carbón se emite a la atmósfera 1 kg de CO_2. No es peligroso en sí, sino por los millones de toneladas que de él producimos. Más adelante veremos como este mismo problema de escala se encuentra, incluso, en la producción de aquellas energías consideradas como **no contaminantes**.

7.2.- Repercusiones medioambientales

La vida de un parque eólico suele dividirse en dos fases: una inicial de montaje del parque y una posterior, de funcionamiento, que a veces incluye la desinstalación final y abandono de la explotación (fase esta a la que todavía no se ha llegado en ningún parque eólico español).

La primera fase es crítica y puede determinar, en gran medida, el impacto medioambiental que va a ocasionar el parque. En esta fase se selecciona su ubicación y se abren los viales, que pueden ser agresivos para el ambiente si no se estudia su trazado con cuidado. Aunque las medidas correctoras son muy importantes en la recuperación posterior del entorno, se debe prestar especial atención a no ocasionar ningún daño irreversible sobre el patrimonio natural, geológico e histórico.

En la segunda fase, las repercusiones más importantes son las denominadas **contaminación visual** y **contaminación acústica**. Este impacto es temporal, puesto que la vida útil del parque es de aproximadamente veinte años, después de los cuales se pueden desmontar los fustes y las góndolas. Se prevé que la extensión de los parques se irá reduciendo a medida que aumente la potencia de los aerogeneradores. Por otro lado, la tecnología ha permitido reducir el ruido producido por las turbinas, y hay estrategias que disminuyen el impacto visual.

El estudio de las repercusiones medioambientales de un parque teórico se analizan, obligatoriamente, en un tratado específico del impacto medioambiental, acorde con la legislación nacional y de la comunidad autónoma donde se instale el parque. Este estudio suele centrarse en el choque visual y sonoro, los impactos sobre la fauna, avifauna y la flora, la destrucción de restos arqueológicos, etc.

El impacto visual

Los aerogeneradores son normalmente elementos muy visibles en el paisaje. De lo contrario, no estarían situados de manera adecuada desde un punto de vista técnico de máximo aprovechamiento del viento. Su impacto sobre el paisaje es muy subjetivo, a la vez que depende mucho de la escala. El efecto producido está, en gran medida, relacionado con la concentración y disposición que se haga de los aerogeneradores.

Fig 7.1 Ejemplo de distribución lineal

La fotografía 7.1 muestra el parque eólico de Kappel (Dinamarca). Probablemente sea la distribución más agradable desde el punto de vista estético. La forma del dique, a lo largo de la costa, se repite en la línea de las turbinas. Sólo hay un elemento que molesta en la imagen: el único aerogenerador aislado, que interrumpe la que, de otra manera, sería una disposición uniforme (ya estaba allí antes de que se construyera el parque eólico).

Disposiciones geométricas simples

En áreas llanas suele ser una buena solución el situar las turbinas en distribución geométrica simple, fácilmente perceptible por el espectador. Las unidades situadas equidistantemente a lo largo de una línea recta tienen buena aceptación, aunque el ejemplo de la fotografía 7.1 puede ser incluso más elegante, ya que sigue los contornos del paisaje.

Sin embargo, existen límites a la utilización de patrones simples. Este recurso es raramente viable en paisajes con fuertes pendientes, y suele ser mejor que las turbinas sigan los contornos de altitud del paisaje, los cercados u otras características del entorno.

Cuando las turbinas están situadas en varias filas, suele ser difícil percibir la distribución si se mira el parque desde una altura normal de los ojos. Sólo si nos situamos al final de una fila, aparece realmente la distribución ordenada. En la fotografía panorámica 7.2 se perciben tres filas de turbinas de forma clara, mientras que el resto parecen dispersas por todo el paisaje.

Fig 7.2 Parque Eólico en Nässuden (Suecia)

Pintura gris claro

Otra táctica para disminuir el impacto visual es la de pintar las torres de forma que se camuflen bien en el cielo. La fotografía 7.2 muestra una de las mayores agrupaciones de aerogeneradores en Nässuden, en la isla de Gotland (Suecia). La pintura gris de las turbinas hace que se confundan con el paisaje. Otro ejemplo se puede ver en la figura 7.3, en donde se refleja la aplicación de un gradiente de pintura a la torre.

Tamaño de los aerogeneradores

Una instalación con grandes aerogeneradores permite alcanzar una producción de energía igual a otra que posea un menor número de unidades. Esto puede suponer ciertas ventajas económicas, como menores costes de mantenimiento. Desde un punto de vista estético, también suponen una ventaja porque, generalmente, tienen una velocidad de rotación menor que las turbinas más pequeñas. Así pues, en general, las grandes turbinas llaman menos la atención, de la misma forma que lo hacen los objetos que se mueven lentamente.

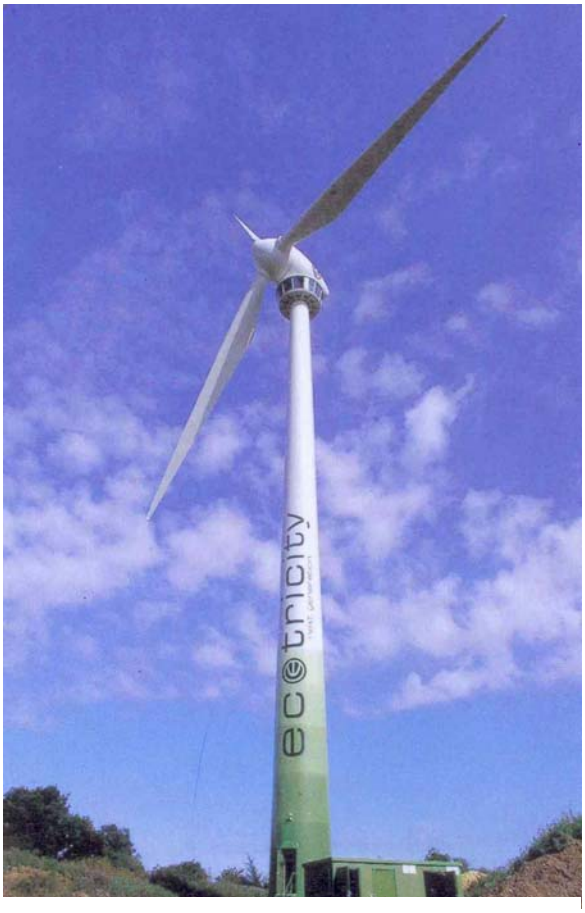


Figura 7.3 Ejemplo de integración en el paisaje

Percepción de los aerogeneradores en el paisaje

El impacto visual es siempre subjetivo y, en gran medida, una cuestión de gusto. Numerosos estudios en Dinamarca, Reino Unido, Alemania y los Países Bajos han revelado que la gente que vive cerca de aerogeneradores está, generalmente, más a favor de ellos que los habitantes de las ciudades. Por otro lado, es difícil establecer un límite a la invasión de molinos de viento en función de la relevancia de un paisaje. Es un factor de difícil cuantificación.

El impacto sonoro

En la actualidad se ha avanzado mucho en la reducción del ruido producido por los aerogeneradores, y, por tanto, se trata ya de un problema menor. Al igual que en el caso anterior, a veces es subjetivo, y, en todo caso, existen límites legales que pueden ser comprobados con cierta facilidad.

El sonido emitido por un parque eólico depende del número de máquinas, de la calidad sonora de éstas, de que el punto de observación y medida coincida o no con la dirección del viento, etc. El ruido emitido por cada aerogenerador tiene dos procedencias: una mecánica, procedente de la reductora, del generador eléctrico, engranajes hidráulicos, etc. (este ruido se intenta reducir con góndolas cerradas y acolchadas internamente); y otra es la referente a las palas donde el viento genera un cierto ruido, ya estudiado en capítulos anteriores. Existe la posibilidad de un componente de baja frecuencia en este ruido, que en algunos casos no es audible, pero puede provocar vibraciones en casas y otros edificios que están situados a distancias considerables.

Estimulación de mejoras en aspectos medioambientales a través de subvenciones

Como ejemplo de desarrollo sostenible de las subvenciones aplicadas al sector eólico, se muestra a continuación el modelo alemán para fomentar la instalación de aerogeneradores más silenciosos.

En el año 1992, el gobierno de Baja Sajonia decidió basar las futuras subvenciones, en el campo de la energía eólica, en la calidad técnica de los aerogeneradores. Con este fin desarrolló una fórmula de subsidio, en la cual la producción de energía y el nivel acústico definían la cantidad total a percibir. El motivo que indujo a introducir esta medida fue el de promover aerogeneradores con mejor diseño, para así obtener más energía por unidad de superficie, una necesidad importante en países como Alemania, con un límite en la disponibilidad del terreno.

Los métodos de medición y calibración aplicados resultaron ser cruciales, porque cualquier diferencia en los resultados obtenidos conducía a diferentes subvenciones, los cuales se usaban como argumento de venta y, por lo tanto, tenían directa influencia en el éxito de mercado del fabricante. Así, era muy importante armonizar los métodos de medición y calibración en toda Europa.

Otros estados hicieron suyos los principios de dicho método de subvención. Como resultado, las turbinas eólicas han sido optimizadas para una máxima producción de energía y mínima emisión de ruido.

El impacto sobre la fauna y avifauna

Las repercusiones sobre la fauna no parecen ser importantes. Hemos podido constatar como en las proximidades de las torres hacen vida normal los animales típicos de la zona. Se aprecian hozadas de jabalí, excrementos de zorro y tejón, e incluso hemos podido fotografiar a algún ciervo y ver varios corzos y animales domésticos como caballos, cabras, vacas, etc.

Mayor impacto supone sobre la avifauna, aunque no por el choque contra las palas o torres, sino por choque o cortocircuito en las líneas aéreas de alta tensión aéreas del parque. En Galicia, consultados unos diez operadores-mantenedores de parques eólicos, no se detectaron aves muertas en las inmediaciones del parque. Parece, o bien que no tienen su ruta de paso sobre el parque, o que detectan los obstáculos a tiempo de no chocar. En la zona de Tarifa (uno de los pasos típicos de millones de aves migratorias) se produjeron algunas muertes de aves, principalmente planeadoras, en unas torres determinadas, que acabaron por desmantelarse. Se reduciría mucho el impacto sobre la avifauna, además del visual, si las líneas de alta tensión se hiciesen subterráneas.

Fig. 7.4 Ejemplo de integración de fauna salvaje (ciervo en A Capelada).

El impacto sobre la flora, y la erosión

Tiene su mayor importancia en la fase inicial de construcción, como se analiza a continuación. Deben respetarse las especies únicas, protegidas o de especial interés, a la vez que vigilar los cursos de agua y escorrentías para evitar su alteración. Esta labor se facilita si existe una catalogación exhaustiva de zonas protegidas contra la instalación de parques eólicos.

Durante esta fase, que suele tener una duración superior al año, las acciones de mayor repercusión son la apertura de viales de acceso, movimiento de tierras, apertura de zanjas para conductores subterráneos, construcción de la subestación eléctrica y el edificio de control, construcción de la línea aérea de alta tensión, etc. Se tiene

7.5 Residuos tras la instalación de las líneas eléctricas subterráneas.

especial cuidado en no dañar los acuíferos, turberas, endomorfismos propios de la zona y la vida animal y vegetal propia del lugar.

Es, además, bastante frecuente la repercusión sobre restos patrimoniales históricos y culturales, como son las mámoas, castros, asentamientos antiguos o de interés general. Por ejemplo, en el parque eólico de A Coriscada, en Mañón, el vial de acceso al parque pasó por el centro de una mámoa, actualmente en estudio. En el de A Capelada, la apertura de viales produjo desperfectos en unos enterramientos antiguos, donde fueron encontradas unas cincuenta piedras talladas. Esto sucedió a pesar de estar dichos enclaves perfectamente datados e inventariados por D. Federico Maciñeira desde hace más de cincuenta años.

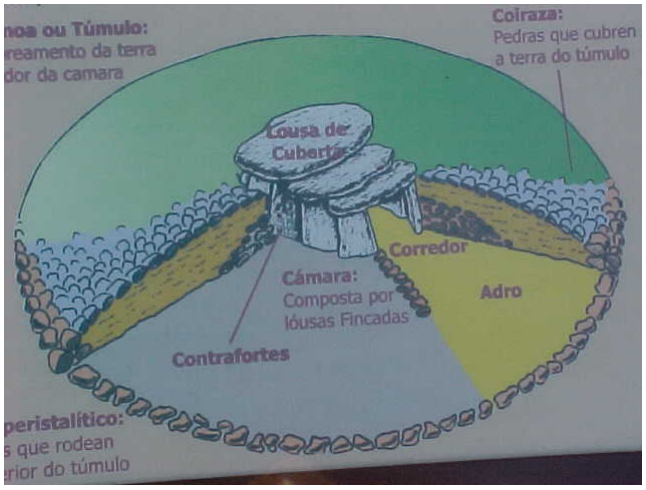


Fig. 7.6 Estructura básica de una mámoa (sup.) y desperfectos en una mámoa en A Coriscada (inf.).

A la vez, la apertura de viales en zonas protegidas, que guardan un medio natural más puro y menos influenciado por los avances tecnológicos, hace que éstas sean más accesibles al público, lo que puede suponer una mayor amenaza para el entorno que el propio parque. Así, antes criaban pájaros, zorros, conejos, liebres, perdices, etc. en lugares querenciosos que han tenido que abandonar por encontrarse a la orilla de una carretera intrusa, con una mayor afluencia de visitantes.

Por otro lado, el estado final en que hayan quedado los accesos, señalizaciones... influye mucho sobre la opinión que la gente tiene sobre el parque. Es casi popular el dicho de que "cuanto más se visita un parque eólico, más se le acepta".

7.3.- Planificación previa a una instalación

En general, la eólica es una fuente de energía interesante por su escaso impacto medioambiental. Además, como ya hemos visto, el grado de este impacto puede variar considerablemente según el cuidado que se ponga, sobre todo, durante la primera fase de la instalación del parque.

Las medidas de control y seguimiento son muy importantes para garantizar que las repercusiones negativas sean las mínimas, y deben realizarse durante todo el proceso de instalación, desde la planificación previa hasta la recuperación posterior del entorno.

Durante el seminario final del proyecto "AEOLUS" se citaron una serie de factores a los que se les debe prestar una especial atención a la hora de realizar la implantación de un parque eólico:

1. **Planificación previa:** es una fase muy importante y debe realizarse desde el principio y sin apresuramiento. Debe ser global y considerar el conjunto del territorio.

2. **Ubicación:** debe mirarse bien el lugar donde se quiere instalar el parque, si hay capacidad de acogida, si es la mejor alternativa y si es compatible con otras actividades y con la conservación del medio ambiente. Otro factor a tener en cuenta es el número de aerogeneradores a instalar.

3. **Modo:** cualquier instalación debe ser cuidadosa y respetuosa con el medio ambiente. Ambas cosas no tienen porque ser incompatibles, puesto que se conocen casos de instalaciones pulcras que han procurado cuidar el medio ambiente, así como casos contrarios.

4. **Medidas correctoras:** son imprescindibles, aunque en muchos casos todavía insuficientes. De ellas depende mucho la recuperación del terreno una vez que el parque ha sido instalado.

5. **Seguimiento:** deben mejorarse los mecanismos de control, ya que es evidente que existen muchos intereses contrapuestos. En la actualidad se tiende hacia un mayor control, pero existen casos en que el seguimiento ha sido demasiado permisivo, debido, tal vez, a una legislación menos estricta en el momento en que se efectuó la instalación.

6. **Pacto social:** el diálogo social es quizás uno de los factores más débiles de las actuaciones en Galicia. La opinión general fue que debería haber una mayor participación social a la hora de debatir las planificaciones.

Algunos países europeos ofrecen a su población la posibilidad de contratar con las empresas distribuidores de energía eléctrica la compra de Energía Verde (producida por medios renovables), más cara que la de origen térmico. Con ello hacen verdaderamente partícipe a la población en el problema medioambiental: al elevarse la demanda de energía ecológica y disminuir la de las convencionales, las empresas se ven obligadas a producir más energía renovable y a cerrar las plantas convencionales. Los pros y los contras podrían ser varios, igual que la forma de aplicación, pero lo que parece evidente es que fomentan un ecologismo responsable y comprometido.

Tema 8

ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS

8.1- Contexto 293
8.2- Costes de inversión de un parque eólico 293
8.3- Costes de explotación 295
8.4- Primas, subvenciones e incentivos económicos 298
8.5- Métodos de evaluación financiera (VAN, TIR, P.R.) 299
8.6- Tratamiento del riesgo 301
8.7- Posibles valores considerados 301
8.8- Empleo en la industria eólica 302
8.9- Ejemplo de contrato de arrendamiento de fincas 303

8.1.- Contexto

El gran desarrollo en los últimos años de la energía eólica, desde sus conocimientos en la década de los 70, se ha debido fundamentalmente a la rentabilidad de las instalaciones eólicas, proporcionada por primas a la producción y subvenciones a la instalación establecidas por los gobiernos la Unión Europea, para compensar así las ventajas medioambientales, incentivándolas con el fin de alcanzar los objetivos propuestos en su plan de fomento las energías renovables (EE.RR.). Se prevé que en el 2010 el 12% la energía primaria consumida en la UE sea de origen renovable, marcando este objetivo para luchar contra los fenómenos de contaminación ambiental (calentamiento del planeta, lluvia ácida, polución, residuos nucleares, capa de ozono...) producidos en parte por la generación de electricidad por medios convencionales (de esta forma se genera 1/3 de la contaminación total), y cumplir así con los acuerdos internacionales de las cumbres de Río (1992), de Kyoto, la Haya... Aunque en la actualidad se choca con la opinión de los EEUU (emisor del 25% de la contaminación mundial y con tan sólo el 4% de la población) es contraria a reducir su cupo de emisión, para no afectar a la rentabilidad de su industria nacional, defendiendo la postura de comprar cuota de emisión-contaminación a segundos países que sí están dispuestos a reducir la suya.

Estas primas y subvenciones, junto con unas legislaciones y políticas favorables de los gobiernos, tanto Europeos como nacionales y regionales, promueven pues, entre otras medidas, la instalación de parques eólicos (en potencia instalada) y tecnología cada vez más elevada, lo que trae consigo una reducción en el precio (llave en mano) por kW instalado, que pasó de las 200 000 ptas kW instalado a 140 000 ptas kW (o inferiores), nivel próximo de las convencionales. La energía eólica se presenta como muy competitiva si se internalizan los costes externos (costes sociales) derivados de la generación convencional (contaminación diversa por CO_2, NO_2, SO_2, lluvia ácida, destrucción de la capa de ozono, contaminación de ríos y acuíferos, volátiles, enfermedades en personas, animales, plantas, almacén de residuos radiactivos, tratamiento de residuos, etc). Por ejemplo, en Marzo de 2001, ¿quién paga los sueldos de los cientos de policías que vigilaban el último traslado del material radiactivo de Francia a Alemania? ¿Se deben repercutir dichos gastos en el precio final del kWh nuclear?.

La CEE está estudiando la creación de un impuesto ecológico que grave el precio del kWh generado emitiendo CO_2. En Galicia ya está planteada la “ecotasa”, impuesto que pagan anualmente las 5 empresas más contaminantes, entre las que se encuentran 2 grandes eléctricas térmicas de carbón.

8.2.- Costes de inversión en un parque eólico

Economía de proyectos eólicos

Los aspectos económicos de un proyecto eólico, especialmente los costes de generación de energía, dependen principalmente del precio de la turbina eólica y de la energía producida. Pero también intervienen otras variables como ampliaciones de capital adicionales, intereses, subvenciones, reembolsos y aspectos constructivos de las turbinas eólicas que también influyan en los costes de generación de energía.

Se trata de costes a los que ha de hacer frente la iniciativa privada, juntamente con los de explotación. Aproximadamente se pueden cuantificar como sigue:

Concepto	Coste aproximado
Aerogeneradores (góndola, torre y palas)	68 %
Cimentaciones y edificaciones auxiliares	10 %
Conexión de evacuación de energía producida	5%
Sistema eléctrico y de control	10 %
Alquiler de terreno	1%
Ingeniería de gestión y del proyecto	4%
Aceros	2%

Costes adicionales

La persistente expansión del uso de la energía eólica en los últimos años fue acompañada por nuevas generaciones de turbinas. Nuevas generaciones con más potencia instalada y económicamente más rentables. Los precios de las turbinas diminuyeron debido a la producción en serie.

Precios orientativos de algunos aerogeneradores y componentes utilizados.

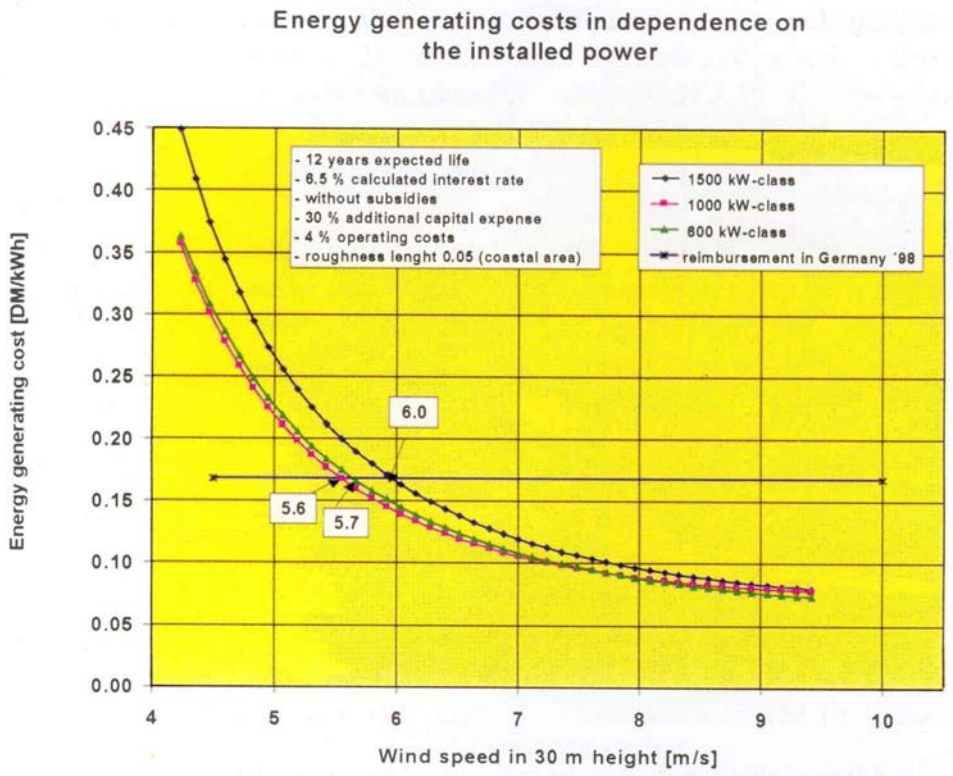
Modelo	Potencia nominal	Precio total (mill. Ptas)	Precio unitario (ptas/kW)
Ecotecnia 28/225	225	28	125 000
Ecotecnia 44/600	600	74	125 000
Made AE-30	330	36	110 000
Enercon-40	500	68	136 000
Micon M1500-600/150kW	600	78	130 000
Vestas	600	80	133 000
Bonus 600/41	600	80	133 000

Coste de generación de la energía

La figura de la página siguiente muestra una comparación de costes entre turbinas de diferentes tamaños.

Bajo la suposición de las restricciones dadas, esto muestra la velocidad de viento que es necesaria para alcanzar el punto de equilibrio.

Estos resultados expresan que los costes de generación de energía suben con crecientes tamaños de turbinas. Mientras las turbinas de la clase de 1000 kW pueden ser operadas económicamente con velocidad de viento media de 5,6 m/s a 30 m de altura, la turbina de 1 500 kW ya necesita 6,0 m/s de velocidad de viento media para alcanzar el punto de equilibrio. Se espera una reducción de costes en el futuro, de modo que las turbinas de 1 500 kW pueden llegar a ser tan económicas como las de las clases de 500 y 1 000 kW.



Los precios de un parque eólico varían también con la dificultad de puesta en el sitio de los componentes (distancia, inaccesibilidad a la maquinaria de instalación, etc.).

Las líneas eléctricas que unen el aerogenerador con el punto de consumo tienen un coste que varía con el nivel de tensión de la línea, su longitud, sección y naturaleza de los conductores, así como de su trazado sobre el terreno. Sus valores suelen oscilar entre 1,2 millones y 1,4 millones/Km en baja tensión, entre 4 y 5 millones/Km para líneas aéreas de tercera categoría (10, 15 y 20 kV), de 5 a 6 millones/Km para líneas de 2ª categoría (66 kV) y de 7 a 8 millones/Km para las líneas de 1ª categoría (132 kV, 220 kV ó 380 kV). Si la línea fuese enterrada su coste es bastante mayor.

8.3.- Costes de explotación

Los costes anuales de explotación suelen oscilar entre el 2 y el 4% de la inversión inicial total. Comprenden los gastos de personal, costes financieros, costes de operación y mantenimiento, las reparaciones y sustituciones de los equipos, así como, en su caso, el alquiler de los terrenos.

Costes de operación y de mantenimiento en aerogeneradores

Los modernos aerogeneradores están diseñados para trabajar alrededor de 120 000 horas de operación a lo largo de su tiempo de vida (unos 20 años). Esto supone mucho más que un motor de automóvil, que dura generalmente entre 4 000 y 6 000 horas.

La experiencia muestra que los costes de mantenimiento son generalmente muy bajos cuando las turbinas son completamente nuevas, pero que aumentan algo conforme

la turbina va envejeciendo. Estudios llevados a cabo en 500 aerogeneradores, instalados en Dinamarca desde 1975, muestran que las nuevas generaciones de turbinas tienen relativamente menos costes de reparación y mantenimiento que las más viejas; los estudios comparan turbinas que tienen la misma edad pero que pertenecen a distintas generaciones.

Los aerogeneradores daneses más antiguos (25-150 kW) tienen costes de reparación y mantenimiento de una media de alrededor del 3 por ciento de inversión inicial de la turbina. Las turbinas más nuevas son en promedio sustancialmente más grandes, lo que tendería a disminuir los costes de mantenimiento por kW de potencia instalada; no se necesita revisar una gran turbina moderna más a menudo que otra pequeña. Para las máquinas más nuevas, los rangos estimados son, al año, del 1,5 al 2 por ciento de la inversión inicial de la turbina.

La mayoría de costes de mantenimiento son una cantidad anual fija para el mantenimiento regular de las turbinas, aunque algunos prefieren utilizar en sus cálculos una cantidad fija por kWh producido, normalmente alrededor de 1,75 pts/kWh. El razonamiento sobre el que se apoya este método es que el desgaste y la rotura en la turbina generalmente aumentan con el aumento de la producción. Aun así los precios suelen oscilar en función del tipo de contrato de mantenimiento firmado. Así podemos citar el parque experimental de la Xunta de Galicia (Sotavento), que paga 0,75 ptas/kWh a cada tecnólogo por el mantenimiento de sus propias máquinas. Aparte, se realiza un mantenimiento general del parque por personal propio.

Además de las economías de escala, mencionadas arriba, que varían con el tamaño de la turbina, puede haber otras en la operación de parques eólicos en lugar de turbinas individuales. Estas economías se refieren a visitas de mantenimiento cada seis meses, vigilancia, administración, etc.

Reinversión en la turbina, reacondicionamiento y revisión general

Algunos componentes del aerogenerador están más sujetos que otros al desgaste y a la rotura. Esto es particularmente cierto para las palas, que suelen tener una vida media de unos 20 años, y para el multiplicador. Los propietarios de aerogeneradores, que ven que el final de la vida de diseño de su turbina está cerca, pueden encontrar ventajoso alargar la vida de la turbina haciendo una revisión general de la misma, reemplazando, por ejemplo, las palas del rotor. El precio de un juego nuevo de palas, un multiplicador o un generador suele ser, individualmente, del orden del 15-20 por ciento del precio de la turbina.

Tiempo de vida de proyecto, vida de diseño

Los componentes de los aerogeneradores están diseñados para durar 20 años. Evidentemente, se podría diseñar alguno de los componentes para que durase más tiempo, aunque realmente sería un desperdicio si otros componentes principales fueran a averiarse más pronto.

La vida de diseño para 20 años es un compromiso económico útil, que se utiliza para guiar a los ingenieros que desarrollan los componentes para las turbinas. Sus

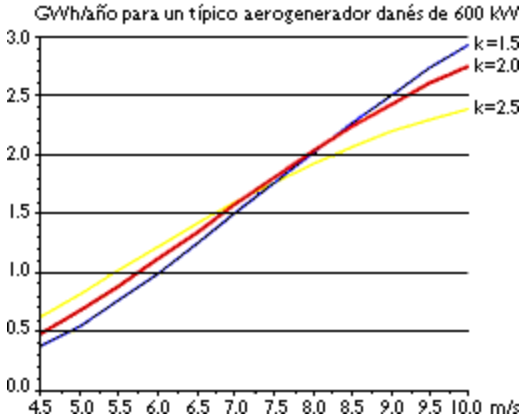
ensayos tienen que demostrar, antes de que hayan transcurrido los 20 años, que sus componentes tienen una probabilidad de fallo muy baja.

La vida real de un aerogenerador depende tanto de la calidad de la turbina como de las condiciones climáticas locales, es decir, de la cantidad de turbulencias del emplazamiento, tal como se explicó en la sección "El diseño de la turbina y las cargas de fatiga". Por ejemplo, las turbinas marinas pueden durar más debido a la baja turbulencia en el mar. Depende también de la calidad del mantenimiento recibido por la máquina.

Ingresos en aerogeneradores

El gráfico muestra como la producción de energía anual (en millones de kWh) varía con la intensidad del viento de la localización. Con una velocidad de viento media de, digamos 6'75 m/s a la altura del buje, obtendrá alrededor de 1,5 millones de kWh de energía anuales, para un aerogenerador de 600 kW.

Como se sabe y puede verse, la producción de energía anual varía aproximadamente con el cubo de la velocidad del viento a la altura del buje. Cómo de sensible es la producción de energía respecto a la velocidad del viento varía con la distribución de probabilidad del viento, como se explicó en la sección "La distribución de Weibull". En este gráfico tenemos tres ejemplos con diferentes valores de k (factores de forma). En nuestro ejemplo trabajaremos con la curva roja (k=2).



Factor de disponibilidad

Las cifras de producción de energía anual consideran que los aerogeneradores están en condiciones de servicio y preparados para girar todo el tiempo. Sin embargo, en la práctica, necesitan reparación e inspección una vez cada seis meses para asegurar que siguen siendo seguros. Además, las averías de componentes y los accidentes (fallos de suministro eléctrico) pueden inutilizarlos.

Estadísticas muy extensas muestran que los fabricantes alcanzan, en consecuencia, factores de disponibilidad de alrededor del 98 por ciento, es decir, las máquinas están preparadas para funcionar más del 98 por ciento del tiempo. La producción de energía total se ve generalmente afectada en mayor medida, dado que los aerogeneradores nunca están en funcionamiento durante los vientos fuertes.

Un grado tan alto de fiabilidad es extraordinario comparado con otros tipos de maquinaria, incluyendo otras tecnologías de generación de electricidad. Así, pues, el factor de disponibilidad suele ignorarse en los cálculos económicos, dado que hay otras incertidumbres (p.ej. la variabilidad del viento) que son mucho mayores.

Sin embargo, no todos los fabricantes del mundo tienen un buen registro de fiabilidad, por lo que siempre es una buena idea revisar el historial de los fabricantes y la capacidad de servicio antes de salir y comprar un nuevo aerogenerador.

8.4.- Primas, subvenciones e incentivos económicos

Como se explicó antes, para alcanzar los objetivos marcados por la U.E. del 12% los gobiernos de los países miembros han tenido que incentivar la instalación fundamentalmente de las siguientes formas:

1.- **Subvenciones a la inversión en la instalación de parques eólicos**. Su cuantificación era mayor y más fácil de obtener hace unos años que en la actualidad, promovidos por los diversos PAEE (Plan de Ahorro y Eficiencia Energética), además del FEDER (Fondo Europeo de Desarrollo Regional), con un límite superior de hasta un 30 o 40 % del importe de la inversión. Hoy, es difícil de conseguir esta subvención, y tiende a desaparecer.

2.- **Ventajas fiscales** (es otra forma de incentivo). Este sistema se utilizó mucho en EEUU (California, año 1982), promoviendo la instalación masiva de aerogeneradores, unos 1 200 en el año 1985, con el único objetivo de aprovechar la fiscalidad variable para otros fines. Esto condujo a un desarrollo artificial de la energía eólica, que trajo un abandono casi generalizado de los parques, cuando al retirarles las medidas fiscales ya no eran tan rentables. Aun así algunos supervivieron con los únicos ingresos de la renta de la electricidad producida. Así aun hoy Altamout-Pass tiene la mayor concentración de aerogeneradores del mundo.

3.- **Bonificación del precio de venta de la energía**. Es la modalidad de subvención más importante en la actualidad, y la que más puede influir en la rentabilidad del parque. Fijada por dos RR.DD.: el 2818/98, actualmente en vigor, del cual se adjunta una copia más adelante, y el RD 2366/94, que aún se aplica a los parques instalados antes del 98. En cualquier caso, las bonificaciones y precio final del kWh en ambos casos es muy similar. Ambos RR.DD. recogen algo muy importante que favoreció la viabilidad de los proyectos eólicos, como es la obligación para las compañías eléctricas de comprar la totalidad de la producción a los autoproductores, y a un precio primado, que, según el RR.DD. 2818/98 para las instalaciones eólicas (catalogadas como b2), es de una prima de 4,08 ptas kW sobre el precio medio que el operador del mercado eléctrico (Ley 54/97) publica mensualmente, o bien vender toda la producción a un precio total de 10,79 ptas/kWh. Se adjunta copia del RR.DD. 2818/98 que desenvuelve el procedimiento de prima citado (ver anexo 3).

4.- **Financiación**. Basada generalmente en la financiación del proyecto (devolución de la deuda por los activos generados por el propio proyecto). Dentro de esta destaca la:

-**Financiación por terceros**. Que fue creada por el IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energético). Este organismo financia la totalidad de la instalación, explotándola durante un número de años hasta la amortización de la inversión más los intereses diferidos, y pasa posteriormente a propiedad del promotor

5.- **Sociedades de Interés económico**. Los promotores del parque son uniones temporales de varias empresas (bancos, entidades de seguros, empresas eléctricas, tecnólogos eólicos, particulares...) para la puesta en marcha y explotación de un determinado proyecto eólico, con el único objetivo del interés económico, dadas las

altas rentabilidades obtenidas. Se aporta un capital, y el resto se cubre con un crédito y posible subvención a la instalación.

8.5.- Métodos de evaluación financiera (VAN, TIR, P.R.)

Trabajar con inversiones

En cualquier inversión, se paga algo ahora para, después, obtener algo más. Consideramos que tener hoy un euro en su bolsillo es más valioso para usted que tenerlo mañana. La razón por la que decimos esto es que puede invertir ese dinero en algún sitio o introducirlo en una cuenta bancaria y ganar los intereses. Así, pues, para indicar la diferencia entre los euros de hoy y de mañana utilizamos la tasa de interés. Si hacemos eso, un euro de hace un año vale hoy 1/(1+r) (**r** es la tasa de interés, p.ej. de un cinco por ciento al año).Entonces, un euro de hace un año vale ahora 1/1,05 = 0,9523 euros. Un euro de hace dos años vale 1/(1,05*1,05) = 0,9070, y así sucesivamente.

¿Pero qué pasa con la inflación? Para tratar con eso simplemente debemos trabajar con euros que tengan el mismo poder adquisitivo que los actuales. Los economistas lo llaman trabajar con valores **reales**, en lugar de con los nominales. La tasa de interés real es la del interés menos la de inflación.

Los métodos que veremos a continuación se utilizan para determinar la rentabilidad económica de un proyecto financiero, imprescindible para la obtención de ayudas el proyecto.

Criterio del plazo de recuperación (P.R.)

También llamado Payback, Paycash, Payout, Payoff. Es el más popular por su facilidad de cálculo. El P.R. es el tiempo que se tarda en recuperar el capital invertido, "**A**", en dicho proyecto, cuando se dedica a su amortización la totalidad de los Flujos Netos de Caja generados (FNC) por la venta de electricidad producida en el parque.

Este método tiene especial explicación en épocas de inestabilidad política y económica; es utilizado preferentemente por las empresas multinacionales en países del tercer mundo, cuya estabilidad política es poco sólida. Entre dos proyectos de inversión, el más conveniente será el de menor plazo de recuperación (liquidez). Para la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión es necesario conocer el deseo del inversor referente al tiempo máximo en que desee hacer líquidos sus activos. También se usa *payback* cerrado o descontado. Nos proporciona el número de años junto con los flujos de caja (*cash flow*) actualizados con sus rentabilidades.

$$\sum_{i=1}^{P} \frac{Q_i}{(1+k)^i} = A$$

Siendo: P= Plazo de recuperación descontado.
k= Tasa de actualización.
Q_i= Flujos netos de caja.

Concepto del valor actual neto o valor capital (VAN)

El **valor capital** de una inversión es igual al valor actualizado de todos los rendimientos Qi (cobros menos pagos) esperados por la venta de electricidad generada en el parque. Se puede calcular mediante la fórmula:

$$VC = -A + \sum_{i=1}^{n} \frac{Q_i}{(1+k)^i}$$

Donde: A= Desembolso inicial o tamaño de la inversión.
Q_i= FNC generados al final del año.
k= Tipo de descuento (se considera igual para cada periodo).

El VAN tiene tres notas características que lo definen:

- Proporciona la ganancia total de la inversión.
- Proporciona la ganancia neta de la inversión.
- La ganancia neta está referida a unidades monetarias del momento inicial (pues las hemos actualizado).

El VAN es un método de valoración de las inversiones que nos proporciona una medida de su rentabilidad esperada. Es un método de decisión de inversiones.

Si Vc>0 Debe realizarse.
Si Vc=0 Da igual realizarla o no.
Si Vc<0 No debe realizarse.

Es un método de ordenación o jerarquización. Interesa más la inversión del mayor Vc.

Ventajas:

- Facilidad de cálculo (comparado con el TIR).
- Considera el disfrute del valor del dinero (es preferible una cantidad de dinero hoy, que la misma en un futuro).

Inconvenientes:

- Dificultad de especificar “k” (tasa de amortización o descuento).
- Hipótesis poco realista de la recuperación de los fondos intermedios liberados.

Tasa interna de rentabilidad o tasa de retorno (TIR)

Se define como el valor de la tasa de actualización que hace nulo el valor capital, es decir:

$$0 = -A + \sum_{i=1}^{n} \frac{Q_i}{(1+r)^i}$$

Donde ***r*** es la tasa de retorno o TIR, rentabilidad expresada en tanto por uno anual.

Con este criterio se necesita conocer el **suelo** mínimo de rentabilidad *k* para poder decidir si conviene o no llevar a cabo la inversión. Sólo conviene realizarla si *r>k*.

Se usa lo de jerarquizar proyectos; entre varios será más rentable el de mayor TIR, aunque habría que homogeneizar la duración de los mismos, el capital invertido y prever las tasas de reinversión.

Otro método utilizado es el del coste normalizado de la energía, LEC, en el que se actualizan los flujos de costes y los de energía producida, si bien de menor aplicación que las anteriores.

8.6.- Tratamiento del riesgo

Hay muchos factores variables en el análisis financiero del proyecto de un parque eólico que pueden hacer variar los flujos de caja, entre los cuales, los más importantes son: el precio de la energía eólica (predefinido, con revisión anual por el gobierno), por tanto, decisión política; variaciones en las velocidades esperadas del viento (año atípico); catástrofes; elevación de tipos, etc. Para incluir estas variables en B y poder cuantificarlas en riesgo, se usa la estadística (distribución de Weibull, desviación típica, distribución normal, logarítmica normal...) introduciendo unos coeficientes en las fórmulas del TIR y del VAN que cuantifican el riesgo posible.

8.7.- Posibles valores considerados

A modo de ejemplo, en el **estudio práctico** de la rentabilidad de un parque eólico suelen tomarse como típicos los siguientes valores:

- Aportación del capital.

- Subvención 20 %
- Aportación promotor 20 %
- Crédito 60 %

- El tipo de interés del crédito está entre el 5 y el 10 % (negociable en función de MIBOR, del tipo de las letras del tesoro, etc.), muy cerca del 5 % anual que había en abril del 2001. En algún país de Europa Occidental están en el 3 % o por debajo.

- Costes de explotación, 4 % de la inversión inicial.

- Vida útil del parque, 20 años, aunque se firman contratos de arrendamientos del suelo por 40 ó 50 años, prorrogables de 5 en 5.

- La producción de un parque, en horas equivalentes (al año) de la potencia instalada está entre 2 500 y 3 500 horas año.

- El precio medio del kWh es de 10,79 ptas (precios del 2001). Suelen obtenerse periodos de retorno entre 4 y 6 años, y TIR entre 30 y 40 %.

8.8.- Empleo en la industria eólica

La energía eólica empleó en 1995 a unas 30 000 personas en todo el mundo. Esta estimación se basa en un estudio de la Asociación Danesa de la Industria Eólica, que fue publicado en 1995. El estudio considera tanto el empleo directo como el indirecto. Empleo directo es el referente a las personas que trabajan fabricando componentes de aerogeneradores y las involucradas en su instalación en todo el mundo.

La industria eólica española tenía alrededor de 8 300 empleados en 1999. Puede ser interesante ver cómo se dividen entre los diferentes componentes. En realidad la producción de aerogeneradores crea un 50 por ciento más de empleos en otros países, dado que los fabricantes importan muchos de los componentes, como multiplicadores, generadores, bujes, etc., del extranjero. Además, habría que tener en cuenta los empleos generados por la instalación de estas máquinas en otros países.

Componente	Empleo
Ensamblaje de la turbina	3 600
Palas del rotor	2 000
Controladores	700
Frenos, hidráulica	200
Torres	1 500
Instalación de las turbinas	300
Otros	300
Total	8 300

En Galicia se crearon en mayo de 2001 unos 2 000 empleos directos. A éstos habría que añadir un número igual o superior de empleos indirectos.

8.9.- Ejemplo de contrato de arrendamiento de fincas

CONTRATO DE ARRENDAMIENTO

FECHA:

COMPARECEN:

- De una parte:

Don/Doña .... : .... , mayor de edad, estado civil ..... , profesión .... con DNI ..... y con domicilio en ....

- De otra parte:

Don Leopoldo xxxxxxx xxxxx, mayor de edad, casado, Ingeniero Aeronáutico y con DNI xx.xxx.xxx, y con domicilio en c/Aldebarán, 23. Alalpardo. 28130 - Madrid.

INTERVIENEN, a saber:

Don/Doña ...., en nombre propio, como propietario titular de la finca objeto del arrendamiento.

Don xxxxxxx xxxxxx, como apoderado de EMPRESA PROMOTORA, según poderes autorizados en escritura pública otorgada ante el notario de Madrid, D. xxxxxxx xxxxxxx, el 7 de octubre de 1996, con el nº 1836 de su protocolo.

Teniendo, según obran, la capacidad legal necesaria para este acto,

EXPONEN:

I. Que Don/Doña .....es titular propietario de la finca/s inscritas en el Registro de la Propiedad .... con el nº. parcela (según plano parcelario del parque eólico) ....., denominada ....., situada en el término municipal de ....., provincia de ..... con una superficie de ....., que limita al norte con ....., al sur con . ....., al este con ..... y al oeste con . ...

TÍTULO

Adjunta la documentación acreditativa del título de propiedad.

CARGAS Y SITUACIÓN ARRENDATICIA

La propiedad declara que no existen cargas ni ocupantes.

II. Que **EMPRESA PROMOTARA** es la que se dedica a la promoción, instalación y explotación de parques para la producción de energía eléctrica de fuentes eólicas, por lo que está interesada en la obtención de un acuerdo para el uso de la finca descrita en el antecedente I para la instalación de un parque eólico.

Por lo que convienen al presente contrato que sujetan a los siguientes:

PACTOS:

1. OBJETO

Que Don/Doña ...., en adelante la parte ARRENDADORA, cede en arrendamiento en exclusiva la finca en la parte expositiva de esta escritura a la EMPRESA PROMOTORA, en adelante la ARRENDATARIA, a fin de que pueda ocuparla para la instalación de una planta eólica, con el objeto de transformar la energía eólica en energía eléctrica, para su posterior enajenación.

Dichos terrenos abarcarán la superficie necesaria para la instalación de los aereogeneradores, los caminos de circulación interna y la caseta de control y subestación, así como los elementos correspondientes a la infraestructura eléctrica de evacuación de la energía producida.

La ARRENDATARIA podrá realizar los trabajos de obra civil, instalación de equipos, explotación de los aerogeneradores y sistemas de interconexión y evacuación de la energía a la red de la compañía eléctrica.

2. DURACIÓN

El arrendamiento tendrá una vigencia de 35 años a contar desde el día de elevación a escritura pública del presente contrato.

EMPRESA PROMOTORA, establecerá en el plazo de 12 meses de idoneidad del emplazamiento para su aprovechamiento eólico. En el caso que la EMPRESA PROMOTORA no considere viable dicho aprovechamiento, lo comunicará a la ARRENDADORA, quedando, en este supuesto, el contrato rescindido.

El contrato de arrendamiento podrá ser prorrogado a la finalización del mismo, de común acuerdo entre ambas partes por períodos de cinco años. Así, un año antes de expirar el plazo pactado o cualquiera de las prórrogas, la ARRENDATARIA deberá comunicar por escrito su voluntad de prórroga y recibir, para que ésta sea efectiva, notificación de conformidad por escrito por parte de la ARRENDADORA, dentro de los tres meses siguientes:

3. RENTA Y FORMA DE PAGO

A partir del momento de puesta en marcha del parque eólico, la ARRENDATARIA abonará a la ARRENDADORA la cantidad anual de 100 000 pts. por cada aerogenerador instalado de 600 kW. Dicho abono se efectuará a los 30 días del vencimiento de cada anualidad.

Por la ocupación del terreno, debido a la construcción de los caminos de servicio del parque eólico, a las líneas y a todas las infraestructuras auxiliares, la ARRENDATARIA abonará a la ARRENDADORA las cantidades anuales según los criterios siguientes:

por metro lineal de camino:	1 000 pts.
por metro lineal de zanja de cableado:	400 pts.
por unidad de torre anemométrica :	20 000 pts.
por unidad de vuelo de palas:	6 000 pts.

No se consideran superficies ocupadas, al estar incluidas en las anteriores, los sobreanchos de camino, las cunetas y las obras de drenaje. Las plataformas de montaje y los centros de transformación se consideran asociados a cada unidad de aerogenerador.

La renta establecida se actualizará anualmente con el incremento de los precios de consumo (IPC).

4. IMPUESTOS

Además de la renta que la ARRENDATARIA debe abonar de acuerdo con lo establecido en los pactos precedentes, ésta deberá también satisfacer lo que corresponda por I. V.A. al tipo legal aplicable en cada momento.

Todos los impuestos, tasas y arbitrios que se devenguen por la instalación y explotación de los aereogeneradores serán a cargo de la ARRENDATARIA.

5. OTROS DERECHOS Y OBLIGACIONES DE ARRENDADOR Y ARRENDATARIA

La PROPIEDAD podrá seguir realizando los trabajos propios de la naturaleza agraria de la finca, comprometiéndose a no efectuar ni autorizar en toda la finca, ninguna actividad que perjudique la correcta explotación de la planta eólica.

La ARRENDATARIA será responsable de los daños y perjuicios asignados en la finca por culpa imputable al mismo o a su personal, con exclusión de los supuestos de fuerza mayor, entendiendo por tal, cualquier suceso que fuera imprevisible o que, previsto, fuera inevitable, quedando obligada consecuentemente a satisfacer las indemnizaciones correspondientes.

En caso de enajenación de la finca mencionada en el antecedente I de este contrato, la ARRENDADORA se compromete a poner en conocimiento del adquiriente el contenido de este contrato. Para ello remitirá a la ARRENDATARIA, por escrito, una declaración del adquiriente donde afirma haber recibido tal notificación y su compromiso a respetar el contenido del presente contrato, con fecha y firma.

La ARRENDATARIA queda desde ahora autorizada a ceder los derechos dimanentes de este contrato a favor de otra sociedad. Dicha cesión deberá ser notificada por escrito a la ARRENDADORA, adjuntando a dicha notificación el documento suscrito por la nueva sociedad ARRENDATARIA, asumiendo todas las obligaciones dimanentes de este contrato.

6. RESOLUCIÓN DEL ARRENDAMIENTO

El presente arrendamiento se extinguirá sin derecho a indemnización por las siguientes causas:

- Expiración del plazo pactado o, en su caso, de las prórrogas convenidas.

- La ARRENDATARIA podrá, en cualquier momento, dar por resuelto el arrendamiento dando preaviso, por escrito, a la ARRENDADORA, con un año de antelación como mínimo.

- Utilización de la finca para un uso distinto del pactado.

- Impago de la renta, previo requerimiento por escrito.

- Incumplimiento grave y reiterado, previa advertencia por escrito, de los pactos acordados.

7. INSCRIPCIÓN REGISTRAL

Cualquiera de las partes podrá presentar, para su inscripción, este documento al Registro de la Propiedad, en cuyo caso ambas estarán obligadas a firmar los documentos precisos para la cancelación de la inscripción, una vez extinguido al arrendamiento.

Los gastos que se causen por la inscripción y posterior cancelación registral del arrendamiento serán a cargo de la parte que promueva su inscripción.

GASTOS

Los gastos que se causen en el otorgamiento de este documento serán a cargo de la ARRENDATARIA.

9. CLÁUSULAS

Fdo/PARTE ARRENDATARIA

Fdo/PARTE ARRENDADORA

Anexo I

Materiales compuestos

MATERIALES COMPUESTOS

Introducción

Una gran parte de las aplicaciones de la industria moderna, requiere el uso de materiales con unas propiedades específicas, propiedades que no es posible obtener con los metales, las cerámicas o los polímeros convencionales.

Así la industria aeronáutica, aeroespacial, náutica y de transportes, precisan cada vez más de materiales de baja densidad y que sean resistentes al impacto, a la corrosión, a la abrasión y de una gran rigidez. Europa está a la cabeza en el uso de materiales compuestos en aviación comercial. Se comenzó con el Airbus A320 en una serie de pequeños componentes y en la actualidad en los últimos modelos que saldrán al mercado como el A340-600 y el A3xx, el 80 % del aparato llegará a ser de material compuesto.

Normalmente, los materiales convencionales más resistentes, son muy densos y un incremento de su resistencia y de su rigidez, conlleva una disminución de su resistencia al impacto. La combinación de las diferentes propiedades de los distintos materiales de acuerdo con el principio de acción combinada, nos lleva a la aparición de los materiales compuestos (composites) en los que la combinación de dos o más materiales diferentes, nos permite obtener un material con las propiedades mecánicas deseadas.

Un ejemplo de aplicación en aeronáutica es el avión Sukoi (fotografía). En este caso se busco la mayor relación potencia-peso posible de modo que pudiese subir en vertical desde una posición neutra. Minimizar el peso en aeronáutica es muy difícil y no se logró de forma notable hasta el uso de materiales compuestos. En el caso del Sukoi además de usar materiales compuestos se sobredimensionaron los planos sustentadores y de mando lo que hizo que la carga alar (relación peso total/ m^2) sea la mejor de los aviones de su categoría.

La mayoría de los materiales compuestos se han creado para mejorar la combinación de propiedades mecánicas, tales como rigidez, tenacidad y resistencia a la tracción.

Podemos definir **material compuesto** como la combinación de 2 o más materiales diferentes de forma que las propiedades de material compuesto son superiores a las de los materiales que lo constituyen.

En general:

FIBRA + MATRIZ = MATERIAL COMPUESTO

en donde las fibras son las que soportan los esfuerzos mecánicos y la matriz transmite los esfuerzos de unas fibras a otras, soportando la matriz esfuerzos no principales que aparecen al trabajar y que la fibra no puede aguantar

Las ventajas de los materiales compuestos podrían resumirse en su elevada resistencia, elevada rigidez, resistencia a la corrosión, mucho menor peso con respecto a un material metálico, buen comportamiento a fatiga y fractura, aislamiento térmico y eléctrico, bajo coeficiente de fricción y gran resistencia al desgaste, y un gran ahorro de materia prima y tiempo de montaje, ya que se suprime toda la fase de mecanizado.

En un material compuesto, el material de refuerzo es el que aporta las propiedades mecánicas (resistencia, rigidez ...) y el material llamado matriz es el que mantiene unidos los refuerzos, aportando propiedades de resistencia a la corrosión, moldeabilidad, durabilidad, etc.

El material compuesto se obtiene combinando fibras con una resina a la que refuerzan para obtener una mezcla bien consolidada.

En función de las prestaciones que se deseen la variedad de materiales compuestos que se pueden obtener combinando diferentes tipos de refuerzos es ilimitada.

Es necesario hacer una mención especial a la manipulación de los materiales compuestos pues conlleva cierto riesgo. El trabajo con materiales compuestos ha de realizarse en lugares muy ventilados, los operarios han de ir provistos de mascarilla y guantes de latex pues la ingestión de determinado tipo de partículas puede ocasionar enfermedades cardiorrespiratorias y el contacto con la piel provoca dermatitis.

1.- Fibras

Se denomina fibra a un material que tiene una longitud de unas 100 veces su diámetro. Son de origen natural: vegetal (algodón, lino, cáñamo), animal (lana, seda), o mineral (asbesto, amianto); sintéticas : orgánicas (polímeros), cerámicas (vidrio, carbono) o metálicas.

Todas las fibras que se emplean en los materiales compuestos son de alta resistencia, existiendo fibras con determinadas propiedades como son las refractarias (resisten altas temperaturas), ignifugas (resistentes a la llama) o de alta tenacidad.

1.1.- Fibra de vidrio

Tiene una estructura amorfa, un bajo módulo elástico y aguanta temperaturas de 425 ºC. Tiene una baja conductividad eléctrica y térmica, siendo muy maleable. Su densidad es de 2.54 gr/cm3.

El vidrio se utiliza como material de refuerzo, ya que:

1- Es un recurso de gran disponibilidad.
2- Tiene una gran facilidad para ser hilado en fibras de alta resistencia.
3- Se puede aplicar de forma fácil y económica en la fabricación de materiales compuestos.
4- Formando parte de un material compuesto genera una alta resistencia específica.
5- Unido a plásticos da lugar a un material compuesto que soporta ambientes muy corrosivos.

La mayor parte de los materiales de fibra de vidrio tienen temperaturas de trabajo de hasta 250 ºC, pues a temperaturas mayores la mayoría de los polímeros comienzan a fluir y deteriorarse.

Entre las principales aplicaciones de la fibra de vidrio están las carrocerías de automóvil e industria náutica (con el objeto de reducir el peso del automóvil y así ahorrar combustible), tuberías, suelos industriales, etc.

1.2. Fibra de carbono

Tiene una densidad de 1.8 gr/cm3 y trabaja a temperaturas de hasta 500 ºC soportando atmósferas muy oxidantes. Esta fibra tiene un módulo específico mucho mayor que la fibra de vidrio, mayor resistencia a elevada temperatura y ambientes corrosivos, pero es más cara.

La industria aeronáutica utiliza compuestos reforzados con carbono para fabricar los componentes estructurales de los aviones, con el fin de reducir su peso (los aviones construidos con fibra de carbono son del orden de un 25% más ligeros que los construidos con láminas metálicas).

Las fibras de carbono son fuertes y de gran rigidez, dando lugar a un reforzamiento con baja densidad. Estas fibras tienen una elevada resistencia y módulo elástico, bajo coeficiente de dilatación y alta conductividad eléctrica. No poseen fatiga y bajo temperatura ni dilata ni encoge.

El hecho de que el potencial de oxidación del carbono tenga un valor muy bajo (-0.3 V) inferior al de metales como el hierro y aluminio, hacen que este elemento forme parte en la fabricación de materiales compuestos para aviación, submarinos y depósitos a presión (en los aviones las máximas diferencias de potencial permitidas son de 0.25 V entre piezas al exterior y 0.5 V en el interior).

1.3.- Fibra de Aramida

La más conocida es el kevlar. Son fibras de naturaleza orgánica. No soportan grandes temperaturas. Tienen una menor densidad, por tanto, menor peso que las fibras de vidrio y de carbono (1.45 gr/cm3). Tienen elevadas propiedades de impacto (se emplean para blindaje). No soportan la humedad.

1.4.- Fibra de Boro

Tiene un coste muy elevado. Se emplea en combinación con matrices metálicas a las que confiere una elevada resistencia a compresión. Su densidad es de 2.58 gr/cm3.

2.- MATRICES

Las matrices son materiales que permiten mantener unidos los refuerzos, dotando al material compuesto de propiedades como la durabiidad, resistencia a la corrosión moldeabilidad, resistencia al fuego, etc.

La principal función de la matriz es unir las fibras y actuar como elemento que distribuye y transmite a las fibras los esfuerzos externos aplicados, ya que sólo una mínima fracción del esfuerzo aplicado es soportado por la matriz. La matriz debe ser dúctil y su módulo elástico ha de ser mucho menor que el de las fibras.

La matriz ha de proteger a las fibras del deterioro superficial que pueda resultar de la abrasión mecánica o de reacciones químicas con el medio ambiente, lo que podría dar lugar a grietas que originarían fallos con esfuerzos de tracción pequeños.

La selección de matrices y fibras para obtener un material con las características deseadas debe realizarse teniendo en cuenta 3 factores:

1- Una capacidad de humectación con el fin de que no se produzcan zonas sin adherencia que darían lugar a uniones débiles. Es muy habitual que se someta a las fibras a un tratamiento superficial llamado de terminación.
2- Las fibras y matriz deben ser químicamente estables y no debe haber reacción química entre ellos.
3- Los coeficientes de dilatación térmica de fibra y matriz deben ser semejantes para evitar fuertes tensiones por variación de temperaturas.

Los tipos de matrices más empleados son:

- Metálicas
- De carbón
- Cerámicas
- Orgánicas

2.1.- Matriz metálica

Los compuestos de matriz metálica se utilizan a temperaturas de servicio mayores que los de matriz polimérica. Además, la resistencia específica y el módulo específico adquieren elevados valores debido a la densidad relativamente baja de la matriz metálica. Esta combinación de propiedades convierte a estos materiales en idóneos para aplicaciones espaciales y en nuevos motores.

Los núcleos metálicos mejoran la resistencia de los metales a alta temperatura.

Matrices de plomo-estaño con fibras de carbono se emplean en rodamientos.

2.2.- Matrices de Carbón

Están muy desarrolladas en la industria aeroespacial, en sistemas de protección térmica debido a su bajo peso y gran resistencia a elevadas temperaturas. Se usan en motores de cohete y reactores así como en frenos de altas características para absorber o disipar calor.

2.3.- Matrices cerámicas

En las matrices cerámicas se emplean los refuerzos para mejorar su fragilidad y resistencia al choque térmico.

Con el cemento se utilizan fibras para formar paneles, tuberías, cubiertas, etc.

2.4.- Polímeros orgánicos

Las matrices orgánicas formadas por polímeros son las más empleadas.

Los polímeros a altas temperaturas pierden resistencia y son quebradizos, reforzándose con fibra para mejorar estas propiedades.

Los polímeros más utilizados en la fabricación de materiales compuestos son los poliesteres, los epoxidicos y las poliamidas.

3.- PROPIEDADES DE LOS MATERIALES COMPUESTOS

Las propiedades de los materiales compuestos varían según la dirección, se dice que son anisótropos. Por tanto, en los materiales compuestos la resistencia, la rigidez y el módulo de Poisson son direccionales. La construcción del laminado debe tener en cuenta la forma en la que se aplican las cargas sobre la pieza a construir.

Los laminados deben ser simétricos y balanceados con el fin de evitar fallos prematuros del material. En el caso de que una lámina falle, el laminado continua soportando la carga.

Se denomina **capa** a cada una de las láminas elementales que forman el laminado. La capa está formada por una resina que impregna el material de refuerzo.

Se denomina **laminado** a un conjunto de capas idénticas apiladas en la misma dirección.

Se denomina **estratificado** a un conjunto de capas apiladas en orientaciones diferentes.

Se denomina **híbrido** al laminado formado por dos o más materiales compuestos.

Se denomina **estructura Sándwich** a un conjunto formado por un alma, o núcleo de baja densidad (espuma rígida, madera de balsa) y dos laminados o estratificados que forman el revestimiento exterior o alas.

Las propiedades mecánicas de un laminado están determinadas por las propiedades mecánicas de la fibra de refuerzo y la fracción volumétrica de refuerzo condicionan la distribución de las propiedades mecánicas en el plano. Así, un laminado que esté formado por varias capas de refuerzo unidireccional, con idéntica orientación de las capas presenta propiedades máximas en la dirección de las fibras del tejido unidireccional. En cambio en dirección transversal, el laminado soporta pequeños esfuerzos.

Para que el material compuesto trabaje de forma óptima, la resina debe de impregnar las fibras en su totalidad, por tanto, el tipo de fibra condiciona la fracción volumétrica final de refuerzo en el material compuesto. Los *tejidos de Roving* precisan menos cantidad para ser impregnados completamente, que la fibra de vidrio y de carbono, siendo las unidirecconales, las que menos cantidad de resina necesitan.

4.- Método de fabricación

La fabricación de un material compuesto puede realizarse de varias formas, siendo su finalidad la combinación de una fibra y una resina para obtener un material con las propiedades deseadas.

El método de fabricación de una determinada pieza depende de la calidad, del tamaño de la pieza y de las prestaciones que queramos obtener.

La orientación relativa de las fibras y su concentración influyen en las propiedades de los materiales compuestos. Existen dos tipos de orientación:

- 1. Alineación paralela de los ejes longitudinales de las fibras.
- 2. Alineación al azar.

Las mejores propiedades de los materiales compuestos se obtienen con una distribución uniforme de la fibra.

5.- Método de laminación manual por vía húmeda

La fibra se coloca sobre el molde de la pieza a construir para después por medio de rodillos de pintor, extender la resina sobre el molde. El curado de la resina se realiza a temperatura ambiente y el exceso de resina se retira con los rodillos.

Este método es económico y muy sencillo de llevar a cabo, pero la calidad final de las piezas es baja, no siendo el peso del laminado controlable, ya que la aplicación de la resina la realiza "a ojo" un operario y el sangrado depende de la presión que aplique el operario a los rodillos.

El método de laminación manual se optimiza cuando se emplean tejidos preimpregnados, siendo ahora el fabricante del tejido, el que hace la mezcla en la proporción óptima. La desventaja de los tejidos preimpregnados es que las técnicas de fabricación son más complejas y más caras, ya que los tejidos preimpregnados han de almacenarse en congeladores a temperaturas bajo cero y deben curarse siguiendo el ciclo térmico definido por el fabricante.

La calidad del material compuesto obtenido mediante el empleo de tejidos preimpregnados es mucho mayor que la obtenida por técnicas de vía húmeda.

Hay que destacar que para que el laminado alcance las propiedades deseadas, es necesario trabajar con limpieza y cuidado, controlando la correcta evolución del ciclo de curado y la técnica empleada para sangrar el exceso de resina.

6.- Materiales compuestos híbridos

Un material compuesto de reciente aparición es el llamado **híbrido**, que se obtiene empleando dos o más clases diferentes de fibra en una única matriz, por lo que aportan una mejor combinación de propiedades que los compuestos que tienen un solo tipo de fibra.

Los materiales compuestos híbridos pueden estar formados por una gran variedad de materiales siendo la combinación más utilizada fibras de carbono y fibras de vidrio formando parte de una matriz polimérica. Con esta combinación se consigue un compuesto híbrido vidrio-carbono más fuerte, más tenaz, más resistente al impacto y más barato de fabricar que los plásticos comparables reforzados con carbono o solamente con vidrio.

7.- Materiales compuestos estructurales

Un material compuesto estructural está formado por materiales compuestos y por materiales homogéneos y sus propiedades dependen tanto de los materiales que lo forman como de la geometría, del diseño y de los elementos estructurales.

Los compuestos laminares y los paneles Sándwich son los materiales compuestos estructurales más empleados.

7.1.- Materiales compuestos laminares

Están formados por láminas o paneles que tienen una dirección preferente con elevada resistencia. Las capas se apilan y luego se pegan entre sí de forma que la orientación de la dirección de elevada resistencia se puede variar en cada una de las sucesivas capas. Así en la madera contra chapada las direcciones de elevada resistencia de las sucesivas capas forman ángulos rectos entre sí. Un ejemplo de una estructura laminar son los esquís fabricados en la actualidad.

7.2.- Paneles Sándwich

Los paneles Sándwich están formados por dos láminas externas fuertes, separadas por una hoja de material menos denso, de baja resistencia y rigidez y que forma el núcleo.

Las láminas exteriores soportan la mayor parte de las cargas exteriores y cualquier esfuerzo de flexión transversal.

Por otro lado, el núcleo tiene dos funciones. De un lado soportar la deformación perpendicular al plano de la carga, y por otro aportar cierto grado de resistencia a la cizalladura a lo largo de los planos perpendiculares a las cargas. Como núcleo se emplean varios tipos de materiales como polímeros espumosos, madera de balsa, etc. Un tipo de núcleo muy extendido consiste en una estructura en panal formada por delgadas láminas dispuestas en forma de celdillas hexagonales colocadas perpendicularmente a las cargas.

Los paneles Sándwich se emplean en gran tipo de aplicaciones como techos, paredes, revestimientos de alas y fuselajes de aviones, etc.

Este tipo de estructuras logran una gran resistencia a la flexión.

Los núcleos de madera de balsa tienen poca aplicación, empleándose únicamente en estructuras secundarias.

Un antiguo empleo de este tipo de estructura que todavía se emplea con mucha frecuencia es el cartón ondulado usado en embalajes.

8.- Cálculo

Existen dos maneras diferentes de calcular los elementos fabricados en composites según los diferentes esfuerzos que van a soportar. Así se hace una distinción entre vigas y laminados.

Para vigas los cálculos se realizarán considerando tejidos unidireccionales.

Para laminados es necesario tener una gráfica de variación del porcentaje de resistencia en función del ángulo de la fibra con la dirección de esfuerzo. Obtenido este porcentaje se le aplica el cálculo unidireccional.

8.1.- Vigas

Se disponen las fibras paralelas a las direcciones de tracción y compresión.

Existen una serie de expresiones que definen la resistencia del compuesto según el esfuerzo sea de tracción, de compresión o de cortadura y la mayor parte del esfuerzo la soporte la fibra o la matriz. Así:

- Tomamos un tipo de fibra con el módulo de elasticidad a tracción y el módulo de cortadura deseado.
- Elegimos el tipo de resina con el módulo de elasticidad a tracción y módulo a cortadura que cumpla nuestras características.
- Es necesario saber las fracciones volumétricas.

1) Queremos soportar esfuerzo de tracción: lo que implica que la mayor parte del esfuerzo es soportado por las fibras:

$$\sigma(_{\text{tracción unidireccional}})=\text{función}(Vf,Vm;Ef,Em)$$

2) El esfuerzo a soportar es de compresión: en este caso la responsabilidad está muy repartida entre fibra y matriz, paro suele calcularse como si fuese a tracción:

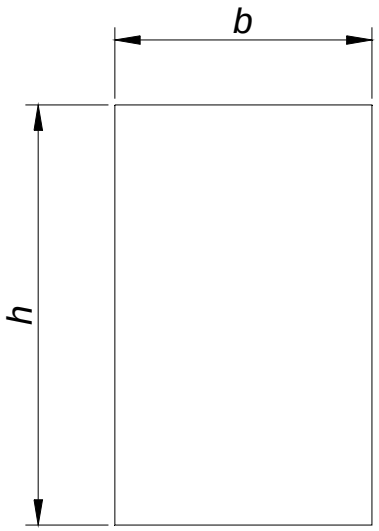
$$\sigma(_{\text{compresión unidire.}})=f(Vf,Vm,Ef,Em)$$

3) Esfuerzo de cortadura: la responsabilidad es prácticamente de la matriz en su totalidad pero, suele ponerse la fibra en una posición angulada (45º) de modo que sean ellas las que se encarguen de soportar el esfuerzo.

$$\sigma(_{\text{cortadura matriz}})=f(Vf,Vm,Ef,Em)$$

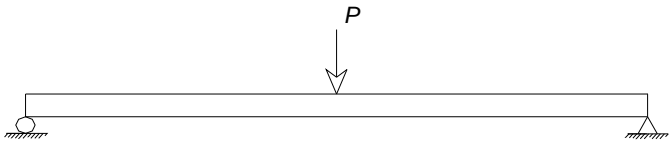
8.1.1.- Diseño de una viga

Definidos los materiales, definimos la geometría de la viga; por ejemplo sección maciza rectangular:



Vemos como está cargada y calculamos las solicitaciones en el punto en el sean más exigentes. Estos punto determinan la geometría de la viga.

Ejemplo: VIGA SIMPLEMENTE APOYADA.
Con carga centrada P:

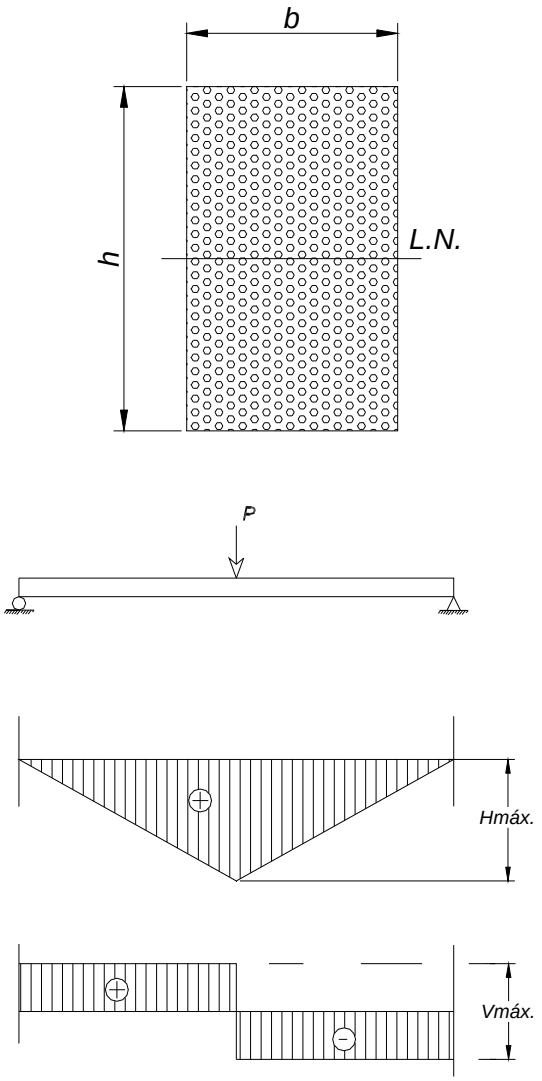


En la sección C, la más solicitada, el momento flector máximo nos provoca tracción en la panza de la viga y compresión en la parte superior

Por tanto, en estas secciones sería mejor poner abajo unidireccional en el sentido de la tracción, y aunque arriba el soportar la compresión se hace de forma combinada por la fibra y matriz. Se calcula como unidireccional.

Ahora debemos saber que colocar en el medio de la viga si en la parte superior hemos colocado unidireccional.

Comprobamos el esfuerzo cortante en C:



Existe cortante vertical que por el teorema de reciprocidad vale lo mismo de forma rasante de modo que el esfuerzo cortante máximo está en el eje de la viga. Por lo que en ese punto manda la matriz y lo calcularemos a cortante.

Ahora con los valores de la resistencia del material en cada zona sólo nos queda dimensionar la sección de la viga.

Si optamos por una sección rectangular:

Si fijamos h y tenemos el momento flector máximo, sólo nos queda hallar b.Navier nos dice que:

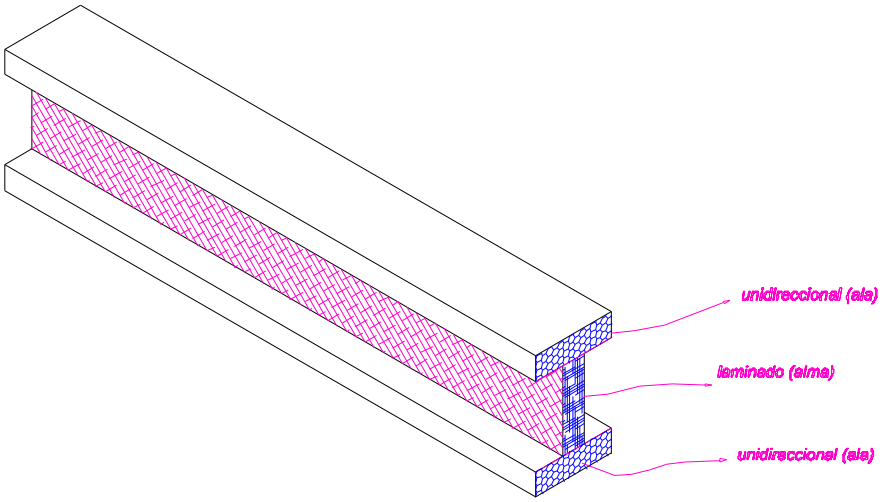
Sigma(Tracc)=Mf * Ymax / Iz

Iz(momento de área) es función de b y de h.

Ahora debemos comprobar si con este valor de b es suficiente para soportar el esfuerzo de cortadura. Si la Tau de trabajo es menor a la Tau cortante de la matriz entonces la b vale. Si la Tau de trabajo fuese mayor a la Tau de la matriz entonces debemos aumentar la b.

Puede darse el caso de que en la corrección del valor de b, este valor pase a ser muy grande por lo que sería una viga muy ancha, con el consecuente aumento de gasto de material.

Para solucionar esto, podemos hacer que el esfuerzo cortante sea soportado por fibras formando un ángulo con este esfuerzo, de modo que el alma sea calculada de forma unidireccional, quedando la viga con su parte superior e inferior (alas) con tejido unidireccional, y en el medio (alma), con un laminado a 45º. Nos daria lugar a una doble T.



Si trabajamos en el alma con el mismo material que en las alas, como trabajan a tracción usaremos la misma sigma(tracción).

Ahora el momento de inercia respecto al eje Z cambia, por lo que b cambiará con respecto a la hallada antes, haciendo el cálculo de la misma forma.

9.- Manejo de materiales compuestos

La matriz (resinas de poliéster y de Epoxi) son polímeros en su estado final **duro** o **cuajado** (para determinar el estado final existe un parámetro denominado **control en % de mezcla** que de calcula con el tanto por ciento en peso).

A la hora de trabajar poseemos dos materiales. La resina propiamente dicha y el catalizador que añadido a la resina, en la medida justa indicada por el diseñador del producto, hará que tenga lugar la reacción de polimerización. Hay que ser escrupuloso con el añadido del catalizador a la resina en la proporción justa, pues una falta de catalizador haría que no se polimerizase en su totalidad el Epoxi, quedando blando, con la consiguiente pérdida de propiedades mecánicas, y un exceso de él haría que éste apareciese como una fase flotante en la matriz, afectando también a las propiedades de ésta, pues ya no sería un conjunto homogéneo.

A la hora de la polimerización dos factores muy importantes a tener en cuenta son las condiciones del local, su humedad relativa y su temperatura (es necesario reali-

zar un control de humedad y un control de temperatura en el local de trabajo).

El primero de estos factores influye no de un modo químico, pues el agua no reacciona con el polímero, pero sí de un modo físico en el sentido de que si la humedad relativa es alta, la matriz absorbe agua, que aparecerá como fase en ella haciendo que la matriz ya no sea un conjunto homogéneo, con las pérdidas de propiedades que conlleva.

El factor más importante es la temperatura. Normalmente, cualquier polímero con su catalizador a temperatura ambiente polimeriza, de modo que la temperatura en principio podríamos decir que no le afecta, pero veremos por que sí lo hace.

Tenemos dos tipos de resinas:

-a) Las que no se ven influidas en sus propiedades finales de matriz según la temperatura a la que se trabaje.

-b) Las que dan unas propiedades u otras según sea la temperatura a la que se produzca la polimerización.

En las primeras, como dijimos podría darnos igual la temperatura, pero no es así, puesto que cuanto mayor es la temperatura, la reacción de polimerización se acelera, y da menos tiempo a que el agua del ambiente pase al polímero, por ello lo deseable sería trabajar con un autoclave.

Como esto es caro, y si el producto que se obtiene con la matriz no requiere de polímeros de cuajado a alta temperatura para obtener propiedades especiales, no nos importará esperar de 12 a 24 horas para polimerizar la matriz, de modo que lo único que hay que hacer para que este sea el tiempo (prudencial) es mantener la atmósfera a 24 ºC y a una humedad relativa que nunca deberá sobrepasar el 75% (lo ideal sería del 50 ó 55%).

El tipo b de resinas son aquellas que según la temperatura tendrán unas propiedades mejores cuanto mayor sea la temperatura de cuajado, sobretodo si tienen que trabajar en ambientes agresivos en los que la temperatura sea elevada y será preciso el uso de un autoclave con un **fino** control de temperatura, lo cual nos dará lo que se puede definir como: "propiedades a la carta". Este tipo de resinas se usan sobretodo para componentes de aviones y vehículos espaciales.

En lo referente a la temperatura, hay que reseñar también que a bajas temperaturas la reacción de polimerización se inhibe totalmente (muy por debajo de cero < -18 ºC).

Es así que si se poseen **tejidos preimpregnados**, éstos lo están con la mezcla ya hecha de resina + catalizador, de modo que para evitar la polimerización, se precisa que todo el material (que se encuentra en bobinas) este a muy baja temperatura.

10.- Aplicaciones de composites

A no ser que el material ya venga preimpregnado, es de suma importancia que se le añada al tejido la cantidad justa de resina, pues sino donde polimerice resina en exceso pueden darse picos de temperatura (pues la reacción de polimerización es exotérmica) que afecten a la resina (si sus propiedades varían con el tiempo) o a la fibra, además de producir una discontinuidad en el conjunto del compuesto en esa zona con baja cantidad de fibra por resina.

La cantidad justa de resina es aquella que absorbe un determinado tipo de tejido (función de su diámetro de fibra del tipo de mallado y del tipo de fibra) el cual es medido experimentalmente.

Al hacer el aplicado sobre un molde o un soporte se dispone el tejido y dependiendo de cómo sea éste (tipo de fibra, diámetro de fibra, mallado y superficie), se preparará la cantidad justa de resina + catalizador, de modo que al aplicar no sobre ni falte nada.

Vertemos la resina sobre el tejido de la forma más uniforme posible, y lo extenderemos con un rodillo mientras hacemos presión con dos objetivos: realizar la mejor extensión posible de la resina más eliminar todas las burbujas de aire que hayan podido quedar retenidas en la resina.

Acabada la resina que teníamos preparada en nuestro recipiente, extendemos otra capa de tejido, realizamos nuevamente la mezcla resina + catalizador y repetimos el proceso tantas veces como capas.

Anexo II

Normativa aplicable

NORMATIVA MEDIOAMBIENTAL

GALEGA

-Decreto 442/1990, do 13 de setembro, de avaliación do impacto ambiental para Galicia.

-Decreto 327/1991, do 4 de outubro, de avaliación de efectos ambientais para Galicia.

-Lei 7/1997, do 11 de agosto, de protección contra a contaminación acústica.

ESPAÑOLA

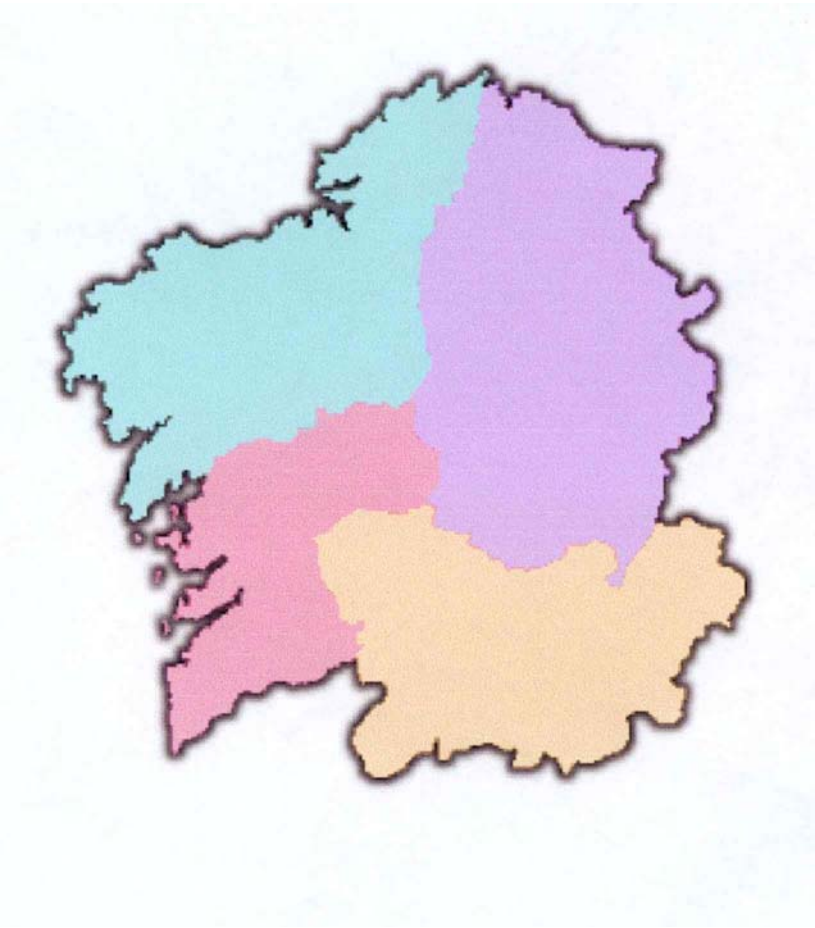
-REAL DECRETO 1594/1997, de octubre, por el que se regula la deducción por inversiones destinadas a la protección del medio ambiente.

EUROPEA

-DIRECTIVA 97/1 1/CE DEL CONSEJO de 3 de marzo de 1997 por la que se modifica la Directiva 85/337/CEE relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.

-DECISIÓN DEL CONSEJO Y DE LA COMISIÓN de 23 de septiembre de 1997 relativa a la conclusión, por parte de las Comunidades Europeas, del Tratado sobre la Carta de la Energía y el Protocolo de la Carta de la Energía sobre la eficacia energética y los aspectos medioambientales relacionados. (98/181/CE, CECA, Euratom).

NORMATIVA GALEGA



NORMATIVA GALEGA

-Orde do 5 de xuño de 1995 pola que se crea o Rexistro de Instalación de Producción de Enerxía Eléctrica en réxime especial da Xunta de Galicia.

-Decreto 205/1995, do 6 de xullo, polo que se regula o aproveitamento da enerxía eólica na Comunidade Autónoma de Galicia.

-Lei 1/1997, do 24 de marzo, do solo de Galicia.

-Resolución do 14 de outubro de 1997, da Dirección Xeral de Industria, pola que se ordena a publicación do acordo Consello da Xunta de Galicia do 1 de outubro de 1997 polo que se aproba definitivamente o proxecto sectorial de incidencia supramunicipal denominado Plan Eólico de Galicia.

-Lei 3/1999, do 11 de marzo, de creación do Instituto Enerxético de Galicia.

NORMATIVA ESPAÑOLA

NORMATIVA ESPAÑOLA

-REAL DECRETO 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

-REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

-PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL.

-REAL DECRETO 2821/1998, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999.

-REAL DECRETO-LEY 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia.

-REAL DECRETO 872/1982, de 5 de marzo, sobre tramitación de expedientes de solicitud de beneficios creados por la Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía.

-REAL DECRETO 1075/1986, de 2 de mayo, por el que se establecen normas sobre las condiciones de los suministros de energía eléctrica y la calidad de este servicio.

-REAL DECRETO 907/1982, de 2 de abril, sobre fomento de la autogeneración de energía eléctrica.

-ORDEN de 7 de julio de 1982 por la que se establecen normas para la obtención de la condición de autogenerador eléctrico.

-ORDEN de 12 enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas.

-RESOLUCIÓN de 28 de diciembre de 1998, de la Dirección General de la Energía, por la que se fija, para el año 1999, el calendario aplicable al sistema estaciona¡ tipo 5 de discriminación horaria en el sistema integrado peninsular y en los sistemas extrapeninsulares de Ceuta, Melilla, archipiélago Balear y archipiélago Canario de la tarifa eléctrica.

-ORDEN de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVa y centrales de autogeneración eléctrica.

-Condiciones técnicas para la conexión a la red de Unión Fenosa de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVa y centrales de autogeneración.

NORMATIVA EUROPEA

NORMATIVA EUROPEA

-DIRECTIVA 97/1 1/CE DEL CONSEJO de 3 de marzo de 1997 por la que se modifica la Directiva 85/337/CEE relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.

-DECISIÓN DEL CONSEJO Y DE LA COMISIÓN de 23 de septiembre de 1997 relativa a la conclusión, por parte de las Comunidades Europeas, de Tratado sobre la Carta de la Energía y el Protocolo de la Carta de la Energía sobre la eficacia energética y los aspectos medioambientales relacionados. (98/181/CE, CECA, Euratom).

Anexo III

Real Decreto 2818 / 1998

del 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

MINISTERIO

DE INDUSTRIA Y

ENERGÍA

30041 REAL DECRETO 2818 / 1998, de 23 dediciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, establece los principios de un nuevo modelo de funcionamiento que en lo que se refiere a la producción, están basados en la libre competencia. La Ley hace compatible este fundamento con la consecución de otros objetivos tales como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente, por otra parte necesarios en función de los compromisos adquiridos por España en la reducción de gases productores del efecto invernadero. Así establece para su consecución la existencia de un régimen especial de producción de energía eléctrica. corno régimen diferenciado del ordinario. En este último, el esquema regulador es el mercado de producción en el que se cruzan ofertas y demandas de electricidad y donde se establecen los precios como consecuencia de su funcionamiento como mercado organizado.

El régimen especial ha venido siendo regulado desde el año 1980 por diversa normativa. Sin embargo, la nueva ley hace obligada la promulgación del presente Real Decreto para tratar de adecuar el funcionamiento. de dicho régimen a la nueva regulación e introducción de competencia.

El presente Real Decreto desarrolla la Ley 5411997. de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. con las modificaciones que introduce la Ley 6611997. de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales. Administrativas y del Orden Social, e impulsa el desarrollo de instalaciones de régimen especial mediante la creación de un marco favorable sin incurrir en situaciones discriminatorias que pudieran ser limitadoras de una libre competencia, aunque estableciendo situaciones diferenciadas para aquellos sistemas energéticos que contribuyan con mayor eficacia a los objetivos antes señalados.

Para alcanzar ese logro sé establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que requieren de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre.

Para las instalaciones basadas en energías renovables y de residuos el incentivo establecido no tiene límite temporal debido a que se hace necesario internalizar sus beneficios medioambientales y a que, por sus especiales características y nivel tecnológico, sus mayores costes no les permite la competencia en un mercado libre.

Los incentivos que se establecen para las energías renovables son tales que van a permitir que su aportación a la demanda energética de España sea como mínimo del 12 por 100 en el año 2011 tal y como éstablece la disposición transitoria décimosexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.

Asimismo, el, presente Real Decreto establece un período transitorio suficientemente dilatado en él que a as instalaciones acogidas a la regulación anterior continúa siéndoles de aplicación el régimen que dicha regulación establecía.

En su virtud de la propuesta del Ministro de Industria y Energía, de acuerdo con el Consejo de Estado, con aprobación del Ministro de Administraciones Públicas, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 23 de diciembre de 198.

- DISPONGO:

CAPíTULO 1

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. *Objeto.*

El presente Real Decreto tiene por objeto:

a) El desarrollo reglamentario, en lo que se refiere al régimen especial, de la Ley 5411997, de 27 de noviembre. del Sector Eléctrico, en lo relativo a los requisitos y procedimientos para acogerse al régimen especial, a los procedimientos de inscripción en el Registro correspondiente, a las condiciones de entrega de la energía y al régimen económico.

b) El establecimiento de, un régimen transitorio para las instalaciones que en la fecha de entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico antes citada, estaban acogidas al Real Decreto 236611994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica, por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas -por recursos o fuentes de energía renovables.

c) La determinación de una prima para aquéllas instalaciones mayores de 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.5 de la Ley del Sector Eléctrico.

Artículo 2. Ámbito de aplicación.

1. Podrán acogerse al régimen especial establecido en este Real Decreto aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia eléctrica instalada inferior o igual a 50 MW, que reúnan las siguientes características:

a) Instalaciones de autoproductores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción térmica de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo 1.

Cuando varias instalaciones de producción en régimen especial compartan instalaciones de conexión, seguirá considerándose el punto de medida para facturación el inmediatamente anterior al punto de conexión con la empresa distríbuidora. La energía así medida se asignará a cada instalación de producción, junto con la imputación de pérdidas que corresponda, proporcionalmente a las medidas individualizadas de cada instalación de producción, que se efectuará con el correspondiente equipo de medida.

CAPÍTULO IV

Régimen económico

Artículo 23. Precio de la electricidad cedida a la empresa distribuidora por parte de las instalaciones que no se acojan al régimen general de ofertas.

Los titulares de las instalaciones con potencia igual o inferior a 50 MW inscritas definitivamente en el Regístro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, no tendrán obligación de formular ofertas al mercado mayorista para dichas instalaciones, pero tendrán el derecho a vender sus excedentes o, en su caso, la producción de energía, eléctrica a los distribuidores al precio final horario medio del mercado de producción; de energia electrica, complementado, en su caso, por un prima o incentivo que tomará los valores recogidos en este capítulo.

Artículo 24. Definición de precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica para instalaciones exentas del sistema general de ofertas.

1. El precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica es el precio medio que en cada hora deben abonar los adquirentes de energía por comprar en el mercado de producción de energía eléctrica y que es objeto de liquidación por el operador del mercado. A los efectos del presente Real Decreto, este precio será el que, de forma provisional para los adquirentes de energía, publique dicho operador del mercado antes del quinto día hábil del mes siguiente considerado para la facturación.

2. El operador del mercado publicará, conjuntamente con lo anterior, dos precios medios.

El primero será el precio medio aritmético correspondiente al conjunto de precios horarios de las ocho primeras horas de los días del mes de facturación. El segundo será el correspondiente al resto de las horas de dicho mes. Ambos precios corresponderán respectivamente a los precios valle y punta en el modelo simplificado de facturación a que hace referencia el apartado siguiente.

3. Las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW podrán tomar como precio de mercado los precios valle y punta calculados mensualmente por el operador del mercado, de acuerdo con lo expresado en el número anterior.

Artículo 25. Liquidación de las energías en régimen especial.

1. Los distribuidores que, en virtud de la aplicación de este Real Decreto, hayan efectuado compras de electricidad a los titulares de instalaciones con inscripción definitiva a que hace referencia el artículo 12 de este Real Decreto tendrán derecho a ser liquidados por las primas satisfechas por este concepto. Para ello, el importe de los incentivos correspondientes a dichas compras de energía será sometido al correspondiente proceso de liquidación de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

2. Para aquellos productores que hayan optado por el sistema de formular ofertas en el mercado mayorista o a aquellos a que hace referencia el párrafo c) del artículo 1 de este Real Decreto, el importe de los incentivos que les corresponda se percibirá como cantidad adicional a la liquidación correspondiente al mercado mayorista efectuada por el operador del mercado.

Los importes de estos incentivos, que serán abonados por los distribuidores o, en su caso, por los transportistas a los que están conectados, serán sometidos al proceso de liquidación establecido en el referido Real Decreto 2017/1997.

Artículo 26. Precio por la energía eléctrica entregada.

La retribución que los productores obtienen por la cesión de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción en régimen especial será:

$$R=Pm+Pr\pm ER$$

siendo:

R = retribución en pesetas/kWh.

Pm =precio de mercado según lo especificado en el artículo 24 de este Real Decreto.

Pr =prima según lo establecido en la presente sección

ER = complemento por energía reactiva, que será aplicado a la suma de Pm y Pr. Será el considerado con carácter general en la normativa sobre tarifas, con la diferencia de que si el factor de potencia de la energía cedida a la empresa distribuidora fuere superior a 0,9 el complemento será un abono para el productor y, si fuere inferior un descuento.

Artículo 27. Primas para las in instalaciones de autoproductores que utilicen la cogeneración u otra forma de producción térmica de electricidad.

1- Las instalaciones definidas en el. grupo al del artículo 2 de este Real Decreto con una potencia igual o inferior a 10 MW tendrán, durante un período de diez años desde su puesta en marcha, una prima de 3,20 pesetas/kWh.

2. Las instalaciones de potencia superior a 10 MW pero igual o interior a 25 MW tendrán prima en tanta perdure el período transitorio al que hace referencia la disposición transitoria octava de la Ley del Sector Eléctrico, Dicha prima será la que se deriva de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Prima} = \frac{a(40-P)}{30}$$

siendo a la prima correspondiente a instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW y P la potencia de la instalación, expresada en MW. La prima debe expresarse mediante redondeo con dos cifras decimales.

3. La prima a que hace referencia el apartado anterior se actualizará anualmente por el Ministerio d industria y Energía de acuerdo con la variación ínteranual

de los tipos de interés, de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección y del precio del gas, ponderando las tres variables a partes iguales.

Artículo 28. Primas para las instalaciones de energías renovables no consumibles derivadas de la biomasa y biocarburantes.

1 . Las instalaciones de los grupos que se relacionan de¡ párrafo b), del artículo 2 del presente Real Decreto tendrán las siguientes primas:

b. 1: para instalaciones con potencia instalada de h asta 5 kW siempre que la potencia instalada nacional de este tipo de instalaciones no supere la potencia de 50 MW: 60 pesetas/kWh.

Resto, de instalaciones: 30 pesetas/kWh.

b.2: 5.26 pesetas/kWh.

b.3: 5,45 pesetas/kWh.

b.4: 5,45 pesetas/kWh.

b.5: La prima será la que se deriva de la aplicación de la siguiente fórmula:

Prima = [b(50-p) / 40]

siendo b la prima correspondiente a instalaciones del grupo b.4 y P la potencia de la instalación, expresada en W. La prima debe expresarse mediante redondeo con
dos cifras decimales.

b.6: 5,07 pesetas/kWh.

b.7:4,70 pesetas/kph.

2. Las rimas de los grupos b.2- b.3. b.4 b.6 y b.7 se actualizaran n anualmente por el Ministerio de Industria y Energía, teniendo en cuenta la variación del precio medio de venta de electricidad, que se aplicará sobre la suma del
Pecio de mercado y la prima. Para ello, el Ministerio de Industria y Energía deberá, asimismo, estimar el precio de mercado medio anual. A estos efectos se define precio medio de Venta de electricidad como:

PM= I / E

donde:

I= ingresos previstos derivados de la facturación por suministro de electricidad, excluyendo el Impuesto sobre el Valor Añadido y cualquier otro tributo que grave el consumo de electricidad.

E= energía suministrada prevista.

3. Las instalaciones de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.6 podrán optar por no aplicar las primas establecidas en los apartados anteriores y aplicar en todas las horas un precio total a percibir de:

b.1 66 ó 36 pesetas/kWh, dependiendo de que se trate de instalaciones menores o no de 5 kW, de acuerdo con el apartado 1 del presente artículo.

b.2: 11.02 pesetas/kWh,

b.3 y b.4: 11,20 pesetas/kWh.

b.6: 10,83 pesetas/kWh,

b.7: 10,46 pesetas/kWh,

Estos precios se actualizarán con los criterios establecidos en el apartado anterior.

4. La retribución de las instalaciones del grupo b.9 se calcularán en proporción a las potencias instaladas de cada grupo.

Artículo 29. Primas para las instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía procedentes de los residuos.

1. las instalaciones del párrafo c) del artículo 2 del presente Real Decreto tendrán las siguientes primas: Centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos, Iodos de depuradora o residuos industriales: a) Para potencia igual o inferior a 10 MW: 3,70 pesetas/kWh. b) Para potencia superior a 10 MW, pero igual o inferior a 50 MW, la prima será la que se deriva de la aplicación de la siguiente fórmula:

Prima= d+ [(c-d)(50-p) / 40]

siendo c la prima correspondiente a las instalaciones ,de potencia igual o inferior a 10 MW, d la prima correspondiente a las instalaciones a las que hace referencia el artículo 31 del presente Real Decreto, y P la potencia de la instalación. expresada en MW. La prima debe expresarse mediante redondeo con dos cifras decimales.

2. Las primas se actualizarán anualmente de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés y de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección o con la variación del precio de mercado cuando todos los consumidores sean cualificados ponderando ambas variables a partes iguales.

Artículo 30. Instalaciones dé trata miento y reducción de los residuos de los sectores agrícola ganadero y de servicios.

1. Las instalaciones del párrafo d), del artículo 2 de este Real Decreto tendrán derecho a las siguientes primas:

a) d.1: para instalaciones de potencia igualo inferior a 15 MW: 3,90 pesetas/kWh. Para instalaciones de potencia superior a 15 MW pero igual o inferior a 25 MW, a prima será la qué se deriva de la aplicación de la siguiente fórmula:

Prima = [e(35-p) / 20]

Siendo e la prima correspondiente a instalaciones de potencia. igual o inferior a 15 MW, y P la potencia de la instalación expresada en MW. La prima debe expresarse mediante redondeo con dos cifras decimales)

b) d.2: para instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW: 3,90 pesetas/kWh. Para instalaciones de potencia superior a 10 MW, pero igual o inferior a 25 MW, la prima será la que se deriva de la aplicación de la siguiente fórmula:

Prima = f[(10/13)+((25-p)/65)]

siendo f la prima correspondiente a instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW, y P la potencia de la instalación expresada en MW. La prima debe expresarse mediante redondeo con dos cifras decimales.

c) d.3: para instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MY 2,5 pesetas/kWh.

Para instalaciones de potencia superior a 10 MW pero igual o inferior a 25 MW, la prima será la que se deriva de la aplicación de la siguiente fórmula:

Prima = [g (40-p)/30]

siendo g la prima correspondiente a instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW, y P la potencia de la instalación expresada en MW. La prima debe expresarse mediante redondeo con dos cifras decimales.

2. Las primas se actualizarán anualmente por el Ministerio de Industria y Energía, de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés, de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección y del precio del gas, ponderando las tres variables a partes iguales.

Artículo 31. Primas para las instalaciones de potencia instalada superior a 50 MW

Las instalaciones que utilicen como energía primaria energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando tengan una potencia instalada superior a 50 MW, tendrán derecho a una prima de 1 peseta kWh. Estas primas estarán sujetas alas actualizaciones recogidas en el apartado 2 del artículo 29 del presente Real Decreto.

No obstante lo anterior, estas instalaciones, de acuerdo con el artículo 23.1 de la Ley M Sector Eléctrico, deberán efectuar ofertas económicas de venta de energía a través del operador del mercado.

Artículo32 Modíficaciones deprimas y precios.

Cada cuatro años se revisaran las primas fijadas en. el presente capítulo de este Real Decreto. así como los valores establecidos para las instalaciones acogidas al Real Decreto 236611994, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria octava de la ley del Sector Eléctrico, atendiendo a la evolución del precio dela energía eléctrica en el mercado, a participación de estas instalaciones en la cobertura de la demanda y su incidencia sobre la gestión técnica del sistema.

Disposición adicional única. Instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW no incluidas en el presente Real Decreto.

Sin perjuicio de la energía que pudieran tener comprometida mediante contratos bilaterales físicos, aquellas instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 50 MW y superior a 1 MW que no les pudiera ser de aplicación el presente Real. Decreto y aquellas a las que, transcurrido el período transitorio a que hace referencia la disposición transitoria sexta de la ley del Sector Eléctrico no les fuera tampoco de aplicación, no estarán obligadas a presentar ofertas económicas al operador del mercado para todos los períodos de programación. pudiendo realizar dichas oferta para los períodos que estimen oportuno.

Las instalaciones definidas en el párrafo anterior que pertenezcan a empresas vinculadas con empresas distribuidoras a las que se refiere la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico podrán entregar su energía a dicha empresa distribuidora mientras perdure fa aplicación de dicha disposición transitoria, facturándola al precio del mercado a que hace referencia el apartado 3 del articulo 24 del presente Real Decreto.

La energía de las instalaciones a las que se refiere el primer párrafo de la presente disposición adicional, pero con potencia instalada igual o inferior a 1 MW, deberá ser adquirida por las empresas distribuidoras de acuerdo con lo establecido en el presente Real Decreto y será remunerada al precio de mercado simplificado al que hace referencia el apartado 3 del artículo 24 del presente Real Decreto.

Anexo IV

Planes eólicos estratégicos y parques eólicos instalados en Galicia hasta el 05-03-2001

Planes eólicos estratégicos aprobados en Galicia

ÍNDICE:

-P.E.E. “ABENCONSER S.L.” .....(22-10-1999)

-P.E.E. “ACCIONA EÓLICA DE GALICIA S.A.” .....(28-10-1999)

-P.E.E. “DESARROLLOS EÓLICOS S.A.”.....(18-09-1995)

-P.E.E. “ECOTÉCNIA S.C.C.L.” .....(06-11-1995)

-P.E.E. “ELECNOR S.A.”.....(08-10-1999)

-P.E.E. “ELÉCTRICA DE ALBERGUERÍA S.A.” .....(30-07-1999)

-P.E.E. “ENDESA-MADE” .....(28-02-1997)

-P.E.E. “ENGASA”.....(23-10-1998)

-P.E.E. “KENETECH.” .....(29-03-1996)

-P.E.E. “ENERGÍA Y RECURSOS AMBIENTALES S.A. (EYRA)”.....(15-09-1999)

-P.E.E. “ENERGÍAS RENOVABLES COSTA CORUÑA S.L.”.....(23-09-1999)

-P.E.E. “EÓLICOS TOURIÑÁN S.A.” .....(06-09-1999)

-P.E.E. “FERGO GALICIA S.A” .....(16-09-1999)

-P.E.E. “FOMENSA HISPANIA S.L.” .....(07-02-2000)

-P.E.E. “FOMENTO HISPANIA S.A.” .....(05-12-1996)

-P.E.E. “FRINSA EÓLICA S.A.” .....(20-10-1999)

-P.E.E. “GAMESA ENERGÍA S.A.”.....(21-09-1995)
.....

-P.E.E. “HIDROELÉCTRICA GALAICO PORTUGUESA S.A.” ..... (09-11-2000)

-P.E.E. “HIDROENER S.A” ..... (02-07-1996)

-P.E.E. “IBERDROLA INGENIERÍAS S.A.” ..... (19-01-2000)

-P.E.E. “MADE ENERXÍAS RENOVABLES” ..... (04-10-2000)

-P.E.E. “NORVENTO S.A.” ..... (20-10-1999)

-P.E.E. “PELMEN EÓLICA S.A.” ..... (13-08-1999)

-P.E.E. “NORDTANK” ..... (21-09-2000)

-P.E.E. “UNIÓN FENOSA ENERGÍAS ESPECIALES S.A.”.....(04-07-2000)

-P.E.E. “VIRANDEL S.L.”..... ..... (12-11-1999)

NOTA: Parques eólicos comprendidos entre o **01-01-1.995** e o **05-03-2.001**

PARQUES EÓLICOS DE A CORUÑA

NOME DO PARQUE	PETICIONARIO	DATA D.O.G.	CONCELLOS	TIPO DE MÁQUINA	Nº MÁQ.	POT. UNIT.	POT. TOTAL
P.E. "A CAPELADA"	ENDESA	(24-11-1995) (08-02-1996) (06-08-1996) (31-12-1996)	Cedeira, Cariño e Ortigueira.		50	330 KW	16,5 MW
P.E. "A CAPELADA II"	ENDESA	(20-11-1997) (22-07-1999)	Cedeira, Cariño e Ortigueira.				
P.E. "ADRAÑO" (PAXAREIRAS II-B)	EURO VENTO, S.L.	(22-05-2000) (20-10-2000) (25-01-2001) (14-02-2001) (23-02-2001)	Carnota e Mazaricos.	Bazán-Bonus 600 MK IV	36	600 KW	21,6 MW
P.E. "CAREÓN"	UNIÓN FENOSA	(25-09-1997) (30-12-1997) (11-03-1999) (18-03-1999) (05-05-1999)	Toques e Melide (A CORUÑA). Palas de Rei (LUGO).		30	600 KW	18 MW
P.E. "CASTELO"	UNIÓN FENOSA ENERGÍAS ESPECIALES, S.A.	(27-04-2000) (31-05-2000)	Tordoia e Coristanco.	Gamesa G-47-660	25	660 KW	16,5 MW
P.E. "CAXADO"	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A. (Actualmente *ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES, S.A.)*	(20-12-1999) (08-01-2001) (02-02-2001) (14-02-2001)	As Pontes de García Rodríguez.	Made AE-46/I	37	660 KW	24,42 MW
P.E. "CORME G-3"	DESARROLLOS EÓLICOS, S.A.	(24-06-1997) (27-06-1997) (19-08-1998) (04-05-1999)	Ponteceso.		70	300 KW	21 MW
P.E. "CORISCADA"	GAMESA	(17-01-1997) (24-04-1997) (20-06-1997) (12-09-1997)	Ortigueira e Mañón.		40	600 KW	24 MW
P.E. "CORISCADA II"	GAMESA ENERGÍA, S.A.	(27-10-2000)	Mañón e Ortigueira.				18,48 MW
P.E. "CORZÁN"	UNIÓN FENOSA ENERGÍAS ESPECIALES, S.A.	(19-05-2000)	Negreira.	Made AE-46/I	22	660 KW	14,52 MW
P.E. "COTO TEIXIDO"	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	(04-04-2000)	Ortigueira e Mañón.	Made AE-46/I	37	660 KW	24,42 MW

P.E. "COUCE DO PENIDO"	PLANTA EÓLICA DE GALICIA, S.A.	(13-11-1997) (04-12-1997) (23-10-1998)	Cedeira e Ortigueira.		38	600 KW	22,8 MW
P.E. "CURRÁS"	EURO VENTO, S.L.U.	(28-08-2000) (26-09-2000) (24-10-2000)	Mazaricos.	Bazán-Bonus 1,3 MW	6	1.300 KW	7.800 KW
P.E. "DO BARBANZA"	ENDESA	(01-07-1996) (05-03-1997)	Porto do Son, Pobra do Caramiñal.		60	330 KW	19,8 MW
P.E. "DO BARBANZA II"	ENDESA	(18-11-1997) (22-07-1999)	Porto do Son, Pobra do Caramiñal.				
P.E. "DOS CORVOS"	PLANTA EÓLICA DE GALICIA, S.A.	(13-11-1997) (04-12-1997) (23-10-1998)	Cedeira e Ortigueira.		17	600 KW	10,2 MW
P.E. "FALADOIRA"	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	(04-04-2000) (02-02-2001)	Ortigueira e Mañón.	Made AE-46/I	37	660 KW	24,42 MW
P.E. "FORGOSELO"	GAMESA PROMOCIÓN EÓLICA, S.A.	(08-02-1999) (12-04-1999) (13-12-1999) (09-02-2000)	A Capela e San Sadurniño.	Gamesa Eólica G-47	37	660 KW	24,42 MW
P.E. "MALPICA"	PEMALSA	(28-06-1996) (08-11-2000)	Malpica.		67	225 KW	
P.E. "MONTE DA SERRA"	ENERGÍAS AMBIENTALES, S.A. (EASA)	(30-12-1997) (11-12-1998) (18-02-1999)	Somozas.		25	600 KW	15 MW
P.E. "MONTE MARBÁN"	ENERGÍAS AMBIENTALES, S.A. (EASA)	(09-04-1999) (24-05-1999) (09-09-1999) (20-01-2000)	Somozas, Seixas e As Enchousas.	Ecotécnia 44/600	19	600 KW	11,4 MW
P.E. "MONTE MEDA" (PLANTA EÓLICA DE ZAS)	DESARROLLOS EÓLICOS, S.A.	(22-11-1995) (23-02-1996) (17-07-1996)	Zas e Santa Comba.		80	300 KW	24 MW
P.E. "MONTE REDONDO"	ENERGÍAS AMBIENTALES, S.A. (EASA)	(18-04-2000) (03-01-2001) (27-02-2001)	Vimianzo.	Ecotécnia 48/750	66	750 KW	49,5 MW
P.E. "MONTE SAN ALBERTO"	FRINSA EÓLICA, S.A.	(01-03-2001)	Ribeira.		12	1.300 KW	15,6 MW
P.E. "MONTE TREITO"	GAMESA PROMOCIÓN EÓLICA, S.A.	(11-09-2000) (15-09-2000) (12-12-2000) (28-02-2001)	Dodro, Lousame, Rianxo e Rois.		46	660 KW	30,36 MW
P.E. "MONTE VILLALBESA"	ENERGÍAS AMBIENTALES, S.A.	(04-05-1999) (12-05-1999) (09-11-1999) (04-01-2000) (07-01-2000)	Somozas.	Ecotécnia 44/600	37	600 KW	22,2 MW

P.E. "MUXÍA"	DESARROLLOS EÓLICOS, S.A.	(03-03-1995)	Muxía		150	300 KW	45 MW
P.E. "NOVO"	ENERGÍAS AMBIENTALES, S.A. (EASA)	(23-03-2000) (05-12-2000) (29-01-2001)	Valdoviño e Narón.	Ecotécnia 48/750	25	750 KW	18,75 MW
P.E. "PAXAREIRAS I"	EUROVENTO, S.L.	(17-10-1996) (17-11-1996) (20-06-1997) (12-09-1997)	Mazaricos, Muros e Carnota.				
P.E. "PAXAREIRAS II-A"	EUROVENTO, S.L. UNIPERSONAL	(17-10-1996) (06-11-1996) (16-11-1996) (24-04-1997) (20-06-1997) (12-09-1997)	Muros e Carnota.		34	600 KW	20,4 MW
P.E. "PAXAREIRAS II-C"	EUROVENTO, S.L.	(21-01-1997) (28-01-1999) (16-03-1999) (23-08-1999)	Mazaricos, Muros e Carnota.		34	600 KW	20,4 MW
P.E. "PAXAREIRAS II-D" (AMEIXENDA)	EUROVENTO, S.L.	(26-05-1997) (25-06-1997) (20-10-1997) (29-.12-1999) (29-02-2000) (07-04-2000) (10-07-2000)	Dumbría e Cee.		39	600 KW	23,4 MW
P.E. "PAXAREIRAS II-E"	EUROVENTO, S.L. UNIPERSONAL	(23-01-1997) (12-03-1997) (29-12-1999) (01-02-2000) (29-02-2000) (12-06-2000)	Dumbría.		23	600 KW	13,8 MW
P.E. "PAXAREIRAS II-F"	EUROVENTO, S.L. UNIPERSONAL	(23-01-1997) (12-03-1997) (28-01-1999) (16-03-1999) (23-06-1999) (23-08-1999) (10-11-1999) (29-12-1999) (22-05-2000)	Dumbría e Mazaricos.		41	600 KW	24,6 MW
P.E. "PEDREGAL-TREMUZO"	GAMESA ENERGÍA, S.A.	(27-10-2000)	Muros, Mazaricos e Outes.		46	660 KW	30,36 MW
P.E. "PEDREGAL-TREMUZO II"	GAMESA ENERGÍA, S.A.	(21-10-1999)	Muros e Outes.				13,2 MW
P.E. "PENA DA LOBA"	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A. (Actualmente *ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES, S.A.)*	(20-12-1999) (08-01-2001) (02-02-2001)	As Pontes de García Rodríguez.	Made AE-46/I	37	660 KW	24,42 MW

P.E. “PENA FORCADA”	UNIÓN FENOSA ENERGÍAS ESPECIALES, S.A.	(09-12-1999)	Camariñas.	Gamesa G47-660 KW	58	660 KW	38,28 MW
P.E. “PENA FREIXA”	EÓLICOS TOURIÑÁN, S.A.	(31-05-1999) (12-07-1999)	Monfero.	Genesys 750	4	750 KW	3 MW
P.E. “PENA GALLUDA”	ENERGÍA DE GALICIA, S.A. (ENGASA)	(07-12-1999)	Laracha.			55 KW	
P.E. “PETÓN DO CASTELO”	ROBUSTIANO BERMÚDEZ MÉNDEZ	(20-05-1997) (02-07-1999)	Camariñas.				2,4 MW
P.E. "PICO CERDEIRA"	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES, S.A.	01-03-2001)	Laracha e Cerceda.				24,42 MW
P.E. “PLATAFORMA EÓLICA”	FENOSA	(11-06-1997)	Monfero (A CORUÑA). Xermade (LUGO).		28	300, 500 e 600 KW	24 MW
P.E. “SAN XOÁN”	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	(21-10-1997) (14-09-1998)	As Pontes de García Rodríguez (A COURÑA). Muras (LUGO).		48	330 KW	15,8 MW
P.E. “SERRA DA LOBA”	GAMESA ENERGÍA, S.A.	(13-12-1999)	Aranga e Monfero (A CORUÑA). Guitiriz (LUGO).				36,3 MW
P.E. “SOTAVENTO”	SOTAVENTO GALICIA, S.A.	(31-07-1998) (02-06-1999) (18-06-1999) (24-06-1999) (08-11-1999)	Monfero (A CORUÑA). Xermade (LUGO).		24		18 MW
P.E. "TOURIÑÁN IV"	EÓLICOS TOURIÑÁN, S.A.	(01-03-2001)	Monfero, Irixoa e Aranga.				25 MW
P.E. "TOUTIÑÁN VII"	EÓLICOS TOURIÑÁN, S.A.	(01-03-2001)	Muxía.				10 MW

NOTA: Parques eólicos comprendidos entre o **01-01-1.995** e o **05-03-2.001**

PARQUES EÓLICOS DE LUGO

NOME DO PARQUE	PETICIONARIO	DATA D.O.G.	CONCELLOS	TIPO DE MÁQUINA	Nº MÁQ.	POT. UNIT.	POT. TOTAL
	HIDROENER S.A.	(03-03-1995)	Ourol, Muras, Abadín e A Pastoriza.		46	330 KW	15,18 MW
	SEA WEST ESPAÑA S.A.	(29-03-1995)	O Vicedo, O Valadouro e Viveiro.		60	500 KW	30 MW
	ENDESA	(29-03-1995) (30-03-1995)	Muras, Ourol, O Valadouro, Abadín e Vilalba.		192	330 KW	63,36 MW
	HIDROENER, S.A.	(31-03-1995)	Mondoñedo.		23	330 KW	7,58 MW
	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	(25-04-1995)	Muras (LUGO). As Pontes de García Rodríguez (A CORUÑA).		120	330 KW	39,6 MW
P.E. "ÁLABE-CADRAMÓN" ("CADRAMÓN")	INEUROPA DE COGENERACIÓN, S.A. (INEUROPA EÓLICA DEL XISTRAL, S.A.)	(04-04-1997) (15-09-1997) (03-09-1998) (15-10-1998)	Alfoz, Abadín e O Valadouro.		27	750 KW	20,25 MW
P.E. "ÁLABE-LABRADA"	ACCIONA EÓLICA DE GALICIA	(11-08-2000) (05-02-2001)	Abadín.	Neg-Micon NM 750/44 e NM 750/48	25	750 KW	18,75 MW
P.E. "ÁLABE-LESTE"	ACCIONA EÓLICA DE GALICIA	(31-05-2000) (05-10-2000)	Ourol e O Valadouro.	Neg-Micon NM 750/44 e NM 750/48	21	750 KW	15,75 MW
P.E. "ÁLABE-LOMBA"	INEUROPA EÓLICA DEL XISTRAL, S.A. (HIDROENER, S.A.)	(22-06-1999) (09-11-1999) (02-12-1999) (30-10-2000) (07-12-2000) (18-12-2000) (19-01-2001)	Abadín e Muras.	Neg-Micon NM 750/44	31	750 KW	23,25 MW
P.E. "ÁLABE-MAREIRO"	ACCIONA EÓLICA DE GALICIA, S.A.	(31-05-2000) (25-01-2001)	Ourol e O Valadouro.	Neg-Micon NM 750/44 e NM 750/48	28	750 KW	21 MW
P.E. "ÁLABE-MONTEMAYOR-NORTE"	ACCIONA EÓLICA DE GALICIA	(11-08-2000) (15-02-2001)	Abadín e Alfoz.	Neg-Micon NM 750/44 e NM 750/48	30	750 KW	22,5 MW

P.E. "ÁLABE-MONTEMAYOR SUR"	ACCIONA EÓLICA DE GALICIA	(11-08-2000) (05-02-2001)	Abadín.	Neg-Micon NM 750/44 e NM 750/48	24	750 KW	18 MW
P.E. "ÁLABE-NORDÉS"	INEUROPA EÓLICA DEL XISTRAL, S.A.	(04-04-1997) (15-09-1997) (20-08-1998) (15-10-1998)	Muras e O Valadouro.		27	750 KW	20,25 MW
P.E. "ÁLABE-REFACHÓN"	ACCIONA EÓLICA DE GALICIA, S.A.	(22-06-1999) (06-10-1999) (30-10-2000) (07-12-2000) (18-12-2000) (19-01-2001)	Abadín e Muras.	Neg-Micon NM 750/44	32	750 KW	24 MW
P.E. "ÁLABE-SOÁN" ("DE SOÁN")	INEUROPA DE COGENERACIÓN, S.A. (INEUROPA EÓLICA DEL XISTRAL, S.A.) (ACCIONA EÓLICA DE GALICIA)	(04-04-1997) (15-09-1997) (12-08-1998) (15-10-1998) (11-08-2000)	O Valadouro e Muras.		26	750 KW	19,5 MW
P.E. "ÁLABE-TERRAL"	ACCIONA EÓLICA DE GALICIA	(31-05-2000) (22-09-2000) (02-10-2000)	Abadín, Mondoñedo e Alfoz.	Neg-Micon NM 750/44 e NM 750/48	37	750 KW	27,75 MW
P.E. "ÁLABE-VENTOADA"	INEUROPA EÓLICA DEL XISTRAL, S.A. (ACCIONA EÓLICA DE GALICIA, S.A.)	(22-06-1999) (28-10-1999) (30-10-2000) (07-12-2000) (18-12-2000) (19-01-2001)	Muras.	Neg-Micon NM 750/44	33	750 KW	24,75 MW
P.E. "BUIO"	EUROVENTO, S.L.	(12-02-2001)	Viveiro, O Valadouro, Xove e Cervo.				48,1 MW
P.E. "BUSTELO I"	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	(31-12-1996) (18-04-1997) (04-11-1997)	Muras.		76	325 KW	24,7 MW
P.E. "CARBA I"	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	(02-06-1997) (30-12-1997) (27-10-1998) (22-03-1999) (20-04-1999) (13-05-1999)	Muras e Vilalba.		39	500 KW	19,5 MW
P.E. "CARBALLEIRA"	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES, S.A.	(18-01-2001)	Muras e Xermade (LUGO). As Pontes de García Rodríguez (A CORUÑA).				24,42 MW
P.E. "CELAYA"	DESARROLLOS EÓLICOS, S.A.	(27-12-1999) (14-02-2001)	Abadín e Vilalba.	A-643	47	600 KW	28,2 MW
P.E. "CORUXEIRAS"	NORVENTO, S.L.	(13-04-2000) (28-11-2000)	Muras e Ourol.	Gamesa, Made ou Neg-Micon	75	660 KW	49,5 MW

P.E. "CHANTADA"	ELECNOR, S.A.	(22-09-2000) (06-02-2001)	Carballedo e Chantada (LUGO). Rodeiro (PONTEVEDRA).		31	1.300 KW	40,3 MW
P.E. "DA FONSAGRADA"	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES, S.A.	(18-12-2000)	Fonsagrada e Ribeira de Piquín.				49,5 MW
P.E. " DE PUNAGO"	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES, S.A.	(14-11-2000)	Baleira, Castroverde e Pol.				30,36 MW
P.E. "DO XISTRAL"	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	(01-07-1997)	Abadín, Muras e O Valadouro.		39	600 KW	23,4 MW
P.E. "ESCOIRAS"	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	(17-12-1999) (10-05-2000)	Muras e O Valadouro.	Made AE-46/I	26	660 KW	17,16 MW
P.E. "FIOUCO"	NORVENTO, S.L.	(10-01-2001)	Abadín.				24,8 MW
P.E. "FONTE TOXOSO"	DESARROLLOS EÓLICOS, S.A.	(14-11-1997) (11-11-1998) (09-03-1999) (29-06-1999)	Abadín e Vilalba.		46	300 KW	13,8 MW
P.E. "GOIA-PEÑOTE"	GAMESA ENERGÍA, S.A.	(29-03-1999) (31-03-2000)	Xermade, Vilalba e Muras.				40,92 MW
P.E. "LA FARRAPA I"	GAMESA ENERGÍA, S.A.	(31-10-2000)	Abadín, Mondoñedo, Riotorto e A Pastoriza.				49,3 MW
P.E. "LA FARRAPA II"	GAMESA ENERGÍA, S.A.	(31-10-2000)	Abadín.				28,05 MW
P.E. "LAMPAS-RAÑADOIRO"	GAMESA ENERGÍA, S.A.	(01-12-2000)	As Nogais, Pedrafrita do Cebreiro, Triacastela, Folgoso do Courel e Samos.				38,25 MW
P.E. "LEBOREIRO"	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	(01-02-1999) (29-03-1999) (08-06-1999)	Muras.	Made AE-46	37	660 KW	24,42 MW
P.E. "LUGO"	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	(01-02-1999) (08-06-1999) (17-12-1999)	Abadín, Muras e O Valadouro.	Made AE-46/I	36	660 KW	23,76 MW
P.E. "MONDOÑEDO"	FERGO GALICIA VENTO, S.L.	(04-01-2001)	Mondoñedo.				49,4 MW
P.E. "MONSEIBÁN"	DESARROLLOS EÓLICOS, S.A.	(16-02-1995) (06-08-1997) (14-11-1997) (18-03-1999) (29-06-1999) (17-10-2000)	Abadín e Vilalba.		195	362 KW	70,59 MW
P.E. "MONTE CABEZA"	ELECNOR, S.A.	(22-09-2000) (06-02-2001)	Chantada e Antas de Ulla (LUGO). Rodeiro (PONTEVEDRA).		23	1.300 KW	29,9 MW

P.E. “MONTOUTO”	NORVENTO, S.L.	(19-11-1998) (16-12-1998) (09-03-2000) (05-05-2000)	Abadín e Muras.		31	660 KW	20,42 MW
P.E. “MUIMENTA”	GAMESA ENERGÍA, S.A.	(25-09-2000)	A Pastoriza.				49,3 MW
P.E. “MURAS I”	GAMESA	(09-01-1997) (20-03-1997) (18-09-1997) (30-03-2000) (20-07-2000)	Muras.		40	600 KW	24 MW
P.E. “MURAS II”	SISTEMAS ENERGÉTICOS MURAS, S.A.	(15-10-1998) (14-04-1999) (11-11-1999) (30-11-1999) (17-12-1999) (31-01-2000) (30-03-2000) (20-07-2000)	Muras e Ourol.	G 47	37	660 KW	24,42 MW
P.E. “O VICEDO”	EUROVENTO, S.L.	(17-02-1997) (11-09-1997) (22-09-1997)	O Vicedo.		25	600 KW	15 MW
P.E. “PEDRA CHANTADA”	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	(22-09-1998) (26-03-1999) (17-03-2000) (05-05-2000) (14-06-2000) (22-06-2000)	Muras, Ourol e O Valadouro.	Made AE-46	37	660 KW	24,42 MW
P.E. "PENAS ALTAS"	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES, S.A.	(07-02-2001)	Paradela, Bóveda e O Saviñao.				49,5 MW
P.E. “PEÑA ARMADA”	UNIÓN FENOSA ENERGÍAS ESPECIALES, S.A.	(23-09-1999) (20-06-2000) (28-12-2000)	Friol e Palas de Rei.	Neg-Micon NM 900/52	23	900 KW	20,7 MW
P.E. “PENAS DA MOSA”	DESARROLLOS EÓLICOS, S.A.	(06-08-1997) (14-11-1997) (10-10-1998) (09-03-1999) (29-06-1999)	Vilalba e Abadín.		71	300 KW	21,3 MW
P.E. “PENA GRANDE”	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	(18-01-1999) (04-06-1999) (14-06-2000) (13-11-2000) (16-01-2001) (16-02-2001)	Muras.	Made AE-46	27	660 KW	17,82 MW
P.E. “PENAS GRANDES”	ELECNOR, S.A.	(18-01-1999) (22-09-2000) (06-02-2001)	Carballedo (LUGO). Rodeiro (PONTEVEDRA).		9	1.300 KW	11,7 MW
P.E. “PENA LUISA”	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	(26-03-1999) (24-02-2000) (05-05-2000) (12-06-2000) (21-06-2000)	Muras e Ourol.	Made AE-46/I	33	660 KW	21,78 MW
P.E. "PENA VENTOSA"	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES, S.A.	(07-02-2001)	Viveiro, Ourol e O Vicedo.				49,5 MW
P.E. “POUSADOIRO”	GAMESA ENERGÍA, S.A.	(28-10-1999)	Riotorto e A Pontenova.				49,5 MW
P.E. "RIOBOO"	EUROVENTO, S.L.	(12-02-2001)	Viveiro, Xove e O				23,4 MW

			Valadouro.				
P.E. "SAN SEBASTIÁN"	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES, S.A.	(07-02-2001)	Chantada e Carballedo.				49,5 MW
P.E. "SAN XOÁN"	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	(05-10-1998)	Muras.				
P.E. "SERRA DAS PENAS"	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES, S.A.	(07-02-2001) (23-02-2001)	Paradela.				49,5 MW
P.E. "SERRA DE MEIRA"	GAMESA ENERGÍA, S.A.	(14-10-1999)	Riotorto, Meira, Riveira de Piquín e Pol.				49,5 MW
P.E. "SIERRA DEL PÁRAMO"	VIRANDEL, S.L.	(09-02-2001)	Sarria, O Páramo e Paradela.				25 MW
P.E. "SILÁN"	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A. (Actualmente *ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES, S.A.)*	(18-01-1999) (04-06-1999) (27-04-2000) (29-06-2000) (13-11-2000) (16-02-2001)	Muras.	Made AE-46	20	660 KW	13,2 MW
P.E. "SOTAVENTO"	SOTAVENTO GALICIA, S.A.	(31-07-1998) (27-10-1999)	Xermade (LUGO). Monfero (A CORUÑA).				
P.E. "VILALBA"	MADE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	(21-10-1997) (27-10-1998) (16-11-1998) (28-06-1999) (30-06-1999) (08-07-1999) (09-12-1999)	Vilalba.		38	650 KW	24,7 MW
P.E. "VIVEIRO"	GAMESA ENERGÍA, S.A.	(09-04-1999) (31-03-2000) (22-12-2000)	Viveiro e Xove.	G-47	55	660 KW	36,3 MW

NOTA: Parques eólicos comprendidos entre o **01-01-1.995** e o **05-03-2.001**

PARQUES EÓLICOS DE PONTEVEDRA

NOME DO PARQUE	PETICIONARIO	DATA D.O.G.	CONCELLOS	TIPO DE MÁQUINA	Nº MÁQ.	POT. UNIT.	POT. TOTAL
P.E. "AMEIXEIRAS E TESTEIRAS"	GAMESA ENERGÍA, S.A.	(27-04-1999) (22-06-2000)	Forcarei e Lalín (PONTEVEDRA). O Irixo (OURENSE).		75	660 KW	49,5 MW
P.E. "DEVA"	EURO VENTO, S.L.	(25-11-1999) (06-03-2000)	Covelo e A Cañiza (PONTEVEDRA). Melón (OURENSE).	Bazán-Bonus 600 KW	82	600 KW	49,2 MW
P.E. "FARELO"	ELECNOR, S.A.	(22-09-2000) (07-02-2001)	A Golada e Rodeiro (PONTEVEDRA). Antas de Ulla (LUGO).		38	1.300 KW	49,4 MW
P.E. "MASGALÁN-CAMPO DO COCO"	GAMESA ENERGÍA, S.A. (SISTEMAS ENERGÉTICOS CANDO, S.A.)	(17-01-2001) (27-02-2001) (02-03-2001)	Forcarei, Silleda e Lalín.	Gamesa Eólica G 47-660	75	660 KW	49,5 MW
P.E. "OUTEIRO DO COTO"	SISTEMAS ENERGÉTICOS CANDO, S.A.	(01-09-2000)	NOTA: Ampliación dos parques ***"Monte Seixo e Serra do Cando"***.	Gamesa G 47	23	660 KW	15,18 MW
P.E. "SERRA DO CANDO"	GAMESA	(27-10-1997) (18-11-1997) (25-09-1998) (25-11-1998) (23-02-1999) (06-05-1999) (20-07-1999)	A Lama, Cotobade, Forcarei e Cerdedo.		40	600 KW	24 MW
P.E. "XESTEIRAS"	GAMESA PROMOCIÓN EÓLICA	(05-10-1998)	A Estrada e Cuntis.				24,42 MW

NOTA: Parques eólicos comprendidos entre o **01-01-1.995** e o **05-03-2.001**

PARQUES EÓLICOS DE OURENSE

NOME DO PARQUE	PETICIONARIO	DATA D.O.G.	CONCELLOS	TIPO DE MÁQUINA	Nº MÁQ.	POT. UNIT.	POT. TOTAL
P.E. "DE MEDA"	UIPICSA. (IBERDROLA DIVERSIFICACIÓN, S.A.)	(10-08-1998) (20-08-1999) (18-07-2000) (20-11-2000) (12-12-2000)	Parada de Sil, Montederramo e Xunqueira de Espadañedo.	Gamesa G 47	18	660 KW	11,88 MW
P.E. "LA PEROXA"	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES, S.A.	(18-01-2001)	Vilamarín e A Peroxa (OURENSE) Carballedo (LUGO).				39,6 MW
P.E. "LAROUCO"	IBERDROLA DIVERSIFICACIÓN, S.A.	(03-11-2000) (29-01-2001)	Baltar, Cualedro e Xinzo de Limia.		49	850 KW	41,65 MW
P.E. "PENA DA CRUZ"	GAMESA ENERGÍA, S.A.	(25-01-2001)	Montederramo, Chandreixa de Queixa e Castro Caldelas.	G 52	18	850 KW	15,3 MW
P.E. "SERRA DO BURGO"	IBERDROLA DIVERSIFICACIÓN, S.A.	(14-10-1999) (18-04-2000) (04-07-2000) (20-10-2000)	Chandreixa de Queixa e Castro Caldelas.		19	660 KW	12,54 MW
P.E. "SERRA DO EIXE"	EDASA EÓLICA SOLPOR, S.A.	(21-11-2000)	O Barco de Valdeorras: Carballeda de Valdeorras e A Veiga.				50 MW
P.E. "SIL"	UIPICSA. (IBERDROLA DIVERSIFICACIÓN, S.A.)	(03-03-1999) (30-04-1999) (15-06-1999) (22-06-2000) (20-10-2000)	Nogueira de Ramuín, Xunqueira de Espadañedo, Parada de Sil e Esgos.	Gamesa G 47	36	660 KW	23,76 MW
P.E. "TEA"	EUROVENTO, S.L. UNIPERSONAL	(25-11-1999) (06-03-2000)	Melón, Avión e Carballeda de Avia (OURENSE). Covelo (PONTEVEDRA).	Bazán-Bonus 600 KW	82	600 KW	49,2 MW

NOTA: Parques eólicos comprendidos entre o **01-01-1.995** e o **05-03-2.001**

Parques eólicos instalados en España hasta el 31-12-2000.

NOMBRE	UBICACIÓN (PROVINCIA)	PROMOTOR	MARCA AEROGENERADOR	N.º × MODELO	POT. TOTAL (KW)	ENTRADA EN SERVICIO
ANDALUCÍA						
E3 TARIFA	Tarifa (CA)	SEASA	Ecotecnia	50 x 20/150	7500	11/92
ENERGÍAS EÓLICAS DEL ESTRECHO	Tarifa (CA)	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	16 x AE-23	2880	92
ENIX	Enix (AL)	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	40 x AE-30	13200	97
KW - TARIFA	Tarifa (CA)	KW - TARIFA	Kenetech	90 x 330	29700	95
LEVANTERA	Tarifa (CA)	AYUNTAMIENTO DE TARIFA	Abengoa W.P.	5 x 56-100	500	92
LOS LANCES	Tarifa (CA)	ECYR	Made T. Renovables	8 x AE-46/I	5280	99
		SELL	Ecotecnia	9 x 44/600	5760	03/99
LOS LLANOS	Casares (MA)	EXPLOTACIONES EOLICAS SIERRA DE UTRERA	Gamesa Eólica	30 x IG47/660	19800	02/00
MONTEAHUMADA	Tarifa (CA)	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	7 x AE-20	1050	89-95-96
				1 x AE-45	500	89-95-96
				3 x AE-30	990	89-95-96
MONTEAHUMADA (2000)	Tarifa (CA)	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	1 x AE-52	800	11/00
				1 x AE-61	1320	11/00
P.E.E.	El Cortijo de la Joya, Tarifa (CA)	P.E.E.	NEG Micon Ibérica	12 x NTK 500/37	6000	09/96
PESUR	Tarifa (CA)	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	35 x AE-20	5250	92
		SEASA	Abengoa W.P.	150 x 56-100	15000	12/92
TAHIVILLA	Tarifa (CA)	DESARROLLOS ELÓLICOS DE TARIFA	Desarrollos Eólicos	100 x AE-30	30000	98
TARIFA	Tarifa (CA)	ECOTECNIA	Ecotecnia	2 x 640	1280	05/96
				1 x 20/225	225	89
				1 x 20/150	150	89
TARIFA 1650	Tarifa (CA)	WIND IBÉRICA ESPAÑA	Gamesa Eólica	1 x V-66	1650	11/99
ARAGÓN						
AMPLIACIÓN DE REMOLINOS	Zaragoza	CEASA	Gamesa Eólica	3 x IG47/660	1980	98
ARAGÓN	Zaragoza	ERSA	Made T. Renovables	16 x AE-30	5280	94
BORJA	Borja (Z)	CEASA	Gamesa Eólica	27 x G42/600	16200	96
BORJA II	Borja (Z)	CEASA	Gamesa Eólica	11 x IG47/660	7260	11/00
CAMPO DE BORJA	Aragón	CEASA	Gamesa Eólica	3 x IG47/660	1980	11/00
DEHESA DEL COSCOJAR	Plasencia del Jalón (Z)	DESEBRO	Nordex	25 x N 43/600	15000	08/99
EL PILAR	Zaragoza	CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA	Gamesa Eólica	25 x IG47/600	15000	97
LA MUELA	Zaragoza	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	1 x AE-18	110	90
LA MUELA	Zaragoza	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	1 x AE-15	75	90
LA MUELA II	Zaragoza	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	56 x AE-30	18480	95-97
LA MUELA III	Zaragoza	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	25 x AE-46/I	16500	99
LA PLANA II	Zaragoza	GAMESA PROMOCIÓN EÓLICA	Gamesa Eólica	25 x G47/600	15000	96
LA PLANA III	Zaragoza	GAMESA PROMOCIÓN EÓLICA	Gamesa Eólica	10 x IG47/660	6600	98
LA SERRETA	Zaragoza	MOLINOS DEL EBRO	Gamesa Eólica	37 x IG47/660	24420	99
LA SERRETA II	Aragón	MOLINOS DEL EBRO	Gamesa Eólica	38 x IG47/660	25080	10/00
MAS GARULLO I+D/LA PLANA I	Zaragoza	GAMESA ENERGÍA IBÉRICA	Gamesa Eólica	2 x V66	3300	04/00
MUEL	Muel (Z)	EXPLOTACIONES EÓLICAS DE MUEL	NEG Micon Ibérica	27 x NTK 600/43	16200	06/98

NOMBRE	UBICACIÓN (PROVINCIA)	PROMOTOR	MARCA AEROGENERADOR	N.° × MODELO	POT. TOTAL (KW)	ENTRADA EN SERVICIO
REMOLINOS	Aragón	CEASA	Gamesa Eólica	15 x IG47/660	9000	97
TAUSTE	Tauste (Z)	CEASA	Gamesa Eólica	57 x IG47/660	37620	99
VALDECUADROS (P.E. I+D)	La Muela (Z)	TAIM - TFG	NEG Micon Ibérica	1 x NTK 600/43	600	06/97
CASTILLA - LA MANCHA						
CERRO DE LA PUNTA	Higueruela (AB)	EEE	Gamesa Eólica	37 x IG47/660	24420	09-11/99
CUERDA	Petrola y Corral Rubio (AB)	EHN	Gamesa Eólica	47 x IG47-660	31020	10/00
HIGUERUELA	Higueruela (AB)	EEE	Gamesa Eólica	57 x IG47/660	37620	05-08/99
MALEFATÓN	Alatoz, Alpera, Higueruela (AB)	EEE	Gamesa Eólica	75 x IG47-660	49500	09/00
MUELA	Petrola y Chinchilla de Monte Aragon (AB)	EEE	Gamesa Eólica	69 x IG47/660	45540	09/00
MUELA DE TORTOSILLA	Alpera (AB)	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS	Gamesa Eólica	56 x IG47/660	36960	03/00
VIRGEN DE BELEN I	Bonete (AB)	EHN	Gamesa Eólica	37 x IG47-660	24420	10/00
VIRGEN DE BELEN II	Bonete (AB)	EEE	Gamesa Eólica	37 x IG47/660	24420	08/00
VIRGEN DE LOS LLANOS I	Higueruela (AB)	EEE	Gamesa Eólica	40 x IG47/660	26400	06-09/99
VIRGEN DE LOS LLANOS II	Higueruela (AB)	EEE	Gamesa Eólica	35 x IG47/660	23100	07-09/99
CASTILLA Y LEÓN						
ALDEAVIEJA	Ávila	SINAE	Gamesa Eólica	22 x IG47/660	14520	04/00
ALDEAVILA	Ávila	SINAE	Gamesa Eólica	18 x IG47/660	11880	04/00
CRUZ DE HIERRO	Ávila	SINAE	Gamesa Eólica	22 x IG47/660	14520	04/00
EL AGUALLAL	Zamora	CESA	Gamesa Eólica	18 x IG47/660	11880	11/00
EL CANTO	Burgos	CESA	Gamesa Eólica	23 x IG47/660	15180	01/00
EL CERRO	Burgos	CESA	Gamesa Eólica	30 x IG47/660	19800	02/00
EL PUPAL	Oluega, Hinojasa y Pozalmuro (SO)	EÓLICA DE MONCAYO	NEG Micon Ibérica	23 x NM 750/48	17250	10/99
EL TABLADO	Soria	GAMESA PROMOCIÓN EÓLICA	Gamesa Eólica	30 x IG47/660	19800	07/99
EL TORNAZO II	Soria	CESA	Gamesa Eólica	11 x IG47/660	7260	10/00
LA TORADA	Burgos	CESA	Gamesa Eólica	14 x IG47/660	9240	01/00
OJOS ALBOS	Ávila	SINAE	Gamesa Eólica	22 x IG47/660	14520	04/00
PEÑA ALTA	Burgos	CESA	Gamesa Eólica	20 x IG47/660	13200	01/00
PICAL	Palencia	CESA	Gamesa Eólica	30 x IG47/660	19800	11/00
SIERRA DEL MADERO	Olvega (SO)	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	45 x AE-30	14850	97
SIERRA DEL MADERO II	Olvega (SO)	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	21 x AE-46/I	13860	99
TORANZO	Soria	CESA	Gamesa Eólica	30 x IG47/660	19800	07/99
VILLACASTIN (Fase II A. Del Voltoya)	Villacastin (SG)	SINAE/UNION FENOSA ENERGIAS ESPECIALES/ IDEA/CAJA MADRID/SODICAL/AYUNTAMIENTO	Gamesa Eólica	22 x IG47/660	14520	11/01
CATALUNYA						
BAIX EBRO	Monte Buinaca, Tortosa (T)	PEBESA	Ecotecnia	27 x 20/150	4050	06/95
CABO CREUS	Rosas (GI)	RELSA	Made T. Renovables	2 x AE-15	150	90
CABO CREUS	Rosas (GI)	RELSA	Made T. Renovables	4 x AE-18	440	90
LES COLLADETES I	El Perelló (T)	ENERVENT	Gamesa Eólica	36 x IG47/660	23760	05/99

NOMBRE	UBICACIÓN (PROVINCIA)	PROMOTOR	MARCA AEROGENERADOR	N.º × MODELO	POT. TOTAL (KW)	ENTRADA EN SERVICIO
LES COLLADETES II	El Perelló (T)	ENERVENT	Gamesa Eólica	18 x IG47/660	11880	09/00
TRUCAFORT	Tarragona	SEESA	Ecotecnia	66 x 28/225 25 x 640	14850 16000	04/99 04/99
COMUNIDAD VALENCIANA						
LA CABRERA	Valencia	ACILOE	Gamesa Eólica	4 x IG47/660	2640	11/99
GALICIA						
A CAPELADA	Cedeira (C)	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	50 x AE-30	16500	12/97
A CAPELADA II	Cedeira (C)	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	45 x AE-30	14850	12/98
A CARBA	Muras y Villalba (LU)	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES	Made T. Renovables	30 x AE-46/I	19800	09/00
A RUÑA	Mazaricos (C)	EUROVENTO	Bazan Bonus	41 x MK-IV 600	24600	02/00
ALABE REFACHON	Lugo	ALABE SOCIEDAD DE COGENERACION	NEG Micon Ibérica	32 x NM 750/44	24000	11/00
ALABE-CUADRAMON	Abadin, Alfoz y Valadoru (LU)	ACCIONA EOLICA DE GALICIA	NEG Micon Ibérica	27 x M-1500-750/175	20250	11/99
ALABE-NORDEX	Abadin, Alfoz y Valadoru (LU)	ACCIONA EOLICA DE GALICIA	NEG Micon Ibérica	27 x M-1500-750/175	20250	11/99
ALABE-SOÁN	Abadin, Alfoz y Valadoru (LU)	ACCIONA EOLICA DE GALICIA	NEG Micon Ibérica	26 x M-1500-750/175	19500	11/99
AS SOMOZAS	As Somozas (C)	EYRA	Ecotecnia	80 x 44/600	48000	07/00
BARBANZA	Puebla de Cameriña (C)	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	60 x AE-30	19800	97
BARBANZA II	Puebla de Cameriña (C)	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	1 x AE-46/I 26 x AE-32	660 8580	98-99 98-99
BUSTELO	Muras (LU)	MADE ENERGÍAS RENOVABLES	Made T. Renovables	124 x AE-32	40920	99
CABO VILANO	Camariñas (C)	UNIÓN FENOSA ENERGÍAS ESPECIALES	Made T. Renovables	20 x AE-20	3000	92
CAREON	Sierra de Careón (A CORUÑA / LUGO)	UNION FENOSA ENERGIAS ESPECIALES	NEG Micon Ibérica	30 x NM 600/43	18000	04/00
CORISCADA	A Coriscada (C)	GAMESA PROMOCIÓN EÓLICA	Gamesa Eólica	40 x IG47/660	24000	98
COUCEPENIDO	Cedeira / Carino (C)	UNIÓN FENOSA ENERGÍAS ESPECIALES	NEG Micon Ibérica	38 x NTK 600/43	22800	12/99
FORGOSELO	Galicia	GAMESA PROMOCIÓN EÓLICA	Gamesa Eólica	37 x IG47/660	24420	05/00
MALPICA	Malpica (C)	PEMALSA	Ecotecnia	67 x 28/225	15075	03/97
MONTE SEIXO	Lama y Cotobade (PO)	GAMESA PROMOCIÓN EÓLICA	Gamesa Eólica	37 x IG47/660	24420	11/99
MONTEBOS	Carnota y Muros (C)	EUROVENTO	Bazan Bonus	32 x MK-IV 600	19200	02/98
MURAS I	Concello de Muras (LU)	GAMESA PROMOCIÓN EÓLICA	Gamesa Eólica	37 x IG47/660	24420	09/98
MURAS II	Concello de Muras (LU)	GAMESA PROMOCIÓN EÓLICA	Gamesa Eólica	37 x IG47/660	24420	05/00
OS CORVOS	Cedeira / Carino (C)	UNIÓN FENOSA ENERGÍAS ESPECIALES	NEG Micon Ibérica	17 x NTK 600/43	10200	10/99
OUTEIRO DO COTO	Pontevedra	GAMESA ENERGÍA IBÉRICA	Gamesa Eólica	23 x IG47/660	15180	07/00
PAXAREIRAS	Mazaricos - Muros y Carnota (C)	EUROVENTO	Bazan Bonus	34 x MK-IV 600	20400	01/98
PENA LUISA	Muras y Oural (LU)	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES	Made T. Renovables	33 x AE-46	21780	08/00
SERRA DO CANDO	Focarei y Cerdero (PO)	GAMESA PROMOCIÓN EÓLICA	Gamesa Eólica	37 x IG47/660	24420	99
VICEDO	Vicedo (LU)	EUROVENTO	Bazan Bonus	41 x MK-IV 600	24600	01/99
VILLALBA	Muras y Villalba (LU)	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES	Made T. Renovables	38 x AE-46/I	25080	09/00
VIRXE DO MONTE (PAXAREIRAS IIC)	Mazaricos (C)	EUROVENTO	Bazan Bonus	32 x MK-IV 600	19200	02/00
XISTRAL (1ª Fase) / SOAN, NORDES, QUADRAMÓN	Lugo	AEGA	NEG Micon Ibérica	78 x NM 750/44	58500	11/98
ZAS	Coruña	DESARROLLOS EÓLICOS DE GALICIA	Desarrollos Eólicos	80 x AE-30	24000	12/98

NOMBRE	UBICACIÓN (PROVINCIA)	PROMOTOR	MARCA AEROGENERADOR	N.º × MODELO	POT. TOTAL (KW)	ENTRADA EN SERVICIO
PUNTA TENO	Tenerife (TF)	UPARSA	Made T. Renovables	6 x AE-46	1980	07/00
SANTA LUCÍA	Tirajana (GC)	UNELCO PARTICIPADAS	Made T. Renovables	16 x AE-30	5280	97
TENEFE	Santa Lucia (GC)	PECSA	Aerogeneradores Canarios	5 x V27/225	1125	01/92
LA RIOJA						
YERGA	Logroño	IBERDROLA	Gamesa Eólica	37 x IG47/660	24420	02/00
MURCIA						
ASCOY	Cieza (MU)	ELECDEY	Gamesa Eólica	9 x 5940	11/98	
LA UNION	La Union (MU)	IDAE	Made T. Renovables	8 x AE46/I	5280	11/00
NAVARRA						
AIBAR	Sierra de Izco (P)	EHN	Gamesa Eólica	25 x IG47/660	16500	12/98
AIZKIBEL	Galar (P)	EHN	Gamesa Eólica	13 x IG47/660	8580	08/00
ALAIZ	Sierra de Alaiz (P)	EHN	Gamesa Eólica	40 x IG47/660	26400	06-07/98
AMPLIACIÓN DE ALAIZ	Unzue, Monreal, Oloriz (P)	EHN	Gamesa Eólica	10 x IG47/660	6600	11/00
CABANILLAS	Cabanillas (P)	EÓLICA CABANILLAS	Ecotecnia	50 x 44/600	30000	06/98
ECHAGÜE	Sierra de Alaiz (P)	EHN	Gamesa Eólica	35 x IG47/660	23100	06-07/98
EL PERDÓN (1ª FASE)	Sierra del Perdón (P)	EHN	Gamesa Eólica	6 x G39/500	3000	12/94
EL PERDÓN (2ª FASE)	Sierra del Perdón (P)	EHN	Gamesa Eólica	31 x G39/500	15500	96
EL PERDÓN (2ª FASE)	Sierra del Perdón (P)	EHN	Gamesa Eólica	3 x IG47/660	1800	96
ETXAGÜE (PROTOTIPO G52)	Navarra	EHN	Gamesa Eólica	1 x G52-850	850	10/00
IZCO	Sierra de Izco (P)	EHN	Gamesa Eólica	50 x IG47/660	33000	11-12/98
LEITZA - BERUETE	Montes Aritz, Kornieta y Zuparrobi (P)	EHN	Gamesa Eólica	32 x G42/600	19200	07-09/96
LEOZ	Sierra de Guerinda (P)	EHN	Gamesa Eólica	41 x G42/600 y G44/600	24600	04-06/97
LERGA (1ª FASE)	Sierra de Guerinda (P)	EHN	Gamesa Eólica	33 x G42/600 y G44/600	19800	02-04/97
LERGA (2ª FASE)	Sierra de Guerinda (P)	EHN	Gamesa Eólica	8 x IG47/660	5280	05/99
MONTES DE CIERZO	Navarra	EÓLICA MONTES DE CIERZO	Ecotecnia	85 x 700	59500	99-00
MONTES DE CIERZO I y II	Tudela (P)	EOLICAS MONTES DE CIERZO	Ecotecnia	85 x 700	59500	06/00
PEÑA BLANCA	Sierra de Guerinda (P)	EHN	Gamesa Eólica	22 x IG47/660	14520	06/99
SALAJONES	Estribaciones Sierra de Izo (P)	EHN	Gamesa Eólica	33 x IG47/660	21780	01-03/99
SAN ESTEBAN	Monte San Esteban (P)	DERNA (50%EHN, 50%DERSA)	Gamesa Eólica	37 x IG47/660	24420	11/99
SAN MARTÍN DE UNX	Sierra de Guerinda (P)	EHN	Gamesa Eólica	41 x G42/600 y G44/600	24600	11/96-01/97
SIERRA SELVA	Petilla de Aragón / Un Castillo (NAVARRA / ARAGÓN)	SIERRA DE SELVA / EHN (45%)	Gamesa Eólica	50 x IG47/660	33000	12/99
VILLANUEVA	Zabalza, Cizur, Puente la Reina (P)	EEE	Gamesa Eólica	30 x IG47/660	19800	10/00
PAIS VASCO						
ELGEA	Álava	IBERDROLA	Gamesa Eólica	40 x IG47/660	26400	05/00

Parques eólicos en construcción en España a 31-12-2000

DENOMINACIÓN DEL PARQUE	EMPLAZAMIENTO (Provincia)	SOCIEDAD PROMOTORA	INICIO DE OBRAS - ENTRADA EN SERVICIO	POT. TOTAL INSTALADA	AEROGENERADORES MARCA	AEROGENERADORES UNID. x MODELO
ANDALUCÍA						
AMPLIACIÓN DE CASARES	Casares (MA)	CESA	12/00 - 01/01	5940 kW	Gamesa Eólica	9 x IG47/660
ARAGÓN						
ACAMPO ARMIJO	Zaragoza	AERSA	12/00 -	18000 kW	NEG Micon Ibérica	24 x Multi-Power 48
BOQUERÓN	Aragón	CEASA	10/00 - 03/01	36300 kW	Gamesa Eólica	55 x IG47/660
BORJA I	Borja (Z)	CEASA	09/00 -	14200 kW	NEG Micon Ibérica	19 x Multi-Power 48
BOSQUE ALTO	Mª de Huerva (Z)	EXPLOTACIONES EOLICAS BOSQUE ALTO	12/00 -	21750 kW	NEG Micon Ibérica	29 x Multi-Power 48
CABEZO DE SAN ROQUE	Muel (Z)	HIDROGES	12/00 -	23250 kW	NEG Micon Ibérica	31 x Multi-Power 48
EL AGUILA	Zaragoza	DESARROLLOS EOLICOS EL AGUILA	10/00 - 06/01	19500 kW	Nordex	15 x Nordex N62
ESCUCHA	Escucha (TE)	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES	04/00 - 12/00	28000 kW	Made T. Renovables	43 x AE-46/I
GRISEL	Grisel (Z)	BBB	10/00 -	13500 kW	NEG Micon Ibérica	18 x Multi-Power 48
LA CARRACHA	La Muela (Z)	PARQUE EOLICO LA CARRACHA	11/00 -	49500 kW	NEG Micon Ibérica	66 x Multi-Power 48
PLANA DE JARRETA	La Muela (Z)	PARQUE EOLICO PLANA DE JARRETA	11/00 -	49500 kW	NEG Micon Ibérica	66 x Multi-Power 48
PLANA DE LA BALSA	Mª de Huerva y Cadrete (Z)	EXPLOTACIONES EOLICAS PLANA DE LA BALSA	12/00 -	24000 kW	NEG Micon Ibérica	32 x Multi-Power 48
SOS	Sos del Rey Católico (Z)		- 06/01	21250 kW	Gamesa Eólica	25 x G52-850
VALDECUADROS (Ampliacion, I+D)	La Muela (Z)	TAIM NEG MICON Eolica	02/00 -	1500 kW	NEG Micon Ibérica	2 x Multi-Power 48
ASTURIAS						
LA CUESTA	Asturias	SINAE ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	12/00 - 02/01	8580 kW	Gamesa Eólica	13 x IG47/660
PICO GALLO	Tineo (O)	NORTHEOLIC	09/00 - 03/01	24420 kW	Made T. Renovables	37 x AE-46/I
SIERRA DE LOS LAGOS	Pola de Allende (O)	SINAE ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE	- 04/01	38940 kW	Gamesa Eólica	59 x IG47/660
SIERRA DEL ACEBO	Grandes de Salimes (O)	SINAE ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE	- 03/01	17820 kW	Gamesa Eólica	27 x IG47/660
CASTILLA - LA MANCHA						
AMPLIACIÓN CRUZ DE HIERRO	Castilla - La Mancha		- 04/01	5100 kW	Gamesa Eólica	6 x G52-850
ISABELA	Pozohondo (AB)	EEE	09/00 - 01/01	40500 kW	Enron Wind	54 x EW-750i
MOLAR DEL MOLINAR	Alcadozo y Peñas de S. Pedro (AB)	EHN	08/00 - 01/01	49500 kW	Gamesa Eólica	75 x IG47/660
OLIVA	Albacete	EHN	11/00 - 03/01	46860 kW	Gamesa Eólica	71 x IG47/660
POZOCAÑADA	Albacete	PECAMSA	09/00 - 12/00	24420 kW	Gamesa Eólica	37 x IG47/660
SIERRA QUEMADA	Pozohondo (AB)	EEE	10/00 - 02/01	34500 kW	Enron Wind	46 x EW-750i
VILLAMIEL	Villamiel (TO)		- 06/01	14520 kW	Gamesa Eólica	22 x G47/660
CASTILLA Y LEÓN						
LA GAMONEDA	Zamora	CESA	09/00 - 12/00	19800 kW	Gamesa Eólica	30 x IG47/660
MAZORRAS II	Burgos	CESA	11/00 - 12/00	11880 kW	Gamesa Eólica	18 x IG47/660
ONCALA	Oncala (SO)	CETASA	05/00 -	24750 kW	NEG Micon Ibérica	33 x Multi-Power 48
POZALMURO	Pozalmuro (SO)	NEG MICON/EREN	09/00 -	1500 kW	NEG Micon Ibérica	1 x Uni-Power C, 64
SEGOVIA	Segovia	SINAE ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	09/00 - 06/01	19800 kW	Gamesa Eólica	30 x IG47/660
COMUNIDAD DE MADRID						
MADRID (Fase III A. del Voltoya)	Madrid	SINAE ENERGÍA UY MEDIO AMBIENTE	08/00 - 05/01	14520 kW	Gamesa Eólica	22 x IG47/660
GALICIA						
ALABE VENTOADA	Lugo	ALABE SOCIEDAD DE COGENERACION	- 12/00	24750 kW	NEG Micon Ibérica	33 x NM 750/44
ALTO DEL CUETO	Galicia	GAMESA ENERGÍA IBÉRICA	01/01 - 03/01	16500 kW	Gamesa Eólica	25 x IG47/660
AS AMEXEIRAS DO TESTEIRAS	Galicia	GAMESA ENERGÍA IBÉRICA	11/00 - 05/01	49500 kW	Gamesa Eólica	75 x IG47/660
CASTELO	A Coruña	UNIÓN FENOSA	12/00 - 01/01	16500 kW	Gamesa Eólica	25 x IG47/660
MEDA	Ourense	IBERDROLA	11/00 - 01/01	11880 kW	Gamesa Eólica	18 x IG47/660
MONTE TREITO	Galicia	GAMESA ENERGÍA IBÉRICA	09/00 - 02/01	26400 kW	Gamesa Eólica	40 x IG47/660
MONTOUTO	Villalba (LU)	NORVENTO	10/00 - 01/01	20460 kW	Made T. Renovables	31 x AE-46/I
PEDRA CHANTADA	Muras, Oural y Valadouro (LU)	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES	02/00 - 01/01	21780 kW	Made T. Renovables	33 x AE-46/I
SERRA DA PANDA	Galicia	GAMESA ENERGÍA IBÉRICA	- 04/01	11900 kW	Gamesa Eólica	14 x G52/850
SIL	Ourense	IBERDROLA	10/00 - 01/01	23760 kW	Gamesa Eólica	36 x IG47/660
XISTRAL	Lugo	ALABE SOCIEDAD DE COGENERACION	- 01/01	23250 kW	NEG Micon Ibérica	31 x NM 750/44

DENOMINACIÓN DEL PARQUE	EMPLAZAMIENTO (Provincia)	SOCIEDAD PROMOTORA	INICIO DE OBRAS - ENTRADA EN SERVICIO	POT. TOTAL INSTALADA	AEROGENERADORES MARCA	AEROGENERADORES UNID. x MODELO
ISLAS CANARIAS						
AGÜIMES	Las Palmas	SOSLAIRES	10/00 - 03/01	2640 kW	Gamesa Eólica	4 x IG47/660
MONTAÑA PELADA	Galdar (GC)	IDAE	10/00 - 02/01	4620 kW	Made T. Renovables	7 x AE-46/I
LA RIOJA						
CABIMONTEROS-CAMPISABA LOS	Logroño	DESARROLLOS EÓLICOS DE LA RIOJA	10/00 - 02/01	49500 kW	Gamesa Eólica	75 x IG47/660
MURCIA						
FRONTONES	Albacete		- 05/01	26400 kW	Gamesa Eólica	40 x G47/660
PINILLA	Albacete		- 06/01	22950 kW	Gamesa Eólica	27 x G52-850
NAVARRA						
AMPLIACIÓN AIBAR	Navarra	EHN	10/00 - 12/00	15180 kW	Gamesa Eólica	23 x IG47/660
CAPARROSO	Caparroso (P)	EÓLICA CAPARROSO	06/00 - 12/00	30100 kW	Ecotecnia	43 x 700
IBARGOITI	Ibargoiti, Leoz, Leache, Aibar, Ezprogui (P)	EHN	09/00 - 01/01	22440 kW	Gamesa Eólica	34 x IG47/660
LA BANDERA	Fustinana (P)	EÓLICA LA BANDERA	01/00 - 12/00	30100 kW	Ecotecnia	43 x 700
PEÑA BLANCA II	Leoz, Tafalla, Pueyo (P)	EHN	10/00 - 02/01	34980 kW	Gamesa Eólica	53 x IG47/660
VALENCIA						
AMPLIACIÓN LA CABRERA	Valencia		- 02/01	17850 kW	Gamesa Eólica	21 x G52-850

Anexo V

Ejemplos de la base de datos recopilada

Durante el desarrollo del proyecto AEOLUS, se han ido recopilando datos relativos a empresas del sector, parques eólicos, fabricantes, etc. Toda esta información se ha clasificado convenientemente en una base de datos informatizada, de la cual mostramos un ejemplo de cada registro, tales como: tipos de torres; parques eólicos; equipos generadores; empresas eólicas; empresas de construcción y montaje; empresas de mantenimiento; etc.

Para mantener la esencia de una base de datos informatizada, en la cual podemos realizar consultas personalizadas, se ha puesto a disposición de los interesados esta información en la dirección de Internet:

www.pagina.de/iescedeira

PROYECTO AEOLUS

M3 Torres

DATOS TÉCNICOS DE LAS TORRES

Clave	1
Tipo	45 metros
Fabricante	APOYOS METÁLICOS
Altura	45 m.
Peso total	32 Ton.
Diámetro base	3000
Diámetro coronación	2000
Nº tramos	2
Forma de unión tramos	Tornillos
Espesor pared	De 15 a 8 m.
Tiene ascensor	☐
Escaleras	☑
Nº descansos intermedios	3
Nº ventanas de acceso a palas	0
Color exterior	Gris
Color interior	Gris
Largo cimentación	2000
Ancho cimentación	3000
Fondo cimentación	0
Nº puesta a tierra	0
Situación equipo control	
Oscilación máxima	0
Otros componentes	
Observaciones	

PROYECTO AEOLUS

P1 Parques Eólicos

DATOS GENERALES DEL PARQUE

Clave	2	**Nombre parque**	A Capelada	**Ayuntamiento**	Cedeira/Cariño/Ortigueira
Comunidad Autonóma	Galicia	**Provincia**	A Coruña	**País**	España
Persona entrevistada (1)	Manuel Quintana	**Cargo (1)**	Jefe de Mantenimiento		
Persona entrevistada (2)		**Cargo (2)**			
Empresa propietaria	AIE, Parque Eólico A Capelada	**Fecha funcionamiento**	16/04/97		
Inversión total	4.670.000.000 Pta	**Persona de contacto para visitas**	Manuel Quintana		
Precio anual de alquiler del terreno	12.500.0000	**Propietario del suelo**	Cedeira, Cariño, Ortiguei		

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Potencia expresada en Mw.	31	**Nº de generadores**	95	**Tipo de generadores**	AE 30
Paso variable ☐	**Generador asíncrono** ☑	**Potencia unitaria**	330 Kw	**Tensión de evacuación**	132 Kv
Tensión de interconexión	20 Kv	**Tensión de generación en voltios**	690 V		
Horas funcionamiento al año	4,800 horas	**Días funcionamiento al año**		**Longitud del parque**	5,5 Km

MANTENIMIENTO

Empresa de mantenimiento	Manuel Quintana y Otros S.C.	**Nº de personas de mantenimiento**	5
Facturación por mantenimiento anual		**Horas de mantenimiento:**	6.000
Se mantiene los festivos ☑	**Penaliza el corte** ☐	**Son los CT de Sf6** ☑	

TRANSFORMACIÓN Y PROTECCIÓN

Nº centros de transformación BT/MT	24	**Relación transformación**	690/20.000	**Dispone medida en CT**	☑
Potencia de cada CT	1200, 1600, 2000	**Modelo seccionador do CT**			
Modelo interruptor BT	Merlim Gerin	**Modelo interruptor de AT**	MG IEC 56		
Acometida subterránea CT ☑	**Longitud de las lineas de MT**	17 Km.			
Nombre de la subestación de entrega	Mera	**Longitud de la línea de evacuación**	7,8 Km.		

CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS

Velocidad media anual del viento	5,8 m/s	**Velocidad máxima del viento**	140 Km/h
Dirección predominante del viento	70º NE	**Total de energía anual producida**	55 Mw.
Potencia máx por máquina	330 Kw.	**Potencia máx del parque**	31,350 Kw.
Máquina más funcionamiento anual	5,500 horas	**Máquina menos funcionamiento anual**	5,000 horas

DATOS DE LOS AEROGENERADORES

Longitud de la pala	14,4 m.	**Nº palas rotas por tormenta**	3	**Vida media del parque**	20 años
Tipo torre		**Altura de la torre**	30	**Diámetro base**	3 m.
Revoluciones por pala	34	**Multiplicador tipo**	Echesa		
Nº rpm entrada	34	**Nº rpm salida**	1500	**Tipo de frenado**	mecánico/eléctric
Orientación góndola	Automático	**Tipo central hidráulica**	New Balme		
Velocidad viento en conexión	4,5 m/s	**Velocidad viento en desconexión**	28 m/s		
Tipo de aceite	Motordiesel	**Presión aceite**	0,8	**Tiene perdidas de aceite**	☑
Elemento con más perdidas	Junta Rotativa	**Afecta la humedad al funcionamiento**			☑
Control de arranque lento	☑	**¿Que parte presenta más oxidación?**	Disco de Freno		
Las máquinas tienen puesta en marcha automática	☑	**Reenganchan después de un disparo**			☐
Cual es el disparo más frecuente					
Tiempo mínimo de velocidad del viento para reenganche	media de 20 m/s durante 3 minutos				

SEGURIDAD LABORAL Y OBSERVACIONES

Nº de accidentes en el parque		**Tipo de accidente**	
Principales problemas de mantenimiento en la actualidad.	Problemas de oxidación por estar el parque parado dos años.		
Observaciones			

PROYECTO AEOLUS

M1 Equipos Generadores

DATOS TÉCNICOS DE LOS EQUIPOS

Clave	1	**Tipo**	Traslación
Modelo	ENERLIM	**Fabricante**	ESKOOP, S.C.
Peso Total	18-40 Tm	**Potencia en KVa**	De 300 a 1200 Kva.
Asíncrona	☑	**Tensión de Generación**	690 V
Tipo de frenado	Neumático de Disco	**Control de orientación**	Autoorientación
Altura usual de torre	24-42 m	**Paso Fijo** ☐	**Arranque lento** ☐
Velocidad de giro	40 - 60 m/s	**Velocidad fija** ☐	
Velocidades extremas de viento	30 m/s	**Velocidad máximo rendimiento**	En relación
Longitud de pala	12 m.	**Tipo usual de pala**	SimétricaNaca 632015
Orientación	N-O	**Nº de máquinas instaladas**	2
Nº xeradores por máquina	3 - 6	**Potencia por generador**	100 Kva.
Tipo central hidráulica	NO	**Potencia baterías condensadores**	
Toma tierra independiente ☐	**Control por PC local** ☑	**Control por fibra óptica** ☐	
Multiplicador	NO	**Otros componentes**	Poleas nº 6-12. Cable acerado nº 2,500-6,000m
Precio de la máquina	100.000 Ptas/Kva.		
Año de salida al mercado	1999		

Observaciones

El generador es de paso variable, y la velocidad de giro es la velocidad de traslación= 40-60 m/s.
La tecnología desarrollada por ENERLIM se basa en el cocepto de traslación de palas.
Este nuevo diseño se ha desarrollado durante 4 años, en el ejercicio 99 se van a fabricar dos máquinas de 300 y 600 Kva. Respectivamente y posteriormente se empezará con su fabricación en serie. Esta nueva tecnología, ENERLIM la ha patentado en los países industrializados.

PROYECTO AEOLUS

E1 Empresas Eólicas

DATOS GENERALES DE LA EMPRESA

Nº Empresa	1	Nombre	DANIGAL, S.A.
Año de creación	1994		
e-m@il	jlouridon.vulcarol@nexo.es	Teléfono	981440690
Fax	981440699	Calle	Pol. Ind. "Os Airios" parc. 80-81
Código Postal	15320	Ayuntamiento	As Pontes
Provincia	A Coruña	País	España
Representante	J. Manuel Lourido	Cargo representante	Director
Técnico Contacto		Cargo contacto	
Otro contacto		Cargo del 2º contacto	
País del 2º contacto		Diseño o ingeniería propia	☐
Propietario 1		Porcentaje participación 1	%
Propietario 2		Porcentaje participación 2	%
Propietario 3		Porcentaje participación 3	%
Propietario 4		Porcentaje participación 4	%
¿Filial de otra empresa?	☐	Cual	

ACTIVIDAD

Nº de Parques en España		Nº de parques en el extranjero	
Nº parques solicitados en Esp.		Nº parques solicitados en el Ext.	
Nº parques concedidos en Esp.		Nº parques concedidos en el Ext.	
Inversión al 1-1-99		Inversión a realizar	
Nome de la máquina		Marca de las palas	
Marca subestación		Marca de fustes	

PLANTILLA

Nº trabajadores		Nº trabajadores sin cualificar	0	Nº de alumnos en prácticas	0
Nº titulados superiores		Titulación			
Nº técnicos FP2		Especialidad			
Sistema de calidad	☐	Homologación			
Ampliación/reducción de plantilla					

PROXECTO AEOLUS

E2 Empresas Construcción y Montaje

DATOS GENERALES DE LA EMPRESA

Nº Empresa	3
Nombre	ESTRUCTURAS METÁLICAS LAZARO, S.A.
e-m@il	
Teléfono	976771912
Fax	976773911
Calle	Autovía de Logroño, km. 16
Código Postal	50629
Ayuntamiento	Sobradiel
Provincia	Zaragoza
Propietario	
Director o Gerente	
Persona de contacto	
Cargo persona contacto	

PLANTILLA

Nº trabajadores		Nº trabajadores sin cualificar		Nº de alumnos en prácticas	
Nº titulados superiores		Titulación			
Nº técnicos FP2		Especialidad			
Ampliación/reducción de plantilla:					

DATOS TÉCNICOS

Parques construidos		Parques contratados	
Homologación		Sistema de calidad	☐
Tipo de obra civil			
Nombre de la máquina que usa			
Observaciones			

PROYECTO AEOLUS

E4 Empresas de Mantenimiento

DATOS GENERALES DE LA EMPRESA

Nombre	EDASA INGENIERÍA Y MONTAJES, S.A.
e-m@il	electrot@edasa.com
Teléfono	976300360
Fax	976341351
Calle	Ctra. Madrid km. 314,8
Código Postal	50012
Ayuntamiento	Zaragoza
Provincia	Zaragoza
Propietario	Familia Jimenez
Director o Gerente	José L. Jiménez González
Persona de contacto	José L. Celorrio
Cargo do contacto	Dtor. Dpto. Electrotécnia
Año de creación	1982

PLANTILLA

Nº trabajadores		Nº trabajadores sin cualificar		Nº de alumnos en prácticas	
Nº titulados superiores		Titulación			
Nº técnicos FP2		Especialidad			
Horario de trabajo		Nº de accidentes laborales			
Ampliación/reducción de plantilla					

DATOS TÉCNICOS

Nombre del responsable		Nº de vehículos	
Realiza el cableado de los equipos	☐	Mantiene las lineas AT	☐
Sistema de calidad	☐	Homologación	

Observaciones

No realiza mantenimiento.

PROYECTO AEOLUS

E3 Empresas Fabricación

DATOS GENERALES DE LA EMPRESA

Nº empresa:	1	Nombre	DANIGAL, S.A.	Año de creación	1994
e-m@il	jlouridon.vulcarol@nexo.es	Teléfono	981440690	Fax	981440699
Calle	Pol. Ind. "Os Airios" parc. 80-81			C. Postal	15320
Ayuntamiento	As Pontes	Provincia	A Coruña	País	España
Representante	J. Manuel Lourido	Cargo representante	Director		
Técnico de Contacto		Cargo contacto			
Otro contacto		Cargo de otro	Director		
País de otro		Diseño o ingeniería propia	☐		
Propietario 1		Porcentaje participación 1		%	
Propietario 2		Porcentaje participación 2		%	
Propietario 3		Porcentaje participación 3		%	
Propietario 4		Porcentaje participación 4		%	
¿Filial de otra empresa?	☐	Tiene empresas filiales	☐		
Nombre filial 1		Nombre filial 2			

ACTIVIDAD

Nº de factorías en España		Nº de factorías en el exterior	
Inversión realizada en plantas		Volumen de facturación	
Nº unidades producidas/año		Capacidad anual de producción	

PLANTILLA

Nº trabajadores		Nº trabajadores sen cualificar		Nº de alumnos en prácticas	
Nº titulados superiores		Titulación:			
Nº técnicos FP2		Especialidad			
Ampliación/reducción de plantilla					

DATOS TÉCNICOS

Sistema de calidad ☐ Homologación

Fabricación

Id	Fabricación	Nº de modelos
1	Torres eólicas	0
2	Otros componentes	0

Observaciones:

Adjunta folleto, muy escueto de la fabricación que realiza.

BIBLIOGRAFÍA

-Principios de Conversión de la Energía Eólica (CIEMAT)
-Energía Eólica Práctica. Paul Gipe.
-Energías Renovables. Mario Ortega Rodríguez.
-Historia de las Máquinas Eólicas. Juan Carlos Cádiz Deleito.
-Guía de la Energía. IDAE.
-Energía Eólica. DEWI, Instituto Alemán de la Energía Eólica.
-Cuadernos de Energías Renovables. IDAE.
-Apuntes de "Mantenimiento Industrial Eléctrico". Germán Álvarez Tey, Otoniel O´Dogherty Ramírez.
-Elementos de Máquinas. K. H. Decker.
-Enciclopedia Universal Ilustrada Europeo Americana. Espasa-Calpe S.A.
-Atlas de Máquinas. Ediciones CEAC.
-Cuadernos Estadísticos de las Energías Renovables en España. IDAE.

DIRECCIONES PÁGINAS WEB

-http://www.elsitiodelviento.com/
-http://www.idea.es/
-http://www.ciemat.es/index.html
-http://www.min.es/
-http://www.iea.org/homechoi.html
-http://www. windpower.dk/
-http://www.euwinet.iset.uni-kassel.de/
-http://www. enercon.de/

AGRADECIMIENTOS

No queremos olvidarnos de todas aquellas personas, instituciones o empresas que han colaborado de forma desinteresada en el desarrollo de este proyecto y cuya contribución ha sido esencial para la consecución de los objetivos.

En primer lugar, la Consellería de Educación e Ordenación Universitaria, por su impulso a lo que primero fue una idea y por su apoyo incondicional a lo largo del programa.

A todas las empresas del sector que nos han dedicado parte de su valioso tiempo, y en especial a Ecotécnia, S.c.c.l., INTAF, S.L., MADE Tecnologías Renovables, S.A., Gamesa Eólica S.A., Fiberblade S.A., Electricidad Piñeiro y Electricidad Manuel Quintana. A las instituciones, con especial mención al Instituto Enerxético de Galicia y a la Fundación Galicia Europa.

Por último, nuestro reconocimiento también para todas aquellas personas que asistieron al seminario final del “Proyecto Aeolus”, y que contribuyeron con sus conocimientos y opiniones en los grupos de debate.

A todos ellos, gracias.

Este trabajo ha sido realizado dentro del marco del “Proyecto Aeolus”, financiado a través del Programa Leonardo da Vinci de la Comisión Europea.

Equipo técnico que ha intervenido en este proyecto:

PROMOTOR: FONDO FORMACIÓN FERROL

- Vicente Martínez Graña
- Félix Bedoya López
- Ana Piñeiro Martínez
- Sandra Suárez Suárez
- Antonio Veiga Blanco

COORDINADOR: I.E.S. DE CEDEIRA

- Jose Carlos Breijo Rodríguez
- Julio Aneiros Lorenzo
- Alberto Pereira López
- Francisco Javier Pérez Piñón
- Vidal Tenreiro Allegue
- Moisés López Mariño
- Manuel Prieto Díaz

SOCIOS NACIONALES:

CONSELLERÍA DE EDUCACIÓN E ORDENACIÓN UNIVERSITARIA, DIRECCIÓN XERAL DE ORIENTACIÓN EDUCATIVA E FORMACIÓN PROFESIONAL XUNTA DE GALICIA.

- Carmen García Rodríguez
- Félix Perujo del Llano
- Pilar Miravalles González

I.E.S. “CABO ORTEGAL” DE CARIÑO

- Rosa Miña Mena
- Joaquín Fachal Casas
- Beatriz Fernández Mourente
- Isabel Truán Vereterra
- Jaime Fernández Villar

CONCELLO DE CARIÑO

- El alcalde Ilmo. Sr. D. Fernando Tallón Cabana

CONCELLO DE CEDEIRA

- El alcalde Ilmo. Sr. D. Juan José Rodríguez Pérez

SOCIOS TRANSNACIONALES

ARRAKIS (PAÍSES BAJOS)

- Jan de Jongh

THE INFORMATION CENTRE FOR ENERGY EFFICIENCY (NORUEGA)

- Per Daniel Pedersen
- Torgeir Ericson
- Inger-Johanne Bauer

El presente manual es fruto del trabajo de investigación realizado durante el "Proyecto Aeolus" y de la recopilación de documentación procedente de diversas fuentes, que ha sido adaptada a las necesidades de los alumnos de los Ciclos Técnicos Medios y Superiores. Esperamos que sea una herramienta útil, no sólo para la Formación Profesional reglada, sino para todos aquellos técnicos y empresas interesados en energía eólica.

Dirección y Supervisión Técnica:

- José Carlos Breijo Rodríguez
- Julio Aneiros Lorenzo

Investigación:

- Julio Aneiros Lorenzo
- José Carlos Breijo Rodríguez
- Alberto Pereira López
- Joaquín Fachal Casas

Documentación:

- Moisés López Mariño

Elaboración de textos:

- Julio Aneiros Lorenzo
- José Carlos Breijo Rodríguez
- Alberto Pereira López
- Joaquín Fachal Casas
- Santiago Estévez Martínez (Medio Ambiente)
- Sandra Suárez Suárez (Medio Ambiente)

Revisión lingüistica:

- Andrés Tojeiro Fraguela

Montaje, diseño y maquetación, fotografía y asesoramiento informático:

- Justo Freire López
- Antonio Bello Giz
- Nemesio Alonso Salgado
- Miguel Fernández Sachocos
- María Luisa Pérez Prieto

Portada:

- Tomás Sacristán Agulló