



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**TÍTULO: SISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA
RECURSOS, TECNOLOGÍAS Y NORMALIZACIÓN**

PRESENTA:

VÍCTOR GERMÁN SORIANO TÉLLEZ

DIRECTOR DE TESIS:

M.I RODOLFO LORENZO BAUTISTA

**CIUDAD DE MÉXICO
VERANO DE 2011**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Índice

Introducción.....	9
CAPÍTULO 1	
La Energía Eólica.....	11
1.1.-Cuestiones Relevantes.	13
1.2.-La Energía Eólica en el Mundo.	16
1.3.-La Energía Eólica en México.....	23
1.3.1.-El potencial eólico en Oaxaca	27
1.3.2.-Integración de la energía eólica al sistema eléctrico mexicano.	32
1.3.3.-Otras acciones llevadas a cabo en México enfocadas a la energía eólica.	40
1.3.4.-Prospectiva y recomendaciones.	41
CAPÍTULO 2	
Sistemas Eólicos de Energía Eléctrica.	47
2.1.-Sistemas de Energía Eléctrica	49
2.2.- La Energía del Viento	51
2.3.- Los Aerogeneradores.	53
2.3.1.- Componentes de un aerogenerador.....	53
2.3.2.- La Energía Producida.....	58
2.3.3.-Funcionamiento de los aerogeneradores	70
2.4.- El generador de inducción doble alimentado.....	84
2.4.1.- Funcionamiento del generador doble alimentado	84
CAPÍTULO 3	
Implantación de Parques Eólicos.....	95
3.1.- Planificación de un proyecto eólico	96
3.2.-Pasos para el desarrollo de un parque eólico.....	100
3.2.1 -Fase de ejecución.....	102
3.2.2 Fase de Explotación.....	109
3.2.3 -Fase de clausura.....	111
3.3.- Subestaciones eléctricas en los parques eólicos.	111
CAPITULO 4	
Aspectos Normativos a incluir en la norma NOM-001-SEDE-2005	121
4.1.- Introducción.....	123

4.2.- Historia de la Normativa en Aerogeneradores	123
4.3.- Propuesta de Lineamientos a considerar en las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEDE en materia de instalaciones eléctricas.	128
Conclusiones y recomendaciones.....	152
Fuentes de información.	155

INDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1. Nueva capacidad energética en la Unión Europea.</i>	14
<i>Ilustración 2. Potencia instalada de energía eólica por continente (MW). Periodo 2003-2007. Fuente: EWEA</i>	18
<i>Ilustración 3. Capacidad eólica instalada en el mundo hasta 2010</i>	19
<i>Ilustración 4. Potencia eólica instalada en España. 2004-2007 (en Mw)</i>	20
<i>Ilustración 5. Capacidad Eólica instalada en Texas 1999-2008 Fuente: AWEA. Wind Energy Database</i>	22
<i>Ilustración 6. Sinopsis de la cronología de los principales proyectos eólicos en México hasta 2007</i>	25
<i>Ilustración 7. Distribución Geográfica del Potencial de Energía Eólica en México. Fuente :MADE</i>	27
<i>Ilustración 8. Mapa de recursos eólicos en Oaxaca.</i>	28
<i>Ilustración 9. Porcentaje de participación en la generación de energía eléctrica en México. Fuente:</i> <i>Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER</i>	33
<i>Ilustración 10. Modalidades de Generación de Energía Eléctrica en el Sector Privado</i>	33
<i>Ilustración 11. Consumo de energía eléctrica por sector .Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER</i>	35
<i>Ilustración 12. Ordenamientos Jurídicos que rigen las Actividades del Sector Eléctrico. FUENTE: CIPAMEX</i> ...	36
<i>Ilustración 13. Descripción del Sistema Eléctrico Nacional. Fuente: SENER. Prospectiva del sector eléctrico</i> <i>2008-2017</i>	37
<i>Ilustración 14. Potencia Autorizada para la Modalidad de Autoabastecimiento por Tipo de Combustible 1999-</i> <i>2010. Fuente: CRE</i>	38
<i>Ilustración 15. Demanda y Oferta de Nueva Capacidad. 2008-2017. Fuente: Elaboración Propia Basada en la</i> <i>Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER.</i>	40
<i>Ilustración 16. . Proyectos Eólicos en México.</i>	45
<i>Ilustración 17. Turbinas con 1, 2 y 3 aspas</i>	53
<i>Ilustración 18. Partes de un aerogenerador. http://www.renovables-energia.com/2009</i>	54
<i>Ilustración 19. Eje de baja velocidad de una aeroturbina © 1998 www.windpower.org</i>	55
<i>Ilustración 20. Acoplamiento flexible a la salida de la caja multiplicadora. © 1998 www.windpower.org</i>	56
<i>Ilustración 21. Fuerzas aerodinámicas sobre perfil</i>	59
<i>Ilustración 22. Comportamiento de coeficientes de Sustentación y Arrastre de un perfil Aerodinámico</i>	60
<i>Ilustración 23. Diagrama de Velocidades actuando sobre un elemento de pala</i>	61
<i>Ilustración 24. Diagrama de las fuerzas actuando sobre un elemento de pala</i>	61
<i>Ilustración 25. Tubo de corriente en un aerogenerador</i>	63
<i>Ilustración 26. Velocidad del viento contra potencia generada por metro cuadrado expuesto al viento</i>	66
<i>Ilustración 27. Curva de potencia de un aerogenerador Gamesa G80 - 2MW</i>	68
<i>Ilustración 28. Curva del coeficiente de potencia para un aerogenerador danés típico</i>	69
<i>Ilustración 29. Aerogeneradores de paso variable Qingdao Commercial Energy International Trading Co., Ltd.</i>	71
<i>Ilustración 30. Aerogenerador de regulación (pasiva) por pérdidas aerodinámicas. ©2007.</i> <i>http://www.hotfrog.com.au</i>	72
<i>Ilustración 31. Mecanismo de orientación de una máquina típica de 750 kW</i>	73
<i>Ilustración 32. Control de Torsión de cables</i>	74
<i>Ilustración 33. Caja Multiplicadora</i>	75
<i>Ilustración 34. Controlador de la turbina eólica</i>	77
<i>Ilustración 35. Unidad de comunicaciones de fibra óptica.</i>	77
<i>Ilustración 36. Parte de alta tensión de un controlador de una máquina de 1 megawatt</i>	79
<i>Ilustración 37. Equipo de medición de emisiones electromagnéticas</i>	80
<i>Ilustración 38. Torres de aerogeneradores, Navarra (España) Foto Soren Krohn</i>	80

<i>Ilustración 39. Torres de celosía © NEG-Micon A/S 1998</i>	81
<i>Ilustración 40. Tamaños de rotor normales en aerogeneradores</i>	82
<i>Ilustración 41. Personal de mantenimiento trabajando en una pala de 32 m de un aerogenerador de 1,5 MW Fotografía Christian Kjae© 2000 DWIA</i>	83
<i>Ilustración 42. Esquema de generador de velocidad variable mediante máquina asíncrona y convertidor</i>	85
<i>Ilustración 43. Sentido del flujo de la potencia activa (Ahmed G. AboKhalil, and Dong Choon Lee)</i>	86
<i>Ilustración 44. Sentido de corrientes del Sistema</i>	89
<i>Ilustración 45. Conexión de el generador doble alimentado a la línea trifásica (Ahmed G. AboKhalil, and Dong Choon Lee)</i>	90
<i>Ilustración 46. Curva de potencia para un generador de 600 kw. (Ahmed G. AboKhalil, and Dong Choon Lee)</i>	92
<i>Ilustración 47. Control Aplicado al Sistema</i>	93
<i>Ilustración 48. Parque Eólico Horse Hollow Wind Energy Center, Texas.</i>	97
<i>Ilustración 49. Fases de un proyecto eólico.</i>	102
<i>Ilustración 50. Los accesos cobran especial relevancia por la envergadura de las piezas que se deben transportar. Fuente: www.nordex-online.com</i>	103
<i>Ilustración 51. Disposición del cableado interno del parque eólico. Fuente: www.nordex-online.com</i>	106
<i>Ilustración 52. Esquema de la canalización enterrada: distancias y materiales. Fuente: Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica. (ED. RUEDA, S.L)</i>	107
<i>Ilustración 53. Base de cimentación de un aerogenerador. Fuente: www.nordex-online.com</i>	108
<i>Ilustración 54. Momento de izado de las partes de la torre de un aerogenerador</i>	109
<i>Ilustración 55. . Ensamblaje de las palas en el buje del rotor</i>	109
<i>Ilustración 56. Subestación en SF6</i>	114
<i>Ilustración 57. Tablero Metal Clad</i>	114
<i>Ilustración 58. Algunas normas vigentes actualmente en aerogeneradores</i>	124
<i>Ilustración 59. Normas vigentes de energía eólica</i>	124
<i>Ilustración 60. tensión-tiempo¹ que define el área de la “perturbación de tensión” en el punto de conexión a red que debe poder ser soportado por la instalación. Tensión fase-tierra correspondiente a las fases perturbadas.</i>	131
<i>Ilustración 61. Sobretensiones que debe soportar el sistema eólico</i>	132
<i>Ilustración 62. Límites de saturación mínimos de inyección/absorción de corriente reactiva “I_r”</i>	134
<i>Ilustración 63. Límites inferior y superior de la corriente activa “I_a” en valores unitarios respecto de la potencia nominal aparente de la instalación.</i>	135
<i>Ilustración 64. Ejemplo de conexión de la puesta a tierra a los cimientos de la estructura</i>	147
<i>Ilustración 65. Geometría de puesta a tierra, tipo 1</i>	147
<i>Ilustración 66. Geometría de puesta a tierra, tipo 2.</i>	148
<i>Ilustración 67. Geometría de puesta a tierra, tipo 3</i>	148
<i>Ilustración 68. Conexión de aerogeneradores en forma de “T”</i>	149

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Ahorros logrados (en miles de millones de euros) según el precio del combustible y del CO2 (por toneladas).</i>	15
<i>Tabla 2. Capacidad eólica instalada en el mundo hasta 2008.</i>	16
<i>Tabla 3. Crecimiento de algunos países en cuanto a Generación Eólica en el periodo de 2005-2008.</i>	17
<i>Tabla 4. Crecimiento de algunos países en cuanto a Generación Eólica en el periodo de 2005-2008. (Continuación)</i>	17
<i>Tabla 5. Proyectos Eólicos en el estado de Oaxaca.</i>	29
<i>Tabla 6. Áreas de Importancia para la Conservación de Aves. FUENTE: CIPAMEX</i>	31
<i>Tabla 7. México. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica 2008.</i>	34
<i>Tabla 8. México. Generación Eléctrica por Fuente, 1999-2008.</i>	34
<i>Tabla 9. Crecimiento Promedio Anual del Consumo de Electricidad. Escenario de Planeación. Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER</i>	39
<i>Tabla 10. . Potencia por metro cuadrado de superficie expuesta al viento para diferentes velocidades del viento</i>	67
<i>Tabla 11. Clases de viento</i>	98
<i>Tabla 12. Frecuencias de corte</i>	137
<i>Tabla 13. Niveles de armónicos permitidos</i>	139

Introducción

El objetivo de este proyecto de tesis es contar con un documento en donde se indiquen los aspectos normativos que deben cumplir las instalaciones eólicas en nuestro país, ya que actualmente no hay lineamientos establecidos en materia de instalaciones eléctricas que estén considerados en las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEDE. Al no existir la correspondiente reglamentación para la ejecución de las instalaciones eléctricas de los sistemas de generación eólica, el desarrollo de proyectos de ingeniería en esta área se efectúa de forma inapropiada, con una incorrecta selección de equipos y materiales, así como de procedimientos de construcción que no cumplen con la normativa general en esta materia, originando una operación insegura de los sistemas y problemas al interconectarlos directamente a las redes de suministro eléctrico afectando la calidad de la energía eléctrica.

Para cumplir con el objetivo del proyecto se analizan los diferentes códigos y normas, de la ingeniería electromecánica que han sido desarrollados en otros países que son aplicables a este tipo de instalaciones y que emplean la energía cinética del viento para la producción de energía eléctrica.

En el capítulo 1 se introduce el tema de la energía eólica, se habla de su actual importancia debido a la imperante necesidad de la conservación del medio ambiente en el mundo y se muestra el desarrollo de este tipo de energía en México y a nivel mundial, destacando entre. En el capítulo 2 se tratan algunos aspectos técnicos de la energía eólica. Se muestran de manera general los componentes de los aerogeneradores y se explican diversas teorías sobre la energía del viento como la cantidad de movimiento y la curva de potencia. Se incorpora también el tema del generador de inducción de doble alimentación por ser el tipo de generador tecnológicamente más avanzado, y el que se utiliza actualmente en la mayor parte de los aerogeneradores, esto por ser un generador que nos permite un mejor control sobre el manejo de la potencia activa y reactiva.

En el capítulo 3 se describen los pasos a seguir para la planificación de los parques eólicos y su integración al sistema eléctrico, es en este capítulo donde vamos mencionando las etapas por las cuales se va conformando un proyecto eólico, además de mencionar en cuanto al diseño, la clase de arreglo que presentan las subestaciones de las instalaciones eólicas.

El capítulo 4 incorpora el objeto del análisis, presentando la propuesta de lineamientos a considerar en las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEDE en materia de instalaciones eléctricas, se proponen algunos artículos por categorías, basándonos en normas ya existentes o en experiencias de profesionales que han desarrollado una metodología en cuanto a la instalación de parques eólicos.

Las conclusiones finales y recomendaciones se presentan en el capítulo 5.

CAPÍTULO 1

La Energía Eólica.



1.1.-Cuestiones Relevantes.

El tema del cambio climático y el calentamiento global es prioritario en nuestros días, se sabe que las fuentes energéticas fósiles, a pesar de las innovaciones tecnológicas, son altamente contaminantes y estarán agotadas en unos años. En el mundo, los líderes políticos tienen una profunda preocupación por encontrar soluciones energéticas viables para hacer frente a los retos relacionados con la subida de precios del petróleo, la reducción de las reservas de combustibles fósiles, la dependencia en el suministro energético y los posibles estragos del calentamiento global.

Tras las crisis energéticas y escaladas en el precio del petróleo que alcanzó máximos históricos a comienzos de 2008, han surgido iniciativas encaminadas a obtener una mayor diversificación en cuanto a fuentes de energía aprovechables a gran escala, a fin de obtener mayores garantías de aprovisionamiento. Este proceso se ha visto acelerado a la vista de los problemas medioambientales generados en la utilización de combustibles fósiles y ahora, más que nunca, se buscan soluciones a estas cuestiones, complejas y críticas.

En este contexto, las energías renovables se configuran como parte importante de la solución y es la energía eólica la que desempeña un papel de particular importancia, por ser la más barata, avanzada y técnicamente prometedora.

Las existencias de combustibles fósiles son limitadas y podrían agotarse en este siglo, mientras que la energía hidráulica reside en ubicaciones concretas y no en todas las zonas geográficas del planeta. En cuanto a la energía nuclear, su futuro parece depender del grado de desarrollo que pueda alcanzar la tecnología de fusión nuclear y, en gran medida, de la propia aceptación popular. A través de su contribución a una generación energética limpia y segura, la energía eólica garantiza que el incremento de electricidad se produzca sin recurrir a los combustibles fósiles, sin utilizar la preciada agua para la refrigeración y sin emitir gases de efecto invernadero o contaminantes atmosféricos peligrosos.

Aunque las fuentes más empleadas actualmente son los combustibles fósiles la energía hidráulica y la energía nuclear, la producción de energía eólica está en auge en el mundo y está presente en la combinación energética de más de 60 países, no sólo desarrollados sino también de países en desarrollo.

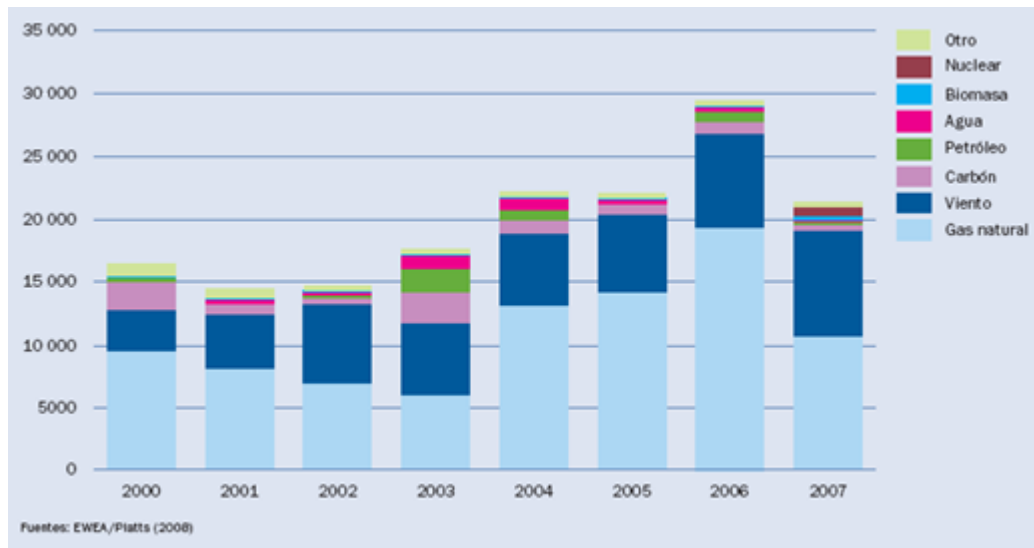


Ilustración 1. Nueva capacidad energética en la Unión Europea.

La energía eólica juega hoy en día un papel importante en los mercados de energía del mundo, el 39% de toda la nueva potencia instalada en 2009 fue de energía eólica, seguida por el gas (26%) y la energía solar fotovoltaica (16%). En conjunto, las tecnologías renovables representan el 61% de la nueva potencia instalada en 2009, a pesar de la crisis financiera y la recesión económica es testimonio del atractivo inherente de esta tecnología limpia, segura y rápida de instalar y porque se ha convertido en la energía elegida por un número cada vez mayor de países en todo el mundo.

Esta energía tiene el potencial de realizar reducciones drásticas en las emisiones de CO₂ del sector energético y sabemos que estos pozos nunca se secarán. A pesar de que los precios de los aerogeneradores han aumentado desde 2005, nadie puede cortar la fuente o encarecer el costo del combustible y el viento puede proveer nuestras necesidades energéticas sin afectar el clima de la tierra. La tecnología de los aerogeneradores sigue mejorando, se despliegan tecnologías más grandes y eficientes, y se expanden las aplicaciones marítimas. El costo total de producir energía eólica a lo largo de los entre 20 y 25 años de vida útil de un aerogenerador puede ser predicho con gran precisión. Ni los precios del carbón, del petróleo o del gas en el futuro, afectarán al costo de la producción de energía eólica, esto probablemente es la ventaja competitiva más significativa de la energía eólica en el mercado energético mundial.

Asumiendo precios bajos del CO₂ y del combustible (equivalente a 50 \$/barril de petróleo) a lo largo del periodo, las inversiones en energía eólica a lo largo de los próximos 20 años evitarían 466 miles de millones de euros, en vez de 783 miles de millones de euros en costos de combustible y CO₂. Con precios altos de CO₂ y combustible (equivalente a 120 \$/barril de petróleo), la energía eólica evitaría un costo en combustible y CO₂ de más de un billón de euros a lo largo de los treinta años que van de 2000 a 2030.

Totales (precio de combustible equivalente al petróleo a 90\$; el CO ₂ a 10€)	2008-2010	2011-2020	2021-2030	2008-2020	2008-2030
Inversión	31 062	120 529	187 308	151 591	338 899
Coste de CO ₂ evitado	21 014	113 890	186 882	134 904	321 786
Coste de combustible evitado	51 165	277 296	455 017	328 462	783 479
Totales (precio de combustible equivalente al petróleo a 50\$; el CO ₂ a 10€)	2008-2010	2011-2020	2021-2030	2008-2020	2008-2030
Inversión	31 062	120 529	187 308	151 591	338 899
Coste de CO ₂ evitado	8 406	45 556	74 753	53 962	128 714
Coste de combustible evitado	30 456	165 057	270 843	195 513	466 356
Totales (precio de combustible equivalente al petróleo a 120\$; el CO ₂ a 40€)	2008-2010	2011-2020	2021-2030	2008-2020	2008-2030
Inversión	31 062	120 529	187 308	151 591	338 899
Coste de CO ₂ evitado	33 623	182 223	299 011	215 846	514 857
Coste de combustible evitado	67 002	363 126	595 856	430 128	1.025 984

Fuente: EWEA (2008)

Tabla 1. Ahorros logrados (en miles de millones de euros) según el precio del combustible y del CO₂ (por toneladas).

Existen varias ventajas competitivas de la energía eólica con respecto a otras opciones, como son:

- Se reduce la dependencia de combustibles fósiles.
- Los niveles de emisiones contaminantes, asociados al consumo de combustibles fósiles se reducen en forma proporcional a la generación con energía eólica.
- Las tecnologías de la energía eólica se encuentran desarrolladas para competir con otras fuentes energéticas.
- El tiempo de construcción es menor con respecto a otras opciones energéticas.
- Al ser plantas modulares, son convenientes cuando se requiere tiempo de respuesta de crecimiento rápido.

En ciertas zonas geográficas se pueden alcanzar factores de carga cercanos al 40-45% que pueden hacer a la energía eólica incluso más competitiva en costos de generación que alternativas de origen no renovable, pero a pesar de su prometedor desarrollo, hay una serie de limitantes asociadas:

- Falta de competitividad económica frente a fuentes de energía eléctrica no renovables: a pesar de haber reducido drásticamente los costos de generación en los últimos años, la energía eólica sigue siendo, bajo un rango moderado de precios del petróleo, menos económica que alternativas de origen fósil (carbón, petróleo o gas natural).

- Centros de generación dispersos. Por su naturaleza, la energía eólica se distribuye en zonas no necesariamente cercanas a la demanda. Esto provoca problemas para la planificación de la transmisión de la energía eléctrica.
- Desfase temporal con la construcción de la transmisión. Los parques eólicos tienen un periodo de construcción muy inferior al de las líneas de transmisión (1 año vs 5 años)
- Elevada variabilidad de la energía disponible. Los factores de carga de la energía eólica están en el rango del 20-40%. Esto supone un problema clave en el despacho de energía a los centros de consumo, ya que se tiene que contar con una capacidad de generación rápida de refuerzo en los momentos que no se cuente con el recurso eólico.
- Impactos medioambientales negativos. Pese a ser una energía renovable y no contaminante, la energía eólica ha encontrado una oposición de movimientos ecologistas por los potenciales impactos negativos sobre aves y murciélagos, así como sobre el paisaje, y por el ruido generado por las turbinas.

1.2.-La Energía Eólica en el Mundo.

La industria eólica en el mundo ha logrado avances significativos desde las primeras granjas de viento de los años ochenta, hasta los de última tecnología, sin embargo, la última década ha sido sumamente relevante. Este crecimiento tiene su explicación en la situación energética mundial y en la respuesta estratégica de gobiernos, empresas y comunidades. El desarrollo tecnológico y los éxitos de los pioneros han propiciado un efecto multiplicador.

A nivel mundial, la industria eólica instaló 20 000 MW en 2007, su mejor año, este desarrollo fue liderado por EE.UU., China y España alcanzando una capacidad instalada mundial de 94 122 MW. Esto supuso un crecimiento del 31 por ciento en comparación con el mercado de 2006, y representó un aumento general de la capacidad global instalada del 27%. Para 2008 los cinco países principales en términos de capacidad instalada son EE.UU. (25,1 GW), Alemania (23,9 GW), España (16,7 GW) e India (9,6 GW).

	2008	MW	%
EEUU	25 170		21%
Alemania	23 903		20%
España	16 754		14%
China	12 210		10%
India	9 645		8%
Resto del mundo	33 116		27%
Total	120 798		100%

Fuente: Global Wind Energy Council

Tabla 2. Capacidad eólica instalada en el mundo hasta 2008.

En términos de valor económico, el mercado eólico mundial en 2007 alcanzó los 25 mil millones de euros (37 mil millones de \$) en nuevos equipos generadores, y atrajo 34 mil millones de euros (50,2 mil millones de \$) en inversión total. La cuota de energía eólica ha alcanzado valores cercanos al 10% de la capacidad total instalada y más del 5% de la demanda de electricidad nacional de cinco mercados europeos, Alemania, España, Dinamarca, Portugal e Irlanda, sobrepasando el 10% tanto en España como en Dinamarca.

Lugar 2008	País	Capacidad Total Instalada fin 2008 MW	Capacidad añadida 2008 MW	Tasa de incremento 2008 %	Capacidad Total Instalada fin 2007 MW	Capacidad Total Instalada fin 2006 MW	Capacidad Total Instalada fin 2005 MW
1	Estados Unidos	25 170	8 351,2	49,7	16 818,8	11 603,3	9 149
4	China	12 210	6 298	106,5	5 912	2 599	1 266
6	Italia	3 736	1 009,9	37	2 726,1	2 123,4	1 718,3
7	Francia	3 404	949	38,7	2 455	1 567	757,2
8	Gran Bretaña	3 287,9	898,9	37,6	2 389	1 962,9	1 353
10	Portugal	2 862	732	34,4	2 130	1 716	1 022
14	Australia	1 494	676,7	82,9	817,3	817,3	579
15	Irlanda	1 244,7	439,7	54,6	805	746	495,2
19	Polonia	472	196	71	276	153	73
22	Bélgica	383,6	96,7	33,7	286,9	194,3	167,4
24	Brasil	338,5	91,5	37	247,1	236,9	28,6
25	Turquía	333,4	126,6	61,2	206,8	64,6	20,1
27	Corea del	278	85,9	44,7	192,1	176,3	119,1

Tabla 3. Crecimiento de algunos países en cuanto a Generación Eólica en el periodo de 2005-2008.

Europa sigue siendo el mercado líder para la energía eólica: sus nuevas instalaciones representan un 43% del total mundial y las empresas europeas proveyeron el 66 por ciento de la capacidad de energía eólica mundial en 2007. Por su parte, la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) ha destacado que durante 2009 se instaló más potencia de energía eólica en la Unión Europea que de cualquier otra tecnología de generación eléctrica, con un total de 10 163 MW de nueva potencia, un incremento del 23% respecto al año 2008. Del total 9 581 MW son en tierra y 582 MW en el mar.

Lugar 2008	País	Capacidad Total Instalada fin 2008 MW	Capacidad añadida 2008 MW	Tasa de incremento 2008 %	Capacidad Total Instalada fin 2007 MW	Capacidad Total Instalada fin 2006 MW	Capacidad Total Instalada fin 2005 MW
	Sur						
28	Bulgaria	157,5	100,6	176,7	56,9	36,0	14,0
31	Hungría	127,0	62,0	95,4	65,0	60,9	17,5
36	Estonia	78,3	19,7	33,6	58,6	33,0	33,0
43	Sudáfrica	21,8	5,2	31,4	16,6	16,6	16,6
46	Uruguay	20,5	19,9	3308,3	0,6	0,2	0,2
60	Cuba	7,2	5,1	242,9	2,42,9	0,5	0,5
61	Ecuador	4,0	0,9	30,7	3,1	0,0	0,0
	76 países registrados						
	Total Mundial	121 187,9	27,261	29,0	93 926,8	74 150,8	59 024,1

Tabla 4. Crecimiento de algunos países en cuanto a Generación Eólica en el periodo de 2005-2008. (Continuación)



Ilustración 2. Potencia instalada de energía eólica por continente (MW). Periodo 2003-2007. Fuente: EWEA

Para 2009 la potencia total acumulada de energía eólica en la Unión Europea ascendía a 74 767 MW, frente a los 64 719 MW que había a finales de 2008, siendo Alemania el país de la UE con la mayor potencia instalada, seguido de España, Italia, Francia y Reino Unido. España es el país que más instalaciones eólicas tiene en Europa, según los datos ofrecidos por la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA), durante 2009 ha instalado un total de 10 163 MW de nueva potencia - un incremento del 23% respecto al año 2008.

Las nuevas estadísticas publicadas por el GWEC demuestran un importante incremento de 31% en 2009, añadiendo 37 500 MW al total de las instalaciones que suman 157 900 MW. Los países con mayor porcentaje de nueva potencia instalada en 2009 son España (24% - 2 459MW), seguido por Alemania (19% - 1 917MW), Italia (11% - 1 114MW), Francia (11% - 1 088MW) y Reino Unido (10% - 1 077MW). El mercado eólico mundial para las instalaciones de aerogeneradores en el 2009 asciende a unos 45 000 millones de euros o 63 000 millones de dólares. El Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC) calcula que alrededor de medio millón de personas trabajan hoy en la industria eólica en todo el mundo. Los mercados con importante crecimiento siguen siendo Asia, Norte América y Europa, cada uno de ellos han instalado más de 10 000 MW de nueva potencia en 2009.

El Consejo Mundial de la Energía Eólica (GWEC) predice que el mercado eólico mundial crecerá en más del 155%, pasando de los 94 GW de 2007 a los 240,3 GW de capacidad total instalada en 2012 y se estima que para el año 2020 la capacidad global de generación a partir de la energía eólica podría alcanzar 1,5 millones de MW. En función del crecimiento de la demanda podría llegar a cubrir entre un 11,5 y un 12,7 por ciento del consumo eléctrico mundial en 2020 y hasta alcanzar entre el 20,2 y 24,9 por ciento, es decir, entre una quinta y una cuarta parte de las necesidades de electricidad mundiales en 2030. En particular, se espera que los mercados estadounidense y chino se expandan espectacularmente.

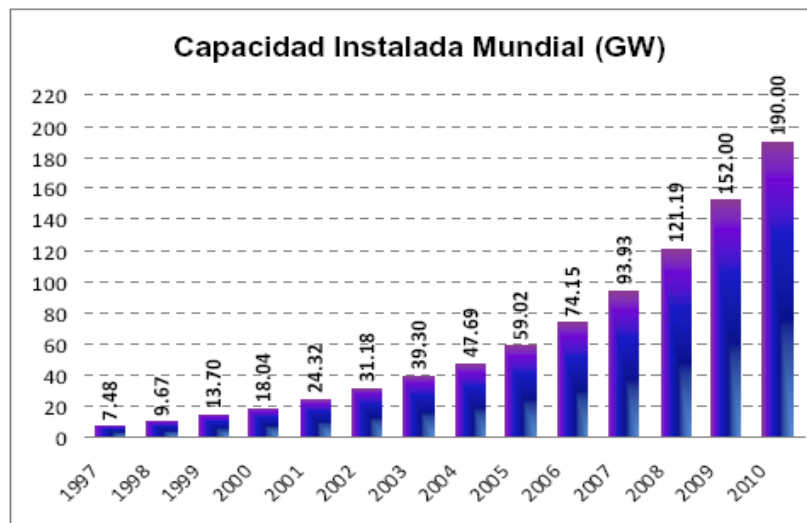


Ilustración 3. Capacidad eólica instalada en el mundo hasta 2010

En 2007 los Jefes de Estado de la UE adoptaron para 2020 un objetivo vinculante del 20% de la energía procedente de las energías renovables. Así, en enero de 2008, la Comisión Europea emitió un nuevo borrador legislativo sobre energías renovables, por el que se propone un marco europeo estable y flexible que aseguraría una expansión masiva de la energía eólica en Europa. Si dicha ayuda política positiva continúa, la EWEA (European Wind Energy Association) prevé que la energía eólica logrará en 2010 una capacidad instalada de 80.000 MW en la Europa de los 27. Esto representaría una contribución total al suministro energético del 5%. Hacia 2020, se espera que esta cifra aumente entre un 12 y un 14 por ciento, con la eólica suministrando energía a una media de 107 millones de hogares europeos.

En España la energía eólica es un sector que genera cada vez más electricidad a un costo cada vez más bajo, que consolida día a día una industria pionera, innovadora y líder mundial, que reduce la vulnerabilidad energética española, y que rebaja la contaminación provocada por el consumo de energía. Ahora mismo genera electricidad para el consumo

de diez millones de familias, el 25 por ciento de la población, y es una garantía de competitividad para las empresas al reducir la vulnerabilidad del sistema económico por las subidas de los precios de los hidrocarburos. Para ello ha sido necesaria una fuerte inversión de las empresas, que se acerca a los 22 000 millones de euros, equivalente al PIB de Honduras. Pero a su vez esta industria aportó al PIB 3.800 millones de euros en 2008; las exportaciones fueron de 2.900 millones, por encima incluso de un sector como el del vino (1 600 millones); además se evitó la importación de combustibles fósiles por 2 200 millones de euros y la emisión de 20 millones de toneladas de CO₂, el equivalente a haber plantado dos millones de árboles.

En 2009 España tuvo un incremento de 14,74 por ciento que es el segundo mayor en términos absolutos en la historia de la energía eólica gracias a la fortaleza del sector, este incremento es sólo superado por el registrado en 2007. Por comunidades autónomas, lideran Castilla y León con un total de 3 882,72 MW seguidas de Castilla-La Mancha con 3 699,61 MW, pero el mayor crecimiento se ha producido en Andalucía con 1 077,46 MW para sumar un total de 2 840,07 MW, que le confirman en el cuarto puesto del ranking por detrás de Galicia que es tercera con 3 231,81 (solo 91,05 MW instalados en 2009).

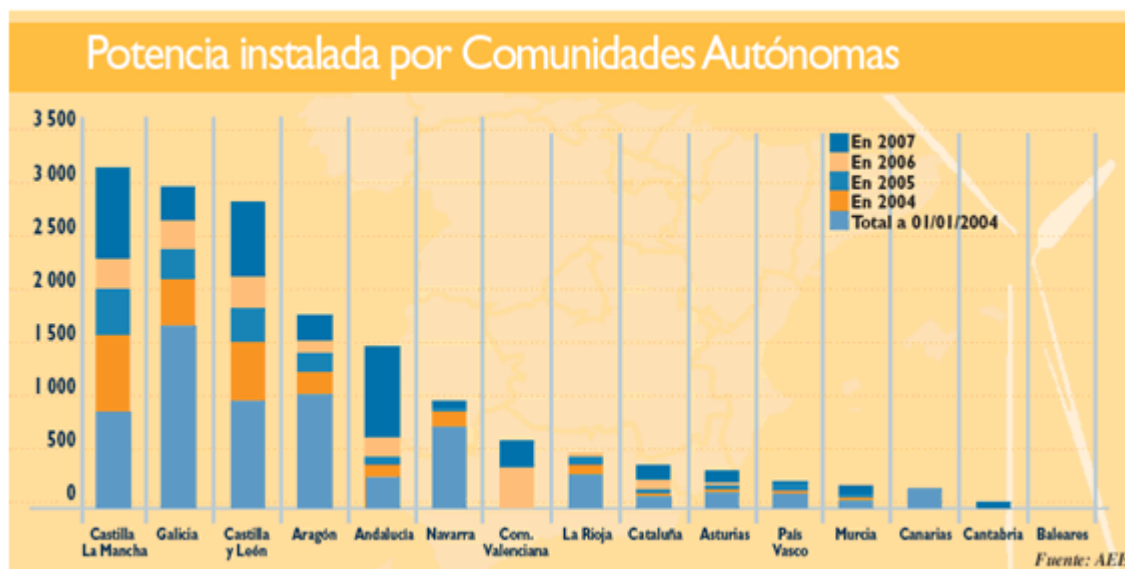


Ilustración 4. Potencia eólica instalada en España. 2004-2007 (en Mw)

En Dinamarca la energía eólica cubre actualmente más del 20 por ciento de la demanda eléctrica nacional, con la intención de llegar al menos al 35 por ciento antes de 2030. En Alemania están conectados a la red unos 19000 aerogeneradores, que con sus más de 21 000 MW cubren en torno del 6,5 por ciento de la demanda nacional.

China incorporó 3 449 MW de capacidad energética eólica en 2007, lo que representó un crecimiento de mercado del 156% con respecto a 2006 con más de 6 000 MW. En 2009 fue el mercado mundial de mayor incremento, casi duplicando su capacidad de generación de energía eólica, pasando de 12 000 MW en 2008 a 25 100 MW a finales de 2009, lo que supone una nueva potencia de 13 000 MW. Por su parte, India ha instalado una nueva potencia de 1 270 MW, que sumada a las pequeñas aportaciones de Japón, Corea del Sur y Taiwán hacen que Asia sea el mayor mercado regional de energía eólica en 2009 con más de 14 000 MW de nueva potencia.

Estados Unidos, por su parte ha experimentado en la última década una aceleración en el desarrollo de la industria eólica. En 2007, su capacidad de generación de energía eólica creció un 45 por ciento, con un total de capacidad instalada de 16,8 GW y marcó un record de 5 244 MW instalados, más del doble que en 2006, lo que representó el 30% de la nueva capacidad de producción energética del país. Para 2008 se situó en el líder mundial en capacidad total instalada (25 170 MW), esta energía cubre un cuatro por ciento de la demanda de electricidad, los parques eólicos estadounidenses generan en torno a 48 mil millones de kW/h de electricidad, lo que representa más del 1 por ciento del suministro eléctrico estadounidense.

Gracias a la aplicación de la Ley de Recuperación en Estados Unidos, enfocada claramente al desarrollo de la energía eólica, ha instalado cerca de 10 000 MW en 2009, aumentando la potencia instalada del país en un 39% y sumando un total de potencia conectada a la red de 35 000 MW. Tres de los 50 estados: Dakota del Norte, Kansas, y Texas, disponen de bastante energía eólica aprovechable para satisfacer todas las necesidades nacionales de electricidad. El costo de la generación eólica de electricidad ha caído de 38¢ por kilowatt-hora a principio de los años 80 a los 4¢ - 6¢ actuales, ofreciendo una fuente casi sin fin de energía barata. En los últimos años Texas se ha situado como líder de la industria con casi un 30% de la potencia eólica instalada en EE.UU.

El 2009 fue un año de transición para EE.UU, la recesión mermó parcialmente el empuje de la industria, que en el 2008 supuso el 40% de la nueva energía generada en el país y lo puso por delante de Alemania en el 'top ten' mundial por potencia instalada. Obama se ha comprometido a duplicar la potencia generada por las renovables en tres años, pero la señal que la industria espera es la meta de 25% renovables en el 2025, lema del encuentro Windpower 2009 de Chicago, el mayor cónclave mundial de energía eólica celebrado hasta la fecha.

El caso más exitoso en EE.UU. ha sido el del estado de Texas que se ha situado como líder de la industria con casi un 30% de la potencia eólica instalada en el país, 6 000 MW, instalados desde su adopción en 1999 y contempla la instalación de 10 000 MW para

el 2025. Una de las claves del éxito en Texas ha sido el establecimiento de elevadas multas por no cumplimiento de los objetivos. En Texas está precisamente el mayor parque eólico del mundo, Horse Hollow, capaz de producir 736 MW de potencia. Iowa, con 2 790 MW, se ha colocado por delante de California con 2 206 MW instalados, suficiente para abastecer a ocho millones de hogares. Pese al tremendo impulso dado en los últimos años por Texas, Iowa o Minnesota, el viento no llega aún a 16 estados norteamericanos.

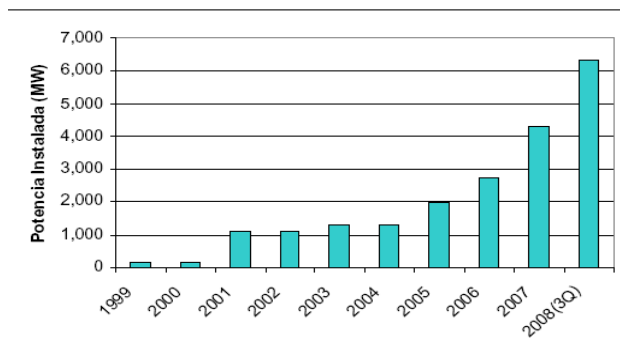


Ilustración 5. Capacidad Eólica instalada en Texas 1999-2008 Fuente: AWEA. Wind Energy Database

Los factores clave del crecimiento de la energía eólica en EE.UU. se pueden clasificar en factores asociados a:

- El mercado eléctrico. En la última década ha habido un incremento sostenido del costo de generación alternativo, quintuplicándose el precio del gas natural desde el año 1998. Por otro lado, el desarrollo de turbinas eólicas más grandes y eficientes ha permitido una disminución considerable del costo de generación de la energía eólica. Estos dos factores han hecho que en varios estados la energía eólica sea una de las opciones de generación más competitiva.
- Políticas, Regulaciones e Incentivos públicos. Además de haberse acercado sustancialmente el costo de generación eólica a otras tecnologías alternativas, ciertas medidas de promoción públicas han tenido un impacto sustancial en el desarrollo de la energía eólica en EE.UU. Éstas se pueden clasificar en federales y estatales y entre ellas destacan el Crédito Fiscal Federal a la Producción de Energía Renovable y las Metas de Producción de Energía Renovable a nivel estatal.

Uno de cada tres megawatts instalados en EEUU es de tecnología española con 16 740 MW instalados en el 2008, manteniendo así su posición en el podio europeo, justo después de Alemania. En términos comparativos, la UE mantiene su primado con 64 949 MW, pero el epicentro de la revolución eólica se trasladará muy pronto a China, que está duplicando anualmente su producción y próximamente arrebatará el tercer lugar a España.

En resumen, estos países han alcanzado una muy importante capacidad instalada de generación eléctrica basada en fuentes alternas, gracias a reformas legales, estímulos fiscales, apoyos gubernamentales, regulaciones favorables, subsidios, normativas internacionales y legislación. En el transcurso, esos países se han convertido, además, en generadores de tecnologías cada vez más acordes a la conservación del medio ambiente que entran en franca competencia con los combustibles fósiles, en un marco de preocupación global que ha favorecido la aparición de mercados de bonos de carbono al amparo de los acuerdos y obligaciones derivados del Protocolo de Kioto.

1.3.-La Energía Eólica en México

México es un país que, pese a ser integrante de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), organismo que reúne a las principales potencias económicas a nivel mundial, tiene un nivel de rezago considerable en el campo del aprovechamiento de las fuentes alternas de energía. Su balance energético deja en claro que este tipo de fuentes ocupan un lugar marginal en la capacidad de generación pues, si se excluye la fuente hidroeléctrica de gran escala, la capacidad instalada sólo representa el 2.05% (equivalente a 1 050 MW) del total registrado de 51 105 MW (datos de 2008).

Cuando nos remitimos a la energía eólica como fuente de generación de electricidad, la cifra se minimiza debido a que durante casi diez años se mantuvo una capacidad instalada de 2 MW y no fue sino hasta el año 2007 cuando se comenzó a ampliar esta capacidad a 85 MW, debido fundamentalmente a los proyectos de La Venta en Oaxaca. Actualmente, debido a la participación privada, se cuenta con una capacidad instalada de 518 MW.

El desarrollo de la tecnología de conversión de energía eólica a electricidad, se inició en México con un programa de aprovechamiento de la energía eólica en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) en febrero de 1977, cuando la Comisión Federal de Electricidad, cedió al IIE la Estación Experimental Eoloeléctrica de El Gavillero, en las cercanías de Huichapan, Hidalgo, donde se pretendía energetizar el ejido ya electrificado y con servicio, a partir de una microcentral eólica, integrada por dos aerogeneradores australianos. La Estación estuvo en operación hasta 1996 en que fue desmantelada.

El primer estudio de calidad del viento se realizó por parte del IIE en la zona del Istmo de Tehuantepec a mediados de la década de los setenta, con el patrocinio de la CFE. Sin embargo, casi 20 años después comenzaron a surgir proyectos pequeños y algunos de tipo experimental, aún antes de que la CFE instalara la primera central eólica en La Ventosa, Oaxaca.

En 1991, el IIE fue contratado por la CFE para realizar un estudio de factibilidad sobre la instalación, en el Cerro de la Virgen, Zacatecas, de una planta eoloeléctrica con capacidad de 2 MW para alimentar el sistema de alumbrado público del municipio del mismo nombre, incluyendo 25 turbinas de 80 kW cada una. Por problemas burocráticos, el proyecto no se pudo materializar pese al potencial del recurso en el sitio.

También en 1991, el IIE comenzó a realizar mediciones de viento en distintos poblados de la zona de La Ventosa en Oaxaca, como parte del proyecto Generación de Electricidad con sistemas Eólicos para bombeo de agua en el Istmo de Tehuantepec. A partir de los resultados obtenidos se desarrolló en 1993 un proyecto eólico para aplicaciones productivas relacionadas con la conservación de pescado en Rancho Salinas, constaba de dos aerogeneradores de 5 kW cada uno, pero por problemas en el diseño el proyecto fracasó.

En 1992 se instaló el sistema híbrido comunitario, quizá el más importante del que se tenga noticia en México, ubicado en la comunidad pesquera de X-Calak, Quintana Roo. Se mantuvo seis años operando y estaba integrado por un conjunto de seis turbinas eólicas de una capacidad nominal de 10 kW cada una, complementadas por un arreglo de paneles fotovoltaicos equivalentes a 11,2 kW, para dar una capacidad total de 71,2 kW, sin embargo, básicamente por actitudes de algunos miembros de la comunidad, el sistema solamente operó hasta 1999, pese a que estuvo monitoreado por especialistas de los Laboratorios Nacionales Sandia (SNL, por sus siglas en inglés) y por NREL, ambas instituciones estadounidenses de reconocido prestigio en la materia.

En 1993 se instalaron dos aerogeneradores en Isla Arenas, Campeche con el objeto de servir como fuentes de energía para impulsar un sistema de bombeo y desalación de agua. El proyecto se malogró debido a problemas con el aforo del pozo.

En 1994 se puso en operación la primera central eólica del país conectada a la red eléctrica de CFE, en La Venta, Oaxaca, con una capacidad de 1 575 kW, constituida por 7 aerogeneradores Vestas (Daneses) de 225 kW cada uno.

En el Estado de Hidalgo en 1995, el IIE montó dos aerogeneradores en la estación Eolo-energética El Gavillero, con una capacidad de generación de 2 kW para vientos de 5 m/s que abastecían de energía eléctrica a la comunidad de María Magdalena.

Entre 1993 y 1995 se desarrolló un proyecto eólico para alimentar un sistema de bombeo en el ejido Santo Domingo, en el Estado de Oaxaca, pero debido al desconocimiento de la velocidad real de las rachas de viento, las aspas no resistieron.

En 1996 se instaló con apoyo de FIRCO un sistema eólico para bombeo en el Rancho Minerva, municipio de Juchitán, Oaxaca, a través de una turbina de 1.5 KW. Dicho sistema fue impactado en dos ocasiones por un rayo, inutilizando sus instalaciones. En ese mismo año, se instaló un sistema híbrido de generación en base eólica-diesel en el Hotel ecoturístico Costa de Cocos, Quintana Roo, con el apoyo de Laboratorios Nacionales Sandia (SNL), bajo su programa mexicano de energías renovables. La capacidad del sistema fue de 7.5 kW a una altura de 24 metros.

En 1997 se instaló un sistema híbrido eólico-solar-diesel en Puerto Alcatraz, Isla Santa Margarita, Baja California Sur, con una capacidad total de 62.3 kW, de los cuales están operando dos turbinas de 5 kW cada una, complementadas con un generador diesel de 50 kW y un conjunto fotovoltaico de 2.3 kW para atender a una población de 200 personas aproximadamente.

En 1998 entró en operación la central eólica de Guerrero Negro, operada por la CFE en Baja California Sur, con una capacidad de 600 kW que provee un solo aerogenerador que cuenta con una torre de 50 metros. En 1999 se instaló una planta híbrido eólico-solar-diesel en San Juanico, Baja California Sur, con una capacidad total de 187 kW, de los cuales 100 kW son proveídos por 10 generadores eólicos con una capacidad de 10 kW cada uno.

Año	Proyecto	Capacidad Instalada (kW)
1992	X-calack, Quintana Roo	60.0
1993	Rancho Salinas, Oaxaca	10.0
1993	Isla Arenas, Campeche	3.0
1994	Central Eólica La Venta I, Oaxaca	1,575.0
1995	El Gavillero, Hidalgo	2.0
1993-95	Ejido Santo Domingo, Oaxaca	n.d.
1996	Rancho Minerva, Oaxaca	1.5
1996	Costa de Cocos, Quintana Roo	7.5
1997	Puerto Alcatraz, Isla Santa Margarita, B.C.S.	10.0
1998	Central Eólica Guerrero Negro, B.C.S.	600.0
1999	San Juanico, B.C.S.	100.0
2007	Central Eólica La Venta II	85,000.0

Ilustración 6. Sinopsis de la cronología de los principales proyectos eólicos en México hasta 2007

En 2002 PEMEX incorporó a su red de plataformas marinas sistemas híbridos integrados por módulos fotovoltaicos y aerogeneradores, resaltando el caso de Akal-I, donde se instaló un generador eólico de 400 Watts, tipo grado marino de la Southwest Windpower. En 2007 CFE puso en operación la Central Eólica La Venta II, en Oaxaca, que es la primera central de gran escala en México y tiene una capacidad instalada de generación de 85 MW.

Como parte del Programa de Energías Renovables a gran escala (PERGE), la Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico de la SENER solicitó a CFE incluir en el plan de expansión de la generación cinco proyectos eoloeléctricos de 101,4 MW cada uno: La Venta III y Oaxaca I, II, III y IV con una capacidad total de 507 MW durante 2007-2010, ubicados en el Istmo de Tehuantepec en la región de La Ventosa. La Venta III y Oaxaca I conforman el Parque Eólico del Bicentenario que están programados para entrar en operación hacia finales de este 2010.

La construcción del parque eólico La Venta III con una potencia de generación prevista de 103 MW, se adjudicó a la empresa Iberdrola bajo el esquema de productor independiente de energía. Ahí se instalan 121 aerogeneradores de 850 kW de potencia y 44 metros de altura cada uno. El parque estará en operación en noviembre de 2010. Para este tipo de proyectos en los estudios de expansión de largo plazo se consideraron incentivos económicos de fondo verde que administra la SENER así como beneficios por venta de bonos de carbón.

En 2009 se falló la licitación a favor de una empresa norteamericana para instalar la central eoloeléctrica financiada con recursos públicos provenientes del Gobierno del Estado de Baja California en la zona de La Rumorosa, la capacidad de dicha central es de 10 MW. En esa zona hay numerosos sistemas de monitoreo y medición eólica para determinar factibilidades de instalar sistemas de generación, por parte de empresas principalmente de capital español, con miras a suministrar electricidad al creciente mercado californiano donde se ha establecido la meta para el año 2020 de que el 20% de la energía eléctrica que se consuma, por parte de las instituciones y organismos públicos, deberá provenir de fuentes renovables.

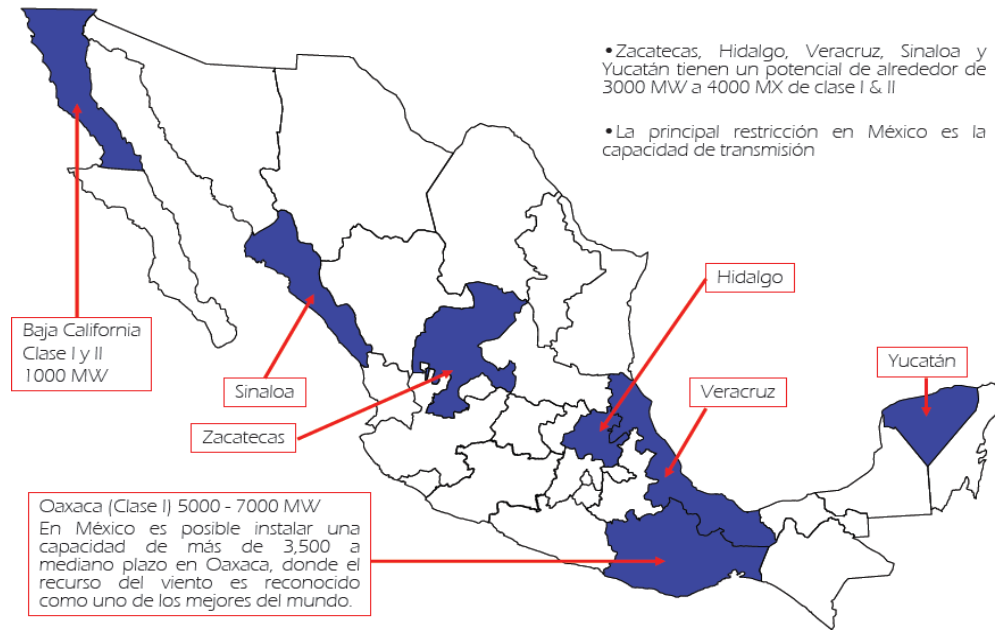


Ilustración 7. Distribución Geográfica del Potencial de Energía Eólica en México. Fuente: MADE

1.3.1.-El potencial eólico en Oaxaca

El mayor potencial de energía eólica en nuestro país está concentrado en el estado de Oaxaca, en el llamado corredor eólico del Istmo de Tehuantepec. Las estimaciones iniciales muestran un potencial de elevada calidad, con más de 10 000 MW de clase I.

Oaxaca cuenta prácticamente con la totalidad de la potencia eólica instalada en México, con 418 MW en operación, así como el mayor potencial de desarrollo. Los proyectos actualmente instalados en Oaxaca se basan principalmente en la modalidad de autoabastecimiento. La viabilidad de los proyectos está directamente relacionada con las tarifas oficiales de energía eléctrica, los costos de inversión y costos de porteo asociados al transporte de la energía desde el punto de interconexión hasta los puntos de carga.

Una de las mayores limitaciones al desarrollo de la energía eólica en Oaxaca ha sido la capacidad limitada de la red de transmisión eléctrica. A tal efecto, la SENER solicitó a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), en el año 2006 iniciar un proceso de Temporada Abierta (TA) para establecer las necesidades de infraestructura de transmisión y establecer compromisos en firme que las empresas privadas interesadas y la CFE deban de asumir para la incorporación de la nueva capacidad a la red del servicio público de energía eléctrica. Finalmente se acordó que la nueva infraestructura de transmisión se

realizaría como un proyecto de Obra Pública Financiada (OPF), bajo el esquema de PIDIREGAS donde las empresas interesadas deberían entregar cartas de crédito, así como su parte a la cuota de la inversión.

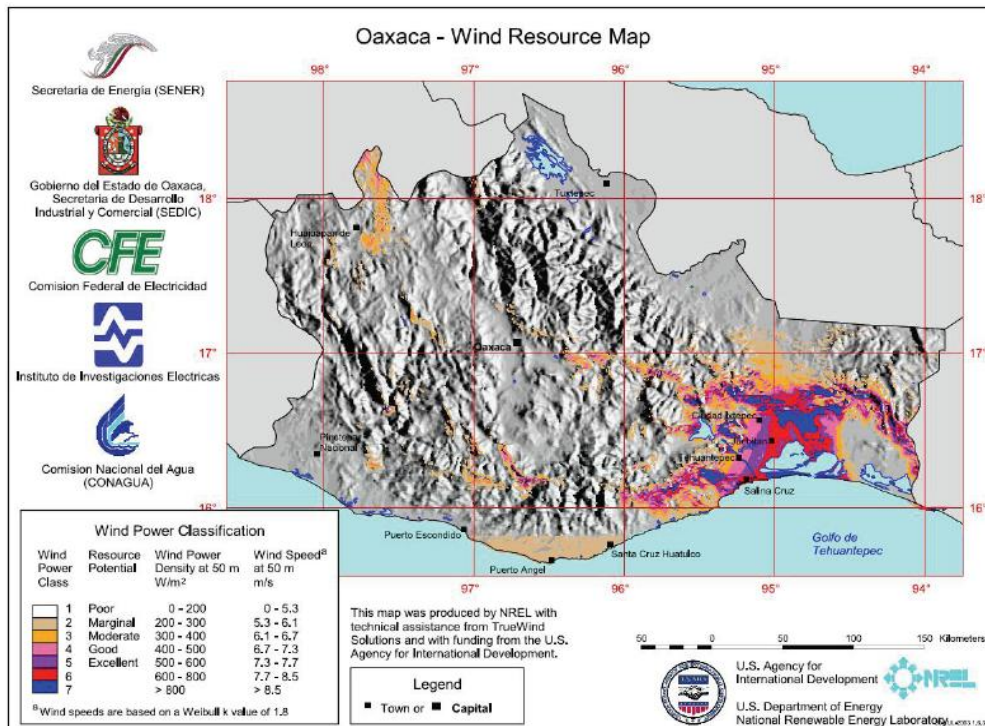


Ilustración 8. Mapa de recursos eólicos en Oaxaca.

Para ello, dichas empresas tenían que celebrar con la CFE un convenio mediante el cual se comprometían a abonar un monto de hasta USD 108 miles de dólares, multiplicado por la capacidad de generación por instalar. La condición establecida fue que se construyeran las obras de refuerzo necesarias. Estos proyectos, se conectarían a la SE Juchitán II en 230kV.

Dentro de las empresas interesadas, aquellas que ya contaran con el permiso de generación y el contrato de interconexión, podrían utilizar las líneas existentes de la CFE hasta por la capacidad establecida en dicho contrato. A los proyectos eólicos con esta condición se les denominaron Proyectos Inmediatos (PI) y se conectarían a la SE Juchitán II en 115kV.

Como resultado del proceso de TA hubo siete empresas que reservaron 1 491 MW de capacidad de la nueva línea de transmisión. Adicionalmente, en el programa de generación de la CFE se incluyen 406 MW de capacidad de generación eólica en el Istmo de Tehuantepec, correspondiente a los proyectos Oaxaca I, II, III y IV. Éstos utilizarán la red de TA, por lo que la CFE participará en el financiamiento del proyecto de TA. Para dar salida a estos 1 897 MW, se construirá una línea de transmisión de 400kV y una nueva subestación donde se conectarán todos los proyectos participantes.

Proyecto	Modalidad	Capacidad bruta instalada (MW)							Total
		1997	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Total Anual		2	86	330	369	1,077	616	101	2,581
CFE		2	86	0	203	101	101	101	594
Autoabastecimiento		0	0	330	166	976	515	0	1,987
CFE - En operación									
La Venta	RP	2							
La Venta II	OPF		86						
Subtotal		2	86	0	0	0	0	0	87
CFE - En licitación									
La Venta III	PIE				101				
Subtotal		0	0	0	101	0	0	0	101
Nueva Temporada Abierta									
Eurus	AA			250					
Parques ecológicos de México	AA			80					
Subtotal		0	0	330	0	0	0	0	330
Proyectos Inmediatos									
BII Nee Stipa Energía Eólica	AA				26				
Eoliatec del Istmo (1ra Etapa)	AA				22				
Eléctrica del Valle de México	AA				68				
Fuerza Eólica del Istmo (1ra Etapa)	AA				50				
Subtotal		0	0	0	166	0	0	0	166
Temporada Abierta									
Oaxaca I, II, III, IV (CFE)	PIE				101	101	101	101	406
Eoliatec del Istmo (2a Etapa)	AA					142			
Eoliatec del Pacífico	AA					160			
Fuerza Eólica del Istmo (2a Etapa)	AA					50			
Preneal México	AA					396			
Unión Fenosa Generación México	AA					228			
Gamesa Energía	AA						288		
Desarrollos Eólicos Mexicanos	AA						227		
Subtotal		0	0	0	101	1,077	616	101	1,897

RP: Recursos Propios, OPF: Obra Pública Financiada, PIE: Productor Independiente de Energía, AA: Autoabastecimiento

Tabla 5. Proyectos Eólicos en el estado de Oaxaca.

De este modo, en Oaxaca se prevé un total de 2 581 MW para el año 2012, desagregados en 594 MW de la CFE y 1 987 MW bajo la modalidad de autoabastecimiento.

Como parte de un programa denominado Nueva Temporada Abierta y debido a los avances en los proyectos de algunas empresas registradas en TA, la SENER promovió utilizar la red existente en dos proyectos de autoabastecimiento : Eurus y Parques Ecológicos de México. El BID facilitará un préstamo de hasta US\$30 millones provenientes del Fondo de Tecnología Limpia del Fondo de Inversión Climática (CIF, según sus siglas en inglés) para el proyecto Eurus de 250,5 MW, cuyo costo total será de cerca de US\$600 millones que está siendo desarrollando por Acciona Energía México (AEM), una subsidiaria de propiedad absoluta de Acciona Energía SA de España. Este es, de lejos, el complejo de energía eólica más grande que se haya construido en América Latina y el Caribe. Se anticipa que fondos adicionales de financiamiento a largo plazo para el proyecto sean aprobados por otras instituciones financieras multilaterales, instituciones financieras de desarrollo y bancos comerciales.

Cemex de México, un productor mundial de cemento y concreto, es un socio del proyecto de Eurus y comprará toda su electricidad en virtud de un acuerdo de compra y

autosuministro de energía de 20 años. Cemex espera que Eurus y otros proyectos de autoabastecimiento le permitan satisfacer un porcentaje significativo de las necesidades energéticas de sus operaciones en México.

Problemática en Oaxaca.

Pese a suponer un excelente recurso renovable, la explotación de la energía eólica en Oaxaca tiene asociada una serie de problemas:

- Las zonas con mejores recursos eólicos se encuentran alejadas de los centros de consumo, necesitando por tanto refuerzos considerables a la red de transmisión eléctrica para poder evacuar la energía eléctrica generada.
- A pesar de ser Oaxaca una de las áreas con mejor calidad de viento del mundo, con factores de carga que pueden alcanzar el rango de 40-45%, la propia naturaleza intermitente de la energía eólica involucra sistemas de generación de refuerzo que complementen dicha energía.
- El principal problema medioambiental asociado a la energía eólica está asociado a la posibilidad de colisión de aves con los álabes de las turbinas. Este tema cobra mayor relevancia en Oaxaca, ya que el Istmo de Tehuantepec es uno de los corredores de aves migratorias más importantes del mundo, por el que millones de aves cruzan cada año, especialmente durante la migración otoñal (finales de agosto-noviembre).
- Oaxaca es uno de los estados más pobres de México con una presencia relevante, en particular en la zona del Istmo, de población indígena. En esta región existen esquemas comunales de propiedad de la tierra, lo que impone un desafío adicional a la hora de negociar el uso y compensación del terreno donde se va a localizar un parque eólico.

En septiembre de 2009, un grupo de comunitarios y ejidatarios de la región del Istmo de Oaxaca, lanzaron un pronunciamiento en contra de los parques eólicos los cuales consideran tienen efectos negativos en el medio ambiente:

1. La irreparable muerte por colisión de aves y murciélagos contra las aspas de las torres, dada la importancia de la región del Istmo en el ecosistema global por ser la ruta migratoria de aves más importante del mundo, como se señala en el propio Manifiesto de Impacto Ambiental (MIA) del proyecto “La Venta II”.
2. La contaminación de suelos y de aguas, de mantos, ríos y lagunas por el derrame y cambio de miles de litros de aceites lubricantes de las turbinas, cuyo destino al ser cambiado no se especifica en los MIA.

3. La obstrucción de veneros y mantos acuíferos por miles de toneladas de concreto de las bases en toda la planicie, así como la modificación de la geomorfología original del terreno (relieve) y paisaje de manera permanente, sobre todo en la Barra de Santa Teresa que obstruiría la vital comunicación fluvial entre las lagunas Superior e Inferior.
4. El daño considerable a los habitantes de las comunidades próximas a los parques industriales eólicos, como La Venta y La Ventosa, debido al incremento considerable en los niveles de ruido electromagnético provocado por decenas de aerogeneradores trabajando a la vez.
5. La afectación de paisajes y la visibilidad de la Sierra de Tolistoque o Sierra Atravesada, de la planicie y de las lagunas Superior e Inferior del Mar Interior del Istmo.
6. La pérdida irreparable de vegetación, pues el proyecto no permite la existencia de árboles de más de tres metros de altura, reduciéndose el hábitat para todo tipo de fauna.
7. La inseguridad provocada ante los posibles incendios de aerogeneradores por tormentas eléctricas y cortos circuitos.

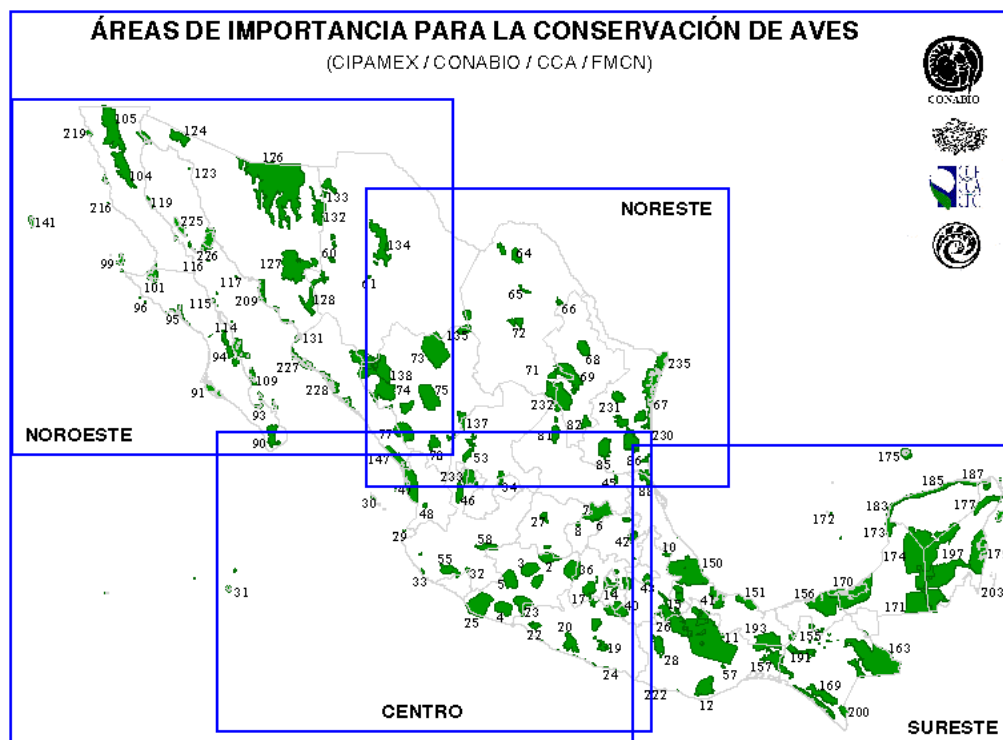


Tabla 6. Áreas de Importancia para la Conservación de Aves. FUENTE: CIPAMEX

1.3.2.-Integración de la energía eólica al sistema eléctrico mexicano.

A pesar de contar con uno de los mejores potenciales de energía eólica del mundo, que supera los 10 000 MW de clase I y II, el desarrollo de este tipo de recurso energético en México ha sido muy limitado, contando en la actualidad con menos de 500 MW instalados, (418 MW a Enero del 2009). Además, las perspectivas a medio plazo no contemplan una aceleración relevante, ya que se espera tener instalados menos de 4 000 MW para el año 2017.

La estructura del sistema eléctrico nacional en México está compuesta por dos sectores: a) el público, integrado por CFE y el privado. En el año 1992, con el objetivo de incentivar la participación de particulares en la expansión del sistema eléctrico, se modificó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) incorporando diferentes modalidades de participación privada en la generación de energía eléctrica:

- Autoabastecimiento. Es la generación de energía eléctrica para fines de autoconsumo.
- Cogeneración. Es la producción de energía eléctrica, conjuntamente con algún tipo de energía térmica secundaria, o a partir de energía térmica no aprovechada, o utilizando combustibles producidos en el proceso industrial que se trate. Al igual que en el caso de autoabastecimiento, la electricidad generada debe estar destinada a la satisfacción de las necesidades del permisionario.
- Producción independiente. Es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o a la exportación.
- Pequeña producción. Es la generación de energía eléctrica destinada a la venta a la CFE o a la exportación (proyectos con una capacidad menor de 30 MW); o al autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica (proyectos con una capacidad menor de 1 MW)
- Exportación. Es la generación de energía eléctrica para la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente o pequeña producción.
- Importación. Es la adquisición de energía eléctrica del extranjero para el consumo propio del permisionario.

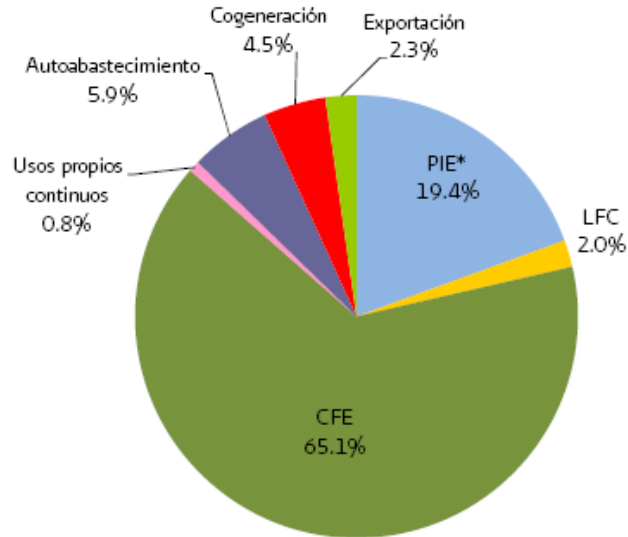


Ilustración 9. Porcentaje de participación en la generación de energía eléctrica en México. Fuente: *Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER*

El sistema eléctrico mexicano está dominado por CFE, que provee cobertura eléctrica a más del 97% de la población. La capacidad total instalada del sistema eléctrico es de 59 008 MW, generando 263 TWh/año. 67.1% corresponden al sector público (CFE) y 32.9% al sector privado. La participación del sector privado en la evolución de la capacidad instalada en la última década ha sido crucial, aportando más del 85% de la nueva capacidad y el 32.9% de la capacidad total instalada. La modalidad de productor independiente en este sector ha sido la más dinámica, en la actualidad representa un 56% de la capacidad instalada y un 23% de la capacidad total instalada. Genera un 31% de la electricidad usando el Esquema de Financiamiento con Garantías del Gobierno Federal (PIDIREGAS). El autoabastecimiento representa un 23.2% de los permisos concedidos.

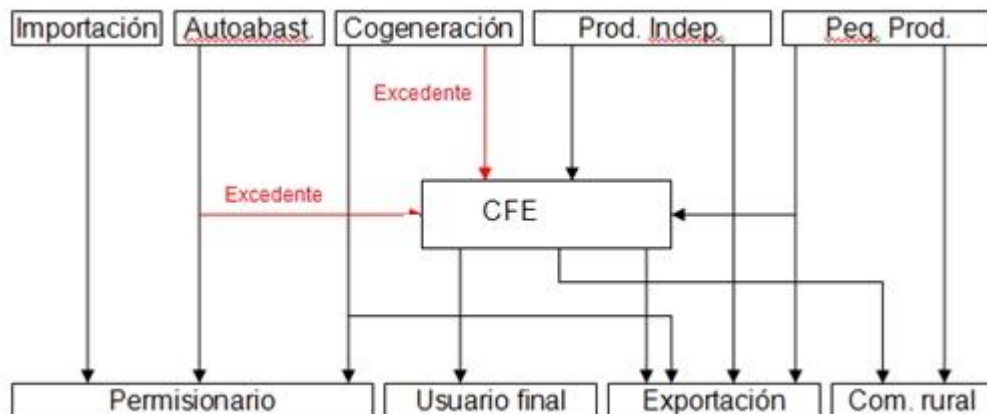


Ilustración 10. Modalidades de Generación de Energía Eléctrica en el Sector Privado

De los permisos privados autorizados, predomina la tecnología de ciclo combinado a gas natural, que para 2007 representó el 66.6% de la capacidad total autorizada. Si se incluyen los ciclos abiertos y las turbinas de gas, la participación del gas natural llega al 80% de los permisos privados.

Alrededor de un 73% de la capacidad eléctrica instalada en México está basada en combustibles fósiles, siendo las plantas que usan gas natural las que aglutinan un mayor porcentaje con un 36%. El resto de la capacidad instalada es hidráulica (22%), nuclear (2.7%), con una participación minoritaria de la energía renovable no hidráulica: geotérmica (2.2%), y eólica (0.1%). El elemento más importante en el desarrollo del sector eléctrico mexicano en la última década ha sido el cambio en la matriz de generación eléctrica a través de una sustitución sostenida de plantas de combustóleo por plantas de gas natural. De hecho, el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 prevé una meta para el año 2012 de 41% de gas natural en capacidad instalada seguido de un 20% de combustóleo.

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Capacidad (MW)	CFE	36,855	36,971	38,422	37,325	37,470	38,397	38,474	38,927	39,704	39,265
	PIE's	3,495	6,756	7,265	8,251	10,387	11,457	11,457	11,457	11,907	11,907
	Total	40,350	43,727	45,687	45,576	47,857	49,854	49,931	50,384	51,611	51,172
Generación (TWh)	CFE	177.05	169.32	159.53	170.07	162.47	157.51	157.16	154.14	160.37	37.57
	PIE's	21.83	31.62	45.85	45.56	59.43	70.98	74.23	76.5	78.44	20.31
	Total	198.88	200.94	205.39	215.63	221.9	228.49	231.4	230.64	238.81	57.88

Tabla 7. México. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica 2008.

Tipo de generación	Porcentaje
Geotermia	2.80%
Carbón	7.61%
Nuclear	3.62%
Eólica	0.05%
Productores independientes	35.09%
Hidráulica	12.69%
Hidrocarburos	38.13%

Tabla 8. México. Generación Eléctrica por Fuente, 1999-2008.

En la última década, el consumo de energía eléctrica ha tenido un crecimiento medio anual de 3.9%, principalmente como resultado de la evolución de los sectores residencial y mediana industria. Este crecimiento se ha mantenido bastante estable en un rango del 2 al 4% anual, solamente la demanda residencial ha tenido un incremento sostenido del 4.5% durante la última década. Dos tercios de los subsidios del sector eléctrico van destinados al sector residencial que sólo cubre un 40% de los costos. Estos subsidios que son de los más elevados del mundo y absorben una parte considerable de los recursos públicos (alrededor de 9,000 millones de US\$ en el año 2005), solamente en el año 2006, fueron equivalentes al 1% del PIB y representaron más de un tercio de los ingresos del sector eléctrico.

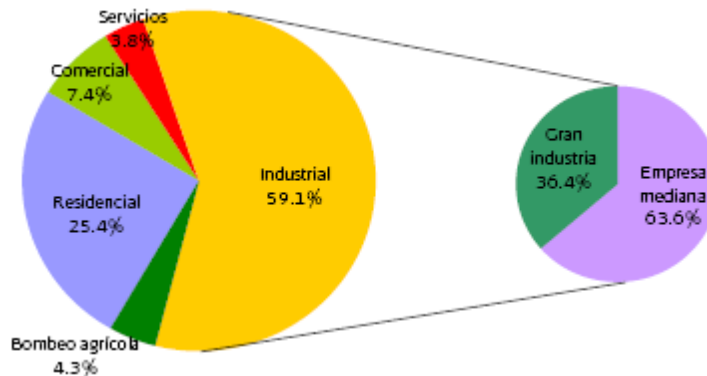


Ilustración 11. Consumo de energía eléctrica por sector .Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER

En términos reales los subsidios al sector eléctrico se incrementaron un 46% entre 2002 y 2006 debido al congelamiento de las tarifas residenciales y al desplazamiento de parte del consumo industrial abastecido por la CFE a la modalidad de autoabastecimiento. Por definición, el esquema de subsidio cruzado de consumidores industriales y comerciales a los residenciales es sostenible siempre y cuando la CFE mantenga un monopolio del 100% del mercado. Sin embargo, los precios elevados en los segmentos industrial y comercial han dado un incentivo muy grande a estos consumidores a pasarse al esquema de autoabastecimiento. Como resultado, se ha creado un déficit de financiación del esquema de subsidios a la CFE. En la actualidad, dicho déficit está limitado, ya que sólo han sido un 15% de los clientes industriales los que han decidido no ser suministrados por la CFE. Sin embargo, si no cambia la política tarifaria y se mantiene abierta la posibilidad del autoabastecimiento, este trasvase en el consumo de las industrias continuará creciendo, empeorando así aún más la situación causada por el esquema de subsidios.

Como monopolio estatal, la CFE tiene la potestad de fijar las tarifas de venta de energía eléctrica y los cargos de transmisión. Adicionalmente, es la CFE la que realiza la planificación de la expansión de la capacidad de generación, controlando así las diferentes adiciones de capacidad del servicio público, la tecnología a usar y su respectiva modalidad (obra pública financiada o producción independiente).

En adición a la LSPEE y sus diferentes modificaciones, el marco regulador cuenta con una serie de instrumentos que permiten a los suministradores privados interconectarse con el sistema eléctrico nacional y realizar intercambios comerciales con la CFE. Para fuentes de energía renovable, los instrumentos más relevantes son los contratos de interconexión y compraventa de energía eléctrica, así como el convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica.



Ilustración 12. Ordenamientos Jurídicos que rigen las Actividades del Sector Eléctrico. FUENTE: CIPAMEX

La CFE es la encargada de realizar la planificación de la expansión del sistema de generación eléctrica en México. Para ello tiene en cuenta los lineamientos estratégicos de la Secretaría de Energía (SENER) así como el análisis de costos de las diferentes alternativas de generación por tipo de tecnología. Como resultado de este análisis se elabora el documento anual Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico. La LSPEE establece que la elección de la tecnología de generación se debe basar principalmente en aquella que proporcione un menor costo de generación de largo plazo. Esta restricción es una de las razones por las que el desarrollo de las energías renovables

en México se haya visto tan limitado, dado que en la selección no se tiene en cuenta otra serie de beneficios (medioambientales, seguridad energética, etc.).

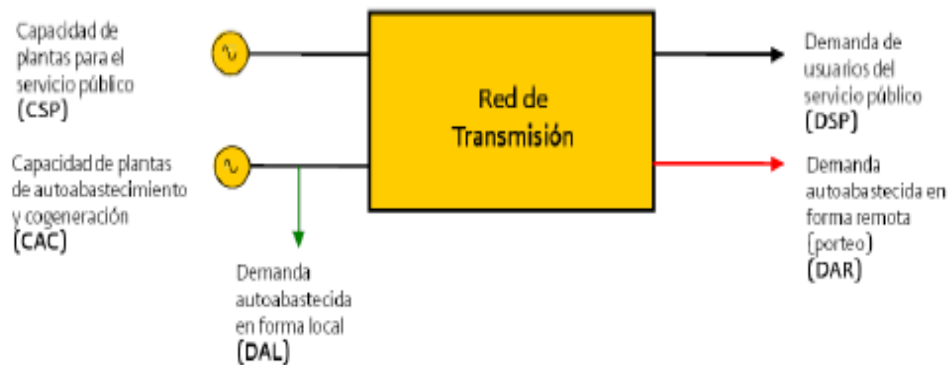


Ilustración 13. Descripción del Sistema Eléctrico Nacional. Fuente: SENER. Prospectiva del sector eléctrico 2008-2017

La participación de las energías renovables en el sistema eléctrico es todavía bastante marginal sin tomar en cuenta la energía hidroeléctrica. En 2007, el 73% de la capacidad instalada era a base a combustibles fósiles (gas natural, carbón y combustóleo), 22% hidráulica, y 2.7% nuclear. Las renovables no hidráulicas representaban un 2.3%, de los cuales el 2.2% pertenece a la energía geotérmica con sólo un 0.1% de energía eólica.

Una vez definido el programa de expansión de la generación de energía, la CFE propone el esquema de financiación más adecuado, incluyendo la producción independiente como uno de los posibles esquemas de financiamiento. Así, la producción independiente está limitada a aquellos proyectos que la CFE quiera sacar a licitación. Para el caso de la energía eólica, la central La Venta III ha sido el primer proyecto de producción independiente con dicha tecnología. En este caso, dado que forma parte del proyecto del Global Environment Facility "Proyecto de Energía Renovable a Gran Escala (PERGE)" cuenta con un subsidio a la producción de 20.4 millones de US\$ (1.1 centavos de US\$/kWh durante los cinco primeros años de generación).

La mayor limitación a la energía eólica bajo el esquema de productor independiente (PIE) es la metodología de planeación energética utilizada por la CFE, ya que está basada en la evaluación de proyectos usando solamente el costo económico de corto plazo de la generación de energía. La falta de valoración de otros beneficios que las energías renovables pueden aportar, tales como una mayor estabilidad de precios de generación y mejor seguridad en el abastecimiento de energía, aunado con el objetivo de la CFE de expandir la generación a gas natural, ha llevado al mínimo desarrollo de las energías renovables no hidráulicas.

En el caso de la energía eólica, de un potencial de clase I de alrededor de 10,000 MW, la CFE sólo planea desarrollar unos 500 MW (5%) para el 2017. Por el contrario, la energía eólica es mayoritaria en el sector privado en la modalidad de autoabastecimiento remoto y exportación, con prácticamente 3 500 MW previstos para su instalación, 80% en el área del istmo de Tehuantepec

En la modalidad de autoabastecimiento remoto, la planificación del proyecto cae fuera del dominio de la CFE. Sin embargo, dado que depende de las redes de transmisión de la CFE, un factor limitante es el procedimiento para dar acceso a la red a los permisionarios, que está controlado por la CFE. El proceso de temporada abierta en Oaxaca, ha buscado ser un punto de encuentro entre desarrolladores y la CFE para la planificación y financiación conjunta de la nueva línea de transmisión. Otra potencial barrera al desarrollo de esta modalidad es el cargo por servicio de transmisión. Pese a que la CRE publica la metodología de cálculo, ésta involucra el modelado de flujos de carga que no puede ser desarrollado por la CRE sino por la CFE. De esta manera, el establecimiento de los cargos de transmisión no se hace de una manera independiente ni transparente, dejando abierta la posibilidad de establecer una posición de poder en el mercado a favor de la CFE.

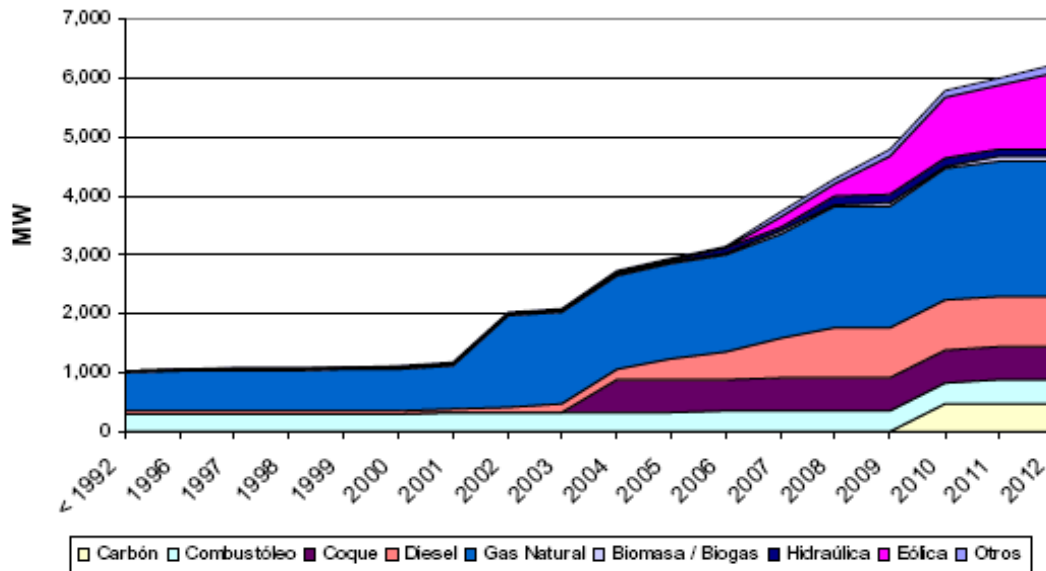


Ilustración 14. Potencia Autorizada para la Modalidad de Autoabastecimiento por Tipo de Combustible 1999-2010. Fuente: CRE

El hecho de que la CFE controle el acceso a terceros y el establecimiento de los cargos de transmisión, puede representar una barrera relevante al desarrollo de la energía eólica. Gran parte del desarrollo del autoabastecimiento remoto se ha realizado buscando un

aprovisionamiento de energía eléctrica más barato para el sector industrial, mermando así la cuota de mercado de la CFE y poniendo en peligro el esquema de subsidios cruzados de la CFE. Si no se modifican sensiblemente los niveles tarifarios del sector residencial, para evitar la necesidad tan elevada de subsidios, la CFE tiene un incentivo muy grande a ejercer una posición de poder en el mercado e impedir el desarrollo del autoabastecimiento remoto.

Un desarrollo sostenible de las energías renovables en México debería ir acompañado de un proceso de reforma de la política de subsidios de la CFE. Mientras no se cambie la política de precios y exista la posibilidad del autoabastecimiento remoto, la hipótesis de la CFE de mantenimiento de su cuota del consumo nacional en el 90% y el mercado industrial por encima del 85%, resulta excesivamente optimista. Estas proyecciones y la posible estrategia subyacente de la CFE, entran en conflicto con la aceleración del desarrollo de la energía eólica en México, ya que una de las vías principales de crecimiento de esta tecnología en la próxima década será el autoabastecimiento remoto.

	Prospectiva 2008-2017	
	1997-2007	2007-2017
	%	%
Consumo nacional	3.9	3.3
Consumo autoabastecido	10.2	2.7
Ventas para servicio público	3.3	3.4
Desarrollo normal	4.0	3.4
Residencial	4.5	3.7
Comercial	3.1	3.2
Servicios	2.9	1.8
Agrícola	0.2	1.6
Industrial	3.2	3.5
Empresa mediana	4.7	3.7
Gran industria	0.9	3.1

Tabla 9. Crecimiento Promedio Anual del Consumo de Electricidad. Escenario de Planeación. Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER

De esta manera, las razones principales que explican la evolución tan lenta de la energía eólica en México son la falta de incentivos públicos para fomentar el uso de energías renovables, así como la falta de un esquema regulatorio claro que permita una mayor participación del sector privado en el desarrollo de parques eólicos. Sin embargo, México se encuentra en un momento inmejorable para aplicar las lecciones aprendidas en el desarrollo de la energía eólica en otros países, ya que ha aprobado recientemente una ley para impulsar el desarrollo de energías renovables y está en el proceso de definir los detalles de los diferentes mecanismos contemplados en la ley.

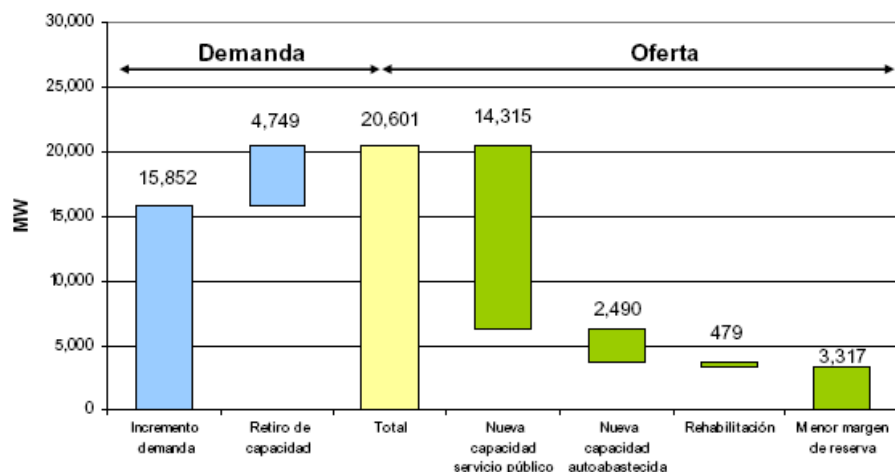


Ilustración 15. Demanda y Oferta de Nueva Capacidad. 2008-2017. Fuente: Elaboración Propia Basada en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016.SENER.

1.3.3.-Otras acciones llevadas a cabo en México enfocadas a la energía eólica.

El programa de electrificación rural con energías renovables en el sur de México “Servicios Integrales de Energía” generará proyectos de electrificación en zonas aisladas que, dependiendo de la disponibilidad del recurso renovable, podrán venir de generadores eólicos, así como de otras alternativas tecnológicas.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas concluyó el Centro Regional de Tecnología Eólica (Certe) en la región del Istmo de Tehuantepec, en Oaxaca, con apoyo del Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y el Fondo Mundial para el Medio Ambiente (GEF). Este será un centro para la investigación y el desarrollo tecnológico enfocado en la energía eólica. Aunado a esto, continúa sus esfuerzos para ampliar la información sobre el potencial eólico nacional mediante estudios de sitio que permiten tener un gran nivel de detalle para la toma de decisiones sobre la instalación de parques eólicos.

Este instituto firmó un convenio con la Fundación Holandesa de Investigación en Energía. Con este convenio, están avanzando en la preparación del centro, con el fin de certificar equipos eólicos para la Clase I y Clase I Especial. Este será el primer laboratorio de su tipo y alcance en América Latina para condiciones de viento intensas.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas avanza también hacia el desarrollo de la Máquina Eólica Mexicana (MEM, “Máquina México”), que será el primer aerogenerador

con categoría uno diseñado en su totalidad en el país. Para el desarrollo del prototipo industrial, la fabricación y la comercialización, cuentan ya con un convenio firmado con la Corporación EG de Monterrey.

El Instituto de Ingeniería de la UNAM estudia alternativas para la desalación de agua de mar en Baja California a partir de fuentes renovables, incluida la energía eólica.

En Oaxaca se está construyendo una línea de transmisión en 400 kV y reforzando dos líneas existentes para un total de 590 kilómetro-circuito, para contar con la infraestructura necesaria para transmitir la energía eléctrica; además se desarrollará una nueva subestación y se modernizarán 3 existentes, lo que permitirá integrar parte del potencial eólico de la zona al Sistema Eléctrico Nacional, para su aprovechamiento dentro de las modalidades permitidas por la legislación vigente. Este proyecto tiene un costo estimado de 3,800 millones de pesos.

1.3.4.-Prospectiva y recomendaciones.

De acuerdo con la Prospektiva del Sector Eléctrico 2008-2017, para el año 2012 la Comisión Federal de Electricidad tendrá instalados en México 593 Megawatts provenientes de generación eólica, pero México es de los pocos países que aún mantiene un monopolio de Estado en los energéticos básicos y esto implica que cualquier intento por abrir una ventana a la inversión privada directa (nacional o extranjera) en actividades de exploración, explotación, comercialización, por ejemplo en el caso del petróleo o de transmisión, distribución y comercialización, en el caso de la energía eléctrica, es totalmente neutralizado por las distintas corrientes de los partidos políticos.

Existen retos comunes a los que se enfrenta la energía eólica en México y el mundo. La disponibilidad de equipos eólicos ha sido muy volátil en los últimos años, al igual que sus precios, por el exceso de demanda de equipos en el mundo y las capacidades limitadas de manufactura. Contar con una disponibilidad local de equipos, componentes y servicios para la instalación y desarrollo de estos proyectos dará una clara ventaja a la tecnología para un desarrollo exitoso en México y permitiría posicionar al país como un polo tecnológico para la región.

Es importante lograr avances en el diseño y utilización de materiales que permitan aumentar la eficiencia de generación de las máquinas así como su competitividad frente a otras tecnologías. De igual forma, es necesario contar con equipos diseñados

específicamente para las condiciones de viento presentes en México. Por otro lado, las restricciones de acceso y distancias para interconexión de proyectos a las redes eléctricas han sido una gran barrera en las zonas donde se desarrollarán los proyectos. Por esto, es necesario diseñar esquemas que permitan instalar la infraestructura de transmisión y comunicación necesaria para el desarrollo exitoso de proyectos de energía eólica.

Para lograr un desarrollo sostenible del crecimiento de la industria de las energías renovables en México, debemos implementar medidas que protejan la biodiversidad en las zonas de viento, en 2007 el CONACYT publicó que, por medio de un programa de investigación y haciendo uso de un radar, lograron evaluar el paso de 12 millones de aves de 130 especies cada temporada en el Istmo de Tehuantepec. Ello implica una responsabilidad ambiental que debemos asumir y tomar en consideración, sobre todo si tenemos tiempo para implementar medidas de protección y mitigación.

La capacidad de las redes y los costos de porteo siguen siendo temas pendientes en las agendas de los principales actores. La temporada abierta de Oaxaca no es suficiente y lo más preocupante es que no se vislumbran obras de ese tipo para los próximos años.

México, con un potencial aprovechable de 35 mil MW solamente en el Istmo de Tehuantepec, se posiciona en Latinoamérica como uno de los líderes en inversión y proyección de capacidad a instalar, pero hay reformas y leyes que deben de ser mejoradas para que esto se pueda realizar. Es necesario incluir en la ley aspectos que han sido cruciales en otros países para impulsar el desarrollo de la industria eólica. Éste es el caso de los Estados Unidos que hoy ostenta el primer lugar en capacidad de generación eólica instalada, ganado por su desarrollo acelerado basado en tres elementos principales: a) el establecimiento de metas de generación como parte de la oferta nacional de electricidad; b) la planeación y el desarrollo de estrategias de evacuación de la energía generada a través del diseño y construcción de nuevas líneas de transmisión, y c) los incentivos en las tarifas de la venta de energía al menudeo.

Recomendaciones que pueden ayudar a superar las barreras al desarrollo de la energía eólica en México:

- Establecer metas obligatorias de generación renovable a la CFE.
- Asegurar mecanismos de financiación suficientes y sostenibles para la generación por fuentes renovables.
- Fomentar el desarrollo de líneas de transmisión para canalizar la energía eólica producida.
- Hacer más transparente la metodología de cálculo de los costos de transmisión.

- Resolver la cuestión de los subsidios a la electricidad para asegurar la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico.

A diferencia de México, en Alemania que es el principal productor en Europa, las características de su política son:

- Los precios de compra se basan en la rentabilidad de las plantas y en función de los resultados más que a un precio fijo.
- La prioridad es para los sistemas interconectados, compra y transmisión de electricidad renovable.
- Comisiones coherentes de compra por kWh para los operadores de las líneas, con una perspectiva de largo plazo y seguridad en las inversiones (15-30 años).
- Incentivos para plantas nuevas, nuevos potenciales y nuevas tecnologías.
- Incentivo por la búsqueda de la eficiencia y reducción de costos. Existen tarifas diferenciadas por fuente de generación y tamaño de la planta y por otra parte hay tasas anuales de regresión tomando en cuenta el desarrollo tecnológico.
- Igualación nacional entre todos los operadores de redes y proveedores de electricidad para el pago de servicios. Los clientes pagan los costos adicionales, el Estado no da subsidios.

Las modificaciones que ha sufrido el marco legal aplicable a la energía renovable, a través de nuevos contratos de interconexión y la creación de un marco jurídico que destaca las ventajas de esta tecnología, han permitido que el país avance hacia el desarrollo de esta industria y de nuevas herramientas que permitan ampliar la participación y el entendimiento de la energía eólica en el beneficio de nuestro país

La reforma marca una planeación a largo plazo del sector, buscando la consistencia de políticas hacia una transición energética parcial y limitada, basada en tres elementos:

- La formación de un fondo para el fomento de las energías renovables. En el mes de marzo el subsecretario anunció que, por ahora, este fondo sería para apoyo a la investigación básica.
- Una propuesta de acciones para establecer las bases sobre mecanismos de compra de energía procedente de fuentes renovables, y
- Acciones de fomento del ahorro y la eficiencia.

Los elementos adicionales que resultaron de la reforma, aunque no menos importantes, fueron el fortalecimiento de la Secretaría de Energía como la entidad rectora que habrá de

fijar plataformas de producción de petróleo y política de reservas, con mayor capacidad de gestión, así como mayores atribuciones y fortalezas a la Comisión Reguladora de Energía.

En octubre de 2008 se aprobó la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética; sin embargo, aún no hay nada claro del rumbo que se tomará para difundirlas y explotirlas. Para que un país entero pueda comprometerse, avalar e incluso impulsar alguna nueva estrategia, política o simplemente un cambio, es necesario primero, que su ciudadanía comprenda de qué se trata, cuáles son los objetivos de esa nueva estrategia, las ventajas y desventajas de implementarla y cómo se puede lograr su desarrollo.



Proyectos Eólicos en México

Proyectos Eólicos en México

Proyectos Eólicos en Operación

Proyecto	Ubicación	Esquema	Desarrollador	Turbinas	FOC	MW
La Venta	Oaxaca	OPF	CFE	Vestas	1994	1.6
La Venta II	Oaxaca	OPF	CFE	Gamesa	2006	83.3
Parques Ecológicos de México	Oaxaca	Autoabastecimiento	Iberdrola	Gamesa	2009	79.9
Eurus, 1st Phase	Oaxaca	Autoabastecimiento	Cemex/Acciona	Acciona	2009	37.5
Eurus 2nd Phase	Oaxaca	Autoabastecimiento	Cemex/Acciona	Acciona	2010	212.5
Gobierno Baja California	Baja California	OPF	GBC/Turbo Power Services	Gamesa	2010	10
Bii Nee Stipa I	Oaxaca	Autoabastecimiento	Cisa-Gamesa	Gamesa	2010	26.35
La Mata - La Ventosa	Oaxaca	Autoabastecimiento	Electrica del Valle de México (EDF-EN)	Clipper	2010	67.5
						518.63

Proyectos Eólicos Bajo Construcción

Proyecto	Ubicación	Esquema	Desarrollador	Turbinas	FOC	MW
Fuerza Eólica del Istmo	Oaxaca	Autoabastecimiento	Peñoles	Clipper	2010-2011	50
La Venta III	Oaxaca	PIE	CFE/Iberdrola	Gamesa	2011	101
Oaxaca II, III y IV	Oaxaca	PIE	CFE/Acciona	Acciona	2011-2012	304.2
Oaxaca I	Oaxaca	PIE	CFE/EYRA	Vestas	2010	101
Los Vergeles	Tamaulipas	Autoabastecimiento	GSEER	Siemens	2010-2011	161
						717.2

Proyectos Eólicos en Desarrollo

Proyecto	Ubicación	Esquema	Desarrollador	Turbinas	FOC	MW
Vientos del Istmo	Oaxaca	Autoabastecimiento	Preneal	Por Definir	2011-2014	395.9
Fuerza Eólica del Istmo	Oaxaca	Autoabastecimiento	Peñoles	Clipper	2011-2012	30
Bii Hioxio	Oaxaca	Autoabastecimiento	Unión Fenosa	Por Definir	2011-2014	227.5
Bii Stinú	Oaxaca	Autoabastecimiento	Eoliatec del Istmo (Eolia)	Por Definir	2011-2013	164
Santo Domingo	Oaxaca	Autoabastecimiento	Eoliatec del Pacífico (Eolia)	Por Definir	2011-2014	160
Bii Nee Stipa	Oaxaca	Autoabastecimiento	Cisa-Gamesa	Gamesa	2011-2014	288
Desarrollo Eólicos Mexicanos	Oaxaca	Autoabastecimiento	Renovalia	Por Definir	2011-2014	227.5
Union Fenosa	Baja California	Exportación	Gas Natural/Union Fenosa	Por Definir	2011-2014	400
Sempre	Baja California	Exportación	Sempre	Por Definir	2011-2014	1200
Fuerza Eolica	Baja California	Exportación	Fuerza Eolica	Por Definir	2011-2014	400

OPF: Obra Pública Financiada

FOC: Fecha de Operación Comercial

PIE: Productor Independiente de Energía

Total MW

3,492.9

4,728.7

Ilustración 16. . Proyectos Eólicos en México.

CAPÍTULO 2

Sistemas Eólicos de Energía Eléctrica.



2.1.-Sistemas de Energía Eléctrica

Se emplea el término Sistema de Energía Eléctrica (S.E.E.) para hacer referencia a aquellos sistemas relacionados con la generación, transporte, distribución y consumo de energía eléctrica.

Elementos que constituyen un S.E.E. son pues los presentes en centrales generadoras de energía eléctrica, redes eléctricas de transporte y distribución de esa energía en Alta Tensión, Media Tensión y Baja Tensión, subestaciones eléctricas AT-MT, centros de transformación en BT y consumos en AT, MT y BT.

Los S.E.E. han sufrido una enorme evolución desde sus orígenes hasta hoy, tanto en lo que se refiere a medios de generación, transporte, distribución y utilización, como a materiales empleados, estrategias de operación, nuevas aplicaciones y fuentes de energía, principalmente. En los últimos años, la llamada crisis energética ha acelerado las iniciativas tendentes a lograr una mayor eficiencia en todos los aspectos relacionados con la energía, lo cual, unido a la creciente preocupación por el medio ambiente, ha reactivado el interés por las llamadas energías renovables.

Entre las energías renovables, la procedente del viento es hoy día una de las que ofrece un mayor interés desde el punto de vista de los costos asociados a la instalación y explotación, exceptuando aquellos en los que la hidroeléctrica pueda considerarse como energía renovable.

La ubicación geográfica de los centros de generación suele obedecer a razones de proximidad a fuentes primarias de energía o instalaciones receptoras – puertos marítimos, oleoductos, etc. – más que a razones de proximidad a los centros de consumo. Al objeto de minimizar las pérdidas, el transporte de energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo se efectúa a través de las redes de Alta Tensión.

Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. Esta modalidad de generación eléctrica, Generación Distribuida, es la característica de la generación eólica.

La Generación Distribuida, representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen en los inicios mismos de la generación eléctrica. De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación en el sitio del consumo, para después evolucionar, debido al crecimiento demográfico, al desarrollo de economías de escala y a la demanda de bienes y servicios, hacia el esquema de Generación Centralizada. Cuando la generación eléctrica se estructuró en torno a la corriente alterna y centros de transformación, las grandes centrales podían encontrarse en lugares distantes de las zonas de consumo, aunque cerca del suministro del combustible y el agua.

A pesar de que los consumos son aleatorios, se ha comprobado que su evolución diaria a lo largo de todos los meses del año obedece aproximadamente a ciertos modelos, empleándose las Curvas de Demanda Diaria para predecir en primera instancia cuál va a ser la demanda en cada período. El número de grupos generadores que deben entrar en funcionamiento se puede programar con ciertos criterios lógicos y se hace posible la optimización de la explotación.

Por otro lado, la energía eléctrica no es susceptible de ser almacenada en grandes cantidades, con lo cual hay que establecer los mecanismos adecuados para ajustar la generación a la demanda existente en cada momento. Surge así la necesidad de incluir controles automáticos que vigilen y realicen esa y otras funciones, tales como las relacionadas con los valores de las variables del sistema (tensión, frecuencia, etc.), las cuáles no pueden desviarse mucho de sus valores nominales, ya que afectaría negativamente al buen funcionamiento y a la seguridad de los receptores y de las instalaciones.

Aunque el principal objetivo de un S.E.E. es el de satisfacer la demanda, existen otros objetivos relacionados con la idea de cumplir el objetivo principal de la mejor forma posible, considerando aspectos tales como seguridad, fiabilidad, economía y estabilidad. Aparece así un conjunto de funciones a realizar, entre las que destacan:

- Planificación de la red de transporte
- Mantenimiento y Política de Crecimiento
- Análisis de Seguridad del Sistema
- Control de Frecuencia-Potencia
- Actuación de los Sistemas de Protección

La introducción de nuevas formas de energía, como la energía eólica, ha de ser contemplada a la hora de definir y realizar las funciones anteriormente señaladas si se persigue el fin de satisfacer la demanda de la mejor forma posible. Asimismo, es

necesario considerar sus características a la hora de efectuar los estudios y análisis frecuentes en los S.E.E.:

- Cortocircuitos
- Flujo de Potencia
- Estabilidad
- Análisis de Contingencias
- Previsión de Cargas

2.2.- La Energía del Viento

El viento es producto del calentamiento de la superficie de la tierra por el sol. La insolación varía con la latitud y el agua absorbe el calor más rápidamente que la tierra, con las consiguientes diferencias de temperatura. El viento es el flujo de convección que continuamente intenta ajustar los desequilibrios termodinámicos resultantes. Como ocurre con la radiación solar, la inclinación de la tierra proporciona al viento una cierta estacionalidad, sin embargo, la masa del aire, la propia rotación de la tierra y la naturaleza del terreno le confiere al viento un modelo de distribución muy complejo.

Siendo la radiación solar más intensa en el ecuador que en los polos, el movimiento de rotación de la tierra produce una desviación de los vientos, generando diferentes zonas de actuación:

- • Zonas de calmas y bajas presiones ecuatoriales; áreas con vientos prácticamente nulos.
- • Zonas tropicales; vientos alisios y contralisios.
- • Zonas de altas presiones subtropicales; vientos alisios casi constantes en legiones del Sahara, Libia, Gobi, Méjico. Australia.
- • Zonas templadas; viento menos regular.
- • Zonas polares; altas presiones en superficie, como en zonas subtropicales.

El viento es más fuerte sobre los océanos que sobre los continentes, ya que el relieve y la vegetación frenan el movimiento del aire. Aunque los recursos eólicos terrestres están ampliamente distribuidos, prevalecen a lo largo de las costas marinas, en las más altas elevaciones y en las mayores latitudes. Para situar el reparto geográfico del viento en el suelo, se han confeccionado mapas que indican la dirección y velocidad media del viento en la superficie terrestre para los diferentes meses del año habiéndose encontrado que las zonas más favorables para la producción de energía eólica están situadas, sobre los continentes, al borde de la costa.

Algunos vientos son conocidos universalmente por la regularidad de su régimen como por ejemplo los alisios, que soplan en ambos lados del ecuador alrededor de todo el globo, o los vientos monzónicos que soplan en el sudeste de Asia. Otros soplan de modo intermitente durante periodos cortos, aunque con intensidad y frecuencia más elevadas en algunas estaciones, como el Siroco en el norte de África. La potencia del viento se incrementa al cubo con su velocidad y es proporcional a la densidad del aire, con lo cual pequeñas diferencias en la velocidad media del viento significan grandes variaciones en la energía de salida.

Las turbulencias reducen la energía aprovechable del viento, ya que tiende a perturbar el buen funcionamiento del rotor de las turbinas eólicas. La teoría global del motor eólico de eje horizontal fue establecida por Betz encontrando que la energía máxima capaz de ser recogida por una turbina eólica no puede superar en ningún caso los $16/27$ de la energía cinética de la masa de aire que la atraviesa por segundo. La dirección e intensidad del viento es estocástica, pero su comportamiento puede ser tratado estadísticamente. Se dice que cada zona posee una velocidad de viento medio anual, típicamente en el rango de 2.5 a 10 m/s. Se ha demostrado que para periodos de aproximadamente 30 días o más la distribución probabilística de la velocidad del viento sigue razonablemente una relación matemática conocida como la distribución de Weibull. Para zonas geográficas tierra adentro, normalmente se usa una relación matemática más simple, conocida como la distribución de Rayleigh.

De los registros anemométricos se deducen diferentes curvas, que utilizan para caracterizar el comportamiento del viento:

- • Velocidades anuales clasificadas.
- • Frecuencia anual de vientos.
- • Duración de calma y de viento improductivo.
- • Variación del viento en función de la estación.
- • Energía disponible por meses.
- • Reparto energético según velocidad.
- • Viento según su dirección.

Emplear los recursos del viento para la generación de potencia eléctrica presenta ventajas y desventajas. Por un lado, la fuente de energía es gratuita, inacabable y no contaminante, así como disponible día y noche. El equipamiento necesario no es especialmente caro y tiene bajos costos de mantenimiento. Por otro lado, la potencia de origen eólico no es fácilmente ajustable, requiere un cierto control y su aprovechamiento económico depende del emplazamiento geográfico concreto. Asimismo, la fiabilidad de las turbinas eólicas exige un diseño más específico que otros tipos de generadores y la

disponibilidad de selección en cuanto a tamaño está limitada. Sin embargo, haciendo balance de las ventajas y los retos a superar, la potencia de origen eólico es una forma viable de reducir el consumo de combustibles.

2.3.- Los Aerogeneradores.

La energía eólica se transforma en energía eléctrica mediante un aerogenerador que es un generador de electricidad activado por la acción del viento. Un aerogenerador, básicamente, es un generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento (turbina eólica). La energía eólica es la energía cinética del aire que proporciona energía mecánica a un rotor hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador trifásico, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

Existen diferentes tipos de aerogeneradores, dependiendo de su potencia, la disposición de su eje de rotación, el tipo de generador etc. Pueden dividirse en dos grupos: los de eje vertical y los de eje horizontal. El aerogenerador de eje horizontal es considerado el más eficiente, es el más utilizado en la actualidad.

2.3.1.- Componentes de un aerogenerador

- **Palas del Rotor:** Las palas del rotor capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje.

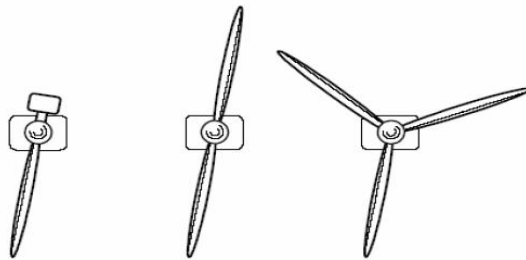


Ilustración 17. Turbinas con 1, 2 y 3 aspas

- **Buje:** El buje del rotor permite acoplar el rotor al eje de baja velocidad del aerogenerador.
- **Sistema Activo de Giro de Pala:** Sistema activo de giro de las palas sobre su eje longitudinal que controla las actuaciones de la máquina. Cuando el generador funciona a carga parcial se mantendrá el ángulo de ataque del perfil de tal manera que se extraiga la máxima potencia del viento. Cuando las velocidades del viento son muy elevadas se

disminuye el ángulo de ataque, manteniendo la potencia constante y reduciendo las fuerzas sobre el rotor eólico.

- **Sistema Hidráulico:** Dentro del buje hay un sistema hidráulico que permite el movimiento de las palas en torno a su eje longitudinal. Se puede acceder a él desde una entrada en el propio buje.
- **Sistema de Bloqueo del Rotor:** Cuando es necesario realizar algún tipo de mantenimiento dentro del buje, existen sistemas que permiten mantenerlo bloqueado.

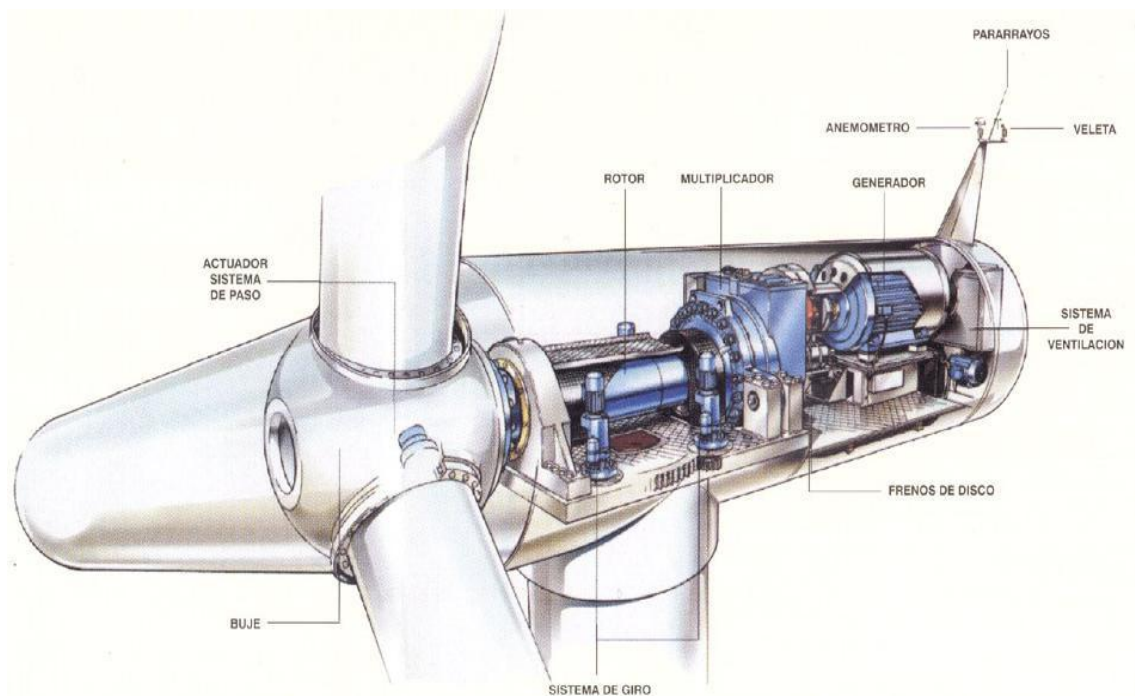


Ilustración 18. Partes de un aerogenerador. <http://www.renovables-energia.com/2009>

- **Mecanismo de Control de Balanceo:** En una aeroturbina la conexión entre el rotor eólico y el eje de baja velocidad es uno de los puntos más críticos. A esta interfaz se la conoce habitualmente como buje, y se caracteriza por incorporar un mecanismo de control del balanceo que controla el movimiento del rotor perpendicular a su plano de rotación, permitiendo reducir las cargas de fatiga en toda la aeroturbina. El costo, la complejidad y el peso del buje son aspectos importantes que deben ser considerados en el diseño de una aeroturbina eficiente. La experiencia dice que han aparecido serios problemas en la integración de la raíz de las palas al buje, la propia conexión del buje al aerogenerador, las conexiones para configurar el mecanismo de cambio de paso de pala,

así como el acoplamiento adecuado de las juntas y cojinetes de los sistemas de balanceo y sus sistemas de control.

- **Góndola:** La góndola contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina.
- **Acoplamiento Fijo entre el Buje y el eje de Baja Velocidad:** Permite transmitir el movimiento del rotor eólico, al capturar las palas la energía del viento.



Ilustración 19. Eje de baja velocidad de una aeroturbina © 1998 www.windpower.org

- **Eje Torsor:** Un eje torsor (quill shaft), es por definición un eje delgado y sólido diseñado y conformado para transmitir el mismo par que el que transmitiría un eje más largo sometido a niveles de carga superiores. En la transmisión del par el eje torsor actúa como un muelle torsor girando alrededor de su eje longitudinal.
- **Dispositivos de Acoplamiento del Eje:** Un dispositivo de acoplamiento en el que el eje está acoplado a un cojinete cuyas bolas, dispuestas en agujeros radiales, engranan en un surco del propio eje. Una serie de anillos deslizantes fuerza el acoplamiento selectivo de las bolas con la ranura o surco del eje apropiado. El conjunto de anillos puede moverse en ambas direcciones hacia las ranuras.
- **Muelles Torsores:** Un muelle torsor es un dispositivo de material elástico que reacciona contra la torsión o un movimiento giratorio. Son muelles helicoidales que ejercen un par o fuerza rotatoria ofreciendo resistencia a un par externo aplicado. El final de los muelles torsores está unido a otros componentes, y cuando esos componentes rotan alrededor del centro del muelle helicoidal, el muelle trata de llevarlos a su posición original. A pesar de lo que el nombre que tienen implica, los muelles torsores están sometidos a esfuerzos flectores más que a esfuerzos torsores.

- **Caja Multiplicadora:** La caja multiplicadora como elemento del tren de potencia aparece como una opción de diseño habitual ya desde las primeras turbinas eólicas concebidas para producir energía eléctrica. La necesidad de este elemento se justifica por el diferente régimen de giro que requiere un rotor eólico y un generador eléctrico de diseño convencional. Suele estar formado por engranajes epicicloidales. Un engranaje planetario o engranaje epicicloidal es un sistema de engranajes (o tren de engranajes) consistente en una rueda dentada interior más tres engranajes externos o satélites que rotan sobre un engranaje central o planeta. Típicamente, los satélites se montan sobre un brazo móvil o portasatélites que a su vez puede rotar en relación al planeta. Los sistemas de engranajes planetarios pueden incorporar también el uso de un engranaje anular externo o corona, que engrana con los satélites. Es esta construcción, con tres ruedas pequeñas moviéndose en órbita alrededor de una rueda común central, la que ha dado lugar al nombre de la caja multiplicadora planetaria.
- **Base Vibratoria de Sujeción:** Es una base vibratoria de sujeción diseñada para absorber cargas radiales y longitudinales excepcionalmente altas. Desarrollado para aeroturbinas y especialmente para aquellas con buje integrado y caja multiplicadora.
- **Acoplamiento Flexible:** Acoplamiento flexible del eje de salida de la multiplicadora con el eje de alta velocidad del generador.



Ilustración 20. Acoplamiento flexible a la salida de la caja multiplicadora. © 1998 www.windpower.org

- **Eje del Generador:** Eje de alta velocidad del tren de potencia gira a la velocidad necesaria para permitir el funcionamiento del generador eléctrico.

- **Freno del Rotor:** El eje de alta velocidad está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.
- **Acoplamiento Deslizante:** El acoplamiento deslizante (slip coupling) sirve como limitador de par actuando de la misma manera que el acoplamiento de dos ejes colineales. Cuando la carga excede el par máximo que puede soportar el acoplamiento los dos ejes rotan uno respecto a otro hasta alcanzar el valor de par máximo. Un acoplamiento de este estilo está diseñado para operar con un des-alineamiento angular de hasta 3° y lineal de hasta 2,5 mm, entre los dos ejes. Las características de este componente permiten acoplar ejes de distintos diámetros.
- **Generador:** Convierte la energía mecánica en eléctrica.
- **Unidad de Refrigeración:** La unidad de refrigeración contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad de refrigeración del aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores enfriados por agua.
- **Sistema Hidráulico:** El sistema hidráulico es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador.
- **Mecanismo de Orientación (Yaw Drive):** El mecanismo de orientación es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta. Normalmente, la turbina sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección.
- **Anemómetro y Veleta:** El anemómetro y la veleta se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/s. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de aproximadamente 25 m/s, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para girar al aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.
- **Controlador Electrónico:** El controlador electrónico tiene un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente para el aerogenerador y avisa al ordenador del operario encargado de la turbina.

- **Plataforma:** Es la plataforma que sirve de soporte a la máquina.
- **Torre:** Estructura metálica que soporta la góndola. Para aerogeneradores grandes, suele tener una primera franja de hormigón para dar mayor solidez estructural.

2.3.2.- La Energía Producida.

El rotor, compuesto por las palas del rotor y el buje, está situado corriente arriba de la torre y la góndola en la mayoría de los aerogeneradores modernos. Esto se hace sobre todo porque la corriente de aire tras la torre es muy irregular (turbulenta)

¿Qué es lo que hace que el rotor gire?

La respuesta parece obvia: el viento.

Pero 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.

Aspectos aerodinámicos de perfiles de rotores eólicos

Cuando un cuerpo está sujeto a la acción de un flujo de fluido, se produce una fuerza que es altamente dependiente de la forma del cuerpo. La dirección de la fuerza resultante de interacción entre el fluido y el cuerpo varía dentro de $\pm 90^\circ$ de la dirección del flujo.

Si la forma del cuerpo es irregular (por ejemplo, una papa) la fuerza resultante tiende a ser paralela a la dirección del flujo. Por el contrario si el cuerpo tiene una forma aerodinámica, la fuerza tiende a ser perpendicular a la dirección del flujo.

Es así como la fuerza aerodinámica puede ser expresada por dos componentes: una componente totalmente perpendicular al flujo, conocida como fuerza aerodinámica de sustentación y otra componente que es paralela al flujo, conocida como la fuerza aerodinámica de arrastre. En términos físicos, la fuerza sobre un cuerpo causada por su

interacción con un fluido se produce por cambios en la velocidad y dirección del flujo alrededor del contorno del mismo. Estos cambios en velocidad se ven representados en cambios de presión alrededor de cuerpo y estas diferencias de presión es lo que producen la fuerza aerodinámica. La ilustración 21 muestra las fuerzas aerodinámicas sobre un perfil aerodinámico.

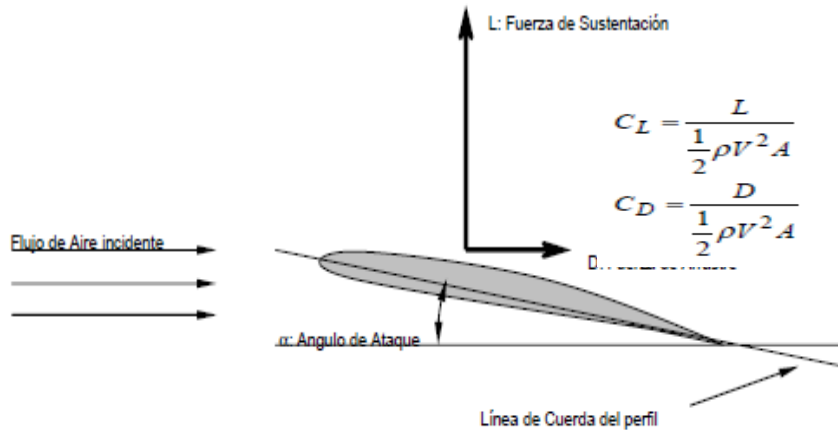


Ilustración 21. Fuerzas aerodinámicas sobre perfil

La fuerza aerodinámica total es, entonces, la suma vectorial de la fuerza de Sustentación (L: Lift) y de Arrastre (D: Drag), implicando además que diferentes formas aerodinámicas tendrán diferentes características en términos de estas fuerzas. Es de practica común describir las propiedades aerodinámicas de perfiles en términos de coeficientes adimensionales, lo cual facilita el análisis y la comparación entre perfiles aerodinámicos.

Los coeficientes adimensionales son:

- Coeficiente de Sustentación
- Coeficiente de Arrastre

Ángulo de Ataque (α) – Ángulo formado por la línea de cuerda del perfil aerodinámico y la dirección del flujo incidente. Estos coeficientes se han determinado experimentalmente en túneles viento, para un numero amplio de perfiles aerodinámicos. La ilustración 22 muestra el comportamiento típico de estos coeficientes de un perfil para un rango específico de ángulos de ataque.

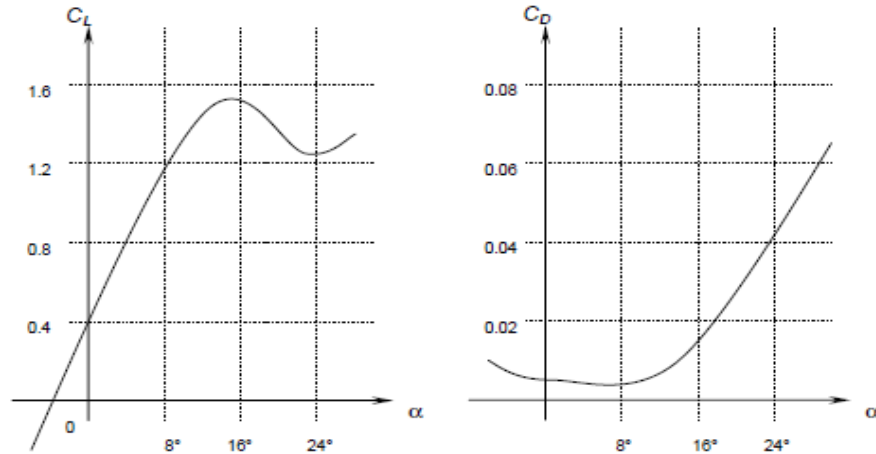


Ilustración 22. Comportamiento de coeficientes de Sustentación y Arrastre de un perfil Aerodinámico

Nótese que, en general los perfiles aerodinámicos alcanzan su valor máximo de coeficiente de sustentación en ángulo de ataque entre 10° y 15° . Después de este valor el perfil entra, en lo que se conoce, como la condición de pérdida. En esta condición los perfiles disminuyen severamente su capacidad de generar fuerza de sustentación y su arrastre crece rápidamente. Los perfiles aerodinámicos de las palas de los rotores eólicos son elegidos para operar entre la condición de pérdida y valores de ángulos de ataque bajos o aún negativos. En la actualidad, se utiliza la condición de pérdida para realizar control aerodinámico en la operación de equipos, esto con el fin de mantener velocidad de rotación constante en los rotores.

Otro aspecto que influye en el comportamiento aerodinámico de los perfiles aerodinámicos es el efecto de la rugosidad de la superficie del perfil y los efectos de fricción entre el fluido y el perfil. Además los coeficientes son afectados por efectos de la viscosidad del fluido, representada a través del Número de Reynolds.

La información aerodinámica generalmente es suministrada para rangos de Número de Reynolds altos, esto es valores en la región entre 10^6 y 10^7 . La mayoría de los equipos eólicos grandes operan en condición de número de Reynolds similares a los encontrados en la literatura científica, sin embargo para máquinas pequeñas esta información es escasa y un uso poco cuidadoso de esta información debe ser tratada con extrema precaución, al momento de diseñar pequeños rotores eólicos.

Conocida la información aerodinámica como en la ilustración 23, se pueden calcular las fuerzas generadas en una sección de pala de un equipo eólico. Para ello es esencial entender entonces el diagrama de las velocidades que inciden sobre un elemento de pala.

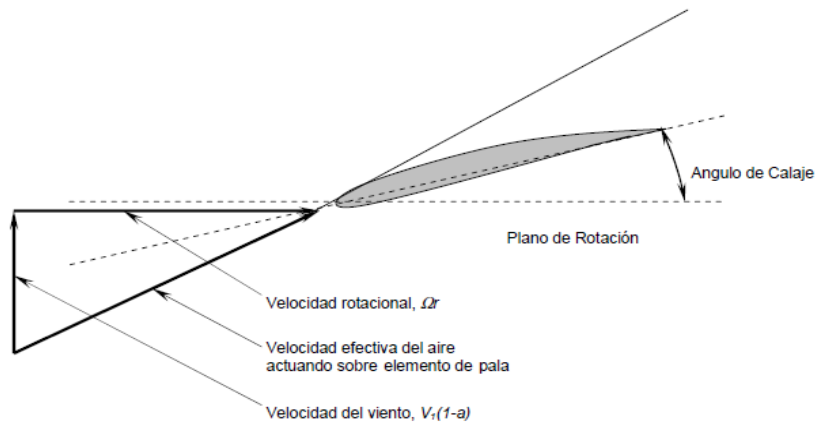


Ilustración 23. Diagrama de Velocidades actuando sobre un elemento de pala

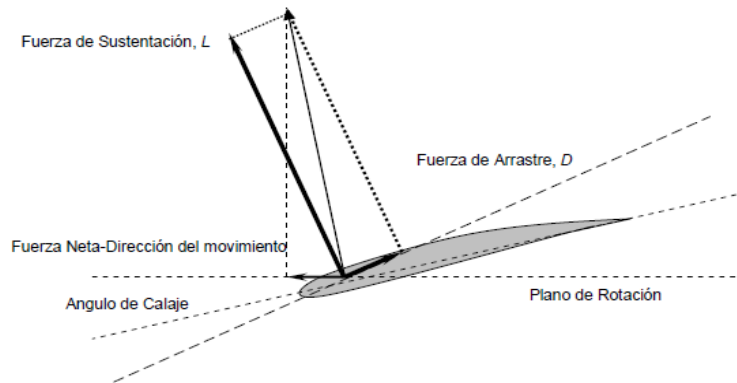


Ilustración 24. Diagrama de las fuerzas actuando sobre un elemento de pala

Vale la pena mencionar que cada elemento está desplazándose a una velocidad rotacional diferente, dependiendo de su posición radial; al igual que para cada posición radial los elementos de pala están sometidos a diferentes ángulos de ataque y por consiguiente varía el ángulo de calaje a lo largo de la pala.

Para el diseño de rotores de eje horizontal, en cada elemento de la pala se procura mantener un mismo ángulo de ataque aerodinámico que corresponda a la máxima relación entre la fuerza de sustentación y de arrastre del perfil aerodinámico.

Así pues, el diseñador debe introducir variaciones en el ángulo de calaje (ó ángulo de paso) a lo largo de la pala, lo mismo que permitir variaciones en la longitud de la cuerda del perfil aerodinámico para maximizar la extracción de energía.

Teoría de la cantidad de movimiento. La ley de Betz

La formulación de la teoría se basa en las siguientes hipótesis:

1. Supone al aire como un fluido ideal, sin viscosidad en todo el campo fluido excepto en las proximidades inmediatas del rotor.
2. El movimiento en todo el campo fluido es subsónico y a muy bajos números de Mach, con lo cual se puede considerar al aire como un fluido incomprensible y, por tanto, con densidad constante en todo el campo fluido.
3. El movimiento del fluido es estacionario, es decir, sus variables termodinámicas no dependen del tiempo pero sí del espacio.
4. No tiene en cuenta la velocidad de giro del rotor ni la de giro del fluido en la estela, y los vectores de velocidad son siempre paralelos al eje de simetría del tubo de corriente.
5. Contempla al rotor como un disco poroso según la teoría del disco de Froude.
6. Las magnitudes empleadas para representar las variables fluidas en una determinada sección recta cualquiera al tubo de corriente, son magnitudes equivalentes a la sección y uniformes en toda ella.

Sea una aeroturbina inmersa en el seno de una corriente de aire. La velocidad en la sección A1 en el infinito aguas arriba es la velocidad incidente del viento V_1 , por definición. Se aprecia que a medida que nos vamos acercando al rotor, viniendo de la sección A1, la velocidad va decreciendo paulatinamente, de manera que cuando llegamos a la propia sección A del rotor la velocidad vale V y su módulo es menor que V_1 . Si seguimos viajando aguas abajo pasado el rotor la velocidad sigue decreciendo progresivamente también, hasta llegar al infinito aguas abajo a la sección A2, donde la velocidad vale V_2 , siendo su módulo menor que el de la velocidad V .

Si estudiamos ahora la magnitud de presión, vemos que su variación a lo largo del tubo de corriente es muy distinta a la de la velocidad. La presión en la sección A1 vale P_1 , que es la presión atmosférica del aire en el infinito aguas arriba. A medida que viajamos hacia el rotor, la presión comienza a subir progresivamente hasta valer P_+ en la cara anterior al rotor, por lo que hay una sobrepresión respecto a la atmosférica P_1 en dicha cara. A continuación, a través del rotor hay un salto de presiones y la presión decrece a un nivel por debajo de la atmosférica, siendo su valor P_- justo en la cara posterior del rotor. Finalmente si seguimos viajando hasta el infinito aguas abajo, la presión crece siempre progresivamente hasta llegar

en el infinito aguas abajo a la sección A2 al valor P2, que es exactamente igual a P1.

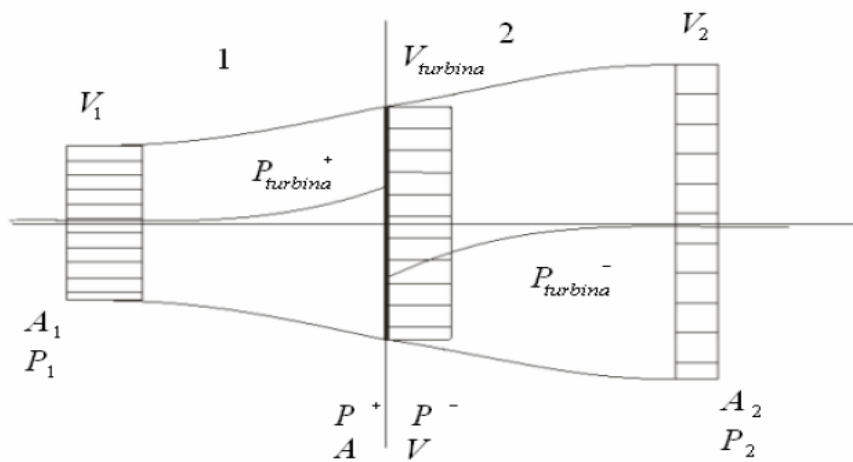


Ilustración 25. Tubo de corriente en un aerogenerador

Además hay que considerar que en el disco y debido precisamente a esas diferencias de presiones, se produce una fuerza resultante T que denominaremos tracción, y que lleva la dirección de la velocidad V y el sentido de la misma.

Planteando las principales ecuaciones de esta teoría:

Conservación del gasto másico:

El caudal másico \dot{m} se ha de mantener a lo largo del tubo de corriente. Como tan sólo la velocidad axial contribuye a él se cumplirá:

$$\dot{m} = \rho A_1 V_1 = \rho A V = \rho A_2 V_2$$

y, por tanto:

$$A_1 v_1 = A v = A_2 v_2$$

Cantidad de movimiento:

La fuerza del disco sobre el fluido con el sentido de la corriente (-T) tiene que igualar a la diferencia de flujos de cantidad de movimiento entre la salida y la entrada del tubo de corriente, secciones 2 y 1:

$$T = -\dot{m}(v_2 - v_1) = \rho Av(v_1 - v_2) \quad [1]$$

Energía :

Corresponde a la aplicación de Bernoulli entre A1 y A, y entre A y A2. El principio de Bernoulli es una sencilla relación matemática que relaciona los cambios en la energía cinética, la energía potencial y la presión en un fluido en el que no hay disipación. El principio de Bernoulli para un fluido incompresible (el agua e incluso el aire a baja velocidad se asemejan mucho al modelo de fluido incompresible) y en ausencia de campos de fuerzas (sin gravedad) y en condiciones estacionarias (la distribución de velocidades del fluido por todo el espacio no cambia con el paso del tiempo) tiene el siguiente aspecto:

$$p + \rho v^2 / 2 = \text{constante}$$

$$p^+ + \frac{1}{2} \rho v^2 = p + \frac{1}{2} \rho v_1^2 \quad [2]$$

$$p^+ + \frac{1}{2} \rho v^2 = p + \frac{1}{2} \rho v_2^2 \quad [3]$$

- $p \equiv$ presión;
- $\rho \equiv$ densidad;
- $v \equiv$ rapidez.

Equilibrio del Disco

El disco está estático, luego la suma de fuerzas sobre él ha de ser nula, entonces:

$$T = (p^+ - p^-)A \quad [4]$$

Restando miembro a miembro las ecuaciones (2) y (3) obtenemos una expresión del salto de presiones a través del disco:

$$p^+ - p^- = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) \quad [5]$$

Velocidad en el plano del rotor

Según lo visto en el párrafo anterior, podemos calcular la velocidad del viento en el plano del rotor, igualando las ecuaciones (1), (4) y (5):

$$T = \rho A v (v_1 - v_2) = \frac{1}{2} \rho A (v_1^2 - v_2^2)$$

Por lo tanto:

$$v = \frac{1}{2} (v_1 + v_2)$$

Potencia aerodinámica extraída por el rotor del viento.

El cálculo de esta potencia se extrae del producto de la fuerza de tracción y la velocidad media en el plano del rotor, lo que nos lleva a obtener la siguiente expresión:

$$W_R = T \cdot V = \rho A \left(\frac{v_1^2}{2} + \frac{v_2^2}{2} \right) \frac{v_1 + v_2}{2}$$

En la medida en que la velocidad aguas abajo V_2 no es una característica libre en sí misma sino que depende de las variables de entrada, podemos encontrar una situación matemática en la que pueda aparecer un máximo de energía, es decir, es posible para unos valores fijados de ρ , A y V_1 localizar un valor de V_2 que haga máxima la expresión de la potencia. Cuando se resuelve este problema elemental de máximos, se llega a que la máxima potencia que se puede obtener de una aeroturbina viene dada por la siguiente expresión:

$$W_R = \frac{8}{27} \rho A v_1^3$$

Límite de Betz

Se define como coeficiente de potencia de una aeroturbina, al rendimiento aerodinámico con el cual funciona el rotor de la misma, y viene a expresar la cantidad total de potencia que realmente es capturada por el rotor de la potencia total que posee el viento incidente sin perturbar. En definitiva, se define el coeficiente C_P vale:

$$C_p = \frac{W_a}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3}$$

si en esta expresión introducimos en el numerador la potencia máxima que se puede conseguir con un aerogenerador para la velocidad de viento incidente V_1 queda:

$$C_p = \frac{W_R^{\max}}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} = \frac{\frac{8}{27} \rho A v_1^3}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} = \frac{16}{27} = 0.5925 \approx 0.6$$

este valor es conocido como el límite de Betz.

La potencia del viento: cubo de la velocidad del viento

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 la velocidad media del viento; p.ej., 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? Como ejemplo podemos mencionar la energía de un auto, al doblar la velocidad de un coche la energía de frenado para pararlo completamente será cuatro veces mayor (se trata básicamente de la segunda ley de Newton de la cinemática).

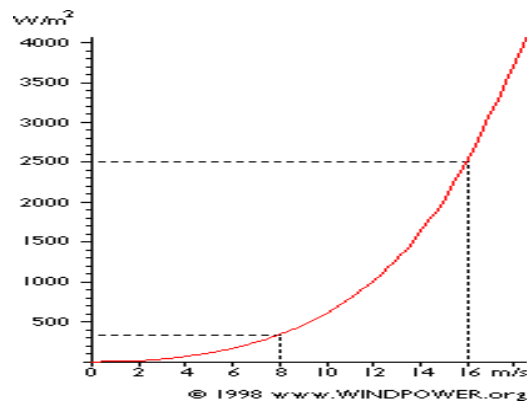


Ilustración 26. Velocidad del viento contra potencia generada por metro cuadrado expuesto al viento

En el caso de turbinas eólicas usamos la energía de frenado del viento, por lo que si doblamos la velocidad del viento tendremos dos veces más porciones cilíndricas de viento moviéndose a través del rotor cada segundo, y cada una de esas porciones contiene cuatro veces más energía, como se ha visto en el ejemplo del frenado de un coche.

La tabla 10 muestra que con una velocidad del viento de 8 metros por segundo obtenemos una potencia (cantidad de energía por segundo) de 314 W por cada metro cuadrado expuesto al viento (viento incidiendo perpendicularmente al área barrida por el rotor). A 16 m/s obtendremos una potencia ocho veces mayor, esto es, 2.509 W / m^2 . La siguiente tabla proporciona la potencia por metro cuadrado de superficie expuesta al viento para diferentes velocidades del viento.

Potencia del viento **)

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

***) Para una densidad del aire de $1,225 \text{ kg/m}^3$, correspondiente al aire seco a la presión atmosférica estándar al nivel del mar y a 15° C .

Tabla 10. . Potencia por metro cuadrado de superficie expuesta al viento para diferentes velocidades del viento

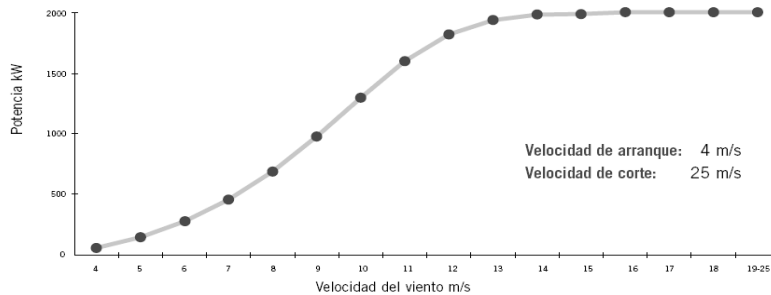
Curva de potencia de un aerogenerador

La potencia mecánica disponible en el eje de una aeroturbina puede ser expresada en función de la velocidad del viento v y de la velocidad ω de rotación del eje, tal que la potencia mecánica $P(v, \omega)$ m aumentará con la velocidad de viento, para una velocidad de rotación ω determinada, hasta que se alcance un máximo a partir del cuál comience a disminuir. Esta relación queda definida en la curva de potencia propia del aerogenerador. La mayor parte de los aerogeneradores actualmente en servicio están equipados con generadores de inducción y han sido concebidos para su funcionamiento a una velocidad de rotación ω variable. En estos aerogeneradores la potencia mecánica es cero cuando la turbina esta frenada o cuando gira libremente sin carga, y existe un punto de operación en el cual la conversión de potencia es máxima y en torno a él suele definirse la velocidad nominal y la potencia nominal del aerogenerador.

Curva de Potencia Gamesa G80-2.0 MW (para una densidad del aire de 1,225 kg/m³)

Curva de potencia calculada con base a datos de perfiles aerodinámicos NACA 63.XXX y FFA-W3 (perfiles de pala).

Parámetros de cálculo: 50 Hz de frecuencia de red; ángulo de calado de pala variable (control tipo pitch); intensidad de turbulencia del 10% y una velocidad variable del rotor de 9,0 - 19,0 rpm.



Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
4	66,3
5	152,0
6	280,0
7	457,0
8	690,0
9	978,0
10	1296,0
11	1598,0
12	1818,0
13	1935,0
14	1980,0
15	1995,0
16	1995,0
17	2000,0
18	2000,0
19-25	2000,0

Ilustración 27. Curva de potencia de un aerogenerador Gamesa G80 - 2MW

En la práctica los aerogeneradores operan habitualmente entre un valor mínimo v_{min} y un valor máximo v_{max} de la velocidad de viento. Para $v_{min} < v$ la energía obtenida es nula o muy pequeña y el aerogenerador permanece en reposo a fin de minimizar esfuerzos innecesarios y alargar su vida media. Para $v_{max} > v$, el aerogenerador también es conducido al reposo, para evitar sobreesfuerzos, así como por escasa la posibilidad de que se presenten vientos muy elevados que hace que no resulte económico construir una turbina a tal fin.

Incertidumbre en mediciones de curvas de potencia

En realidad, hay una nube de puntos esparcidos alrededor de la curva de la ilustración 27 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 solución factible, 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 por ciento de error en las mediciones de la velocidad del viento, entonces la energía del viento puede ser un 9 por ciento superior o inferior (ya que el contenido energético varía con la tercera potencia de la velocidad del viento). En consecuencia, pueden existir errores hasta de $\pm 10\%$ 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 viniendo directamente hacia la parte delantera de la turbina. Las turbulencia 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 cualquiera dada.

Una mayor eficiencia técnica no es necesariamente el camino a seguir

No es un fin en si mismo el tener una gran eficiencia técnica en un aerogenerador. Lo que en realidad interesa es el costo de sacar los kWh del viento durante los próximos 20 años. Dado que en este caso el combustible es gratis no hay necesidad de ahorrarlo. Por tanto, la turbina óptima no tiene por qué ser necesariamente la de mayor producción anual de energía. Por otro lado, cada metro cuadrado de área de rotor cuesta dinero, por lo que, por supuesto, es necesario obtener toda la energía que se pueda (mientras puedan limitarse los costos por kWh). Volveremos sobre este tema en la página de optimización de aerogeneradores.

Curva del coeficiente de potencia .

El coeficiente de potencia indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad.

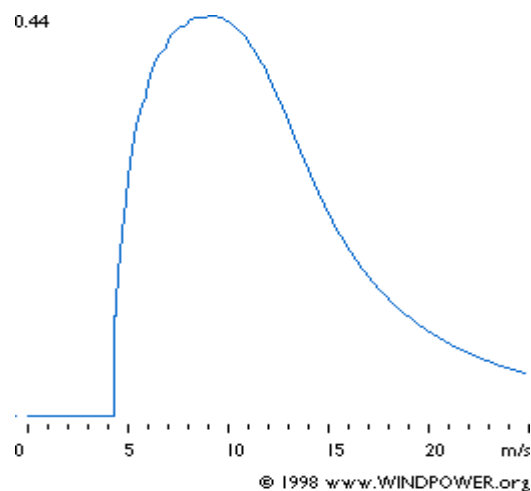


Ilustración 28. Curva del coeficiente de potencia para un aerogenerador danés típico.

Simplemente dividiendo la potencia eléctrica disponible por la potencia eólica de entrada, para medir como de técnicamente eficiente es un aerogenerador. 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.

El gráfico muestra la curva del coeficiente de potencia para un aerogenerador danés típico. Aunque la eficiencia media de estos aerogeneradores suele estar por encima del 20 por ciento, 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 por los ingenieros que diseñaron la turbina. A bajas velocidades del viento la eficiencia no es tan alta, ya que no hay mucha energía que recoger. A altas velocidades del viento, 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 sobretodo en la zona de velocidades de viento donde se encuentra la mayor parte de la energía.

2.3.3.-Funcionamiento de los aerogeneradores

- **Control de potencia.**

Los aerogeneradores están diseñados 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 los vientos tan fuertes no son comunes.

En el caso de vientos más fuertes es necesario gastar parte del exceso de la energía del viento para evitar daños en el aerogenerador. En consecuencia, todos los aerogeneradores están diseñados con algún tipo de control de potencia. Hay dos formas de hacerlo con seguridad en los modernos aerogeneradores.

- 1) Por cambio del ángulo de paso ("pitch regulation")

Este método de control consiste en que las palas varían su ángulo de incidencia con respecto al viento. Cuando la potencia generada es excesiva, las palas comienzan a girar

sobre su eje longitudinal hasta adoptar la posición denominada de bandera. La resistencia entonces opuesta al viento es mínima, así como el par ejercido y la potencia generada.

Un sistema electrónico vigila tanto la velocidad del viento, como la potencia generada y la posición de las palas modificando de manera continua la posición de estas y adaptándola a la intensidad de los vientos reinantes en ese momento. 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. El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele funcionar de forma hidráulica.

Las ventajas de este sistema de control son:

- Con su implantación se logra una mayor vida del aerogenerador, al soportar este menores cargas dinámicas.
- Al mismo tiempo se consigue un aumento del rendimiento de la instalación, ya que el viento ataca a los álabes siempre con el ángulo óptimo de incidencia.
- Así mismo, es posible el aprovechamiento de regímenes de vientos bajos.



Ilustración 29. Aerogeneradores de paso variable Qingdao Commercial Energy International Trading Co., Ltd.

2) Por pérdida aerodinámica (stall regulation)

Los aerogeneradores de regulación (pasiva) por pérdidas aerodinámicas tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se cree una cierta 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. 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 la sustentación.

Si se observa con atención la pala del rotor de un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica, llama la atención que la pala esté 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 alcanza su valor crítico.

La principal ventaja de esta regulación es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación.



*Ilustración 30. Aerogenerador de regulación (pasiva) por pérdidas aerodinámicas. ©2007.
<http://www.hotfrog.com.au>*

Aerogeneradores de regulación activa por pérdida aerodinámica

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 tienen palas que pueden girar (a menudo sólo utilizan unos pocos pasos fijos, dependiendo de la velocidad del viento).

Sin embargo, cuando la máquina alcanza su máxima potencia nominal, este tipo de máquinas presenta una gran diferencia respecto a las máquinas reguladas por cambio de ángulo de paso: si el generador va a sobrecargarse, la máquina girará las palas en dirección contraria a la que haría una máquina de regulación por cambio de 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. Otra de las ventajas es que la máquina puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades del viento. El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele operarse mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso.

- **Mecanismo 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 en contra del viento 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. En la parte más exterior podemos distinguir la corona de orientación, y en el interior las ruedas de los motores de orientación 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. El mecanismo de orientación 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.



© 1998 www.WINDPOWER.org

Ilustración 31. Mecanismo de orientación de una máquina típica de 750 kW.

© 1998 www.windpower.org

Error de orientación

Se dice que la turbina eólica tiene un error de orientación si el rotor no está perpendicular al viento. Un error de orientación implica que una menor proporción de la energía del viento pasará a través del área del rotor. 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 del rotor. De una parte, esto implica que el rotor tendrá una tendencia natural a orientarse en contra del viento, independientemente de si 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 detorsionar los cables. 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 interruptor de cordón que se activa cuando los cables se torsionan demasiado.



© 1998 www.WINDPOWER.org

Ilustración 32. Control de Torsión de cables

•Cajas multiplicadoras

¿Por qué utilizar una caja multiplicadora?

La potencia de la rotación del rotor de la turbina eólica es transferida al generador a través del tren de potencia, es decir, a través del eje principal, la caja multiplicadora y el eje de alta velocidad, como vimos en el apartado de los componentes de un aerogenerador. Pero, ¿por qué utilizar una caja multiplicadora? ¿No podríamos hacer funcionar el generador directamente con la energía del eje principal?

Si usáramos 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 1000 y 3000 revoluciones por minuto (rpm.), como podemos ver en la página sobre cambio de la velocidad de giro del generador. Con un rotor de 43 metros de diámetro, esto implicaría una velocidad en el extremo del rotor de bastante más de dos veces la velocidad del sonido, así es que deberíamos abandonar esta opción.

Otra posibilidad es construir un generador de CA lento con muchos polos. Pero si quisiera conectar el generador directamente a la red, acabaría con un generador de 200 polos (es decir, 300 imanes) para conseguir una velocidad de rotación razonable de 30 rpm. Otro problema es que la masa del rotor del generador tiene que ser aproximadamente proporcional a la cantidad de par torsor (momento, o fuerza de giro) que tiene que manejar. Así que, en cualquier caso, un generador accionado directamente será muy pesado (y caro).



Ilustración 33. Caja Multiplicadora

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 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. La caja multiplicadora de la turbina eólica no "cambia las 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.

La fotografía de arriba muestra una caja multiplicadora para aerogenerador de 1,5 MW. Esta particular caja multiplicadora es un tanto inusual, pues tiene bridas para acoplar dos generadores en la parte de alta velocidad (en la derecha). Los accesorios naranja, que están justo debajo de los dispositivos de sujeción de los generadores (derecha), son frenos de emergencia de disco accionados hidráulicamente. El fondo puede ver la parte inferior de una góndola para una turbina de 1,5 kW.

- **El controlador electrónico de la turbina eólica**

El controlador de la turbina eólica consta de varios ordenadores que continuamente supervisan las condiciones de la turbina eólica, y recogen estadísticas de su funcionamiento. Como su propio nombre indica, el controlador también controla un gran número de interruptores, bombas hidráulicas, válvulas y motores dentro de la turbina. Cuando el tamaño de una turbina eólica crece hasta máquinas de megawatts, se hace incluso más importante que su tasa de disponibilidad sea alta, es decir, que funcionen de forma segura todo el tiempo.



Ilustración 34. Controlador de la turbina eólica

Comunicación con el mundo exterior

El controlador se comunica con el propietario o el operador de la turbina eólica mediante un enlace de comunicación, como por ejemplo, enviando alarmas o solicitudes de servicio a través del teléfono o de un enlace radiofónico. También es posible llamar a la turbina eólica para que recoja estadísticas, y revise su estado actual.

En parques eólicos, normalmente una de las turbinas estará equipada con un PC, desde el que es posible controlar y recoger datos del resto de los aerogeneradores del parque. Este PC será llamado a través de una línea telefónica o un enlace radiofónico.

Comunicaciones internas

Normalmente, suele haber un controlador en la parte inferior de la torre y otro en la góndola. En los modelos recientes de aerogeneradores, la comunicación entre controladores suele hacerse utilizando fibra óptica.

En algunos modelos recientes, hay un tercer controlador situado en el buje del rotor. Esta unidad suele comunicarse con la góndola utilizando comunicaciones en serie, a través de un cable conectado con anillos rozantes y escobillas al eje principal.



*Ilustración 35. Unidad de comunicaciones de fibra óptica.
© 1998 www.windpower.org*

Mecanismos de autoprotección y redundancia

Los ordenadores y sensores suelen estar por duplicado (son redundantes) en todas las áreas de precisión, de seguridad o de servicio, de las máquinas grandes más nuevas. El

controlador compara continuamente las lecturas de las medidas en toda la turbina eólica, para asegurar que tanto los sensores como los propios ordenadores funcionan correctamente.

¿Qué está monitorizado?

Es posible monitorizar o fijar alrededor de entre 100 y 500 valores de parámetros en una turbina eólica moderna. Por ejemplo, el controlador puede contrastar la velocidad de rotación del rotor, el generador, su voltaje y corriente. Además, los rayos y su carga pueden ser registrados. También pueden realizarse medidas de la temperatura del aire exterior, la temperatura en los armarios electrónicos, la temperatura del aceite en el multiplicador, la temperatura de los devanados del generador, la temperatura de los cojinetes del multiplicador, la presión hidráulica, el ángulo de paso de cada pala del rotor (en máquinas de regulación por cambio del ángulo de paso - pitch controlled- o de regulación activa por pérdida aerodinámica -active stall controlled-), el ángulo de orientación (contando el número de dientes en la corona de orientación), el número de vueltas en los cables de alimentación, la dirección del viento, la velocidad del viento del anemómetro, el tamaño y la frecuencia de las vibraciones en la góndola y en las palas del rotor, el espesor de las zapatas del freno, si la puerta de la torre está abierta o cerrada (sistema de alarma).

• **Control de la calidad de potencia en aerogeneradores**

La mayoría de la gente piensa en el controlador como la unidad que hace funcionar el aerogenerador; por ejemplo, que orienta la turbina en contra del viento, que vigila que los sistemas de seguridad funcionen correctamente y que conecta la turbina. El controlador hace de hecho todas estas cosas, pero también vigila la calidad de potencia de la corriente generada por la turbina eólica.

Conexión a la red y calidad de potencia

Las compañías exigen que la conexión a red de los aerogeneradores se realice "suavemente", y qué requerimientos tienen respecto a que la corriente alterna y la tensión se muevan de forma sincronizada la una respecto a la otra. Esta parte del controlador opera, por ejemplo, los tiristores, que aseguran un acoplamiento suave a la red eléctrica.

Control de la potencia reactiva

Típicamente, la tensión y la corriente son medidas 128 veces por ciclo de corriente alterna (es decir, 50 x 128 veces por segundo o 60 x 128 veces por segundo, dependiendo de la frecuencia de la red eléctrica). Partiendo de esto, un procesador DSP calcula la estabilidad de la frecuencia de la red, así como la potencia activa y reactiva de la turbina (la componente reactiva de la potencia es básicamente una cuestión de si la tensión y la corriente están o no en fase).

Para asegurar que la calidad de potencia sea la adecuada, el controlador debe conectar y desconectar un gran número de condensadores eléctricos, que ajustarán la potencia reactiva (es decir, el ángulo de fase entre la tensión y la corriente). Como puede ver en la fotografía de abajo, un banco de condensadores conmutables es en sí mismo una unidad bastante grande en una máquina de 1 megawatt.



Ilustración 36. Parte de alta tensión de un controlador de una máquina de 1 megawatt.

Compatibilidad electromagnética ("EMC")

En una turbina eólica, alrededor de los cables para transporte de energía y de los generadores, hay campos electromagnéticos muy potentes. Esto implica que la electrónica del sistema de control tiene que ser insensible a estos campos electromagnéticos. Y a la inversa, la electrónica no debería emitir radiación electromagnética que pueda inhibir el funcionamiento de otros equipos electrónicos. La imagen ... muestra una sala libre de radiación con paredes de metal en el laboratorio de uno de los mayores fabricantes de controladores de aerogeneradores. El equipo de la sala se utiliza para medir las emisiones electromagnéticas de los componentes de los controladores.



Ilustración 37. Equipo de medición de emisiones electromagnéticas

•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 torres tubulares tensadas con vientos sólo se utilizan en aerogeneradores pequeños (cargadores de baterías, etc.).

Torres tubulares de acero

La mayoría de los grandes aerogeneradores se entregan con torres tubulares de acero, fabricadas en secciones de 20-30 metros con bridas en cada uno de los extremos, y son unidos con pernos "in situ". 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.



Ilustración 38. Torres de aerogeneradores, Navarra (España) Foto Soren Krohn

© 1999 DWIA

Torres de celosía

Las torres de celosía son fabricadas utilizando perfiles de acero soldados. La ventaja básica de las torres de celosía es su costo, puesto que una torre de celosía requiere sólo la mitad de material que una torre tubular sin sustentación adicional con la misma rigidez. La principal desventaja de este tipo de torres es su apariencia visual (aunque esa cuestión es claramente debatible). En cualquier caso, por razones estéticas, las torres de celosía han desaparecido prácticamente en los grandes aerogeneradores modernos.



Ilustración 39. Torres de celosía © NEG-Micon A/S 1998

Consideraciones de costos

Generalmente, el precio de la torre de la turbina eólica supone alrededor de un 20 por ciento del costo total de la turbina. Para una torre de unos 50 metros, el costo adicional de otros 10 metros es de unos 15 000 dólares americanos. Por lo tanto, es bastante importante para el costo final de la energía construir las torres de la forma más óptima posible.

• **Tamaño de turbinas**

La potencia producida aumenta con el área de barrido del rotor

Cuando un agricultor habla de la extensión de tierra que está cultivando normalmente lo hará en términos de hectáreas o de acres. Lo mismo ocurre con los aerogeneradores, aunque en el caso del cultivo eólico se cultiva un área vertical en lugar de una horizontal. El área del disco cubierto por el rotor (y, por supuesto, las velocidades del viento) determina cuanta energía podemos coleccionar en un año.

La ilustración 40 da una idea de los tamaños de rotor normales en aerogeneradores: una típica turbina con un generador eléctrico de 600 kW suele tener un

rotor de unos 44 metros. Si dobla el diámetro del rotor, obtendrá un área cuatro veces mayor (dos al cuadrado). Esto significa que también obtendrá del rotor una potencia disponible cuatro veces mayor.

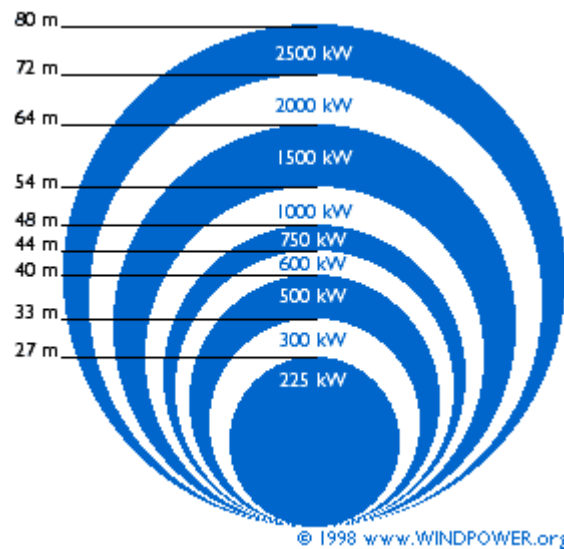


Ilustración 40. Tamaños de rotor normales en aerogeneradores

Los diámetros de rotor pueden variar algo respecto a las cifras dadas arriba, ya que muchos de los fabricantes optimizan sus máquinas ajustándolas a las condiciones de viento locales: por supuesto, un gran generador requiere más potencia (es decir, vientos fuertes) sólo para poder girar. Por lo tanto, si instala un aerogenerador en un área de vientos suaves realmente maximizará la producción anual utilizando un generador bastante pequeño para un tamaño de rotor determinado (o un tamaño de rotor más grande para un generador dado). Para una máquina de 600 kW, los tamaños de rotor pueden variar entre 39 a 48 m. La razón por la que, en zonas de vientos suaves, se puede obtener una mayor producción de un generador relativamente más pequeño es que la turbina estará funcionando durante más horas a lo largo del año.

Razones para elegir grandes turbinas

1. Existen economías de escala en las turbinas eólicas, es decir, las máquinas más grandes son capaces de suministrar electricidad a un costo más bajo que las máquinas más pequeñas. La razón es que los costos de las cimentaciones, la construcción de carreteras, la conexión a la red eléctrica, además de otros componentes en la turbina (el sistema de control electrónico, etc.), son más o menos independientes del tamaño de la máquina.
2. Las máquinas más grandes están particularmente bien adaptadas para la energía eólica en el mar. Los costos de las cimentaciones no crecen en proporción con el

tamaño de la máquina, y los costos de mantenimiento son ampliamente independientes del tamaño de la máquina.

3. En áreas en las que resulta difícil encontrar emplazamientos para más de una única turbina, una gran turbina con una torre alta utiliza los recursos eólicos existentes de manera más eficiente.



Ilustración 41. Personal de mantenimiento trabajando en una pala de 32 m de un aerogenerador de 1,5 MW Fotografía Christian Kjae© 2000 DWIA

Razones para elegir turbinas más pequeñas

1. La red eléctrica local puede ser demasiado débil para manipular la producción de energía de una gran máquina. Este puede ser el caso de las partes remotas de la red eléctrica, con una baja densidad de población y poco consumo de electricidad en el área.
2. Hay menos fluctuación en la electricidad de salida de un parque eólico compuesto de varias máquinas pequeñas, pues las fluctuaciones de viento raras veces ocurren y , por lo tanto, tienden a cancelarse. Una vez más, las máquinas más pequeñas pueden ser una ventaja en una red eléctrica débil.
3. El costo de usar grandes grúas, y de construir carreteras lo suficientemente fuertes para transportar los componentes de la turbina, puede hacer que en algunas áreas las máquinas más pequeñas resulten más económicas.
4. Con varias máquinas más pequeñas el riesgo se reparte, en caso de fallo temporal de la máquina (p.ej. si cae un rayo).
5. Consideraciones estéticas en relación al paisaje pueden a veces imponer el uso de máquinas más pequeñas. Sin embargo, las máquinas más grandes suelen tener una velocidad de rotación más pequeña, lo que significa que realmente una máquina grande no llama tanto la atención como muchos rotores pequeños moviéndose rápidamente (ver la sección sobre aerogeneradores en el paisaje).

2.4.- El generador de inducción doble alimentado

En los inicios de la energía eólica, la mayor parte de las turbinas eólicas estaban equipadas con generadores asíncronos de jaula de ardilla. Estas turbinas funcionaban a velocidad de giro prácticamente constante, lo que implicaba menor eficiencia en la conversión de la energía al viento y mayores esfuerzos mecánicos en el aerogenerador. En la década de los 90 aparecieron las turbinas eólicas de velocidad variable que están equipadas con generadores asíncronos de rotor bobinado cuyo rotor está alimentado a través de un convertidor de potencia, a este tipo de generador se le conoce como del tipo doblemente alimentado (DFIG), ya que precisan de un convertidor de potencia encargado de inyectar a los devanados rotóricos corrientes con la frecuencia, amplitud y fase apropiadas. Esta topología presenta la ventaja de mayor eficiencia energética y menores esfuerzos mecánicos por lo que se ha convertido en una de las topologías dominantes.

Los generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG) utilizados en turbinas eólicas están siendo utilizados a una tasa cada vez mayor en granjas eólicas. La principal razón de la popularidad de los DFIGs eólicos conectados al sistema interconectado nacional es su capacidad de suministrar potencia a tensión y frecuencia constante a medida que la velocidad del rotor varía. La configuración del DFIG también provee la posibilidad de controlar el factor de potencia del sistema como un todo.

2.4.1.- Funcionamiento del generador doble alimentado

El funcionamiento del DFIG se basa en el generador de inducción trifásico con rotor devanado en el cual el rotor es alimentado mediante algún convertidor de frecuencia (AC/DC/AC convierte) para proveer operación estable nominal aún a velocidad variable.

Un sistema DFIG típico se muestra en la ilustración 42. El conversor AC/DC/AC consiste en dos componentes: un conversor de lado rotor () y un conversor de lado de la red. Ambos son convertidores alimentados con tensión directa que utilizan dispositivos de electrónica de potencia para sintetizar (cambiar la frecuencia) una tensión alterna a partir de una fuente de tensión continua. Los anillos rozantes del rotor se conectan al conversor de lado correspondiente, el cual está acoplado al otro convertidor mediante un vínculo de CC. El conversor del lado red se conecta a la misma mediante un sistema de inductancias trifásicas en serie, mientras que el devanado del estator se conecta en forma directa a la red.

Con esta configuración, la potencia capturada por la turbina de viento es transformada en energía eléctrica por el generador de inducción y es transmitida a la red por los devanados del estator y el rotor. El sistema de control genera las señales que comandan el ángulo de inclinación del rotor y las tensiones de R_{con} y G_{con} para controlar

la potencia de la turbina eólica, el voltaje en directa y la potencia reactiva o tensiones de las terminales que van a la red.

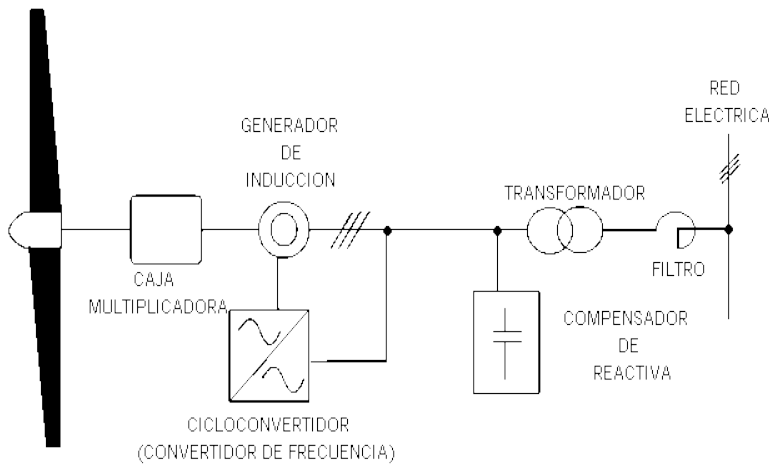


Ilustración 42. Esquema de generador de velocidad variable mediante máquina asíncrona y convertidor

El principio de operación es como muestra la ilustración: la salida del generador se conecta directamente a la red eléctrica, y a su vez se establece un lazo de realimentación por medio de algún conversor de frecuencia con el objeto de controlar el sistema de excitación del rotor. Este lazo de realimentación presenta dos ventajas muy importantes:

1. Como el voltaje del rotor es controlado por un conversor electrónico de potencia, el generador de inducción es capaz de importar y exportar a su vez potencia reactiva. Esto tiene importantes consecuencias para la estabilidad del sistema eléctrico y le permite, por lo tanto a la máquina permanecer conectada al sistema aún en presencia de perturbaciones severas.
2. Además, como la frecuencia del rotor es controlado, esto habilita a la máquina de inducción a mantenerse sincronizada con la red eléctrica aún cuando la turbina de viento varíe su velocidad.

De esta manera se logra desacoplar las frecuencias mecánica y eléctrica, y resulta posible mantener la frecuencia de salida en un nivel estable independientemente de la velocidad de rotación del generador.

El ángulo de ataque del rotor se controla para limitar la potencia de salida del generador a su valor nominal en presencia de fuertes vientos. Un generador eólico con control de dirección puede siempre aprovechar de la manera más eficiente la dirección de los vientos.

Flujo de potencia en el generador.

La máquina de doble alimentación es un generador de inducción con rotor bobinado. La velocidad del generador puede ser mayor o menor a la velocidad sincrónica. Puede obtenerse una variación de +30% de la velocidad sincrónica por el uso de un convertidor de potencia de 30% de la potencia nominal.

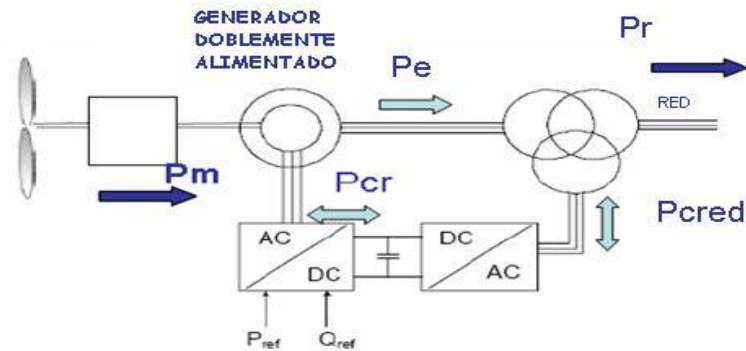


Ilustración 43. Sentido del flujo de la potencia activa (Ahmed G. AboKhalil, and Dong Choon Lee)

Relaciones electromecánicas

Normalmente se conecta un condensador entre los terminales DC del convertidor bidireccional, el cual actúa como fuente de tensión en continua. Otra función es la de convertir la corriente alterna que proviene de la red (o del rotor) a continua, donde será almacenada por el condensador durante un periodo determinado, posteriormente ésta se convierte en alterna para ser inyectada al rotor o a la red.

Los convertidores son necesarios para que la energía fluya en ambas direcciones ya que estos generadores necesitan tanto de potencia reactiva como potencia activa para funcionar. Ya que el rotor puede recibir o entregar potencia a la red, además la potencia reactiva, Q es necesaria para crear su campo magnético. El convertidor conectado al rotor debe operar en ambos sentidos, justificación por la que se deben emplear convertidores bidireccionales (back-to-back).

El inductor de carga acoplado, R_L , se usa para conectar el convertidor, C_{red} , a la red. Las tres fases de los devanados del rotor se conectan a la red mediante conexiones slip ring, (anillos de deslizamiento empleados para la conexión de devanados en sistemas eléctricos).

Según el tipo de convertidor empleado, las variaciones de la velocidad de la turbina son de $\% 10 \pm$ a $\% 30 \pm$ con respecto a la velocidad sincrónica. La velocidad sincrónica es la velocidad del flujo magnético que se produce en el entrehierro del generador, entre el rotor y el estator. Esta velocidad es proporcional a la frecuencia de la red y al número de polos de la máquina asíncrona. Siendo su expresión:

$$n_s = 120f \rightarrow n_s 2\pi = \omega_s$$

Un concepto importante para comprender el funcionamiento del generador de inducción es la velocidad angular de deslizamiento, ω_d . Esta velocidad es la relación entre la velocidad angular sincrónica, ω_s y la velocidad angular del rotor, ω_r . Siendo su expresión:

$$\omega_d = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$$

Cuando la velocidad angular del rotor es mayor que la velocidad sincrónica, el deslizamiento es negativo. En este caso el rotor entrega energía eléctrica, es lo que se conoce como modo de generación supersíncrono. En el caso contrario, cuando la velocidad del rotor es menor que la velocidad de sincrónica, la velocidad angular del deslizamiento es positiva por lo que el rotor recibe energía eléctrica de la red. Este hecho es conocido como modo de generación subsíncrono.

Cuando el rotor gira a la misma velocidad que la velocidad sincrónica se dice que está girando de forma sincrónica, esta es la razón por lo que los modos de generación explicados en el párrafo anterior reciben ese nombre. En operación normal el estator y el rotor giran a la velocidad sincrónica con respecto al estator.

Cuando las aplicaciones son limitadas por las fluctuaciones del viento, normalmente es suficiente considerar un eje de masa simple, ya que las oscilaciones de la velocidad variable no son reflejadas en la red eléctrica al entregar potencia activa.

En el análisis de estabilidad, cuando el sistema responde a fuertes perturbaciones, el eje es aproximado por dos modelos de masas. Una masa representa la inercia de la turbina, la otra masa es la equivalente a la inercia del generador.

La ilustración 43 muestra el sentido de flujo de la potencia del sistema. Las ecuaciones que describen el modelo se presentan a continuación. La potencia activa mecánica de la turbina, P_m , es proporcional al par mecánico, T_m , y a la velocidad del rotor, ω_r :

$$P_m = T_m * \omega_r$$

La potencia activa proveniente del estator es proporcional al par electromagnético, T_e , y a la velocidad de sincronismo, ω_s .

$$P_s = T_e * \omega_s$$

La ecuación (1.9) relaciona la velocidad angular del rotor cuando se desprecian las pérdidas mecánicas, siendo J , el momento de inercia:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e$$

En estado estacionario, cuando $\frac{d\omega_r}{dt}$ es igual a cero, y despreciando las pérdidas del generador se obtiene:

$$T_m = T_e$$

$$P_m = P_s + P_r$$

El par mecánico es igual al par electromagnético. La potencia activa mecánica es la suma de la potencia activa del estator y la potencia activa del rotor. Al despejar la potencia del rotor de (1.10) se deduce que la diferencia entre la potencia mecánica total y la potencia del estator dan lugar a la potencia del rotor. Al sustituir las potencias por sus ecuaciones, la potencia del rotor resulta:

$$P_r = T_m * \omega_r - T_e * \omega_s$$

Finalmente se concluye que la potencia del rotor es proporcional a la velocidad de deslizamiento y a la potencia del estator. La ecuación anterior se reescribe como:

$$P_r = -s * P_s$$

Normalmente el módulo del deslizamiento suele ser menor que uno por lo que la potencia del rotor, P_r es una fracción de la potencia del estator, P_s . El par mecánico es positivo cuando se genera potencia, cuando la frecuencia de la red es constante la velocidad de sincronismo es constantes y positiva. Por este motivo el signo de la potencia del rotor depende totalmente del deslizamiento.

Cuando el deslizamiento es negativo y la velocidad del rotor mayor que sincrónica, en este caso la potencia del rotor es positiva.

En el caso contrario, cuando el deslizamiento es positivo, debido a que la velocidad de sincrónica es mayor que la del rotor, la potencia del rotor es negativa. Cuando se trabaja en velocidad supersíncrona la potencia activa que se obtiene del rotor, P_r , es transmitida al terminal DC del convertidor, hacia el condensador DC. La tensión en continua se eleva.

Cuando se trabaja en velocidad subsíncrona la potencia activa, P_r , es extraída del terminal de continua, DC, del convertidor. Como consecuencia la tensión DC del

condensador disminuye. El convertidor conectado a la red, C_{red} , se encarga de absorber o generar potencia de la red, P_{Cred} , con el fin de mantener constante la tensión del condensador.

En estado estacionario y despreciando las pérdidas del generador la potencia entre el convertidor y la red, P_{Cred} , es igual a la potencia del rotor P_r . La velocidad de la turbina es determinada por la potencia del rotor absorbida o generada por el convertidor conectado al rotor, C_{rotor} .

La secuencia de fase de la tensión AC (alterna) generada por el convertidor conectado al rotor es positiva a velocidad subsíncrona y negativa a velocidad supersíncrona. La frecuencia de esta tensión es igual al producto de la frecuencia de la red y el valor absoluto del deslizamiento.

Tanto el convertidor conectado al rotor, C_{rotor} , como el convertidor conectado a la red, C_{red} , tienen la capacidad para generar o absorber potencia reactiva, Q . Pueden ser usados para controlar la potencia reactiva o la tensión en los terminales de la red. Los controles que se aplican a los convertidores permiten regular las tensiones en los terminales de ambos convertidores para evitar altas tensiones y que se dañe la máquina.

La ilustración 44 muestra el sentido de las corrientes en el sistema. La corriente que circula hacia el estator, I_s , viene definida por la red. La corriente total, i , es la suma de la corriente del estator y la corriente del convertidor conectado a la red. I_r es la corriente del rotor, en este caso la corriente no depende de la red.

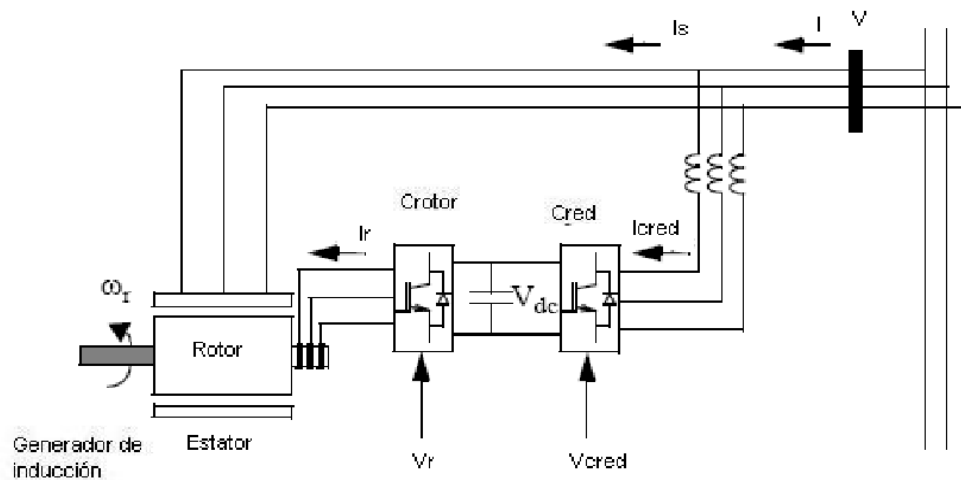


Ilustración 44. Sentido de corrientes del Sistema

Como se puede ver para velocidades ω_r superiores a la síncrona P_r fluye hacia el convertidor almacenándose la energía en el condensador de acople entre ambos

convertidores (aumentando la tensión VDC), y para velocidades w_r inferiores a w_s , P_r será extraída del condensador disminuyéndose la tensión VDC. El convertidor lado-red se usará para generar o absorber la potencia P_{gc} de manera de mantener constante la tensión en el condensador VDC. En régimen (despreciando las pérdidas en los convertidores), $P_{gc} = P_r$ y la velocidad de la turbina es determinada por la potencia absorbida o consumida por el convertidor lado-rotor.

Los convertidores lado rotor y lado máquina tienen la capacidad de generar o absorber potencia reactiva y deben ser usados para el control de la potencia reactiva y la tensión en terminales de la red. El convertidor lado-rotor es usado para controlar la potencia de salida de la turbina de viento y la tensión medida en terminales de la red (o potencia reactiva) El convertidor lado-red es usado para controlar la tensión VDC del capacitor de enlace entre ambos convertidores. Además, es posible usar este convertidor para generar o absorber potencia reactiva.

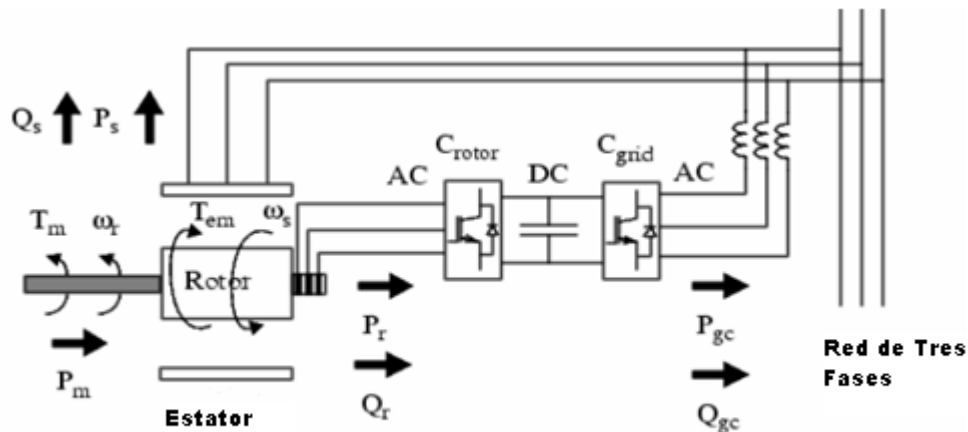


Ilustración 45. Conexión de el generador doble alimentado a la línea trifásica (Ahmed G. AboKhalil, and Dong Choon Lee)

Cálculo de la potencia máxima entregada por la turbina.

La potencia mecánica desarrollada por la turbina depende del radio de las palas, el coeficiente de potencia, y de la velocidad del viento de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_m = \frac{\pi}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho r^2 v^3, \text{ siendo } \lambda = \frac{w_r r}{v}$$

Donde

r = radio de la pala

C_p = coeficiente de performance

v = velocidad del viento

ωr = velocidad de giro del eje del rotor

λ = relación de velocidad en el extremo de la pala

β = ángulo de paso de la pala

ρ = densidad del aire

Para una velocidad del viento dada, existe una velocidad de rotación ωr , la cual genera máxima potencia $P_m = P_{max}$.

Es importante considerar que ante cambios en la velocidad del viento, la velocidad de rotación variará consecuentemente. Debido a que no se puede obtener una medida confiable en la variación del viento, la ecuación para obtener la potencia máxima (P_{max}) conviene expresarla eliminando la dependencia con el viento, obteniéndose la ecuación:

$$P_m = \left(\frac{\pi}{2} C_{popt} \rho r^2 \left(\frac{r}{\lambda_{opt}} \right)^3 \right) \omega r^3$$

De esta manera se puede observar que la potencia generada es una función de la velocidad del rotor:

$$P_m = k \cdot \omega r^3$$

Debido a las restricciones mecánicas y eléctricas de los componentes de la turbina, la potencia máxima estará limitada por la potencia nominal de la máquina eléctrica (P_{nom}), por encima de la cual se activará el control del ángulo de paso disminuyendo el valor de la potencia hasta la nominal de la máquina: $P_{max} \leq P_{nom}$. En la ilustración 46 se muestra la curva para un generador de 600kW.

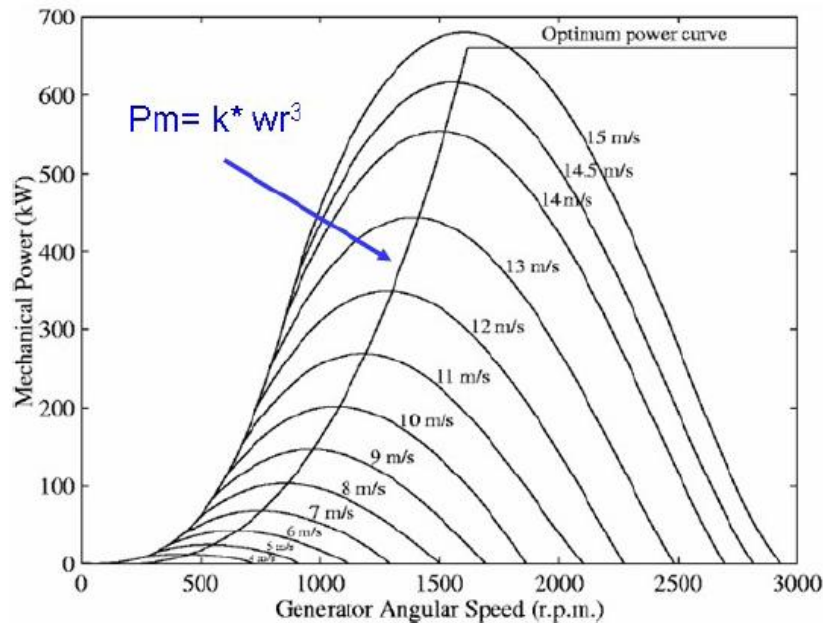


Ilustración 46. Curva de potencia para un generador de 600 kw. (Ahmed G. AboKhalil, and Dong Choon Lee)

Sistema de control

Normalmente los sistemas de conversión formados por turbinas de velocidad variable y generadores de inducción doblemente alimentados son regulados por tres sistemas de control independientes:

- Control del ángulo de cabeceo.
- Control aplicado al convertidor conectado a la red.
- Control aplicado al convertidor conector al rotor.

La combinación de los tres controles hace posible un correcto funcionamiento del sistema. La finalidad principal de los mismos es:

- Regular la potencia que la turbina extrae del viento.
- Regular la tensión DC, tensión en los terminales del condensador.
- Regular la tensión de los terminales del convertidor Crotor y Cred.

En la ilustración 47 se observan los controladores de los convertidores lado-rotor y lado-red.

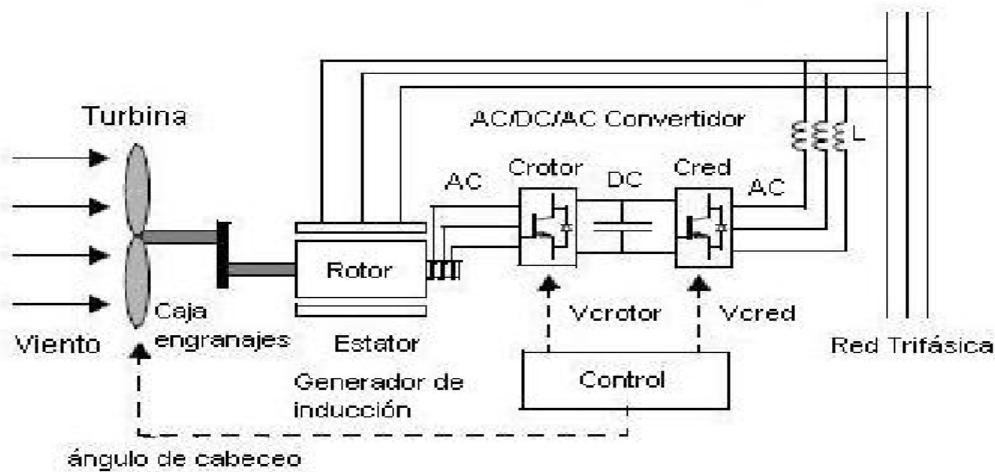


Ilustración 47. Control Aplicado al Sistema

En esta ilustración se describe también la aplicación genérica del control al sistema de conexión entre la turbina y el generador de inducción doblemente alimentado. V_{cred} es la tensión de salida del control aplicado al convertidor conectado a la red. V_{crotor} es la tensión de salida del control aplicado al convertidor conectado al rotor. La capacidad de absorber o generar potencia por parte de los convertidores posibilita el uso de ellos para controlar la potencia activa y reactiva o la tensión en los terminales de la red. El convertidor conectado a la red se encarga de regular la tensión en los terminales DC que unen los convertidores o en su defecto la tensión del condensador. El convertidor conectado al rotor se usa para controlar la potencia de salida de la turbina y la tensión de los terminales de la red.

CAPÍTULO 3

Implantación de Parques Eólicos.



3.1.- Planificación de un proyecto eólico

El elemento fundamental en la implantación de un parque eólico es la determinación del recurso (la existencia de viento en la zona). Esta estimación para grandes extensiones se desarrolla con el objeto de establecer tanto los recursos disponibles en la región como las mejores áreas de la región. La precisión de la estimación de la producción energética es de crucial importancia, tanto para el promotor del proyecto como para las entidades financieras implicadas, y múltiples factores que pueden afectar a la producción de energía. Los aerogeneradores para funcionar a pleno rendimiento necesitan viento de fuerza y velocidad lo más constante posible, sin cambios bruscos al alza o a la baja.

Hoy en día, este proceso se ha profesionalizado en gran medida, de forma que han entrado a participar en el proceso físicos, matemáticos e ingenieros que disponen de una tecnología muy potente para la optimización de los emplazamientos. De cualquier forma, el proceso sigue teniendo aspectos inciertos, dependiendo de la estructura del mercado eléctrico, el propietario del proyecto o el comprador de la energía pueden obtener beneficios significativos con una predicción precisa de la producción eólica. Las compañías eléctricas con alta penetración eólica en sus redes también precisarán de herramientas de predicción para optimizar la operación de su sistema.

La forma en que tradicionalmente se mide el viento es con un anenómetro y una veleta. Ahora hay programas de computación que pueden modelar a gran escala la velocidad del viento y que incluyen parámetros como la elevación, la topografía y la superficie a cubrir. Estos modelos deben integrarse, tomando en cuenta los valores proporcionados por la estación meteorológica local y algunos otros datos que se hayan levantado relativos al clima y derivarán en una representación gráfica de la velocidad del viento en una altura y área específica y requerirá de algunos ajustes para conocer la predicción de la velocidad del viento en un sitio específico.

Es necesario también realizar todas las tareas encaminadas a obtener las autorizaciones administrativas correspondientes, pero el paso más importante es la obtención del punto de conexión eléctrico del parque. Este elemento es fundamental ya que se precisa una capacidad de evacuación suficiente en una zona que normalmente está deshabitada y lejos de líneas eléctricas de distribución y de transporte.

Los parques eólicos están formados por un conjunto de aerogeneradores que se encuentran conectados a la red de distribución eléctrica general. Son instalaciones de grandes dimensiones que se localizan en lugares donde la velocidad del viento es

adecuada para la rentabilización de las inversiones pues posibilitan la obtención de al menos 1 Megawatt de potencia.

El diseño de los parques eólicos es crítico en relación con la reducción de costos y la aceptación social. La distribución de los aerogeneradores dentro del parque eólico afecta claramente no sólo a la producción de energía, sino también al impacto visual producido y los posibles efectos del ruido en las poblaciones vecinas. Estas instalaciones pueden tener un elevado impacto a escala local debido principalmente a sus grandes dimensiones, la elevada ocupación del territorio y los ruidos que genera su funcionamiento.

Hay que ser cuidadoso en la elección de los emplazamientos intentando afectar lo menos posible a los ecosistemas del entorno y valorando las necesidades reales que queremos cubrir para no sobredimensionar si no es necesario. En lo que se refiere al ruido producido, éste sólo se percibe en la propia instalación y es menor que el de otras instalaciones como las centrales térmicas. Además los parques eólicos se suelen emplazar en zonas no cercanas a núcleos urbanos.



Ilustración 48. Parque Eólico Horse Hollow Wind Energy Center, Texas.

Fuente: www.insanetwist.com

Aunque el impacto ambiental de las instalaciones eólicas es claro, hay que tener también en cuenta que agotada su vida útil, el territorio sufre una regeneración completa, cosa que no ocurre en otro tipo de instalaciones.

Una vez que se han identificado las metas y el sitio del proyecto, es importante llevar a cabo mediciones preliminares que determinen en forma general la categoría

eólica del sitio, técnicamente denominada la Clase de Viento. Se han elaborado mapas eólicos para algunos lugares de México, principalmente para aquellos donde es evidente un potencial aprovechable para parques eólicos.

Las estimaciones exactas de la velocidad del viento son críticas al momento de evaluar el potencial de la energía eólica en cualquier localización. Los recursos eólicos son caracterizados por una escala de clases de viento según su velocidad, que se extiende de la clase 1 (la más bajo) a la clase 7 (la más alta). Los desniveles de la superficie a través de la cual sopla el viento antes de llegar a una turbina determina la cantidad de turbulencia que ésta turbina experimentará. Los vientos turbulentos ejercen mayores tensiones sobre el rotor y se elevan, reduciendo consecuentemente la expectativa de vida de la turbina. Así, la mayoría de los parques eólicos están ubicados en localizaciones rurales, lejos de edificios, de árboles y de otros obstáculos.

Clase	a 30 m de altura		a 50 m de altura	
	Velocidad del viento m/s	Potencia del viento W/m ²	Velocidad del viento m/s	Potencia del viento W/m ²
1	0-5.1	0-160	0-5.6	0-200
2	5.1-5.9	160-240	5.6-6.4	200-300
3	5.9-6.5	240-320	6.4-7.0	300-400
4	6.5-7.0	320-400	7.0-7.5	400-500
5	7.0-7.4	400-480	7.5-8.0	500-600
6	7.4-8.2	480-640	8.0-8.8	600-800
7	8.2-11.0	640-1600	8.8-11.9	800-2000

Tabla 11. Clases de viento

Mientras que las características técnicas del viento en una localización específica son muy importantes, muchos otros factores también contribuyen en la decisión del emplazamiento. Una localización alejada de la red de distribución eléctrica puede llegar a ser poco rentable, pues se requerirán nuevas líneas de transmisión para conectar la granja eólica con la red. La infraestructura de transmisión existente puede llegar a necesitar una ampliación para poder manejar la fuente de energía adicional. Las condiciones del suelo y del terreno deben ser convenientes para la construcción de las

fundaciones de las torres. Finalmente, la elección de una localización puede estar limitada por regulaciones sobre el uso de la tierra y la capacidad de obtener los permisos requeridos de las autoridades locales, regionales y nacionales.

La altura de la torre afecta la cantidad de potencia que se puede obtener del viento con una turbina dada, así como las tensiones sobre el rotor. A una altura de un kilómetro sobre la superficie, las velocidades del viento no son influenciadas por el terreno que se encuentra debajo. El viento se mueve más lentamente cuanto mas baja sea la altura, con la máxima reducción de velocidad del viento situada muy cerca de la superficie. Este fenómeno, conocido como esquileo del viento, es un factor determinante al momento de tomar la decisión sobre la altura de la torre, puesto que con a mayor altura los rotores se exponen a vientos más rápidos. Además, las diferencias en la velocidad del viento entre la parte superior y la inferior del rotor disminuyen a mayores alturas, causando menor desgaste en la turbina.

Si el sitio resulta con clase 4 y hay líneas de transmisión en sus proximidades, será necesario llevar a cabo una evaluación más detallada del recurso eólico y un análisis meteorológico acucioso. En conjunto, esos estudios brindan elementos técnicos para justificar la factibilidad económica de las inversiones y que el proyecto pueda ser financiable por bancos o inversionistas, cumpliendo con los estándares de tasas de retorno de la inversión.

Las recompensas económicas del desarrollo del proyecto dependerán del mecanismo financiero. Es importante desarrollar un presupuesto realista e investigar las opciones de financiamiento. Los componentes del costo del proyecto incluyen la evaluación del recurso eólico, las turbinas, las torres, la construcción, comisiones, cuotas por la interconexión, mantenimiento y mejoras de los equipos, seguros y pagos a consultores. Los incentivos fiscales o beneficios que otorgan los gobiernos deben de ser incluidos en estos análisis financieros.

El proyecto no culmina con la colocación de las máquinas y puesta en marcha del parque eólico, pues habrá tareas de operación y mantenimiento día a día. Así, una firma calificada de ingenieros y técnicos se hará cargo de la operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil de las máquinas. En la medida en que se lleve a cabo el mantenimiento, se alargará la vida de las máquinas, una mayor producción de energía y mejores ingresos. Después de la vida útil de las máquinas se debe considerar su desmantelamiento y, en su caso, el reemplazo por otras modernas o la restauración del área del proyecto.

Los costos de operación incluyen la administración del negocio eléctrico, aplicación de garantías, pago y reclamo de seguros, pago de impuestos y por el uso de las tierras, así como la formación de un fondo de contingencia para casos de fuerza mayor.

3.2.-Pasos para el desarrollo de un parque eólico.

En general para implantar un parque eólico se necesita:

- Seleccionar el personal multidisciplinario que participará en el proyecto.
- Establecer las etapas necesarias para su implantación.
- Definir los aspectos técnicos del proyecto

El personal que debe realizar el proyecto incluye:

- a) Fabricantes de las maquinas eólicas y sus distribuidores
- b) Desarrolladores de las granjas de viento
- c) Consultores externos y contratistas
- d) La empresa eléctrica que comprará la energía o el cliente de la energía
- e) Grupo de trabajo social
- f) Agencias gubernamentales
- g) Propietarios de las tierras y comunidades vecinas

Las principales fábricas de máquinas eólicas se encuentran en Estados Unidos y Europa, específicamente en España, Dinamarca y Alemania. Estas maquinas son vendidas directamente desde la fábrica y/o distribuidores locales.

Los desarrolladores de los parques eólicos compran o rentan la tierra, financian la instalación de las máquinas eólicas y operan y mantienen las turbinas por un periodo que llega a más de 30 años. Se requiere de un contratista para que se evalúe el potencial eólico, la construcción de la cimentación, el levantamiento de las torres y el montaje de las maquinas eólicas y de ingenieros eléctricos que obtengan los permisos de interconexión y supervisen la obra.

Los acuerdos con otros contratistas, los dueños de la tierra y la empresa eléctrica que en el caso de México es la CFE, los llevarán a cabo abogados y legistas. En nuestro país por ley sólo se le puede vender energía a CFE a menos que sea para autoconsumo. Por lo anterior, con la única empresa que se debe negociar es con la CFE y los términos ya están preestablecidos por ley, así como el precio por Kwh generado, respaldos, porteo, etc.

Es importante que haya un grupo de promotores sociales del proyecto que se encargan de educar al público en general sobre los beneficios de esta tecnología e influir en la política pública a favor de la energía limpia. Este grupo de trabajo social debe ser coordinado por una persona conocedora de los aspectos étnicos, religiosos, políticos y antropológicos de la región y con capacidad para no verse influida por grupos políticos o disidentes que pueden llegar a retrasar los avances del proyecto.

El papel del gobierno federal es otorgar los incentivos, al tiempo que establece reglas que muchas veces determinan la viabilidad y beneficio social del proyecto. El gobierno municipal establece la política de impuestos por uso de suelo y protección a los grupos sociales de la región.

Los propietarios de las tierras han aprendido que son los dueños del recurso de alguna manera y cada vez exigen mejor retribución por sus propiedades aunque sean en renta. Parte de la labor que debe hacer el desarrollador es buscar la forma de otorgar beneficios sociales adicionales que faciliten las negociaciones con los grupos de propietarios directos.

Las etapas del proyecto incluyen:

- 1) Asegurar la tierra y que cuente con recurso eólico certificable
- 2) Contar con los permisos y aportaciones financieras
- 3) Completar las negociaciones con el cliente y contar con un acuerdo de compra de la energía
- 4) Completar los acuerdos de interconexión y transmisión de la energía
- 5) Hacer los arreglos para la financiación del proyecto
- 6) Adquisición de las maquinas, transformadores y demás componentes, contratar a las constructoras
- 7) Construcción y puesta en marcha

Los aspectos técnicos de un proyecto eólico pueden estructurarse mediante un método de Flujo de Procesos. Éste trata de definir los contenidos de dicho proyecto de forma secuencial, y más o menos detallada, haciendo especial hincapié en los aspectos que pudieran conllevar alteraciones de los factores ambientales y socioeconómicos existentes hasta el momento.

Por orden cronológico, las fases de un proyecto eólico son: ejecución, explotación y clausura.

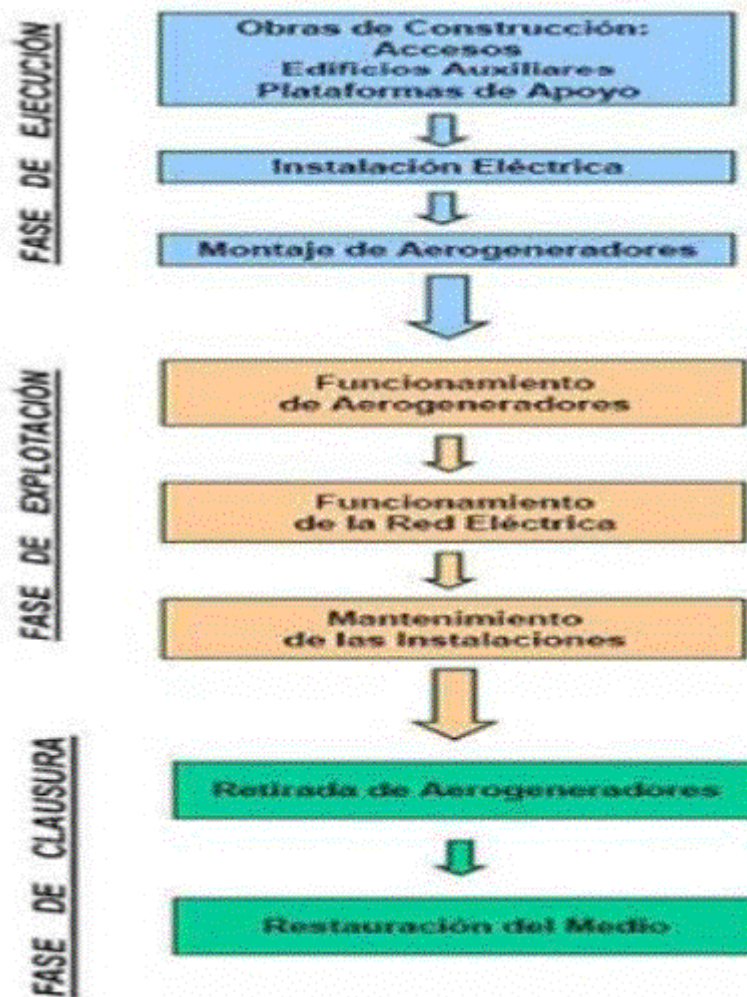


Ilustración 49. Fases de un proyecto eólico.

3.2.1 -Fase de ejecución

En esta fase se han diferenciado cinco procesos:

1) Construcción de accesos

El primer proceso a considerar, en cuanto a las acciones con potencial de impacto ambiental, está relacionado con el transporte de los aerogeneradores y demás equipos complementarios a la zona de implantación; por ello, la construcción de un parque eólico precisa del acondicionamiento de accesos con ciertos requerimientos, debido a las dimensiones de los componentes que hay que trasladar y a las de la propia maquinaria encargada de dicho transporte.

Aunque habitualmente se recomienda, con objeto de minimizar la ocupación del terreno, el aprovechamiento de infraestructuras civiles existentes, bien sea porque éstas

no presenten las condiciones requeridas, o bien porque no lleguen hasta el emplazamiento deseado (el correspondiente a cada uno de los puntos de ubicación de los aerogeneradores), casi siempre se hace necesario la habilitación y/o construcción de viales.



Ilustración 50. Los accesos cobran especial relevancia por la envergadura de las piezas que se deben transportar. Fuente: www.nordex-online.com

Los criterios técnicos exigibles para el trazado de viales son extensos: radios de curvatura mínimos, pendientes, anchos y sobrecanchos. Hay que considerar que la torre de un aerogenerador se suministra en dos o tres tramos de longitudes superiores a los 20 m., al igual que las aspas, que pueden alcanzar hasta los 40 m. de largo.

Algunos de los caminos tendrán carácter provisional, limitándose su uso a esta primera fase de ejecución de las instalaciones. Otros, sin embargo, constituirán las pistas de acceso para el mantenimiento y control operacional que deban realizarse durante la vida útil del parque. En ambos casos, las acciones genéricas habitualmente presentes en su proceso de construcción son las siguientes:

- Ubicación de las zonas de trabajo, restringiendo la circulación de vehículos externos a la obra.
- Adecuación de superficies de acopio de materiales: en ocasiones con casetas de obra.
- Despeje y desbroce: eliminación de la vegetación de porte arbóreo y arbustivo para limpiar la superficie objeto de convertirse en la calzada y las cunetas del vial.
- Nivelación y movimiento de tierras: para la adecuación del terreno. Los volúmenes de movimiento de tierras dependerán de la orografía del terreno y de la geotecnia de los

materiales en cada caso, siendo habitualmente mayores en las actividades de desmonte y terraplenado.

- Realización del firme: empleo de materiales de construcción no asfálticos, como la zahorra.
- En caso de interceptar con algún curso de agua deberán realizarse las correspondientes obras de drenaje a lo largo del trazo del vial.
- Eliminación de los materiales sobrantes y de las instalaciones provisionales.
- Una acción coexistente con las anteriormente descritas, y partícipe de todas ellas, es la del empleo de maquinaria pesada, y de otros vehículos de menor envergadura, pero que también hacen uso de los combustibles fósiles (gasolina o diesel) como energía motor. Su uso lleva implícitas labores de limpieza y lavado de las cucharas, palas y otros elementos de las retroexcavadoras, bulldozers y demás maquinaria.
- Almacenamiento y trasiego de aceites y combustibles.

2) Construcción de plataformas de montaje

Al igual que para el transporte de los equipos, en las labores de instalación de los aerogeneradores se requieren infraestructuras auxiliares de ingeniería. Se trata de las plataformas de montaje sobre las que se sustentan las grúas necesarias para el izado de las torres y demás componentes del equipo con gran tamaño. Este emplazamiento destinado a la grúa presenta unos requerimientos de superficie que no suelen ser menores de 24 m x 16 m.

Las acciones de ejecución de la plataforma son idénticas a las que se han expuesto para los viales de acceso.

3) Construcción de edificaciones anejas

Y, por último, las necesidades constructivas se completan con los edificios de explotación, relativos a operaciones de control y a la subestación colectora de la planta (parte cubierta). El centro de control del parque es más o menos complejo dependiendo de las características del mismo, pero generalmente alberga los lugares de mando para control y mantenimiento, almacén y servicios administrativos. Para ello se requiere un planta rectangular de unos 10 m de ancho, por 25 m de largo, y 6 m de alto, y contrucciones auxiliares para abastecimiento de aguas y saneamiento (pozo y fosa séptica, respectivamente).

Las acciones principales del proceso son:

- Adecuación de superficies de acopio.
- Despeje y desbroce.
- Explanación y excavación.
- Realización de estructuras civiles (edificios y fosas): con diferentes materiales de construcción, como morteros, hormigones, maderas, materiales cerámicos u otros.
- Uso de vehículos y maquinaria específica.

4) Instalación eléctrica

Al contrario de lo que sucede con otras fuentes de energía (gas, petróleo, carbón...), la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades. La electricidad demandada en cada momento tiene que producirse de forma simultánea en centros de generación; para ello se necesita un equilibrio complicado y permanente entre generación y consumo, y una red de transporte que distribuya esa demanda.

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene por objeto la transferencia de la energía producida por cada aerogenerador hacia la red de la compañía eléctrica que suministre a las poblaciones más cercanas.

Las características y distancia de la red en el punto de entronque condicionarán el diseño y trazado de la instalación de evacuación eléctrica de cada parque. Sin embargo, se puede generalizar que el sistema eléctrico de un parque eólico comercial, actualmente, está compuesto por los siguientes elementos:

- **Instalación eléctrica de Baja Tensión (BT):** puede ser interna a cada aerogenerador, o bien externa.

El primer caso consiste en unos circuitos internos al equipo y que conectan la salida del generador con el centro de transformación, también interno, y que eleva el potencial eléctrico de salida desde Baja Tensión (unos 690 V) hasta Media Tensión (20 kV). Este transformador suele ser de tipo seco, al estar localizado dentro de la torre.

Cuando los centros de transformación se sitúan fuera de la torre, suelen ser edificios prefabricados de composición modular y estructura de hormigón, y cuyas dimensiones oscilan según el tipo de aerogenerador, o el número de aerogeneradores agrupados a él (generalmente de 1 a 5 máquinas). Aquel que reciba la energía de 5 aerogeneradores tendrá una superficie aproximada de 4 por 2,5 m, y una altura de 2,3 m.

Puede asentarse en la misma zapata de anclaje del aerogenerador o inmediatamente a su lado. Además, la tipología del transformador será en aceite, haciéndose necesaria la construcción de un foso de recogida de dicho aceite. Se requieren canalizaciones que conecten el cableado de cada aerogenerador con su centro de transformación, con tamaño aproximado de 0,80 m de profundidad por 0,60 m de anchura.

Adicionalmente existirá otro circuito, de control (comunicaciones) y servicios auxiliares, para la alimentación de los equipos de regulación, motores de orientación, unidad hidráulica y otras herramientas de alumbrado y maniobra de la góndola y la torre. Las canalizaciones, que discurren entre el aerogenerador y el centro de control, tendrán las mismas medidas que las descritas para cables de BT.

- **Red subterránea de Media Tensión (MT):** que conecta a los aerogeneradores entre sí y a la subestación del parque eólico. Por ello, el trazado de la red de MT se basa en la disposición de los aerogeneradores y es aconsejable que la zanja del cableado transcurra paralela a los caminos de acceso a dichos molinos. La profundidad de los cables, que habitualmente se instalan directamente enterrados en las zanjas, suele ser algo superior a un metro. Dicha medida es resultado de un equilibrio entre dos factores condicionantes, desde un punto de vista técnico, pues la cercanía a la superficie favorece la disipación de calor a la atmósfera, mientras que la humedad suele aumentar con la profundidad. La anchura media de las zanjas se mantiene en 0,60 m.



Ilustración 51. Disposición del cableado interno del parque eólico. Fuente: www.nordex-online.com

- **Toma de tierra:** además de las canalizaciones descritas, cada aerogenerador debe estar provisto de una específica para la red de tierra, con excavación de una zanja de aproximadamente 1 m de profundidad por 0,40 m de anchura, colmatada con tierra

vegetal y material procedente de la propia excavación o préstamo. El resto de zanjas se rellenan con diferentes cajdpas de materiales, como arenas, grava y cinta señalizadora.

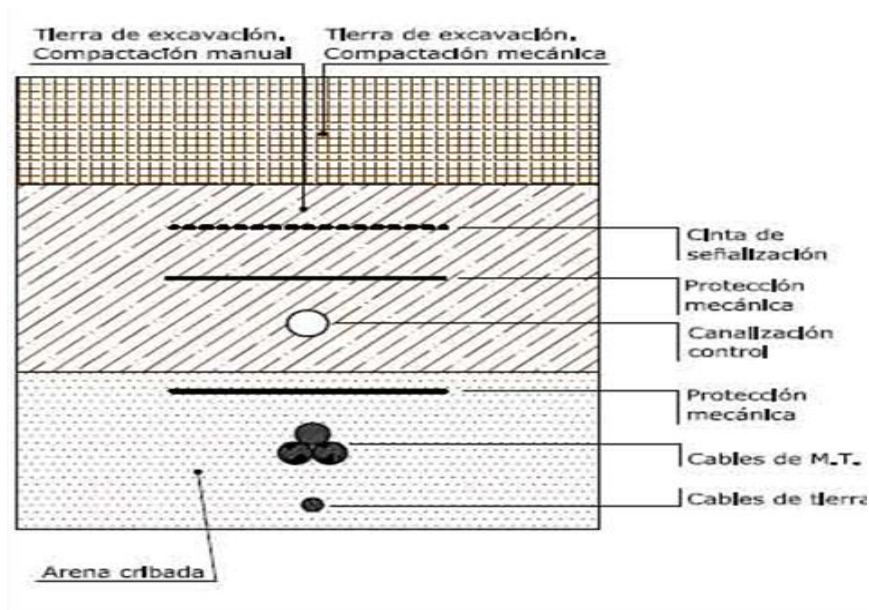


Ilustración 52. Esquema de la canalización enterrada: distancias y materiales. Fuente: Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica. (ED. RUEDA, S.L)

- **Subestación colectora:** transforma los niveles de MT de las líneas de transmisión del parque en valores superiores de tensión. De este modo permite ajustar las medidas de energía eléctrica generada en el parque (MT) con las necesarias para su vertido a la red de la compañía distribuidora de electricidad de la zona (AT).

La tipología más común de subestación transformadora MTIAT consiste en una estructura prefabricada mixta (intemperie-interior), para lo cual sólo será necesario el acondicionamiento del firme sobre el que se vaya a instalar.

- **Evacuación en Alta Tensión (AT):** la forma más eficiente de evacuar la energía producida por el parque eólico es la Alta Tensión, de modo que se disminuyan las pérdidas a causa de caídas de tensión por resistencia y reactancia. Las condiciones técnicas de conexión de un parque eólico a la red pública de distribución de electricidad tendrán en consideración la tensión nominal y máxima de servicio, potencia máxima de cortocircuito admisible, capacidad de transporte de la línea, tipo de red aérea o subterránea, sistema de puesta a tierra, etc. Excepcionalmente, y dependiendo de la distancia de la subestación de distribución hasta el punto de entronque con la red general, la conexión mediante línea de AT corresponderá al parque eólico, pudiendo ser de tipología soterrada o aérea; pero lo más habitual es que esta línea de evacuación sea objeto de un proyecto independiente.

En el primer caso (línea subterránea) se procederá tal y como se ha descrito para la red interna del parque eólico. Si, por el contrario, el cableado es aéreo, se precisarán apoyos y crucetas para el anclaje de la línea. Los apoyos podrán construirse de hormigón armado, o bien de chapa metálica. Las crucetas, para apoyos de alineación, ángulo y anclaje (fijación de los conductores) serán metálicas. El número de crucetas y apoyos dependerá de un equilibrio establecido según distancias máximas (por rentabilidad) y mínimas (por seguridad) entre conductores. Además, se requerirán cortafuegos bajo la línea, con achura dependiente de la tensión soportada por la misma. No obstante, tal y como se ha mencionado, son raros los casos en que la central eólica se hace cargo de esta infraestructura eléctrica.

5) Montaje de aerogeneradores

Una vez transportados los componentes del aerogenerador hasta el punto de anclaje, se procede a su ensamblaje, haciendo uso de una grúa de grandes dimensiones. De este modo se realiza el izado de la torre, la góndola y el rotor.

El anclaje al terreno del aerogenerador consiste en una zapata de planta cuadrada, con unas dimensiones mínimas de 8 m de lado y entre 2,5 y 6 m de profundidad aproximada, sobre la que se construye un pedestal macizo de hormigón, generalmente de planta octogonal, de unos 3 m de lado y más de 1 m de altura, sobre el que se coloca el fuste del aerogenerador.



Ilustración 53. Base de cimentación de un aerogenerador. Fuente: www.nordex-online.com



Ilustración 54. Momento de izado de las partes de la torre de un aerogenerador



Ilustración 55. . Ensamblaje de las palas en el buje del rotor

Así, las acciones de este proceso pueden resumirse en: uso de maquinaria; voladuras del sustrato rocoso; movimiento de tierras y cimentación de hormigón.

3.2.2 Fase de Explotación

Es la fase de operación y mantenimiento del parque eólico, cuyos procesos consisten en:

1) Funcionamiento de aerogeneradores

Se ha convenido distinguir dos tipos de acciones en el proceso de operación de un aerogenerador, dependiendo del estado en que se encuentre:

- **Aerogenerador en situación de parada.** El paro en el movimiento del aerogenerador puede estar motivado por cuatro causas: que la velocidad del viento esté fuera del margen de operación del aerogenerador (velocidades de arranque y de corte); que la red eléctrica se encuentre fuera de servicio; que se realicen demostraciones u operaciones de mantenimiento que requieran el cese temporal de las máquinas; que se produzcan fallos o averías en las instalaciones.

En este caso los elementos que cobran importancia son aquellos de la estructura exterior, es decir, la torre, el rotor y la cubierta. Así, el emplazamiento, las dimensiones y los materiales que conforman cada turbina serán la causa de los impactos, posteriormente identificados, que se asocian a esta acción.

- **Operación del aerogenerador:** estado productivo del aerogenerador. En esta situación interesa estudiar el funcionamiento de, tanto los elementos estructurantes internos (caso del generador, convertidor de energía mecánica en eléctrica, o de la unidad de refrigeración del multiplicador, que habitualmente es de aceite, aunque también puede ser de agua o aire), como aquellos componentes exteriores cuyo movimiento pudiera provocar algún efecto en el medio, (es el caso del rotor, por el movimiento de sus aspas). Adicionalmente se contempla el uso de las áreas de control y servicios, así como de los accesos asociados al parque.

2) Funcionamiento de la red eléctrica

La transferencia de energía por el interior del parque eólico, desde las turbinas hasta el punto de enganche con la red pública, comporta una serie de impactos relacionados con el propio transporte de electricidad. Ésta será la única acción a examinar en este proceso. Como caso especial dentro de esta acción se tendrá en cuenta la presencia y funcionamiento de un tendido eléctrico aéreo como parte integrante del proyecto eólico (no usual).

3) Mantenimiento de las instalaciones

Las labores de mantenimiento de un parque eólico se basan principalmente en el seguimiento periódico del funcionamiento de los aerogeneradores para detección y solución de los fallos que desencadenan sus paradas. Con respecto a este seguimiento se establecen tareas de mantenimiento preventivo y correctivo. Éstas son:

- Lubricación de los cojinetes, soportes y rodamientos, lo cual implica un trasiego de los mismos.
- Reparación de canalizaciones subterráneas.

- Sustitución de piezas de los equipos de operación que se encuentren averiados.
- Almacenamiento de recambios de elementos críticos, y materiales de mantenimiento (como aceites).
- Uso de las áreas de mantenimiento y servicios, puesto que en instalaciones eólicas de cierta envergadura se hace necesaria la presencia continuada de personal de mantenimiento.
- Uso de los accesos asociados al parque.

3.2.3 -Fase de clausura

La vida media de un parque eólico es de unos 20 años, y su desmantelamiento no implica grandes dificultades.

1) Retirada de instalaciones

Proceso inverso al descrito sobre construcción y montaje. El desmantelamiento de los aerogeneradores se realiza por desarticulación de sus componentes mediante equipos específicos. Por tanto, sólo implica uso de maquinaria, voladuras de obra civil y transporte de retirada de las estructuras obsoletas, restos y escombros de obra.

2) Plan de restauración del medio

La restauración de los terrenos afectados por pistas, plataformas, tendidos y otras obras o estructuras del parque se realizará en función de las determinaciones marcadas para cada proyecto. En líneas generales se abordarán labores de restauración vegetal y paisajística (movimiento de tierras, plantaciones, infraestructuras de riego y retirada de restos vegetales) y de cauces (descompactación y limpieza).

3.3.- Subestaciones eléctricas en los parques eólicos.

Partes principales y protección

En toda instalación industrial o comercial es indispensable el uso de la energía, la continuidad de servicio y calidad de la energía consumida por los diferentes equipos, así como la requerida para la iluminación, es por esto que las subestaciones eléctricas son necesarias para lograr una mayor productividad.

Una subestación es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del

flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento. Las subestaciones se pueden clasificar como sigue:

- Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas.
- Subestaciones receptoras primarias.
- Subestaciones receptoras secundarias.

En el caso de los parques eólicos la mayor parte de subestaciones son de tipo generación, estas se encargan de modificar los parámetros de la potencia suministrada por los aerogeneradores, permitiendo así la transmisión en alta tensión en las líneas de transmisión.

A la par las subestaciones, también se pueden clasificar por el tipo de instalación, por ejemplo:

- Subestaciones tipo intemperie.
- Subestaciones de tipo interior.
- Subestaciones tipo blindado.

En instalaciones eólicas podemos decir que hoy en día se utilizan subestaciones de tipo blindado y aisladas en SF₆ (GIS), en caso de subestaciones elevadoras de tensión podemos encontrar subestaciones tipo intemperie pero la tendencia de crecimiento apunta a las subestaciones aisladas en SF₆. En subestaciones reductoras de tensión se utilizan hoy en día subestaciones tipo interior generalmente insertadas en tableros Metal-Clad.

Subestación aislada por gas (GIS).

Las subestaciones aisladas en gas (GIS), reducen considerablemente el espacio requerido por los equipos eléctricos, mejoran la estética de la instalación y minimizan la probabilidad de averías ya que sitúan dentro de un edificio cerrado una serie de partes energizadas que normalmente están expuestas al medioambiente.

Las GIS ocuparán un 60% menos del espacio que requeriría una subestación convencional. La tecnología GIS encapsula los equipos de alto voltaje en su interior, mejora la estética de la instalación y minimiza la probabilidad de averías, lo cual mejora la calidad del servicio.

El SF₆ (Hexafloruro de Azufre)

El Hexafluoruro de Azufre o SF₆, descubierto por el químico francés H. Moissan, es un gas artificial utilizado ampliamente en los equipos eléctricos de alta tensión. Es incoloro, inodoro, no combustible y químicamente muy estable por lo que a temperatura ambiente no reacciona con ninguna otra sustancia. Su gran estabilidad se basa en el arreglo simétrico perfecto de sus seis átomos de Flúor en torno a su átomo de Azufre central. Al final del uso de vida del equipo, el gas puede ser recobrado, reciclado y vuelto a usar.

Es esta estabilidad precisamente lo que vuelve a este gas muy útil en la industria. El SF₆ es un excelente aislante eléctrico y puede apagar un arco eléctrico en forma efectiva. Esto lo ha hecho muy popular y por lo tanto pueden encontrarse hoy en día miles de equipos eléctricos alrededor de mundo en media y alta tensión que lo utilizan.

El SF₆ en su forma pura no es tóxico ni tampoco peligroso al ser inhalado, sin embargo dado que es casi seis veces más pesado que el aire, en ambientes cerrados desplaza al oxígeno existiendo en consecuencia riesgo de sofocación para las personas.

El SF₆ es utilizado como gas aislante en subestaciones encapsuladas GIS, como aislante y medio de enfriamiento en transformadores de poder y como aislante y medio de extinción en interruptores de alta y media tensión. Todas estas aplicaciones son sistemas cerrados, muy seguros e idealmente sin posibilidades de filtraciones.

Las subestaciones encapsuladas o GIS se encuentran generalmente en zonas urbanas o con restricciones fuertes de espacio. Estas subestaciones reducen el campo magnético en forma considerable y eliminan por completo el campo eléctrico. Esto es una ventaja significativa para los instaladores, personal de mantenimiento y la gente que pueda vivir próximo a una subestación.

Para las aplicaciones en eléctricas, el SF₆ es utilizado sólo en sistemas cerrados y que bajo circunstancias normales no tienen filtraciones. El SF₆ es recomprimido y reutilizado si una parte de la subestación encapsulada debe ser abierta.

El SF₆ proporciona un aislamiento eléctrico y muy efectiva resistencia a los arcos eléctricos. Estas asombrosas propiedades hacen posible construir equipos muy compactos, que utilizan menos materiales, seguros y con una vida útil más extensa. A presión atmosférica, el SF₆ tiene una rigidez dieléctricas 2,5 veces mejor que la del aire. Usualmente se utiliza a entre 3 y 5 veces la presión atmosférica y en cuyo caso la rigidez dieléctrica alcanza a ser hasta 10 veces de la del aire.



Ilustración 56. Subestación en SF6

Subestaciones tipo interior en celdas Metalclad

Las Celdas Metal Clad son aptas para su utilización en sub-estaciones eléctricas de media tensión hasta 36kV, donde se requieran compartimientos separados para los diversos componentes de media tensión; con el fin de proporcionar un alto nivel de seguridad a las personas y a las instalaciones, continuidad del servicio eléctrico, disminución de los tiempos de salida de servicio por fallas y/o mantenimiento. Se fabrican para instalación interior bajo techo. En caso de altitudes mayores a 1000msnm el nivel de tensión nominal y da aislamiento de las Celdas se seleccionan teniendo en cuenta el factor de derrateo por altitud; de acuerdo con las normas IEC o ANSI/NEMA



Ilustración 57. Tablero Metal Clad

Un tablero Metal Clad está conformado por varios gabinetes metálicos o secciones firmemente ensambladas y autosoportadas con divisiones metálicas aterrizadas, conteniendo en su interior el equipamiento requerido para cumplir su función operativa.

Estos tableros cuentan con el equipo para poder operar en condiciones de servicio normal, instalación interior y servicio continuo; son utilizados predominantemente en subestaciones de distribución que por su ubicación geográfica requieren de espacios reducidos para su operación, enclavados principalmente en zonas densamente pobladas.

Este diseño es de una alta confiabilidad y seguridad en su operación además de ofrecer un mejor visual al medio. Esto no limita que los tableros Metal Clad se utilicen en otras áreas, donde la influencia de agentes externos (animales, vandalismo, etc) pueda ocasionar daños irreversibles al equipo que convencionalmente es instalado a la intemperie.

El equipo primario que conforma este tipo de tableros es el mismo que el de una subestación convencional; solo que este es diseñado (interruptores, aisladores soporte, etc) con un nivel básico de aislamiento menor debido al servicio de tipo interior al que opera.

INTERRUPTORES

Los interruptores utilizados en tableros Metal Clad son de tipo removible, intercambiables, con un mecanismo para introducirlo y extraerlo manualmente, en tres posiciones definidas desconectado, conectado y prueba. El desplazamiento hacia cualquiera de estas posiciones se realiza con la puerta cerrada.

En posición de prueba los interruptores tienen los contactos principales desconectados de la línea y de la carga y debido a los bloqueos mecánicos con que cuenta éste, no puede ser insertado al tablero cuando está en la posición de cerrado

Los interruptores instalados en un tablero Metal Clad no cuentan con boquillas y se encuentran alojados dentro de celdas independientes aisladas entre sí, según las características particulares de cada equipo pueden operar por diferentes medios de extinción (vacío, gas SF₆, sopleo magnético y pequeño volumen de aceite).

Por las ventajas que ofrecen y las necesidades operativas actuales los interruptores con medio de extinción en vacío son los de uso más generalizado.

Los buses o barras de un tablero Metal Clad están soportados por aisladores a base de resina epóxica moldeada, otros materiales aislantes moldeados o mangas termocontráctiles que son materiales que evitan la propagación de incendios, resistentes

a la erosión por esfuerzos dieléctricos (descargas parciales) y libres de mantenimiento para toda la vida útil del tablero, las partes del circuito primario, tales como interruptores, transformadores de potencial, acometidas, cubículo de control, etc., están confinadas completamente por medio de barreras metálicas conectadas a tierra.

La celda o sección del interruptor, está dotada de una cortina metálica para prevenir la exposición de las partes vivas del circuito cuando el interruptor removible está en la posición de prueba o fuera del tablero. Cabe señalar que existen tableros que por su año de fabricación no cumplen con estos requerimientos y deben tomarse las consideraciones especiales para su revisión y mantenimiento.

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

La prueba de resistencia de aislamiento a las barras de un tablero Metal Clad se efectúa durante la puesta en servicio así como también en forma rutinaria para detectar fallas incipientes en los aisladores que los soportan.

Cabe mencionar que ya estando en servicio los tableros Metal Clad, deben de extremarse las medidas de seguridad antes de efectuar este tipo de pruebas, considerando siempre que el tablero debe de estar desenergizado por completo (lado fuente y lado carga).

El equipo para realizar estas pruebas es el medidor de resistencia de aislamiento, el método utilizado es el de tiempo corto aplicando 5,000 volts durante un minuto.

CONFIGURACION DE UNA SUBESTACION.

Se denomina configuración al arreglo de los equipos electromecánicos constitutivos de un patio de conexiones, o pertenecientes a un mismo nivel de tensión de una subestación, efectuado de tal forma que su operación permita dar a la subestación diferentes grados de confiabilidad, seguridad y flexibilidad de manejo, transformación y distribución de energía.

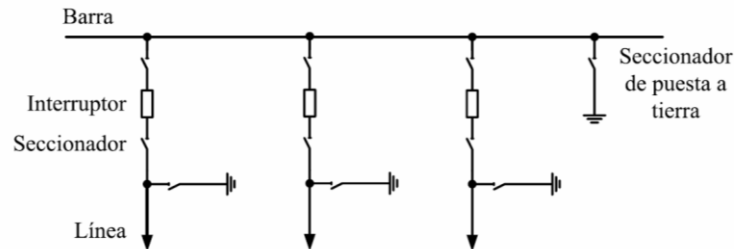
Cada punto (o nodo) en el sistema tiene diferentes requerimientos de confiabilidad, seguridad y flexibilidad y cada configuración brinda diferentes grados de estas características.

TIPOS DE CONFIGURACION.

Son aquellas en las cuales cada circuito tiene un interruptor, con la posibilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores:

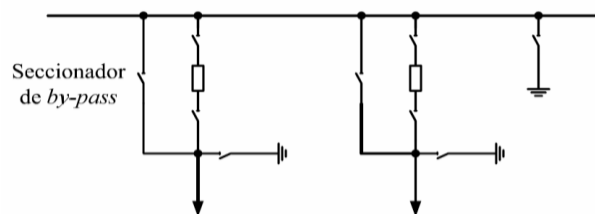
- Barra simple

Barra simple



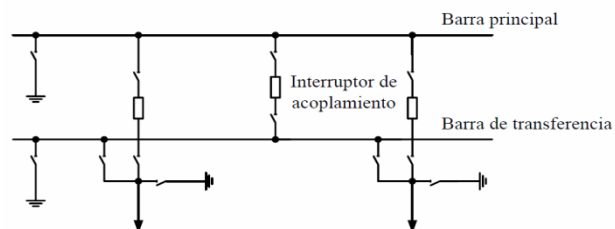
- Barra simple con by-pass

Barra simple con by-pass

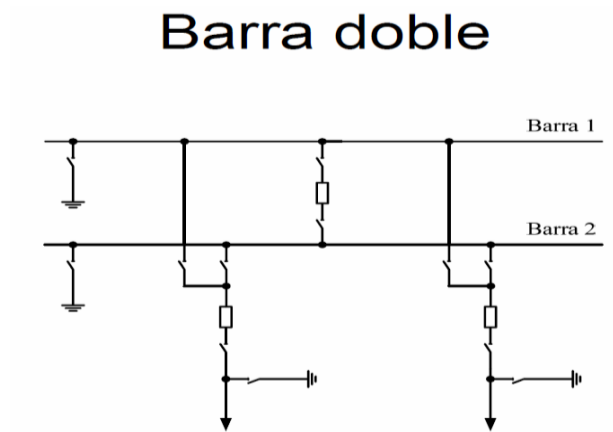


- Barra principal y de transferencia.

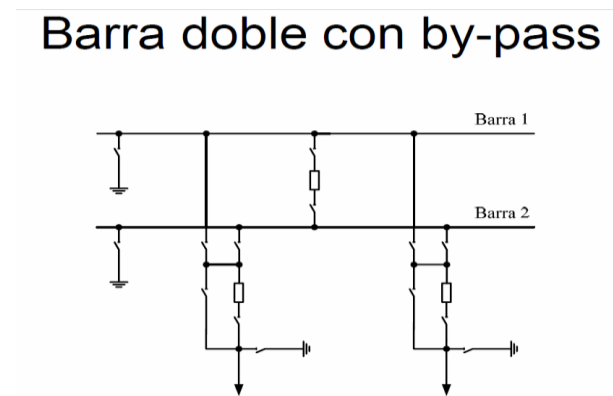
Barra principal y barra de transferencia



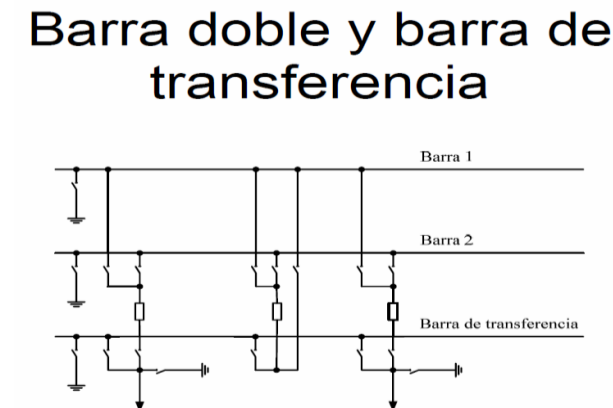
- Doble barra.



- Doble barra más seccionador de “by pass” o paso directo.

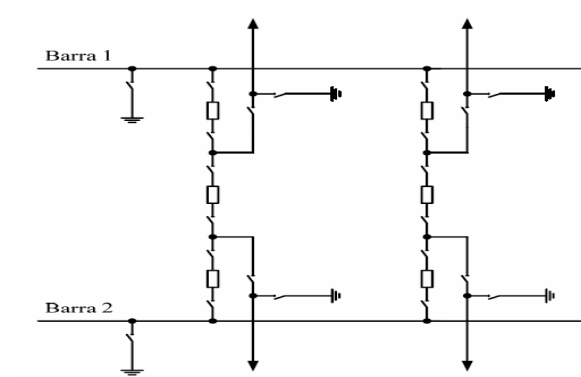


- Doble barra más barra de transferencia



- Interruptor y medio.

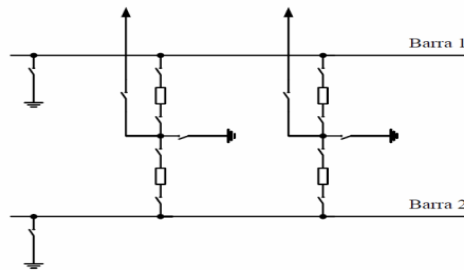
Interruptor y medio



- Doble barra y

Doble interruptor.

Barra doble y doble interruptor



CAPITULO 4

Aspectos Normativos a incluir en la norma NOM-001-SEDE-2005



4.1.- Introducción.

El objetivo principal de esta propuesta es elaborar un documento en donde se indiquen los aspectos normativos que deben cumplir las instalaciones eólicas en nuestro país con base en las experiencias de otros países que emplean la energía cinética del viento para la producción de energía eléctrica. En la actualidad estos lineamientos no están considerados en las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEDE en materia de instalaciones eléctricas.

En el contenido de las normas mencionadas anteriormente, no existe la reglamentación correspondiente para la ejecución de las instalaciones eléctricas de los sistemas de generación eólica, lo cual da como resultado el desarrollo inapropiado de los proyectos de ingeniería, una incorrecta selección de equipos y materiales y procedimientos constructivos que no cumplen con las normas y reglamentos. Lo anterior origina principalmente una operación insegura de los sistemas y problemas al interconectarlos directamente a las redes de suministro eléctrico afectando la calidad de la energía eléctrica.

La intermitencia del viento tiene efectos sobre la calidad de la frecuencia, Tensión y otros problemas eléctricos por lo cual es necesario crear reglas claras en la interconexión de los parques de generación eólica. Debido a que constantemente hay cambios tecnológicos es necesario que esta propuesta sea revisada y modificada de acuerdo a las necesidades de mejora en la utilización y operación de este recurso.

En la siguiente propuesta de normas se especifica el conjunto de requerimientos que se deben cumplir para interconectarse a la red eléctrica los Permisionarios y la Comisión que utilicen generadores impulsados por el viento.

4.2.- Historia de la Normativa en Aerogeneradores

La preparación de normas nacionales e internacionales, que contiene normas para el diseño de aerogeneradores comenzó en la década de 1980. La primera publicación fue un conjunto de normas para la certificación elaborado por Germanischer Lloyd en 1986.

Estas reglas iniciales fueron posteriormente mejoradas como el conocimiento adquirido, conduciendo a la publicación de *Regulation for the Certification of Wind Energy Conversion Systems* por Germanischer Lloyd en 1993. Esto además fue modificado por suplementos expedidos en 1994 y 1998. Mientras tanto, también normas nacionales fueron publicadas en The Netherlands (NEN 6096, Dutch Standard, 1988) y Dinamarca (DS 472, Danish Standard, 1992).

The International Electrotechnical Commission (IEC) comenzó a trabajar en el primer estándar internacional en 1988, dirigido a la publicación de *IEC 1400-1 Wind turbine generator systems – Part 1 Safety Requirements* en 1994 (Second Edition IEC, 1997). Apareció una edición revisada, que contiene algunos cambios significativos en 1999, teniendo el nuevo número de IEC 61400-1. Las normas que actualmente están vigentes para aerogeneradores por parte de la IEC son las siguientes

NORMA	DESCRIPCIÓN
IEC-61400-1	Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements.
IEC-61400-11	Wind turbine generator systems – Part 11: Acoustic noise measurement techniques.
IEC-61400-12	Wind turbine generator systems – Part 12: Power performance measurement techniques.
IEC-61400-13	Wind turbine generator systems – Part 13: Measurement of mechanical loads.
IEC-61400-21	Wind turbine generator systems – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
IEC-61400-22	Wind turbine generator systems – Part 22: Wind turbine certification.

Ilustración 58. Algunas normas vigentes actualmente en aerogeneradores

Algunas otras normas aplicadas en el mundo:

NORMA	DESCRIPCIÓN
DIBt-Regulations	Richtlinie für Windkraftanlagen; Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Deutsches Institut für Bautechnik, June 1993.
DS 472	Loads and Safety of Wind Turbine Construction, 1 st edition, May 1992, including Addendum, 28 th March 1996.
NEN 6096/2	Regulations for the Type-Certification of Wind Turbines, 1 st version of 26.11.1990, 2 nd edition February 1994.
GL-Regulations	Regulation for the Certification of Wind Energy Conversion Systems, 1999.
FGW (Fördergesellschaft Windenergie) – Guidelines	Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 3: Bestimmung der elektrischen Eigenschaften". Calidad de energía.
	Technischen Richtlinie für Windenergieanlagen: Bestimmung der Schallemissionswerte" (FGW). Ruido.

Ilustración 59. Normas vigentes de energía eólica

NOM-SEDE-2005

La NOM-001-SEDE-2005 fue elaborada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas (CCNNIE), con el apoyo de la Dirección General de Distribución y Abastecimiento de Energía Eléctrica y Recursos Nucleares de la Secretaría de Energía y la coordinación de la Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE), consultando trabajos, propuestas, comentarios y colaboraciones de diferentes instituciones miembros del CCNNIE.

La estructura de esta Norma Oficial Mexicana (en adelante NOM), responde a las necesidades técnicas que requiere la utilización de las instalaciones eléctricas en el ámbito nacional; cuida el uso de vocablos y se respeta los términos habituales, para evitar confusiones en los conceptos. Asimismo se ordenan los textos procurando claridad de expresión y unidad de estilo para una más específica comprensión. Lo que hará más fácilmente atendible sus disposiciones.

El objetivo de la NOM-001-SEDE-2005 es establecer las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades, en lo referente a la protección contra:

- los choques eléctricos,
- los efectos térmicos,
- sobrecorrientes,
- las corrientes de falla y
- sobretensiones.

El cumplimiento de las disposiciones indicadas en esta norma garantiza el uso de la energía eléctrica en forma segura; asimismo esta norma no intenta ser una guía de diseño, ni un manual de instrucciones para personas no calificadas.

La NOM-001-SEDE-2005 cuenta con 9 títulos los cuales son:

TITULO 1. Objetivo y campo de aplicación

TITULO 2. Referencias

TITULO 3. Principios fundamentales

TITULO 4. Especificaciones (capítulos 1 al 10 y Apéndice A)

TITULO 5. Lineamientos para la aplicación de las especificaciones en las instalaciones eléctricas (utilización)

TITULO 6. Cumplimiento

TITULO 7. Vigilancia

TITULO 8. Bibliografía

TITULO 9. Concordancia con normas internacionales

Los artículos propuestos en esta tesis para el uso adecuado de los equipos de generación eólica, se englobaran dentro del título número 4 “Especificaciones”, el cual cuenta con 9 capítulos siendo estos:

- 1: Disposiciones Generales
- 2: Alambrado y Protección
- 3: Métodos de Alambrado y Materiales
- 4: Equipos de Uso General
- 5: Ambientes Especiales
- 6: Equipos Especiales
- 7: Condiciones Especiales
- 8: Sistemas de Comunicación
- 9: Instalaciones destinadas al Servicio Público

A su vez dentro del capítulo 6 tenemos los siguientes apartados:

- Artículo 600 Anuncios luminosos y alumbrado de realce
- Artículo 604 Sistemas de alambrado prefabricados
- Artículo 605 Instalaciones en oficina
- Artículo 610 Grúas y polipastos
- Artículo 620 Elevadores, montacargas, escaleras eléctricas y pasillos móviles, escaleras y elevadores para sillas de rueda
- Artículo 625 Equipos para carga de vehículos eléctricos
- Artículo 630 Máquinas de soldar eléctricas
- Artículo 640 Equipos de grabación de sonido y similares
- Artículo 645 Equipos de procesamiento de datos y de cómputo electrónico
- Artículo 650 Organos tubulares
- Artículo 660 Equipos de rayos X
- Artículo 665 Equipo de calentamiento por inducción y por pérdidas dieléctricas
- Artículo 668 Celdas electrolíticas
- Artículo 669 Galvanoplastia
- Artículo 670 Maquinaria industrial
- Artículo 675 Máquinas de riego operadas o controladas eléctricamente
- Artículo 680 Albercas, fuentes e instalaciones similares
- Artículo 685 Sistemas eléctricos integrados
- Artículo 690 Sistemas solares fotovoltaicos
- Artículo 695 Bombas contra incendios
- **Artículo 700. Sistemas de generación eólica.**

Es dentro de esta última parte donde se propone se incluya la normativa adecuada para los sistemas de energía eólica, adoptando una estructura similar a la de los artículos correspondientes a los Sistemas solares fotovoltaicos.

En esta propuesta se describe de manera general los requerimientos para interconectar a las redes eléctricas la generación eólica, se mencionan los estándares técnicos que son requeridos por la industria eléctrica con el objetivo de tener parámetros mínimos para la interconexión de este tipo de generación. Los puntos a considerar en esta propuesta son:

- Disposiciones generales
- Requisitos para los circuitos
- Medios de desconexión
- Métodos de alambrado
- Puesta a tierra
- Marcado e identificación de terminales

El propósito de este documento es establecer los términos y condiciones para la interconexión de Aerogeneradores al Sistema Eléctrico Nacional. Se describen los requerimientos para instalaciones conectadas en media y alta tensión.

4.3.- Propuesta de Lineamientos a considerar en las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEDE en materia de instalaciones eléctricas.

Disposiciones generales

ART.1.- Alcance

Lo dispuesto en este artículo se aplica a sistemas eléctricos de energía eólica incluyendo circuitos del sistema, unidades de acondicionamiento de potencia y controladores para tales sistemas. Los sistemas eólicos cubiertos por este artículo pueden ser interactivos con otras fuentes de producción de energía eléctrica o autónomos, con o sin almacenamiento de energía eléctrica, como baterías. Estos sistemas pueden tener salidas para utilización en c.a. o c.c

ART. 2.- Glosario de Términos

Aerogenerador(es). Equipo(s) constituido(s) por un rotor (turbina) de una o mas aspas, una transmisión (como caja de engranes), uno o más generadores eléctricos, torre y cimentación, equipo periférico y de control asociado, requerido para convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica.

Armónicos. Son componentes de la señal fundamental de Corriente o Tensión medidas en % del valor nominal de Tensión o corriente y además son múltiplos de la Frecuencia Nominal de 60 Hz.

Calidad de la Energía. Es la condición de tensión, frecuencia y forma de onda del servicio de energía eléctrica, suministrada a los usuarios de acuerdo con las normas y reglamentos aplicables, que para cada caso se especificarán.

Capacidad Nominal (CN). Es la Capacidad Nominal de la Central. Calculada como la suma de las capacidades nominales de todos los Aerogeneradores que componen el parque.

Central (Parque de Generación). Central eoloeléctrica constituida por el conjunto de Aerogeneradores, líneas recolectoras, transformadores y la Subestación de Conexión.

Control Automático de Generación (CAG). Es el sistema que de manera automática ajusta los requerimientos de generación de todas las Áreas de Control para mantener sus intercambios programados y la frecuencia del Sistema a un valor establecido.

Curva de Potencia – Velocidad de Viento. Es una gráfica o tabla de valores indicando cuál será la potencia eléctrica disponible del Aerogenerador a diferentes velocidades de viento. La potencia se mide en kW y el viento en m/s. Los valores de potencia para esta curva se calculan considerando un flujo horizontal de viento medido a la altura del cubo del Aerogenerador, una densidad del aire estándar (1,225 kg/m³) y a una determinada turbulencia. La potencia eléctrica se debe presentar considerando valores de velocidad del viento desde la velocidad de inicio hasta la velocidad de corte, en intervalos de 1 m/s.

Frecuencia de Corte. Valores de frecuencia mínimos y máximos que activan los sistemas de Protección ejecutando la desconexión de los Aerogeneradores.

Frecuencia Nominal (Fn). Es el valor de frecuencia de 60 Hz interpretado como sesenta ciclos por segundo de la señal de corriente o Tensión.

Frecuencia Programada. Es la frecuencia especificada por el Operador del CENACE en el Control Automático de Generación, generalmente es igual a la Frecuencia Nominal, y cuando es diferente es para corregir el error de tiempo en valores $\pm 0,05$ Hz.

Hueco de Tensión. Período de reducción transitoria del Tensión por debajo de su rango operativo y hasta su recuperación permanente dentro de este rango. Generalmente provocado por una falla transitoria en la red eléctrica.

Productor Externo (Productor). Es el titular de un permiso para realizar actividades de generación que no constituyen Servicio Público.

Permisionario. La persona física o moral que es titular de un permiso de Autoabastecimiento, Cogeneración, Pequeña Producción, Productor Independiente, Exportación o Importación de Energía Eléctrica.

PMU. Unidad de Medición Sincronizada de Fasores.

Protección. Grupo o arreglo de dispositivos que se interconectan o interrelacionan para proteger a los equipos eléctricos primarios, detectando condiciones anormales de operación para evitar o reducir daños mayores a éstos.

Potencia Entregada. Es la potencia activa (MW) medida en el Punto de Interconexión.

Potencia Nominal del Aerogenerador. Significa la potencia eléctrica máxima continua a la cual está diseñado un Aerogenerador bajo condiciones normales de operación.

Punto de Interconexión. El sitio en donde el Permisionario entrega al Sistema la energía producida por su Fuente de Energía.

Regulación Primaria. Es la respuesta automática medida en MW de la unidad generadora al activarse el sistema de gobierno de la misma, ante un cambio en la frecuencia eléctrica del sistema con respecto a su valor nominal.

Regulación Secundaria. Es la aportación en MW de la unidad generadora en forma manual o automática para restablecer la frecuencia eléctrica a su valor programado, generalmente de 60.00 Hz.

SCADA. Control Supervisorio y de Adquisición de Datos

Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Es el conjunto de instalaciones destinadas a la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda la República, estén o no interconectadas.

Unidad. Un Aerogenerador

Parpadeo de Tensión (Flicker). Es una variación de tensión por periodos cortos de tiempo y su regreso a valor nominal. Esta variación se mide en porcentaje de su valor nominal. Estos cambios repentinos de tensión provocan variaciones en la iluminación y son perceptibles al ojo humano, produciendo adicionalmente efectos nocivos en los equipos eléctricos. Esta fluctuación se presenta con una determinada periodicidad medida en ciclos de ocurrencia por unidad de tiempo.

Tensión Nominal. Es la diferencia de potencial eléctrico medida en KV del punto de interconexión y que esta determinada por el nivel de tensión de transmisión y subtransmisión.

Requisitos para los circuitos

ART. 3.- Cada parque eólico debe verificar estándares mínimos para cinco requisitos técnicos básicos:

FP: Factor de potencia (curva de capacidad) y control de tensión

FRT: Tolerancia ante huecos de tensión

FC: Aptitud para soportar variaciones de frecuencia y realizar RPF

PQ: Emisión de flicker y armónicos.

OP: Aptitud para realizar maniobras operativas

ART 3.1.- La Granja eólica debe controlar automáticamente la tensión en su punto de conexión, si su potencia instalada supera el 1% (normativa para la red eléctrica de ESPAÑA) de la Potencia de cortocircuito de la red en dicho punto.

ART. 3.2 - Respuesta frente a perturbaciones en la tensión

La propia instalación de producción y todos sus componentes deberán ser capaces de soportar, sin desconexión, cualquier perturbación en la tensión (en módulo y/o ángulo) en el punto de conexión a la red, producidos por cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra o monofásicos o ante cualquier causa de otra naturaleza sin presencia de falta, con los perfiles de magnitud y duración indicados en la ilustración 60.

En el caso de cortocircuitos bifásicos aislados de tierra, los perfiles de magnitud y duración del hueco de tensión en el que la instalación deberá ser capaz de permanecer acoplada a la red será de forma semejante a esta ilustración, estando situado el valor del límite inferior de tensión en 0,5 pu, en lugar de en 0 pu. y en 0,6 pu en lugar de 0,2 pu. Adicionalmente, también será capaz de permanecer acoplada la instalación ante sobretensiones, en una o en todas las fases cuya tensión eficaz a tierra en el punto de conexión a la red alcance 1,30 pu durante 250 ms o 1,15 pu durante un segundo.

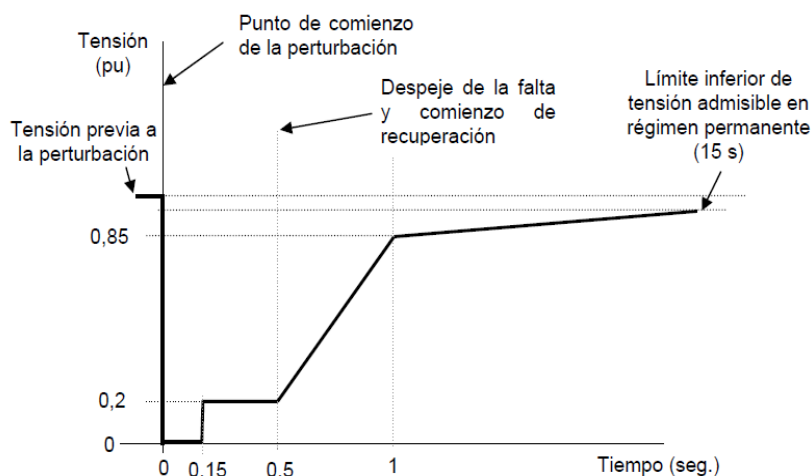


Ilustración 60. tensión-tiempo1 que define el área de la "perturbación de tensión" en el punto de conexión a red que debe poder ser soportado por la instalación. Tensión fase-tierra correspondiente a las fases perturbadas.

ART. 3.3.- Sobretensiones: El sistema será capaz de permanecer acoplado a la instalación ante sobretensiones, en una o en todas las fases cuya tensión eficaz a tierra en

el punto de conexión a la red alcance 1,30 pu durante 250 ms o 1,15 pu durante un segundo.

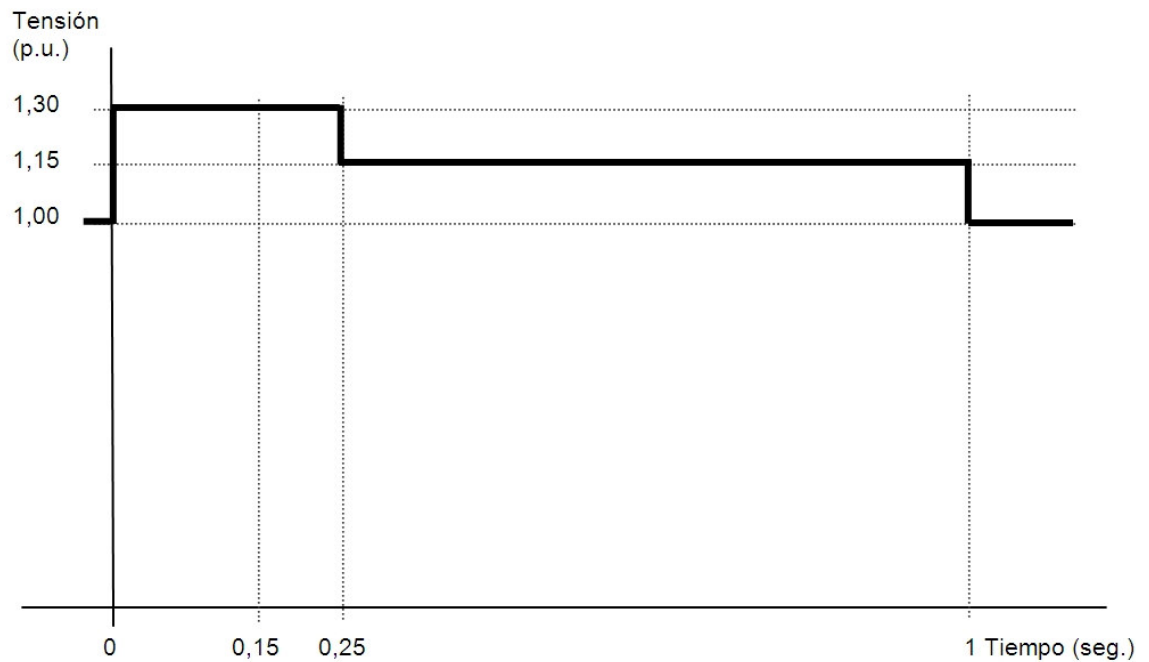


Ilustración 61. Sobretensiones que debe soportar el sistema eólico

ART. 4.- Fallas equilibradas (trifásicas)

ART. 4.1.- Alcance. Potencia reactiva y activa

Tanto durante el periodo de mantenimiento de la falla, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir, en el punto de conexión a la red, consumo de potencia reactiva por parte de la instalación.

No obstante lo anterior, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva únicamente durante los primeros 40 ms inmediatamente posteriores a la aparición de la falta y durante los 80 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma, y ello, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- a) Durante un periodo de 40 ms desde que se produce la falta, el consumo neto de potencia reactiva de la instalación, en cada ciclo, no deberá ser superior al 60% de la potencia nominal registrada.
- b) Durante los primeros 80 ms desde que se despeja la falta, el consumo neto de energía reactiva de la instalación no deberá ser superior a la energía reactiva

equivalente al 60% de la potencia nominal registrada de la instalación durante un periodo de 80 ms. De forma paralela, tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir, en el punto de conexión a la red, consumo de potencia activa por parte de la instalación.

NOTA: En este caso se admite también la existencia de consumos puntuales de potencia activa durante los primeros 40 ms inmediatamente posteriores a la aparición de la falta y los 80 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma.

ART. 4.2.- Regulador de tensión

Durante todo el régimen perturbado, la instalación estará capacitada para inyectar a la red una corriente aparente de, al menos, el valor de la intensidad nominal de la instalación. La aportación de intensidad por parte de la instalación al sistema eléctrico, durante las perturbaciones, se efectuará de modo que el punto de funcionamiento esté gobernado por un sistema de regulación automática de tensión con un principio de funcionamiento similar al regulador de tensión de los generadores síncronos convencionales (ya sea a nivel de punto de conexión a la red o a nivel de máquina con la correspondiente traslación a bornes de la misma de los valores de tensión eficaz del punto de conexión a la red) cumpliendo los siguientes requisitos:

- a) Durante la perturbación mantendrá la consigna de tensión del régimen permanente previo si el control de régimen permanente estaba funcionando a consigna de tensión.
- b) Durante la perturbación mantendrá como consigna de tensión la previa a la perturbación si el control de régimen permanente estaba funcionando a consigna de potencia reactiva o de factor de potencia.
- c) Dicho regulador comenzará inmediatamente su actividad en el momento en que la tensión eficaz en el punto de conexión a la red salga de los límites admisibles de actuación, que establezca el Operador del Sistema, ya sea por subtensión o sobretensión y, una vez finalizada la perturbación, permanecerá activo durante al menos 30 segundos una vez se mantenga la tensión permanentemente dentro de los límites admisibles para la operación del sistema eléctrico. Posteriormente, retornará al régimen de funcionamiento previo a la perturbación.

ART. 4.3.- Control de la potencia reactiva en régimen de perturbación

Los límites de saturación mínimos de la corriente reactiva inyectada/absorbida que debe poder alcanzar la instalación mediante el regulador de tensión del régimen perturbado se indican en la ilustración 62 mediante dos curvas poligonales (A-B-C-DE y A'-B'-C'-D'-E'). No obstante, en función de la evolución futura de la dinámica de las tensiones el operador del sistema podrá dar instrucción de modificación de dichos límites mínimos de saturación, ya sea de modo general o en emplazamientos concretos, por otros de valor inferior, perdiendo adicionalmente el carácter de límites mínimos.

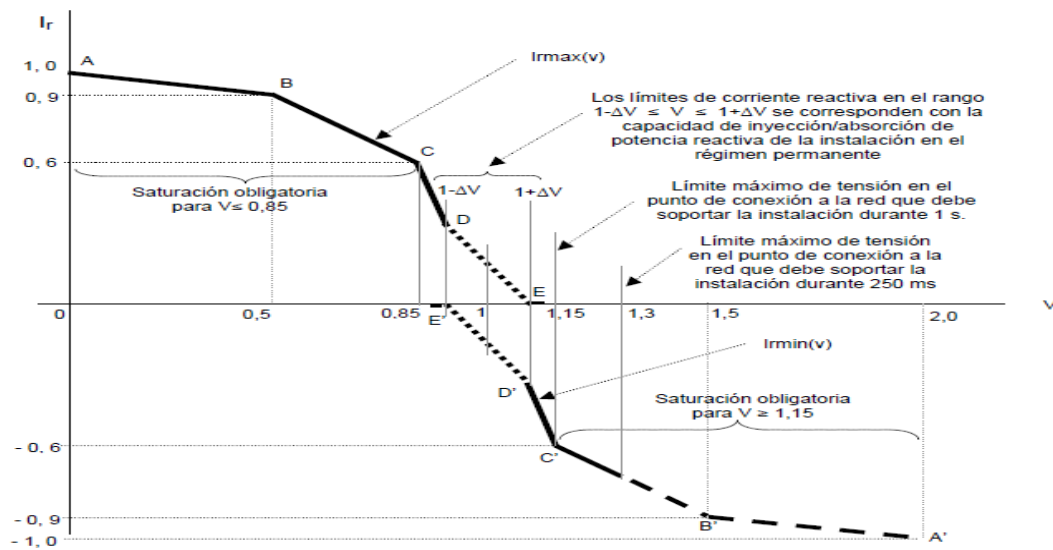


Ilustración 62. Límites de saturación mínimos de inyección/absorción de corriente reactiva " I_r "

ART. 4.4.- Control de la potencia activa en régimen perturbado.

Para tensiones eficaces en el punto de conexión a la red inferiores a 0,85 pu o superiores a 1,15 pu, la inyección/absorción de corriente reactiva deberá saturar en los límites del regulador prevaleciendo el control de tensión sobre la corriente activa, no obstante, la instalación respetará:

- Una limitación inferior y otra superior de la corriente activa en función de la tensión eficaz " V " en el rango $0 \leq V \leq 0,85$ pu indicadas en la ilustración 63. La posible violación a dichas limitaciones de corriente activa deberá ser eliminada antes de 40 ms.
- Para tensiones superiores a 1,15 pu la instalación tratará, en la medida de lo posible, mantener la potencia activa previa a la perturbación.

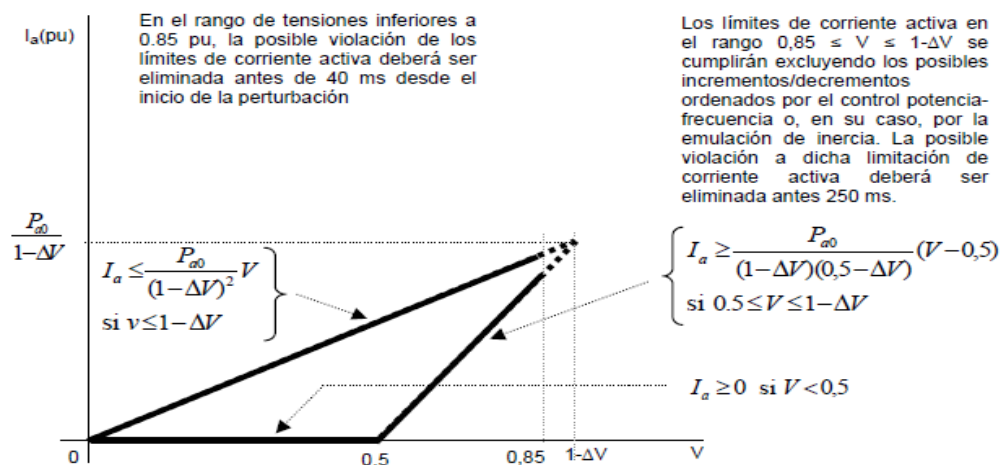


Ilustración 63. Límites inferior y superior de la corriente activa "Ia" en valores unitarios respecto de la potencia nominal aparente de la instalación.

ART. 5 .- Fallas desequilibradas (monofásicas y bifásicas)

ART. 5.1.- Potencia reactiva

Tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia reactiva por parte de la instalación.

No obstante lo anterior, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 80 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 80 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma. Adicionalmente se permiten consumos transitorios durante el resto de la falta, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- El consumo neto de energía reactiva de la instalación no deberá ser superior a la energía reactiva equivalente al 40% de la potencia nominal registrada de la instalación durante un periodo de 100 ms.
- El consumo neto de potencia reactiva de la instalación, en cada ciclo (20 ms), no deberá ser superior al 40% de su potencia nominal registrada.

ART. 5.2.- Potencia activa

Tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia activa por parte de la instalación.

No obstante lo anterior en este caso se admite la existencia de consumos puntuales de potencia activa durante los 80 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 80 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma.

Durante el resto del periodo de mantenimiento de la falta, se admiten consumos de potencia activa, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- a) El consumo neto de energía activa no deberá ser superior a la energía activa equivalente al 45% de la potencia nominal registrada de la instalación durante un periodo de 100 ms.
- b) El consumo de potencia activa, en cada ciclo (20 ms), no deberá ser superior al 30% de su potencia nominal registrada.

ART. 6.- Frecuencias

ART. 6.1.- La Granja debe tolerar excursiones transitorias de la frecuencia similares al resto del parque generador.

ART. 6.2.- Los aerogeneradores no pueden contribuir incrementando su producción durante una falla pero sí pueden ayudar a la red manteniendo un determinado nivel de generación.

ART. 6.3.- A efectos de colaborar con la recuperación de la frecuencia frente a contingencias, los aerogeneradores deben permanecer conectados a la red cuando la tensión o la frecuencia se encuentren fuera del rango normal.

ART. 6.4.- Frecuencias de Corte La instalación de generación deberá disponer de los equipos necesarios que le permitan realizar regulación potencia-frecuencia, es decir, estará capacitada para producir incrementos o decrementos de potencia activa proporcionales al desvío de frecuencia en el punto de conexión a la red.

En la tabla se presentan los requerimientos de ajuste para las protecciones del Aerogenerador en condiciones de alta y baja frecuencias del sistema y el tiempo para su desconexión. Las protecciones de frecuencia se aplican por unidad.

Rango de Frecuencia	Tiempo de ajuste de la Protección
> 62 Hz	Instantáneo
$57.5 \leq \text{Operación Normal} \leq 62.00$	Operación continua
< 57.5 Hz	Instantáneo

Tabla 12. Frecuencias de corte

ART. 7.- Requisitos de control en régimen permanente

ART. 7.1- La instalación deberá estar capacitada para enviar al Operador del Sistema la medida correspondiente a la diferencia entre la potencia activa producible conforme al recurso de energía primaria y la potencia activa producida conforme a la consigna recibida del Operador del Sistema. La instalación de generación dispondrá de los equipos necesarios para realizar un control de la tensión en el nudo de conexión a la red a consigna de tensión que cumplirá con los siguientes requisitos:

- Independientemente de su realización física, se comportará en su conjunto como un control proporcional al error (desvío por unidad de la tensión respecto de la tensión de consigna) de acuerdo al mismo esquema de bloques simplificado descrito con anterioridad para el control de tensión del régimen perturbado (apartado 8.3.1.1).
- Para el caso de puntos de conexión pertenecientes al sistema, se tomará el intervalo $\pm\Delta V$ igual a $\pm 7,5\%$. Fuera del rango de tensiones $1-\Delta V \leq V \leq 1+\Delta V$ el regulador mantendrá la acción de control dentro de los márgenes de inyección/absorción de potencia reactiva que la producción de potencia activa le permita.
- La capacidad mínima de absorción/inyección de potencia reactiva permanecerá mientras la instalación esté acoplada entregando cualquier potencia activa por encima del 20% de la potencia nominal de la instalación. Por debajo de dicho valor de potencia activa, la capacidad mínima para inyectar/absorber potencia reactiva podrá decrecer linealmente hasta el punto de potencia reactiva nula con potencia activa nula.

- La velocidad de respuesta en potencia reactiva del regulador de tensión de régimen permanente será tal que toda actuación del mismo deberá haberse completado antes de 20 segundos.
- El error de régimen permanente en la tensión será tal que la tensión en el punto de conexión a la red se mantenga dentro de la banda de variación admisible que el Operador del Sistema establezca en torno a la tensión de consigna mientras el control no esté saturado en los límites de inyección/absorción de potencia reactiva.

ART. 7.2.- La instalación tendrá la capacidad de realizar la función de control a consigna de potencia reactiva o de factor de potencia con la misma velocidad de respuesta que el modo a consigna de tensión. El modo de control concreto será indicado por el Operador del Sistema en función de las condiciones de operación.

ART. 7.3.- La instalación mantendrá la potencia activa programada constante mientras el recurso primario lo permita excluyendo los incrementos/decrementos sobre la misma ordenados por el control potencia-frecuencia y, en su caso, por la emulación de inercia mientras que esté funcionando el control de régimen permanente independientemente de que el modo de funcionamiento sea a consigna de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia.

ART. 7.4.- El control a consigna de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia cederá sus funciones, durante los regímenes perturbados, al equipo regulador de tensión establecido para el régimen perturbado en los términos descritos al efecto, pudiendo ser un mismo control si posee la velocidad de respuesta requerida.

ART. 7.5.- Cada Granja eólica debe instalar el equipamiento necesario para filtrar las armónicas emitidas.

ART. 7.6.- En el caso de nodos al cual se conecten dos o más Granjas eólicas ó una Granja eólica con otros equipos electrónicos de potencia de superarse el nivel máximo admitido de armónicas, todas las Granjas y/o propietarios de equipamientos electrónicos de potencia serán “beneficiarios” de las contramedidas.

ART. 7.7.- Los límites permisibles de distorsión armónica en tensión, están determinados por el nivel de tensión nominal del sistema eléctrico bajo análisis, como se indica en la siguiente tabla:

LÍMITES DE DISTORSIÓN ARMÓNICA MÁXIMA PERMISIBLE EN TENSIÓN DEL BUS	DISTORSIÓN INDIVIDUAL DE TENSIÓN EN % (POR COMPONENTE ARMÓNICA, EXCEPTO LA FUNDAMENTAL)	DISTORSIÓN TOTAL DE TENSIÓN EN % (%THDV)
Hasta 69,000 V	3.0	5.0
69,000 V a 161,000 V	1.5	2.5
161,001 V y Mayor	1.0	1.5

Tabla 13. Niveles de armónicos permitidos

ART. 8.-Protecciones.

Se debe contar con un sistema de protección para el aerogenerador, grupo de aerogeneradores, transformador principal y auxiliar, líneas de transmisión de enlace, interruptores y de las barras principales.

ART. 8.1.-Protecciones de Subestación y Punto de Interconexión.

Las protecciones para la subestación, transformador de potencia, líneas de enlace y equipos auxiliares deben estar montados en Tableros de control y Protección que cumplan con los requerimientos establecidos en la especificación V6700-62(CFE Tableros de Protección, Control y Medición para Subestaciones Eléctricas) y los relevadores utilizados deben estar en la listado de relevadores aprobados LAPEM-05L(Listado de Relevadores Aprobados por CFE).

ART. 8.2.-Protecciones para líneas de transmisión de enlace

Los esquemas de protección de las líneas de transmisión de enlace deben cumplir con los requerimientos establecidos en la norma de referencia NRF-041-CFE “Esquemas Normalizados de Protección para Líneas de Transmisión”, debiendo aplicar relevadores que se encuentren aprobados en el “Listado de Relevadores Aprobados” LAPEM-05L.

ART. 8.3.-Protecciones para Aerogeneradores

Para la protección del aerogenerador se deben utilizar relevadores digitales, la alimentación a estos deberá ser redundante y de distintas baterías.

Los Permisarios deberán cumplir con las mejores prácticas de la Industria, para proteger sus aerogeneradores ante fallas internas y externas, evitando que sus fallas internas afecten los equipos y las personas ubicados después del Punto de Interconexión.

ART. 8.4.-Registradores de disturbios.

El transformador de potencia principal y las líneas de enlace deben contar con registradores de disturbios los cuales deben tener la capacidad de almacenar en memoria la información relevante a una falla eléctrica con suficiente velocidad de respuesta, debiendo contar con la funcionalidad de medición sincronizada de fasores (PMU).

ART. 8.5.-Transformadores.

Se debe suministrar protección contra sobrecorriente para un transformador con una o varias fuentes en cada lado del mismo, de acuerdo con lo indicado en 450-3, considerando como primario primero un lado del transformador y luego el otro lado.

ART. 9.-Comunicaciones, Medición y Control

El Permisario debe contratar, instalar, poner en servicio y mantener por su cuenta, un canal de comunicación dedicado para voz y datos, principal y otro de respaldo incluyendo los equipos de comunicación, programas (Hardware, Software) e interfases necesarias, desde el Sistema de Control de la Central del Permisario hacia las instalaciones que la Comisión indique.

Para estos canales de comunicación que funcionarán como principal y de respaldo, el Permisario debe contratar diferentes medios de comunicación para que sea confiable la redundancia.

ART. 9.1. Sistemas de Control.

Los parques eólicos dispondrán de sistemas de control local que deberán ser capaces, como mínimo, de enviar información sobre los aerogeneradores, estaciones meteorológicas y subestaciones a las que se encuentren conectados, hasta el puesto de control del parque eólico.

ART. 9.1.1.- Los sistemas de control local deberán ser capaces de, como mínimo, permitir la actuación sobre aerogeneradores y subestaciones a las que se encuentran conectados los parques eólicos, desde el puesto de control del parque eólico.

ART. 9.1.2.- El puesto de control del parque deberá ser capaz de enviar en tiempo real al puesto de control del operador del sistema la información necesaria para garantizar la operación segura y fiable del sistema eléctrico de acuerdo al artículo 9.2 de la presente Orden.

ART.9.1.3.- El puesto de control del parque deberá ser capaz de recibir en tiempo real del puesto de control del operador del sistema consignas de limitación a la producción del parque con indicación de la causa, y deberá efectuar las actuaciones oportunas sobre el parque para garantizar el correcto cumplimiento de las consignas.

ART.9.1.4.- El operador del sistema presentará, en el plazo de tres meses contados a partir de la entrada en vigor de la presente norma, para su aprobación por la Consejería competente en materia de energía, previa audiencia a las partes afectadas, el documento "Especificaciones para la conexión de los puestos de control de parques eólicos con el puesto de control del operador del sistema" describiendo las soluciones de conectividad y protocolos de comunicaciones estándares a utilizar a tal efecto.

ART.9.1.5.- El sistema hará posible el suministro de información de tipo estadístico en formato digital compatible para aplicaciones de hoja de cálculo o base de datos, a un puesto de recepción de información instalado a tal efecto en las dependencias del Centro Directivo competente en materia de energía y, en su caso, en las dependencias del distribuidor de la correspondiente red o del operador del sistema.

ART.9.1.6.- Se instalará un dispositivo para evitar interrupciones en la alimentación del sistema de gestión telemática como consecuencia de caídas de tensión. El sistema deberá garantizar la comunicación en todo momento entre los puestos de control del parque y del operador del sistema

ART. 9.2.- Pronósticos de vientos.

Cada parque eólico deberá contar con equipamiento (hardware y software) necesario y suficiente para realizar un pronóstico de curvas de viento horarias previstas con un día de anticipación (programación diaria de despacho) y, una actualización con 4 horas de anticipación (6 veces por día)

ART. 9.3. - Medición para facturación

Los medidores para facturación deberán estar instalados en un gabinete tipo MM. Deberán contar con sistemas de comunicaciones adecuados para transmitir la

información requerida por el CENACE de acuerdo a sus especificaciones y protocolos para monitoreo, medición y control en caso de Emergencia. Los equipos de medición deben registrar y transmitir al sistema supervisorio de tiempo real y/o servidor de datos del centro de control de la Comisión las siguientes variables:

- Potencia Activa (MW) (en el Punto de Interconexión)
- Potencia Reactiva (MVAR) (en el Punto de Interconexión)
- Tensión en el Punto de Interconexión (KV)
- Frecuencia (Hz) (en el Punto de Interconexión)
- Señalización de interruptores y cuchillas de las líneas y control de interruptores en el punto de interconexión.
- Energía Activa en el punto de interconexión en la hora (MWh)
- Energía Reactiva en el punto de interconexión en la hora (MVARh)
- Energía integrada en el día en el punto de interconexión (MWh/día)
- Energía integrada cincominutal en el punto de interconexión (KWh)

El Permisionario deberá enviar al CENACE los montos de energía generada en kWh en forma horaria, vía el nodo de instalación, además el equipo de medición debe ser capaz de almacenar históricos en períodos de 5 minutos de valores de energía.

ART. 9.4. - Control ante Emergencias

Ante Emergencias del sistema eléctrico nacional, el Permisionario deberá poner a disposición de la Comisión, en el Punto de Interconexión, las mediciones, señales, canales de comunicación y demás infraestructura necesarias para que ésta pueda implementar, en su caso, un Disparo Automático de generación (DAG) y/o carga (DAC).

ART. 10. - Pruebas

Las pruebas de los equipos que componen la subestación de interconexión y de los Aerogeneradores deberán de documentarse. Dichas pruebas incluyen:

- Ajuste y operación correcta de protecciones
- Equipos de comunicación y medición.
- Prueba en campo del hueco de tensión.
- Medición en campo del contenido de armónicas.

El número de pruebas y su realización serán de acuerdo a las normas y procedimientos establecidos por la Comisión. El Permisionario deberá presentar a la Comisión los resultados de las pruebas que demuestren el cumplimiento de lo especificado en este Código de Red.

ART. 10.1. - Estudios y Análisis para la Interconexión de Aerogeneradores

Ante la entrada de cada Permisionario, se deberán realizar una serie de estudios que evalúen los efectos de su interconexión a la red eléctrica.

Tipos de Estudios:

- Corto Circuito
- Flujos de Potencia
- Análisis de Contingencias
- Estabilidad Transitoria y Dinámica.
- Estabilidad de Tensión
- Calidad de Energía para el Análisis de Armónicos de las Corrientes y Tensiones.
- Coordinación de Protecciones

Medios de desconexión**ART. 11.-Desconexión de dispositivos**

Será posible desconectar un aerogenerador de todas las fuentes eléctricas de energía como requerimiento para su mantenimiento o pruebas, tanto el sistema de alumbrado como otros sistemas eléctricos deben de tener sus propios dispositivos de desconexión esto para que en caso de mantenimiento estos sistemas estén energizados como medida de seguridad en lo que se des energizan las unidades correspondientes.

ART. 11.1.-Todos los conductores. Se deben proveer los medios para desconectar todos los conductores que lleven corriente eléctrica de un aerogenerador al parque eólico y a la respectiva unidad de transformación.

Excepción: Cuando una conexión del circuito de puesta a tierra no está diseñada para ser automáticamente interrumpida como parte del sistema de protección contra falla a tierra , un des conectador o un interruptor automático usado como medio de desconexión no debe tener un polo conectado al conductor de tierra.

NOTA -El conductor de puesta a tierra puede tener algún medio de desconexión para permitir el mantenimiento o reparación por personal calificado.

ART. 11.2.-Disposiciones adicionales. Las disposiciones establecidas en el artículo 230, parte C y parte F (de la Nom.) deben aplicarse a los medios de desconexión de la fuente eólica.

Excepción No. 1: No se requiere que los medios de desconexión sean adecuados para equipo de acometida y deben ser especificados de acuerdo con lo indicado en 6.6

Excepción No. 2: Se permiten dispositivos de protección contra sobrecorriente y diodos de bloqueo.

ART. 11.3.-Desconexión de equipo del sistema eólico. Deben proveerse medios para desconectar equipos tales como inversores, baterías, controladores de carga, banco de capacitores y similares, de todos los conductores no puestos a tierra de todas las fuentes. Si el equipo está energizado por más de una fuente, los medios de desconexión deben ser agrupados e identificados.

ART. 11.4.-Fusibles. Deben proveerse medios para desconectar un fusible de todas las fuentes de alimentación si aquél está energizado por ambas direcciones y está accesible a personal no calificado. Dicho fusible, en un aerogenerador, debe poder desconectarse independientemente de los fusibles de otros circuitos del sistema eólico.

ART. 11.5.-Desconectores o interruptores automáticos. Los medios de desconexión para conductores no puestos a tierra consisten de uno o varios desconectores o interruptores automáticos:

- (1) localizados en un lugar accesible fácilmente
- (2) operables externamente sin exponer al operador al contacto con partes vivas
- (3) indicando claramente si está en la posición cerrado o abierto, y
- (4) deben tener una corriente de interrupción suficiente para la corriente y tensión eléctricas que puede estar disponible en las terminales de línea del equipo. Se debe fijar un letrero de precaución adyacente a los medios de desconexión cuando todas sus terminales puedan estar energizadas en la posición de abierto. El letrero de precaución debe ser claramente legible y tener la siguiente leyenda:

**“PRECAUCION-CHOQUE ELECTRICO-NO TOCAR-TERMINALES
ENERGIZADAS EN POSICION DE ABIERTO”.**

Excepción: Un medio de desconexión localizado en el lado de c.c. puede tener una corriente de interrupción menor que la capacidad de conducción de corriente eléctrica del sistema, cuando el sistema está diseñado de tal manera que el desconectador de c.c. no pueda ser abierto bajo carga.

ART. 11.6.-Deshabilitación de un sistema. Deben proveerse medios para deshabilitar un sistema o porciones del mismo.

Métodos de alambrado

ART. 12. Métodos permitidos de Sistemas de alambrado.

Se permiten todos los métodos de canalización y alambrado de cables incluidos en esta norma y otros sistemas de alambrado y accesorios específicamente destinados e identificados para uso en arreglos de sistemas eólicos.

La interconexión eléctrica entre aerogeneradores y entre éstos y la subestación se realizará con cable de media tensión según lo establecido en 310-60 y 326 (de la NOM-001)

ART. 12.1.-Conexión de componentes.

Cuando estén aprobados para ese uso, se permiten, accesorios y conectores destinados a quedar ocultos al momento del ensamble en el sitio para la conexión de módulos u otros componentes de los sistemas. Tales accesorios y conectores deben ser adecuados en aislamiento, elevación de temperatura y tolerancia a las corrientes eléctricas de falla al método de alambrado empleado, y deben ser capaces de resistir los efectos del ambiente en que se usen.

ART. 12.2.- Registros de empalme

En tramos de canalización con longitudes grandes ya sea entre aerogeneradores o bien entre estos y la planta de transformación que no se puedan realizar con una única troncal de cable sin empalmes, se deberán construir registros, a fin de facilitar las tareas de instalación, empalme, reposición y reparación de los cables.

En cualquier caso, el tendido se efectuará de manera que el número de

empalmes realizados sea el mínimo imprescindible. Las arquetas deberán ser de sección rectangular y de dimensiones apropiadas, y deberán estar provistas de un dispositivo de desagüe eficaz.

ART. 12.3.-Empalmes

Donde sea necesario se efectuarán empalmes en los conductores de media tensión, que serán unipolares, de características adecuadas al tipo de conductor empleado, y manteniendo en cualquier caso el grado de aislamiento del mismo. En todos los casos, los empalmes se efectuarán en el interior de arquetas registrables, de acuerdo con lo indicado anteriormente.

ART. 12.4.-Terminales

La conexión de los cables en las celdas de media tensión en los aerogeneradores se efectuará mediante terminales unipolares enchufables, de tipo acodado, del mismo grado de aislamiento que los conductores. Los terminales seleccionados deberán ser compatibles con la celda instalada en el aerogenerador.

Los circuitos de media tensión se conectarán asimismo a las celdas de potencia de la subestación, mediante conectores rectos para servicio interior, del mismo grado de aislamiento que los conductores. Los terminales deberán ser igualmente compatibles con el tipo de conexión de las celdas.

Sistemas de puesta a tierra en las turbinas eólicas

ART. 13.- Puesta a tierra en turbinas

En cada turbina eólica deberá ser construido un sistema de puesta a tierra. Para la conexión a tierra de la turbina eólica, el refuerzo metálico de los cimientos de la torre deberá ser integrado e interconectado con el sistema de puesta a tierra que se desee instalar. Es recomendable el uso de los cimientos de la estructura y del edificio de control como sistema de puesta a tierra debido a la protección que ofrece el concreto a la corrosión de los conductores como se muestra en la siguiente ilustración.

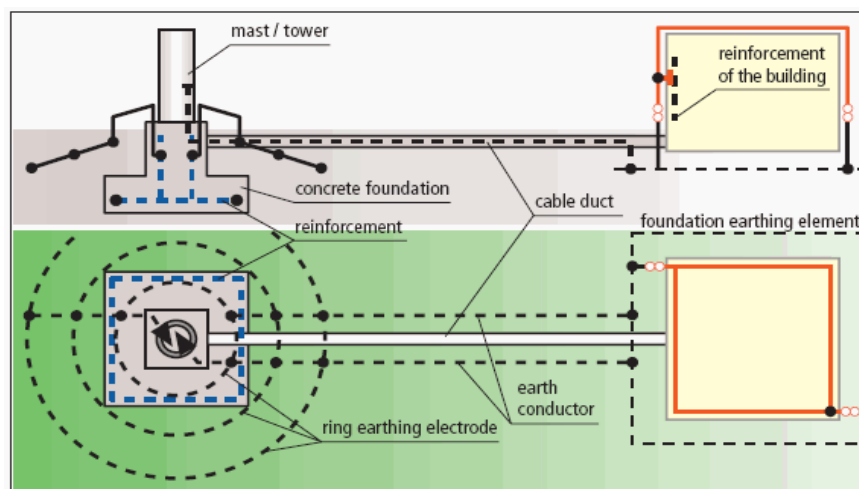


Ilustración 64. Ejemplo de conexión de la puesta a tierra a los cimientos de la estructura

ART. 13.1.-Puesta a tierra del equipo.

Las partes metálicas de los marcos de los módulos, del equipo y de las envolventes de conductores que no lleven corriente eléctrica, deben ser puestas a tierra sin importar la tensión eléctrica.

ART. 13.2.-Métodos de puesta a tierra de los aerogeneradores.

Las puestas a tierra de aerogeneradores deberá ser de los siguientes 3 tipos:

Tipo 1

Se construirá un círculo alrededor de la base del aerogenerador, con un diámetro de 11 m aproximadamente, en el que en dos extremos opuestos se disponen dos varillas de 2 m de longitud, como se observa en la ilustración 65.

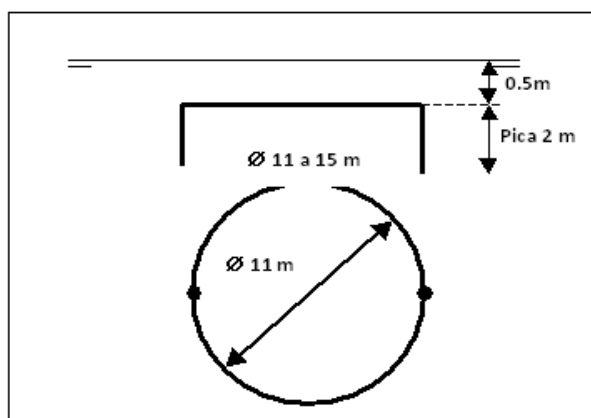


Ilustración 65. Geometría de puesta a tierra, tipo 1

Tipo 2

Se construirá un octógono como geometría base para la realización de la puesta a tierra. En este caso se disponen dos octógonos introducidos en el terreno a dos niveles distintos, tal y como se puede observar en la ilustración 66.

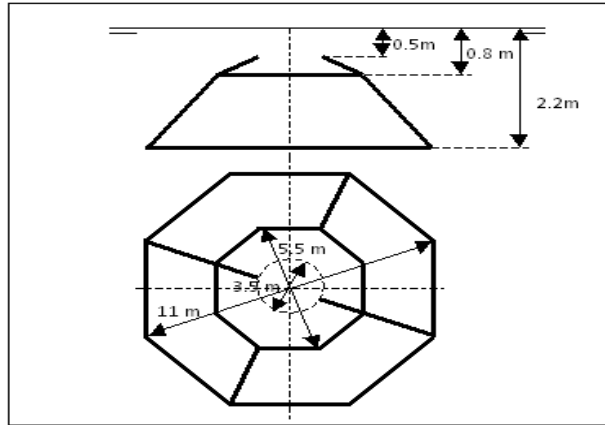


Ilustración 66. Geometría de puesta a tierra, tipo 2.

Tipo 3

Se construirá un anillo interior a la torre del aerogenerador alrededor del perímetro interno de la torre; otro anillo concéntrico y exterior a la base del aerogenerador sobre la cimentación del mismo y un anillo de forma cuadrada concéntrico exterior a la cimentación unido por cuatro puntos a los redondos de acero situados en los puntos medios de las aristas externas de la cimentación. Estos tres anillos concéntricos se unen formando una superficie equipotencial, como se observa en la ilustración 67. En caso de no obtener una resistencia adecuada, se sugiere añadir dos varillas a un metro de distancia del cuadrado.

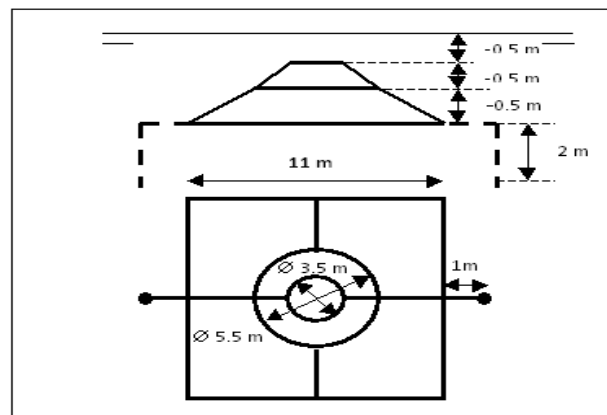


Ilustración 67. Geometría de puesta a tierra, tipo 3

ART.13.3.-Interconexión de aerogeneradores con planta de transformación.

Se deberá interconectar la puesta a tierra de la base de la torre con la puesta a tierra del edificio de control con el objetivo de obtener un sistema de puesta a tierra equivalente con la mayor superficie posible.

ART.13.4.-Mínimo de aerogeneradores conectados a un circuito de tierra.

En parque eólico donde se instalen como mínimo 5 aerogeneradores se deberá poner la puesta a tierra de cada turbina eólica en grupos. Esta unión se realizará en grupos de cinco unidades mínimo y se conectará después al sistema de puesta a tierra de la subestación correspondiente. Así, desde la red de media tensión se deriva en forma de T a cada turbina eólica, mediante soldadura aluminotérmica, tal como muestra el esquema de la ilustración 68.

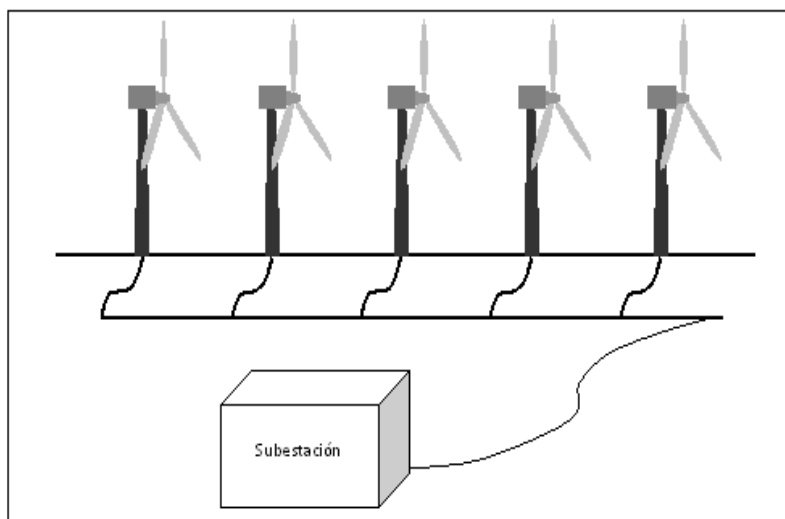


Ilustración 68. Conexión de aerogeneradores en forma de "T"

Marcado**ART. 14.- Módulos.**

Los módulos deben marcarse con identificación de las terminales o cables de salida, en cuanto a su polaridad, a la especificación del dispositivo de protección contra sobrecorriente máxima, y con la especificación de: (1) tensión eléctrica de circuito abierto (2) tensión eléctrica de operación (3) tensión eléctrica máxima permisible del sistema (4)

corriente eléctrica de operación (5) corriente eléctrica de corto circuito y (6) potencia máxima.

ART. 14.1.- Fuente de energía eólica.

El instalador debe marcar en el sitio, en un lugar accesible en los medios de desconexión de la fuente de energía eólica, las especificaciones de:

- (1) corriente eléctrica de operación
- (2) tensión eléctrica de operación
- (3) tensión eléctrica de circuito abierto, y
- (4) corriente eléctrica de cortocircuito de la misma fuente.

Conclusiones y recomendaciones

Después de haber revisado la situación de la industria eólica en el mundo, sabemos cuáles son las estrategias en esta materia en los países desarrollados y en los que están en vías de desarrollo, sus debilidades y fortalezas. Este contexto nos permite valorar la situación de nuestro país en forma objetiva, y concluir que aún faltan muchas acciones para que este tipo de energía sustituya a las tradicionales (no renovables), utilizadas actualmente, no obstante, puede decirse, que ya iniciamos el camino en este sentido y debemos fijarnos metas de acuerdo a nuestra realidad y al desarrollo que progresivamente se vaya dando a nivel mundial.

Se destacó la necesidad de contar con sistemas de energía eficientes y la oportunidad de aprovechar el potencial con el que cuenta México para la generación de energía eólica, sin embargo también mencionamos el claro problema estructural del sistema eléctrico nacional, que impide el crecimiento sustentable de la energía eólica, ya que al revisar la legislación vigente en México en materia de regulación y generación de energía, resalta que la mayor limitación al desarrollo de esta energía bajo el esquema de productor independiente (PIE) es la metodología de planeación energética utilizada por la CFE que se basa, para la evaluación de proyectos, únicamente en el costo económico a corto plazo. La falta de valoración de otros beneficios que las energías renovables pueden aportar, tales como una mayor estabilidad de precios de generación y mejor seguridad en el abastecimiento de energía, aunado con el objetivo de la CFE de expandir la generación a gas natural, ha llevado al mínimo desarrollo de fuentes alternas no hidráulicas, en el caso de la energía eólica, de un potencial de clase I de alrededor de 10,000 MW, la CFE sólo planea desarrollar 500 MW (5%) entre el 2008 y 2017.

Se mencionó también que se ha dado ya un paso muy importante al incluir en el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 el objetivo de fomentar el aprovechamiento de fuentes renovables de energía, llevando a cabo estrategias que faciliten el intercambio de conocimientos y tecnología en esta materia inclusive en el plano legal, ya se cuenta con una ley para impulsar el desarrollo de éstas energías en nuestro país y se están definiendo los diferentes mecanismos que se llevarán a cabo, lo que nos permite ver con optimismo que avanzamos positivamente pero que todavía se requiere de mucho trabajo conjunto entre las organizaciones civiles, universidades y empresas para formular propuestas que den un impulso decidido a las energías renovables en México, específicamente la eólica

Debemos partir del hecho de que en nuestro país no existe una cultura del cuidado ambiental y que la población, en su mayoría, ignora los beneficios que a corto y mediano plazo, brindan las energías renovables, por lo tanto, es necesario que estos

beneficios se conozcan y promuevan en todos los niveles , para que la sociedad mexicana acepte, impulse y hasta exija su utilización.

Probablemente será difícil cambiar en el corto plazo el esquema de generación y distribución de energía eléctrica en nuestro país, pero se pueden empezar a realizar acciones encaminadas a un cambio progresivo en este sentido, para que al cabo de quizás 20 años, se cuente con un nuevo modelo totalmente productivo. Por otro lado, si nuestro país requiere de industrias productivas, se podría pensar, de existir excedentes en la producción de energía eléctrica, en exportar éstos excedentes de energía que tendría una etiqueta de “limpia”, lo que probablemente facilitaría su comercialización. Así también, otra estrategia podría referirse a establecer políticas gubernamentales que limiten la generación eléctrica por parte de particulares, exigiendo que solamente se produzca energía limpia.

Además, para desarrollarse adecuadamente, la energía eólica en México requiere, de lineamientos normativos específicos que contemplen las características de la energía eléctrica en nuestro país. Debe aprovecharse este momento de interés y apertura del Estado Mexicano respecto a las energías renovables para incorporar aspectos que apoyen la viabilidad y solvencia de la energía eólica; ante el claro ejemplo que nos están dando tanto naciones desarrolladas como en vías de desarrollo: se deben crear las condiciones a fin de que México entre a tiempo a este escenario, buscando además impulsar mecanismos que le permitan sentar las bases para desarrollar elementos tecnológicos que representen un aporte a este mercado y le ayuden en forma contundente a cambiar su balance energético en cuanto a las fuentes energéticas de suministro.

Es por ésta razón, que en esta tesis se proponen un conjunto de normas técnicas que apoyadas en experiencias en instalaciones eólicas en otros países y en base a la NOM-SEDE-001 en el apartado de energía solar, se suman para optimizar el funcionamiento de los parques eólicos, incorporando elementos de tecnología avanzada y cumpliendo con los requerimientos fundamentales de montaje y puesta en servicio de dichas plantas. Todo esto contribuirá a reducir los costos energéticos en plantas eólicas a partir de la generación de energía para aplicarla a servicios públicos, promover el desarrollo de energías renovables en el territorio, aprovechar los potenciales beneficios sociales, económicos y ambientales del uso de energías limpias, además de colaborar con el Estado en la incorporación al país de tecnologías del sector energético menos contaminantes, mediante reducción de emisiones tóxicas.

Lo importante en aplicaciones como la energía eólica, es la optimización, pues conforme aumenta la capacidad de un equipo, mayores son las pérdidas; los equipos mal optimizados, ya sea en fase de diseño o de operación, pueden generar enormes pérdidas de rentabilidad, en un caso extremo, la experiencia ha demostrado que un parque eólico

con varias turbinas puede perder en un mes 150.000 dólares. El control del rendimiento rutinario que nos ofrecen estas normas puede prevenir estas pérdidas considerablemente.

Hemos visto que los factores que afectan al rendimiento de la turbina se agrupan en dos categorías, la primera condición, puede incluir: cizallamiento del viento, turbulencias, desviación del viento y efecto de puesta en marcha. La segunda categoría es la operación de la turbina, que incluye: condiciones de las aspas, conveniencia de la turbina, algoritmo de control, distribución en planta del parque eólico, mantenimiento y paradas, y estados de alarma y error, por esta razón los artículos aquí propuestos fueron elaborados a partir de un análisis profundo del funcionamiento de los parques eólicos, primeramente como un sistema aislado (el aerogenerador) y posteriormente como un sistema de generación en conjunto. Para el primer caso se estudiaron las partes que componen al aerogenerador, una de las cuales, la más importante, es el generador doblemente alimentado, donde se analiza, cómo este elemento nos mejora el control de potencia reactiva dadas sus características de conexión, aunado a este análisis, se estudió el comportamiento de los elementos más importantes del aerogenerador (caja multiplicadora, mecanismo de orientación, controladores de potencia etc.). Este análisis contribuyó a darnos una visión bastante clara en cuanto al comportamiento de dichas máquinas para cumplir con las necesidades que éstas requieren para su mantenimiento y eficaz funcionamiento. Para el segundo caso se estudió el sistema de generación en conjunto, donde se proponen las fases de instalación del parque, desde la planificación y el alcance de la obra, hasta finalmente, si es necesario, la clausura del parque eólico, lo que nos lleva a la elaboración de una serie de artículos que engloban en su totalidad los principales puntos para la correcta instalación y puesta en servicio de los parques eólicos.

En cuanto al emplazamiento eléctrico de los parques eólicos se proponen artículos en los temas de “Medios de desconexión, Sistema de tierras, Marcado y Métodos de alambrado”, en estos artículos tendremos un manual efectivo para hacer una mejor selección de materiales, la debida conexión entre componentes y un alcance práctico hacia los registros eléctricos dentro de la planta eólica, esto conllevará entre otras cosas a tener una óptima protección de los equipos primarios así como la garantía de seguridad física del personal. Por otro lado, si hablamos de la parte de puesta en servicio del parque, los temas de “Requerimientos del sistema” puntualizan de manera sencilla los parámetros a considerar para suministrar una energía de calidad.

Fuentes de información.

Bibliografía

- Energía eólica-Realidades. Asociación Europea de la Energía Eólica (EWEA) 2008
- Elementos para la Promoción de la Energía Eólica en México. Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional. PA Government Services, Inc. Marzo 2009
- Requerimientos para interconexión de Aerogeneradores al Sistema Eléctrico Mexicano. Código de Red. Centro Nacional de Control de Energía.(CENACE).
- Implantación de un Parque Eólico de 21,25 Mw. y su conexión a la red de 132 Kv. Universidad de Sevilla. Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- Wind turbine generator systems. Part 1:Safety requirements. International Electrotechnical Commission. (IEC) Second edition 1999-02
- Control de un sistema de generación eólica de velocidad variable con GSIP, acoplado a la red. Universidad Carlos III
- Low-voltage electrical installations –Part 6:Verification International Electrotechnical Commission. (IEC) First edition 2006-02
- Evaluación del riesgo de desconexión de Generadores Eólicos debido a fallas en la red de Transmisión A. D. del Rosso* M. Anello E. Spittle. Departamento de Ingeniería Eléctrica - Universidad Tecnológica Nacional. Facultad Regional Buenos Aires, Argentina. Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré.24 al 28 de mayo de 2009.
- Assessment of Wind Power Quality: Implementation of IEC61400-21 Procedures
A. Morales¹, X. Robe² and J.C. Maun¹ ¹ Department of Electrical Engineering. Université Libre de Bruxelles
- NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas (utilización). Lunes 13 de marzo de 2006 DIARIO OFICIAL
- Análisis de generación eólica en sistemas eléctricos de potencia (I) D. Galván, G. Luengo, S. Tomanovic y R. Portales ABB Transmission and Distribution Systems, S.A.y E. Llorente ABB Power T&D Company Inc. Revista Energía. Renovables y Medio Ambiente 2009
- Panorama General de la Energía Eólica en México 2010. Asociación Mexicana de Energía Eólica, A.C.(AMDEE).
- Prospectiva del Sector Eléctrico 2005-2014, SENER 2005, México.

- Una Visión al 2030 de la Utilización de las Energías Renovables en México, UAM 2005, México.
- Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables. Secretaría de Energía. Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico. Agosto de 2009.
- Programa Sectorial de Energía 2007 – 2012. Secretaría de Energía. 28 de noviembre de 2007
- Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable, CRE 2001, México.
- El sector energía en México Análisis y prospectiva SENER 2000, México.
- Energía, Cámara de Diputados 2005, México.
- Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México, SENER 2002, México.
- Energy-policy Framework Conditions for Electricity Markets and Renewable Energies, GTZ 2004, Alemania.
- Iniciativa de Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía.
- Libro Blanco de la Bioenergía en México, Red Mexicana de Bioenergía, México 2005.
- Nuevas energías renovables: una alternativa energética sustentable para México (análisis y propuesta), Cámara de Senadores 2004, México.
- Potential for Biofuels for Transport in Developing Countries, World Bank 2005, Estados Unidos de América.
- Programa de investigación y desarrollo tecnológico del sector energía 2002-2006, SENER 2002, México.
- Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico, CFE 2005, México.
- Programa Sectorial de Energía 2001-2006, SENER 2000, México.
- Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013, SENER 2004, México.
- Prospectiva del Sector Eléctrico 2005-2014, SENER 2005, México.
- Prospectiva tecnológica del sector energía para el siglo XXI Visión al 2003, SENER 2005, México.
- Quinto Informe de Labores CFE 2005, México.
- Seminario Energía Limpia y Financiamiento en Municipios, SENER 2005, México.

- Seminario México-Unión Europea para la promoción de tecnología en eficiencia energética y energía renovable, CRE 2005, México.
- Tercer Informe de Gobierno, SENER 2005, México.
- Una Visión al 2030 de la Utilización de las Energías Renovables en México, UAM 2005, México.
- Wind Energy Resource Atlas of Oaxaca, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2003, Estados Unidos de América.

Sitios web

sie.energia.gob.mx/

www.aeelica.es

www.amdee.org

www.cfe.gob.mx/

www.conae.gob.mx/

www.conuee.gob.mx

www.cre.gob.mx/

www.energia.gob.mx/

www.energia.com

www.ewea.org

www.iie.org.mx

www.ine.gob.mx/

www.re.sandia.gov/

www.sener.gob.mx/

<http://windfacts.eu>

www.wheelabratortechologies.com/WTI/CEP/nbroward.asp