

SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

SOLÓN PINO GIRALDO

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

DIRIGIDO POR: INGENIERO JOSE AMADO AGUILAR

MEDELLÍN 2008

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRICA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y MECÁNICA
FACULTAD DE MINAS
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
MEDELLÍN

2009

[Regresar al contenido](#)

below

CONTENIDO

Tema	Pagina
CONTENIDO	
LISTA DE TABLAS	
LISTA DE FIGURAS	
INTRODUCCIÓN	
1. ESTIMACIÓN DE LA ENERGIA EÓLICA	11
1.1. Patrones De Circulación Del Viento	11
2. EQUIPOS DE CONVERSIÓN DE ENERGIA EÓLICA EN ELÉCTRICA	18
2.1. Tipos de turbinas eólicas	18
2.2. El Rotor de la Turbina Eólica de Eje Horizontal.	21
2.3. Las Aspas	22
2.4. La torre	23
2.5. El Sistema de Transmisión	24
2.6. Otros Componentes de la Turbina	24
2.7. El Generador Eléctrico	26
2.8. Transformador	27
2.9. Parques Eólicos	28
2.9.1. El Concepto de Parque Eólico	28
3. ASPECTOS COMERCIALES	32
3.1. Visión General de la Energía Eólica	32
3.2. Impacto Mundial de la Energía Eólica	33
3.3. Expectativas Mundial de la Energía Eólica	36
3.4. Antecedentes de Uso de Energía Eólica en Colombia	36
3.5. Actualidad de las Energías No Convencionales en Colombia.	37
3.6. Expectativa de la Energía Eólica en Colombia	39
4. Parque Eólicos en Colombia. Parque de Generación Eólica Jepirachi.	52

[Regresar al contenido](#)

[Regresar al contenido](#)

below

4.1. Ubicación Geográfica	52
4.2. Antecedentes del Parque Eólico Jepirachi	53
4.3. Criterios para la Selección del Sitio del Parque Jepirachi	54
4.4. Medición y Monitoreo del Recurso Eólico en La Zona del Parque Eólico Jepirachi.	55
4.5. Validación de los Datos Medidos	57
4.6. Certificaciones Ambientales	57
4.7. Puesta en Operación de las Estaciones de Medición y Culminación de los Estudios.	58
4.8. Obras Civiles, Vías y fundaciones de las torres	59
4.9. Transporte y Montaje de los Equipos de las Turbinas Nordex N60	60
4.10. Características del Parque Eólico Jepirachi	62
5. ESTUDIOS Y DISEÑO DE PROYECTOS EÓLICOS	67
5.1. Normas sobre Especificaciones Técnicas de Turbinas Eólicas	68
5.2. Cálculo de la Energía Eólica Entregada.	69
5.2.1. Cálculo de la Variación De La Velocidad Del Viento Con La Altura	69
5.2.2. Cálculo de la Potencia del Viento	69
5.2.3. Información Necesaria Para Evaluar El Uso De La Energia Eolica	70
5.2.3.1. Datos Meteorológicos Requeridos	70
5.2.3.2. Velocidad de Viento Promedio Anual	70
5.2.3.3. Variaciones Estacionales	70
5.3. Producción Neta de un sistema eólico.	70
5.4. Limitaciones a la Potencia Eléctrica extraída del viento.	74
5.5. Cálculos para Sistemas Eólicos con Pequeños Aerogeneradores	80
5.6. Representación Computacional de Aerogeneradores	103
5.6.1. Simulación de la Entrada del Viento en Simulink Con Wind Turbine Blockset	103
5.6.2. Modelos del Rotor	104
5.6.3.2. Modelo de inercia del rotor de dos masas	107

[Regresar al contenido](#)

[Regresar al contenido](#)

below

5.6.3.3. Modelo de inercia del rotor de una masa	109
5.6.2. Modelos del Generador de Inducción o Generador Asincrónico.	110
6. HERRAMIENTAS DE DISEÑO PARA SISTEMAS EÓLICOS.	114
6.1. Programa WAsP: Wind Atlas Analysis and Application Program	114
6.2. Definición de la Orientación de las Turbinas	115
6.3. Micrositing.	117
6.4. SiteWind	117
6.5. Winpro, Software desarrollado por Alemanes y Daneses	118
6.6. WindFarm, GarradHassan Gran Bretaña	119
6.7. Otras Aplicaciones para Parques Eólicos	120
7. SIMULACIONES Y RESULTADOS DE TURBINAS TRIFÁSICAS AISLADAS	121
7.1. Datos de simulación turbina aislada de SIMPOWER SYSTEM SIMULINK.	122
7.2. Valores Obtenidos simulación turbina aislada de SIMPOWER SYSTEM.	124
7.2.1. Valores de Estado Estable	125
7.2.2. Valores de Inicialización	128
7.3. Verificación del comportamiento de los modelos del diagrama del aerogenerador aislado.	129
7.4. Determinación de la Potencia Reactiva necesaria por cálculo directo y por la Curva de Histéresis	130
7.5. Aerogenerador Asincrónico con Wind Turbine Blockset	134
7.5.1. Los datos de entrada para este aerogenerador	134
7.5.2. Datos corregidos por temperatura y frecuencia para el caso	135
7.5.3. Cálculo De La Corriente	136
7.6. Cálculo de Parámetros RLC	135
8. CONCLUSIONES	141
BIBLIOGRAFIA	142

[Regresar al contenido](#)

LISTA DE TABLAS

Número y nombre de la tabla	Pagina
Tabla 1. Valores Esperados de Velocidad del Viento a Diferentes Alturas	16
Tabla 2. Tamaño Típico de Aerogeneradores y velocidad de rotación	22
Tabla 3. Expectativa de la Energía Eólica en China	35
Tabla 4. Factores o Entradas necesarias para la valoración de entradas reales.	42
Tabla 5. Medidas compensatorias de EPM a la Comunidad Wayuú: Población del área cercana.	47
Tabla 6. Valores Nominales del Parque Eólico Jepirachi	64
Tabla 7. Variación de la Potencia Eólica Específica con la velocidad del viento promedio.	68
Tabla 8. Densidad del Aire a Diferentes Alturas sobre el Nivel del Mar.	69
Tabla 9. Coeficiente de rendimiento máximo para diferentes rotores/turbinas eólicas.	77
Tabla 10. Resultados de la linearización del alabe para un rotor de 2.4 m	82
Tabla 11. Inducción Permanente e Inducción Exterior.	93
Tabla 12. Valor de B(t) según ángulo girado por el rotor respecto a las bobinas 2 y 5.	95
Tabla 13. Valor de B(t) según el ángulo girado por el rotor respecto a las bobinas 3 y 6	95
Tabla 14. Valores Teóricos de la tensión en la bobina de acuerdo a la velocidad del rotor.	96
Tabla 15. Diámetro del rotor para generadores grandes	134

LISTA DE FIGURAS

Numero y Nombre de la Figura	Pagina
Figura 1. Representación del patrón global de circulación de vientos	11
Figura 2. Brisa Marina, Día	11
Figura 3. Brisa Noche, Día	13
Figura 4. Vientos de valle-montaña, Diurno	13
Figura 5. Vientos de valle-montaña, Nocturno	14
Figura 6. Vientos térmicos de montaña	14
Figura 7. Vientos de Escala Micro impulsados por la brisa marina del día, arriba y de la noche abajo	15
Figura 8. Perfiles de velocidad de viento, en función de las características topográficas del terreno	15
Figura 9. Aceleración del viento en pasos de montaña	17
Figura 10. Incremento del tamaño de las unidades de generación eólica disponibles en el mercado	18
Figura 11. Configuración típica de sistemas de conversión de energía eólica de eje horizontal.	19
Figura 12. Configuración típica de sistemas de conversión de energía eólica de eje vertical.	20
Figura 13. Turbina de eje horizontal	21
Figura 14. Turbina de eje vertical	21
Figura 15. Rotor a Barlovento y Rotor a Sotavento	22
Figura 16. Tipos de Torres para Turbinas Eólicas Horizontales	24
Figura 17. Partes de una turbina de viento	25
Figura 18. Disposición típica de elementos en un	26
Figura 19. Turbina eólica de velocidad variable con conexión directa a Generador Sincrónico.	26
Figura 20. Turbina eólica velocidad variable con Generador de inducción , rotor de fase partida.	27
Figura 21. Turbina eólica de velocidad constante con Generador de inducción, rotor en jaula de ardilla	27
Figura 22. Transformador Tipo Seco Clase H, con cabina, para instalar, en la base de la torre, de la turbina eólica	27
Figura 23. Parque Eólico Jepirachi, en Litoral, visto desde el Camino al Cabo de la Vela.	28
Figura 24. Parque eólico de Tauern, Alemania, En filo de montaña	28
Figura 25. Parque eólico en el mar o off-shore en Dinamarca	29
Figura 26. Subestación Encapsulada de Jepirachi	29
Figura 27. Transformador Principal de Jepirachi	30
Figura 28. Transformador encapsulado tipo seco para ser usado en aplicaciones marítimas y turbinas off-shore	31
Figura 29. Crecimiento del Consumo de Energía en Holanda en el último medio siglo.	33
Figura 30. Capacidad instalada en el mundo de Energía Eólica a Diciembre del 2008	34
Figura 31. Capacidad producción de energía eólica en Estado Unidos, Europa y Otros países, en el 2002	35
Figura 32. Precios de Mercado Energético, en rojo y Escenario Hidrológico abundante o escaso	40
Figura 33. Valor de la Opción de Venta de energía en la bolsa	41
Figura 34. Dinámica Empresa Generadora – Comercializadora	42
Figura 35. Dinámica del Mercado de Energía en Colombia	42
Figura 36. Años de posible decisión de expandir el parque eólico a 300 MW	43
Figura 37. Fuentes de Incertidumbre	44
Figura 38. Ubicación del Parque Eólico Jepirachi, en el Norte de Colombia	52
Figura 39. Equipo eólico transportado por mar, descargado e instalado en el Parque Eólico Jepirachi.	34
Figura 40. Sistemas de Comunicación de datos vía satélite usando los Satelites GOES.	55
Figura 41. Sensor Barométrico o Barocap y Transmisor análogo de datos de Presión	55

Atmosférica

Figura 42. Estación de medición meteorológica y monitoreo vía satélite con sistema GOES	56
Figura 43. Anemómetro y veleta. Los anemómetros utilizados por EPM son marca: Met One, Tiess, Young y Vector	56
Figura 44. Veleta y Sensor marca Young, para determinar la dirección y velocidad del viento	57
Figura 45. Sensor de viento multifunción ultrasónico WXT520	57
Figura 46. Equipos de Telemetría usados por EPM en las torres de medición	59
Figura 47. Virola de pernos para la torre de un aerogenerador rodeado por la malla de tierra y el enmallado de la base de la obra civil	60
Figura 48. Descarga de una sección de la torre y de una de las palas de los aerogeneradores N60/1300 KW, del parque Eólico Jepirachi.	60
Figura 49. Izado de la primera y tercera pala del aerogenerador Nordex N60/1300 KW	60
Figura 50. Izado y Espera en el Hub o Gondola, para la Instalación de una de las palas de un aerogenerador	61
Figura 51. Primer Aerogenerador instalado en Colombia, marca Nordex N60/25	61
Figura 52. Aerogenerador Nordex 60/250 1300KW	62
Figura 53. Parque Eólico Jepirachi en la Alta Guajira y sus proximidades	62
Figura 54. Cables de Salida del aerogenerador	63
Figura 55. Subestación 13,8 / 110 KV	63
Figura 56. Sistema de Transmisión del Norte de Colombia	64
Figura 57. Equipos de Control y Monitoreo de Las Turbinas N60/250 1300 KW	65
Figura 58. Planta de Emergencia	65
Figura 59. Resumen del Cronograma de Obras Eólico Parque Jepirachi	66
Figura 60. Potencia eólica específica en función de la velocidad para condiciones normales de presión y temperatura	68
Figura 61. Variaciones estacionales aeropuerto Camilo Daza – Cúcuta	70
Figura 62. Curva de factor de planta, velocidad nominal y promedio de viento	72
Figura 63. Curva típica de potencia vs velocidad de viento para un cp dado	74
Figura 64. Distribuciones de probabilidad de Weibull para diferentes valores de α	74
Figura 65. Energía eléctrica efectiva entregada por una turbina eólica en un sitio específico	75
Figura 66. Teoría de Momentum Axial correspondiente a un área o disco actuador de una turbina de eje horizontal	75
Figura 67. Límite de rendimiento máximo para diferentes rotores eólicos actuando a su velocidad específica optima	77
Figura 68. Fuerzas aerodinámicas sobre la pala de un aerogenerador	78
Figura 69. Coeficientes de sustentación C_L y de arrastre C_D de una pala para diferentes ángulos	78
Figura 70. Altura de las torres y diámetro de los rotores de acuerdo a la capacidad de los pequeños y medianos aerogeneradores	80
Figura 71. Pequeño aerogenerador de menos de 1 KW	81
Figura 72. Pala tipo NACA 4412	83
Figura 73. Detalles de la fabricación de los alabes de madera, dándole los ángulos β a las secciones y ensamblándolas al rotor	83
Figura 74. Sección del extremo raíz de la pala, que tiene las dimensiones indicadas en mm	84
Figura 75. f.m.m. de una bobina simple o espira elemental de paso diametral rotativa	86
Figura 76. Diagrama simplificado de la máquina de inducción con rotor devanado	88
Figura 77. Ubicación de los imanes en las dos partes del rotor de un generador de imanes fijos	
Figura 78. Bobinas eléctricas del generador de imanes permanentes	93
Figura 79. Distribución de las bobinas respecto a los imanes	94
Figura 80. Líneas de campo magnético en un imán de altura a y su dispersión 1,15.a	96
Figura 81. Planta Eólico – Diesel de mediano tamaño con Convertidor Rotativo	98
Figura 82. Curva de demanda respecto a las curvas de producción de energía de sistemas Eólico-Diesel	99
Figura 83. Curvas típicas de demanda de energía en Colombia	100
Figura 84. Densidad Espectral del Algoritmo de Ziggurat vs El Simulink Based Limited	103
Figura 85. Modelo del Viento en Wind Turbine Blockset	104
Figura 86. Modelo del rotor de una turbina eólica de velocidad variable y control de pitch	105
Figura 87. Interface gráfica o mascara para ingresar paramentros del rotor	106
Figura 88. Modelo del rotor de tres masas	107
Figura 89. Modelo de dos masas	107
Figura 90. Ventana o Interface para ingresar datos del modelo de 2 Masas	108
Figura 91. Modelo del dos masas en Simulink, para una turbina eólica	109

Figura 92.	Modelo de una masa para el rotor de una turbina eólica	109
Figura 93.	Modelo ABC abc de la Máquina de inducción de doble devanado.	109
Figura 94.	Modelo ABC abc de la Máquina de inducción de doble devanado.	110
Figura 95.	Diferentes referencias para el análisis de las máquinas de inducción	111
Figura 96.	Modelo de la Máquina de Inducción en representación dq	113
Figura 97.	Interface gráfica del programa de análisis eólico WAsP.	114
Figura 98.	Información básica necesaria para definir la ubicación o distribución de las turbinas	114
Figura 99.	Rosa de los Vientos del Aeropuerto Camilo DAZA de Cúcuta	115
Figura 100.	Rosa de los vientos y distribución de probabilidad de Weibull generada con MATLAB. Según el programa del Anexo 3.	116
Figura 101.	Rosa de Vientos y Distribuciones de probabilidad ajustadas para Jepirachi, con programas WinPRO, Hydstra y herramientas propias de EPM.	116
Figura 102.	Interface Gráfica de WAsP para Micro	117
Figura 103.	Interface gráfica de WindPro, ilustrando resultados del Parque Eólico de Zaragoza España	118
Figura 104.	Interface gráfica de WindPro para Micrositing y visualización de las unidades en el paisaje	119
Figura 105.	Interface Gráfica del WindFarmer o WindFarm	119
Figura 106.	Proceso de cálculo de las posiciones de las máquinas, usados en los programas para parques eólicos.	120
Figura 107.	Simulación de una Turbina eólica aislada de la Red Eléctrica.	121
Figura 108.	Modelo de la Turbina en SimPower System Blockset, sin el rotor.	122
Figura 109.	Detalle bloque Wind Turbine, la velocidad angular se convierte a rpm	122
Figura 110.	Curva Característica Normalizada para 275 KW y velocidad en rpm.	123
Figura 111.	Interfaces de Configuración del Generador Eléctrico Asíncrono.	124
Figura 112.	Generador Asíncrono para arranque auto-excitado.	129
Figura 113.	Curva de Histéresis	130
Figura 114.	Voltaje del Estator del Generador en Conexión para arranque auto-excitado	131
Figura 115.	Generador con Breakers, Modulos de Visor y de lectura al Workspace.	132
Figura 116.	Voltaje V_{s_q} del Estator del Generador en Conexión para arranque auto-excitado	132
Figura 117.	Generador con Breakers, Modulos de Visor y de lectura al Workspace	133
Figura 118.	Generador Asíncrono y Turbina Eólica Aislada de la red, con bloques de medida.	133
Figura 119.	Circuito Equivalente referido al estator del generador de inducción.	136
Figura 120.	Diagrama para caracterizar y estimar, voltajes, corrientes y torque del generador de inducción o asíncrono con rotor en jaula de ardilla.	137
Figura 121.	Corriente de fase en función de la velocidad angular.	137
Figura 122.	Voltaje de fase en estado estable. En función de la velocidad angular, para el generador auto-excitado	138
Figura 123.	Diagrama del generador y el modelo de una masa, energizado por funete trifásica.	138
Figura 124.	Diagrama de la turbina con Active Stall, Modelo de dos masas y generador asíncrono con representación ABC con rotor en jaula de ardilla.	139
Figura 125.	Interface para calcular los paramentros RLC	140

INTRODUCCIÓN.

En aprovechamiento de recursos energéticos renovables para la producción de energía todo se ha hecho en el país alrededor de los mega proyectos hidroeléctricos, que tienen un alto impacto social y económico en las regiones donde se han implementado, por eso a partir de la experiencia del Parque Jeparachi, el Estado Colombiano a través de la Unidad de Planeación Minero Energética, ha venido adoptando normas relativas a esta forma alternativa de generación energía a partir del viento, basado en normas internacionales, en las incipientes experiencias comerciales para distribuir aerogeneradores monofásicos, en experiencias locales con molinos, otros usos de los aerogeneradores y de proyectos de aerogeneradores monofásicos para zonas aisladas o no interconectadas. Es así como se conforma el Comité 185 del Instituto Colombiano de Normas Técnicas ICONTEC para la normalización de la Energía Eólica y se producen a partir de él la Guía 113 para la utilización de Energía Eólica para Bombeo de Agua y la Guía 172 Energía Eólica. Guía para la Generación de Energía Eléctrica (18). Y se asume toda la normatividad internacional de IEC como norma nacional NTC avalada por el ICONTEC (18). Ver Anexo 1.

El crecimiento acelerado de la industria y el negocio de la energía eólica ha roto el paradigma de la estabilización tecnológica y ha enfatizado otro paradigma, el de la investigación permanente. A diferencia de otras actividades industriales con alto impacto económico en la industria de energía eólica la investigación fue la base de los primeros proyectos exitosos, durante y después de la segunda guerra mundial. La investigación fue indispensable en el primer parque eólico en el Estado de California en Estados Unidos, y a partir de allí todos los pronósticos han sido superados: Las turbinas de 250kw han sido superadas en capacidad y tamaño, por unidades superiores de 1 MW a 3 MW, que son las que se han instalado en los últimos años y actualmente se busca implementar turbinas aún de mayor potencia, entre 5 y 6 MW, sobre las cuales nadie puede predecir aún su éxito o su fracaso, debido que hasta el momento en general la industria y la tecnología han ido de la mano en incrementar el tamaño de las unidades individuales, disminuir los riesgos e imprevistos, precisamente investigando mejor los equipos actuales, las condiciones del medio ambiente y del clima, implementando sistemas de control en cada uno de los subsistemas del parque eólico, de la turbina y de la red asociada y optimizando al máximo estos controles.

En algunos campos de trabajo de la energía eólica se ha llegado al límite de la tecnología e industria, por ello, han sucedido y reportado casos específicos de colapso de los materiales, fatiga en los mismos, descargas eléctricas, fallas eléctricas y problemas de mantenimientos tanto por causas endógenas como exógenas, a lo cual la industria a respondido con propuestas y ofertas de equipos y materiales nuevos, con evidentes mejoras tecnológicas respecto a sus antecesores. Lo que solo es posible cuando los investigadores ofrecen sus avances a la industria para materializarlos en productos y servicios que sean competitivos en este umbral de la tecnología. Es posible que como aporte e investigación científico, los logros no sean agigantados, pero lo que sí es evidente es que pequeños logros científicos y determinadas certezas prácticas son la base de grandes avances técnicos y de equipos más eficientes, más controlados y sofisticados.

La energía eólica está impulsando las economías de los países industrializados y les está permitiendo avanzar sustancialmente en la sustitución de combustibles fósiles con evidentes beneficios en los aspectos ambientales, económicos, sociales, sin desplazar capital y fuerza de trabajo de otros sectores como el agrícola, el minero o el de la construcción, como lo requieren otras formas de conversión de energía, y todo ello producto de iniciativas técnicas y tecnológicas apoyadas por los estados, gobiernos y gobernantes de una forma determinada y clara, con algunos momentos estacionarios, pero en general con un crecimiento acelerado que se ha incrementado en los últimos años.

Es muy interesante poder abordar la tecnología de las turbinas eólicas, desde lo más básico, sin repetir su recorrido histórico y aprovechando la información disponible sobre el estado

del arte en este tema. Como es evidente, hay muchos temas en los cuales se puede realizar estudios valiosos para el desarrollo de la energía eólica, la necesidad de basar todo proyecto o plan en la evidente existencia del recurso natural : el viento y la necesidad de cuantificar y cualificar la disponibilidad del mismo, por un lado y por otro lado, la necesidad de definir claramente la estructura y el equipo necesario, para que este tipo de proyectos sea exitoso, plantea una gran cantidad de áreas de estudio que pueden ser abordadas con diferentes herramientas. En Colombia por muchos años era evidente que se necesitaba un mapa o Atlas de vientos [14]. el cual ya se ha elaborado. Por ello este trabajo está orientado a una parte sencilla, pero igualmente importante la cual es describir técnicamente los aerogeneradores o turbinas eólicas, para producir energía eléctrica sin conectarlas y para conectarlas a redes eléctricas existentes, permitiendo simular su operación y entender el proceso de conversión de energía del viento en energía eléctrica, para ello nos serviremos de la implementación de diagramas en Simulink, simulador gráfico multi-dominio de la plataforma MATLAB, basados en la Librería de Bloques diseñada para la generación eólica en parques eólicos predefinidos y por Librerías de Bloques diseñadas para la generación en el marco del Proyecto del la Agencia Danesa de Energía: Danish Energy Agency según el contrato: contract #ENS-1363/01-0013, y que fue adelantado en cooperación con el Laboratorio Nacional RISØ de La Universidad de Aalborg llamado: Wind Turbine Blockset. [5]

Se discutirá si estas librerías aportan los suficientes recursos para simular y representar analíticamente los diagramas que representan los sistemas eólicos, enfocándose en casos específicos y aprovechando las ayudas disponibles y textos vinculados como manuales, guías y reportes de aplicaciones conocidas.

Personalmente y con el apoyo de nuestro director en este trabajo, Ingeniero Electricista y Docente Universitario José Amado Aguilar y el decidió respaldo de la dirección del programa de Ingeniería Eléctrica en cabeza de la Dra. Msc Rosa Elvira Correa Gutierrez y de la Escuela de Mecatrónica, en cabeza del Ingeniero Efraín Antonio Pérez Rojas, Oficialmente reconocida como Escuela de Ingeniería Eléctrica y Mecánica, esperamos que éste trabajo aporte al reconocimiento de estas tecnologías y ayude a abrir las puertas para una mayor implementación de las mismas local y nacionalmente, como ya se vienen usando en los países industrializados.

1. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA

1.1. Patrones De Circulación Del Viento

El viento es aire en movimiento y es una forma indirecta de la energía solar. Este movimiento de las masas de aire se origina por diferencias de temperatura causada por la radiación solar sobre la superficie terrestre, que junto a la rotación de la tierra, crean entonces los llamados, patrones globales de circulación.

El flujo de energía solar total absorbido por la tierra es del orden de 10^{17} vatios, lo cual es aproximadamente 10,000 veces la tasa total mundial del consumo energético. Una pequeña porción del flujo total solar (aproximadamente 1% o 10^{15} vatios) se convierte en movimiento atmosférico o viento.

En una escala global las regiones alrededor del eje ecuador reciben una ganancia neta de energía mientras que en las regiones polares hay una pérdida neta de energía por radiación. Esto implica un mecanismo por el cual la energía recibida en las regiones ecuatoriales sea transportada a los polos.

Las masas de aire caliente en la región ecuatorial ascienden (causando la formación de nubes y al chocarse estas de descargas eléctricas o relámpagos) en una banda delgada de alrededor 100 Km. de ancho, llamada la Zona de Convergencia Intertropical: ZCIT. Esta zona se ubica más o menos paralela al ecuador alrededor de la tierra. Se ilustra en la Figura 1.

En la parte superior de la atmósfera estas masas de aire se dividen en dos, una alejándose del ecuador hacia el norte y otra alejándose hacia el sur. Al alejarse del ecuador, el aire se enfría y se vuelve más pesado. A aproximadamente 30° de latitud Norte y Sur, este aire empieza a descender, causando un clima seco y sin nubes. En estas latitudes es donde se encuentran los grandes desiertos alrededor del mundo.

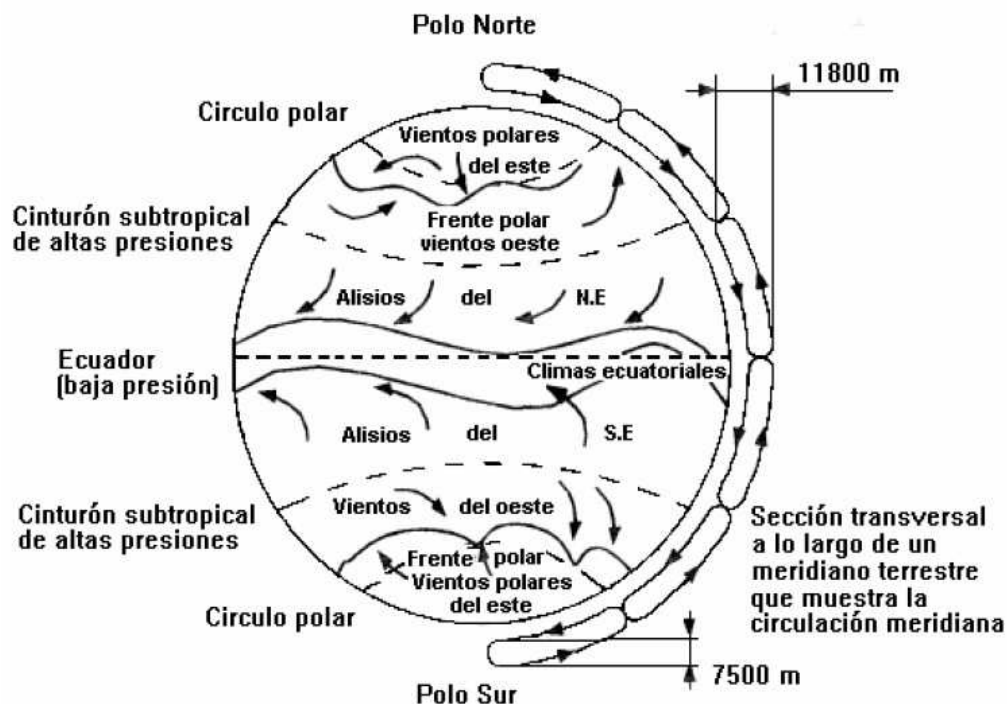


Figura 1. Representación del patrón global de circulación de vientos, [3]

A nivel de superficie terrestre, los vientos se devuelven hacia el ecuador como vientos alisios. Debido a la rotación de la tierra su dirección se desvía hacia el oeste en los dos hemisferios norte y sur. Por esto la dirección de los vientos alisios es NE y SE, la dirección se determina por la dirección de donde viene el viento y no hacia donde se dirige.

La Zona de Convergencia Intertropical se desplaza hacia el norte del ecuador durante el verano del hemisferio norte y hacia el sur en el invierno. Es muy estable y por esto los vientos alisios son permanentes. Dentro de esta zona, se encuentran vientos de baja intensidad, interrumpidos por un alto nivel de tormentas eléctricas. Al tiempo, se pueden experimentar largos períodos de calma de viento.

En el exterior de la circulación entre los trópicos, vientos del oeste son predominantes. Esta circulación es más bien inestable y se caracteriza por una estructura ondulada y formación de depresiones atmosféricas moviéndose del oeste hacia el este.

Desviaciones del patrón general de circulación de aire en movimiento ocurren debido a la distribución no homogénea de masas de tierra sobre el globo. En promedio, mayor concentración de masas de tierra se encuentra en el hemisferio norte que en el hemisferio sur.

Dado que la masa de tierra se calienta más fácilmente por el sol, que los océanos, la posición promedio de la ZCIT es 5° Norte del ecuador.

1.1.1. Vientos de Escala Macro (100 - 10,000 Km/h ó 27.7778 – 2777.78 m/s)

El flujo de viento originado por la circulación global se conoce como vientos de escala macro. La escala horizontal de movimiento de estos vientos va desde algunos cientos a miles de kilómetros. El viento de escala macro (no perturbado por características de la superficie terrestre excepto por cadenas de montañas) se encuentra en altitudes superiores a los 1,000 metros.

1.1.2. Vientos de Escala Media (5 a 200 Km/h ó 1.3889 - 55.5556 m/s)

Las variaciones de la superficie terrestre con escala horizontal de 10 a 100 Kilómetros tienen una influencia en el flujo de viento entre los 100 y 1,000 metros de altura sobre el terreno. Obviamente, la topografía es importante y los vientos tienden a fluir por encima y alrededor de montañas y colinas. Cualquier otro obstáculo (ó rugosidad) sobre la superficie terrestre de gran tamaño desacelera el flujo de aire. A manera de ejemplo se ilustran dos tipos de vientos de escala media o de naturaleza local como son la brisa marina y los vientos de montaña.

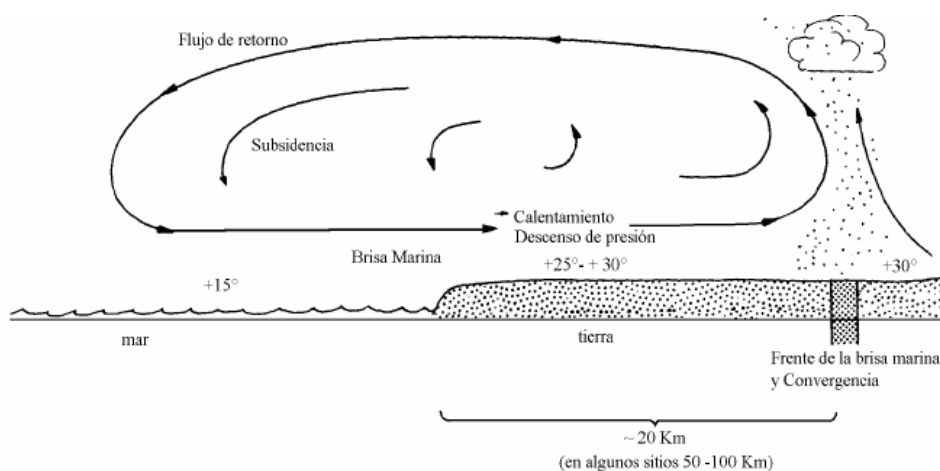


Figura 2. Brisa Marina, Día, [3]

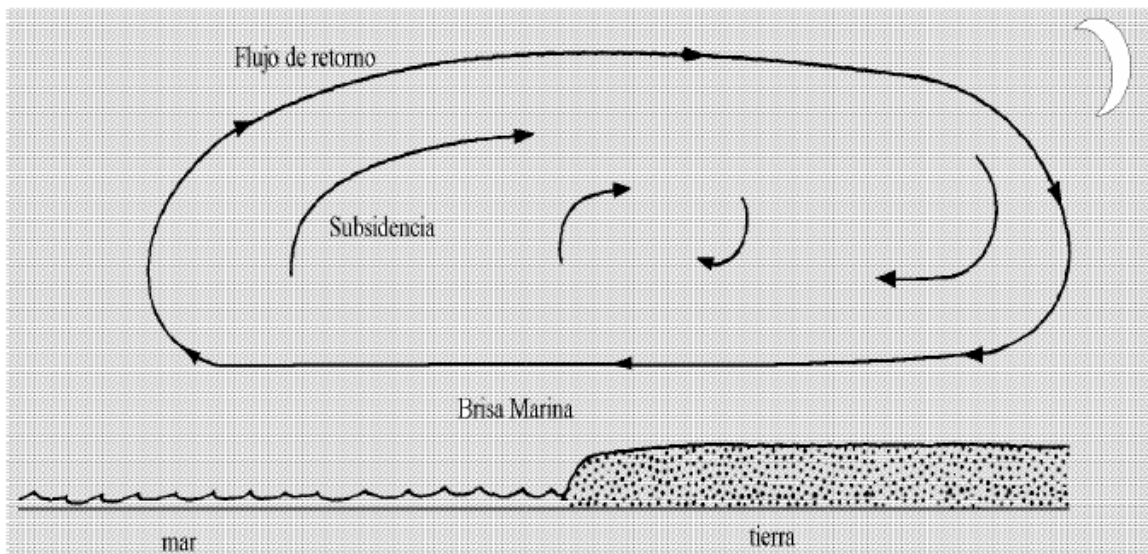


Figura 3. Brisa Marina, Noche

Cerca a las playas se pueden observar los patrones de brisa marina (Ver figura 2). Durante el día la tierra se calienta más que el agua (mar o lago), el aire sobre la tierra asciende y la brisa marina se desarrolla.

Durante la noche, la tierra se enfría a temperaturas menores que la del agua, causando una brisa terrestre. Esta es usualmente más débil que la brisa marina. Ver Figura 3.



Figura 4. Vientos de valle-montaña, Diurno.

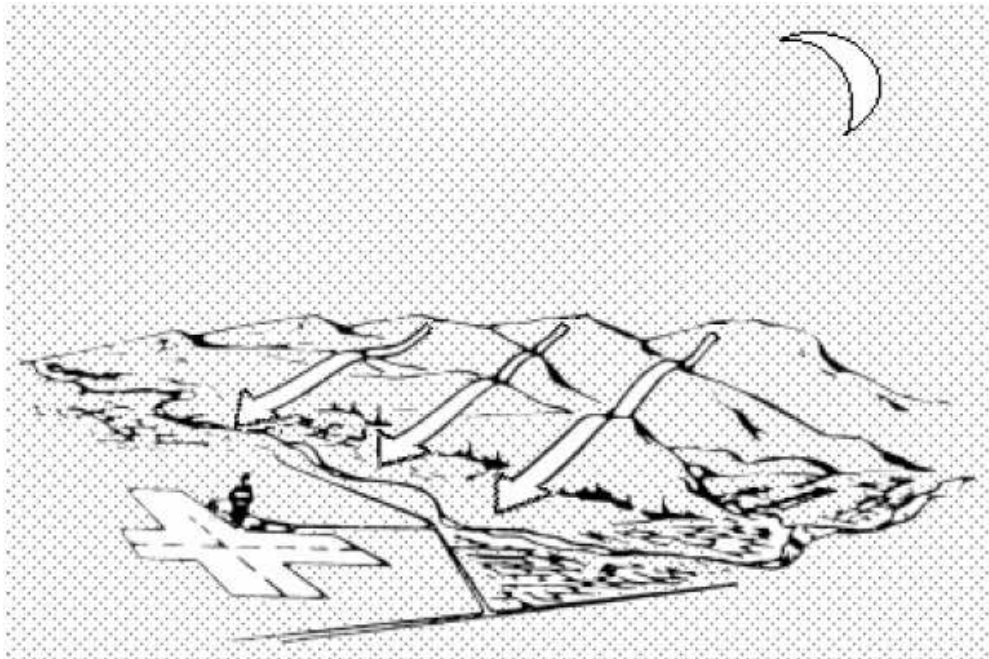


Figura 5. Vientos de valle-montaña, Nocturno.

Otro ejemplo involucra los vientos de valle-montaña. Durante el día, las faldas de las montañas se calientan, el aire asciende y el viento tiende a fluir a través del valle hacia la montaña. Ver figura 4. Durante la noche, el fenómeno contrario ocurre: aire frío se mueve hacia abajo de la falda de la montaña, forzando el viento a soplar hacia el valle. Ver figura 5.

En las regiones tropicales vientos térmicos son muy comunes. Estos vientos, los cuales son causados por gradientes de temperatura a lo largo de la superficie terrestre, pueden ser fuertes durante el día, especialmente en regiones desérticas, ver Figura 6.



Figura 6. Vientos térmicos de montaña [15].

1.1.3. Vientos de Escala Micro (hasta 10 Km/h o 2.7778 m/s)

En una escala micro, los vientos de superficie (entre 60 y 100 metros sobre el terreno), los cuales son los más usados actualmente para la aplicación directa de la conversión de la energía eólica, son influenciados por las condiciones locales de la superficie, como la rugosidad del terreno (vegetación, edificios) y obstáculos.

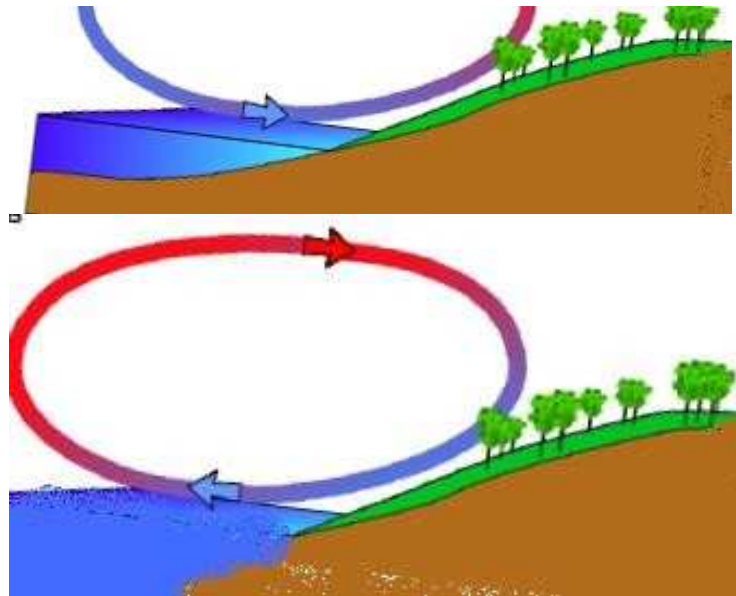


Figura 7. Vientos de Escala Micro impulsados por la brisa marina del día, arriba y de la noche abajo [15].

1.2. Variación Del Viento Con La Altura Sobre El Terreno

El perfil del viento o velocidad de viento como una función de la altura sobre el terreno

es expresado en una relación matemática sencilla. La forma de este perfil dependerá principalmente de la rugosidad del terreno. Figura 9 ilustra el comportamiento de perfil de velocidades del viento en función de las características topográficas del terreno.

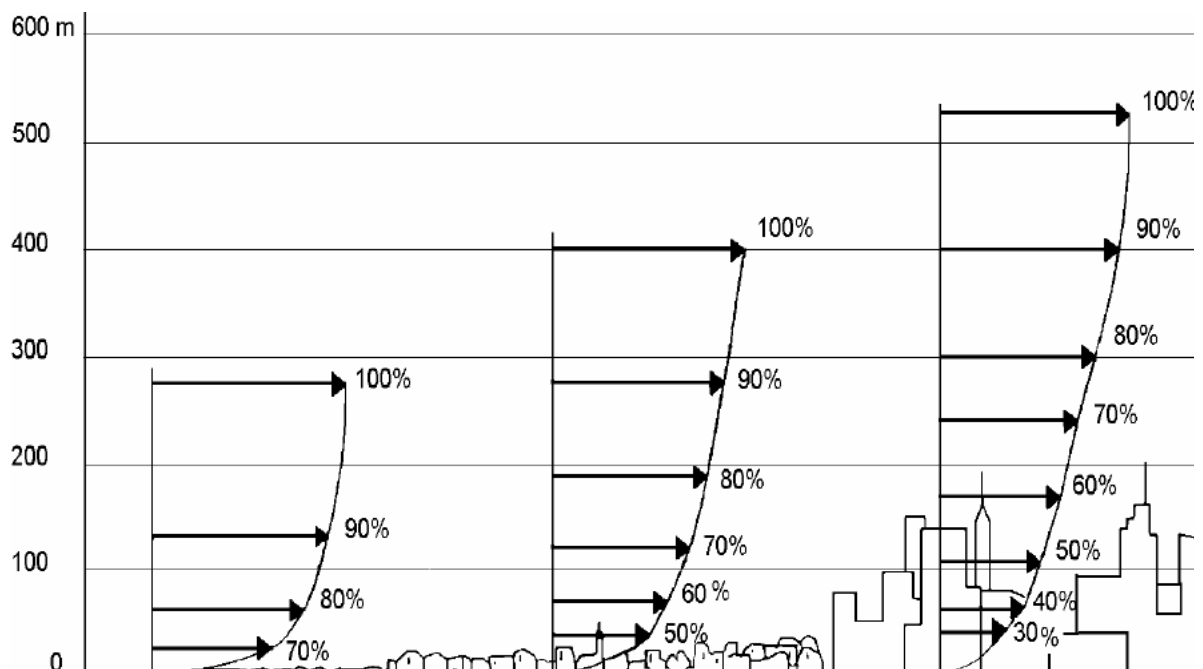


Figura 8. Perfiles de velocidad de viento, en función de las características topográficas del terreno. [3]

A mayor rugosidad (relativo a la altura promedio de los obstáculos), mayor será la desaceleración del viento cerca de la superficie. Algunos métodos de clasificación general se han desarrollado para cuantificar esta rugosidad de la superficie. La rugosidad al ser cuantificada en un lugar específico, puede variar en diferentes direcciones; y por lo tanto el perfil de velocidades de viento dependerá de la dirección del viento.

Dado que la medición meteorológica se realiza a 10, 20, 30 50 y hasta 80 metros de altura, la siguiente tabla, de rápida referencia, ilustra los valores de velocidad de viento promedio que se pueden esperar para mayores alturas sobre el terreno, basado en este modelo sencillo de perfiles de velocidades.

TABLA A1 - VALORES ESPERADOS DE VELOCIDAD DE VIENTO A DIFERENTES ALTURAS

Velocidad de Viento Promedio medida en (m/s) a 10 metros	Velocidad de Viento Promedio Esperada en (m/s)		
	20 metros	30 metros	40 metros
3	3.3	3.5	3.7
4	4.4	4.7	4.9
5	5.5	5.8	6.1
6	6.6	7.0	7.3
7	7.7	8.2	8.5
8	8.8	9.4	9.8
9	9.9	10.5	11.0
10	11.0	11.7	12.2

Otro concepto importante es la velocidad de viento potencial, que se define como la velocidad de viento que se observaría en un terreno completamente plano y abierto, típicamente especificado para 10 metros de altura sobre el terreno. La velocidad de viento potencial es básicamente una magnitud de escala media. Debido a su definición, esta no depende de características de rugosidad locales. A través del perfil para terreno abierto y plano, esta velocidad se relaciona con la velocidad de viento a 60 y 100 metros sobre la superficie del terreno. Esta es la cantidad que típicamente se indica en los mapas eólicos.

Para hallar la velocidad de viento actual (no potencial) en un lugar específico, se deben aplicar correlaciones a la velocidad de viento potencial, la cual dependerá sobre las características de rugosidad del lugar. Para el **terreno complejo** (montañas, colinas, valles, pasos entre montañas) la situación es bastante diferente (Ver figura 9). El flujo de viento sobre y alrededor de montañas es complejo y hasta ahora, conceptos analíticos sencillos no se pueden aplicar para modelar tales flujos y se requieren mediciones de un año o más, sobre el terreno, para definir el perfil eólico.

Algunos Ingenieros como Diego Botero Garcia de Wind Test GL Company Compañía Alemana de Ingeniería especializada en Generación Eólica y Walter del Rio Coordinador del Parque Eólico Jepirachi de Empresas Públicas de Medellín en el Seminario Una Visión Práctica de la Energía Eólica realizado el 20 de Mayo del 2009 en Medellín [15], han recomendado hacer mediciones por varios años y recoger la mayor información posible sobre antecedentes históricos de todos los períodos anteriores, dado que como mencionó el Ingeniero Walter del Rio: El deterioro actual del medio ambiente a afectado de tal forma el clima, que se tienen periodos de lluvias demasiado largos, incluso superiores a un año y aunque hasta ahora no se han visto en Colombia, se estima que podrán venir períodos de sequía igualmente largos.

En el Seminario el Ingeniero Diego Botero García fue enfático en mencionar que en general se prefiere trabajar en zonas donde el viento puede considerarse con un flujo denso, laminar y con pocas turbulencias, zonas donde se presenten pocos obstáculos y la rugosidad del terreno sea mínima, esto es muy evidente al ver como se producen remolinos y aceleraciones locales súbitas en los pasos de montaña:

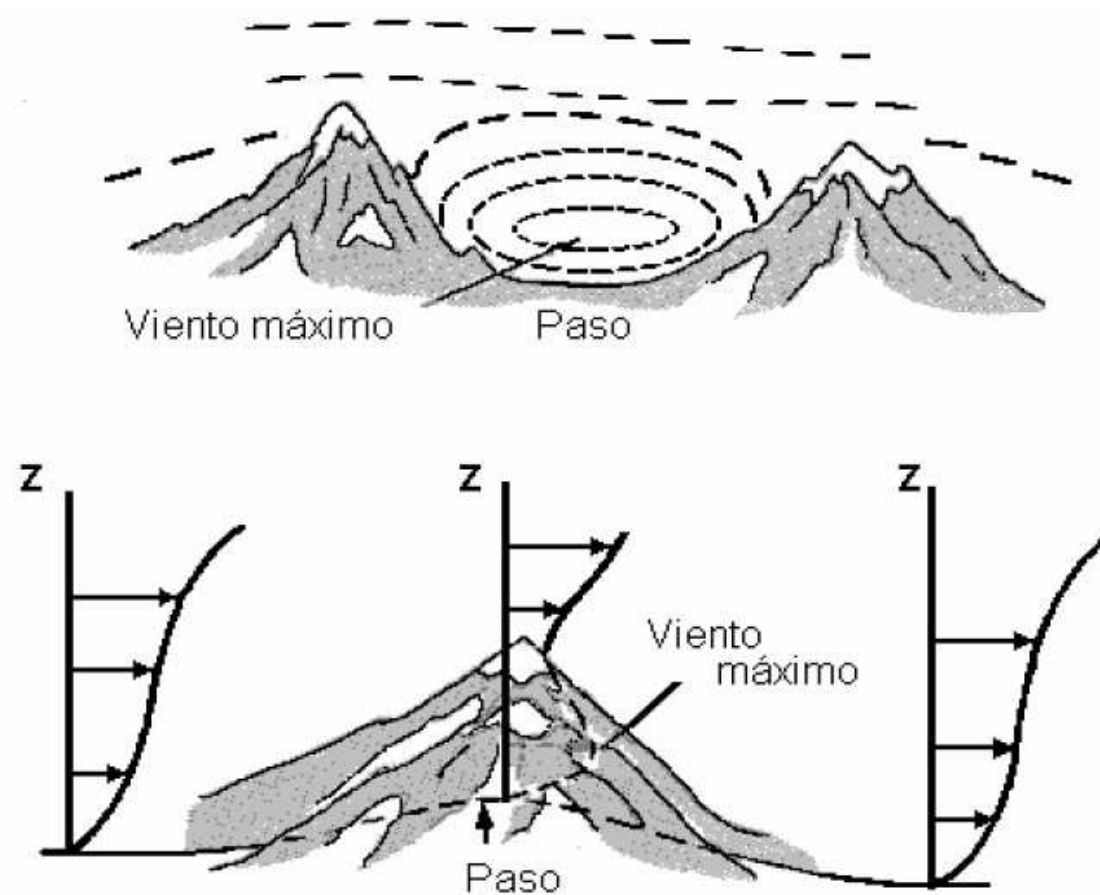


Figura 9. Aceleración del viento en pasos de montaña, [3]

Las mejores zonas encontradas son las de litoral o del pie de monte con amplio distanciamiento de montañas y otros accidentes geográficos, donde se instalan los parques on shore y las de la plataforma continental donde se instalan los parques off-shore.

2. EQUIPOS DE CONVERSIÓN DE ENERGIA EÓLICA EN ELÉCTRICA

Según Johannes Gerlof SLOOTWEG en [1] y Diego Botero García [15], en los últimos años se ha incrementado el tamaño de las unidades individuales de generación eólica hasta turbinas de múltiples MW, lo que ha representado usar aspas de diámetro cercano a cien metros, y hace evidente que las turbinas de eje horizontal han tenido un mayor desarrollo comercial.

El crecimiento de la dimensión de las unidades se ilustra en la siguiente figura:

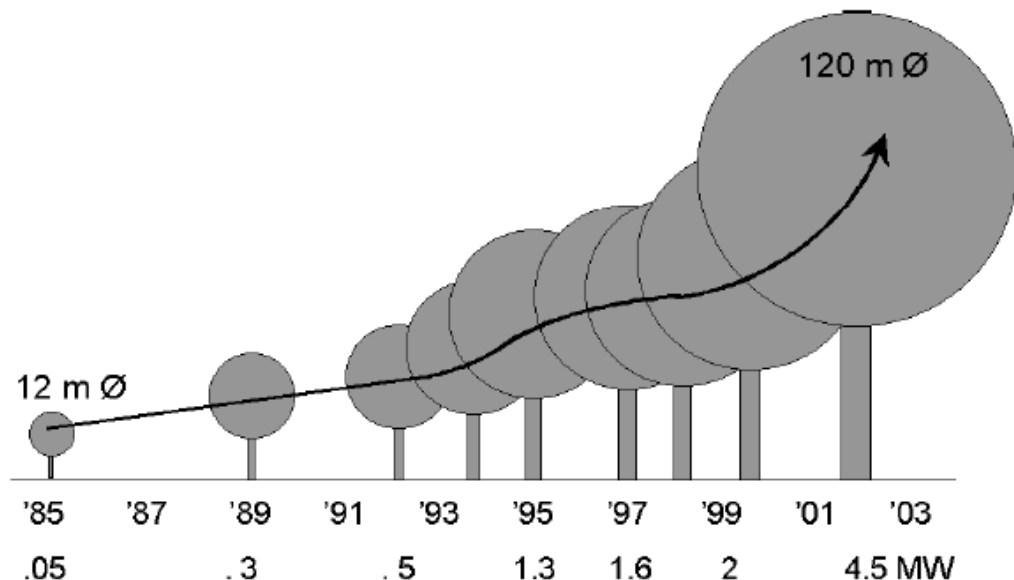


Figura 10. Incremento del tamaño de las unidades de generación eólica disponibles en el mercado. [1]

Otro aspecto que se ha cambiado en los primeros años del siglo XXI es la preferencia por turbinas de velocidad variable, respecto a las de velocidad fija. Los sistemas de velocidad variable son más avanzados que los de velocidad fija. En algunos de los sistemas de velocidad fija no se tiene una caja de cambio de velocidades, sino un acople directo del eje del rotor de las aspas al rotor del generador.

2.1. Tipos de turbinas eólicas:

Los sistemas eólicos se diferencian por la disposición de su eje principal, horizontal y vertical, hasta ahora, a partir de los sistemas de eje horizontal se puede producir mucha más energía que en un sistema de eje vertical, mientras no se produzcan nuevos avances o investigaciones en los sistemas de eje vertical, como los desarrollados actualmente en algunas Universidades en Colombia como Universidad EAFIT: Grupo de Investigación en Mecánica Experimental y en la Universidad de Antioquia: Grupo de Investigación GIMEL, ellos seguirán relegados a otro tipo de aplicaciones diferentes a la producción de energía eléctrica a gran escala.

Los Sistemas de Conversión de energía eólica de eje Horizontal (SCEH) con dos subdivisiones como son de baja velocidad (muchas aspas) o los de alta velocidad (pocas aspas), figura 11.

Los Sistemas de Conversión de Eje Vertical (SCEV), con subdivisión similar a los de eje horizontal, ver figura 12.

Los equipos eólicos de eje horizontal basan su principio de extracción de energía del viento en el fenómeno de sustentación que se presenta en alabes y formas aerodinámicas, tal como sucede con los perfiles en las alas de los aviones.

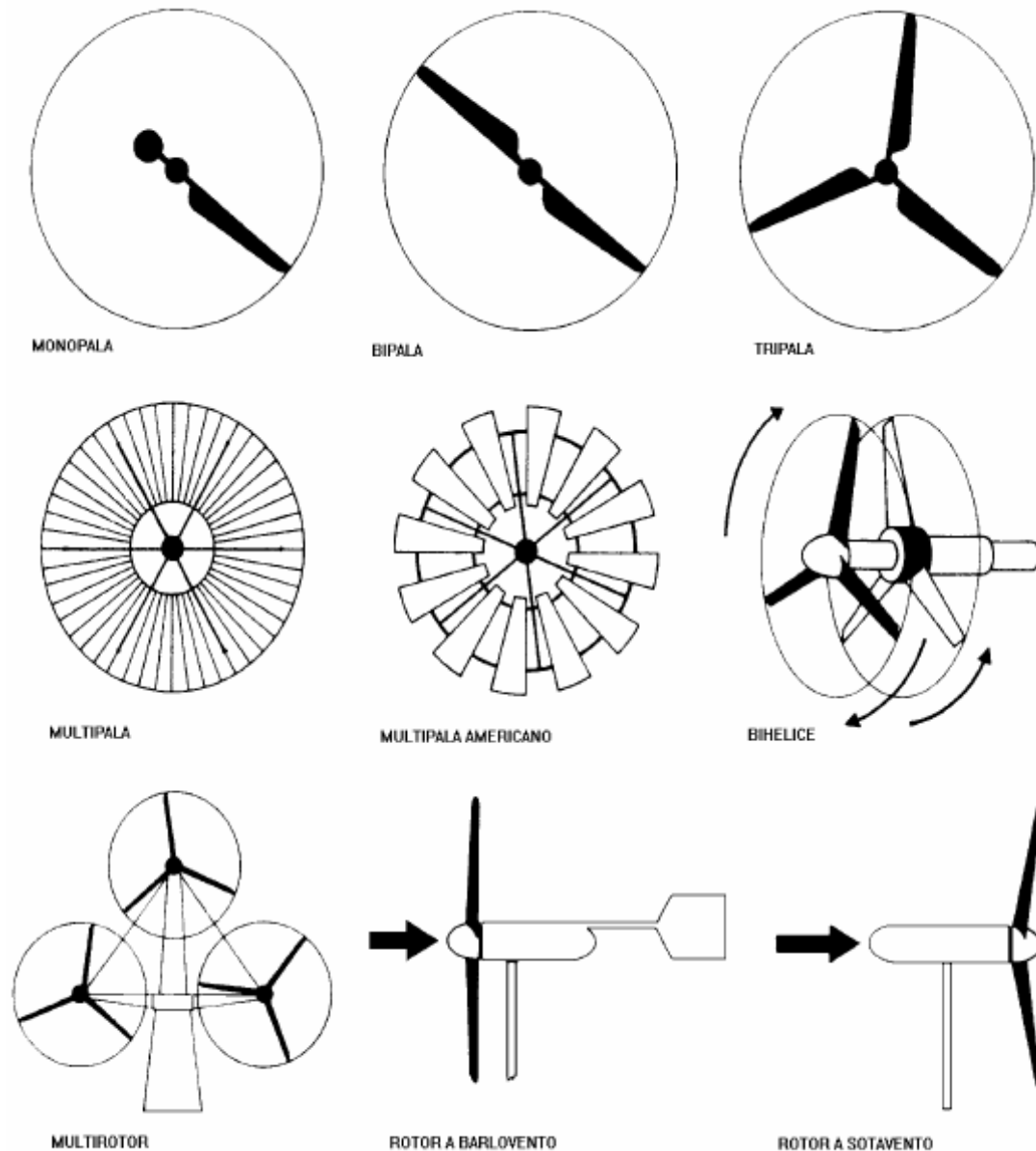


Figura 11. Configuración típica de sistemas de conversión de energía eólica de eje horizontal. [3]

Por el contrario, algunos equipos eólicos de eje vertical basan su principio de operación en la fuerza de arrastre sobre superficies como es el molino de viento Savonius o el mismo principio de operación de los anemómetros de cazoletas. A excepción de estos dos sistemas los demás equipos de eje vertical, como los diseños Darrieus, utilizan el principio de sustentación para la extracción de energía.

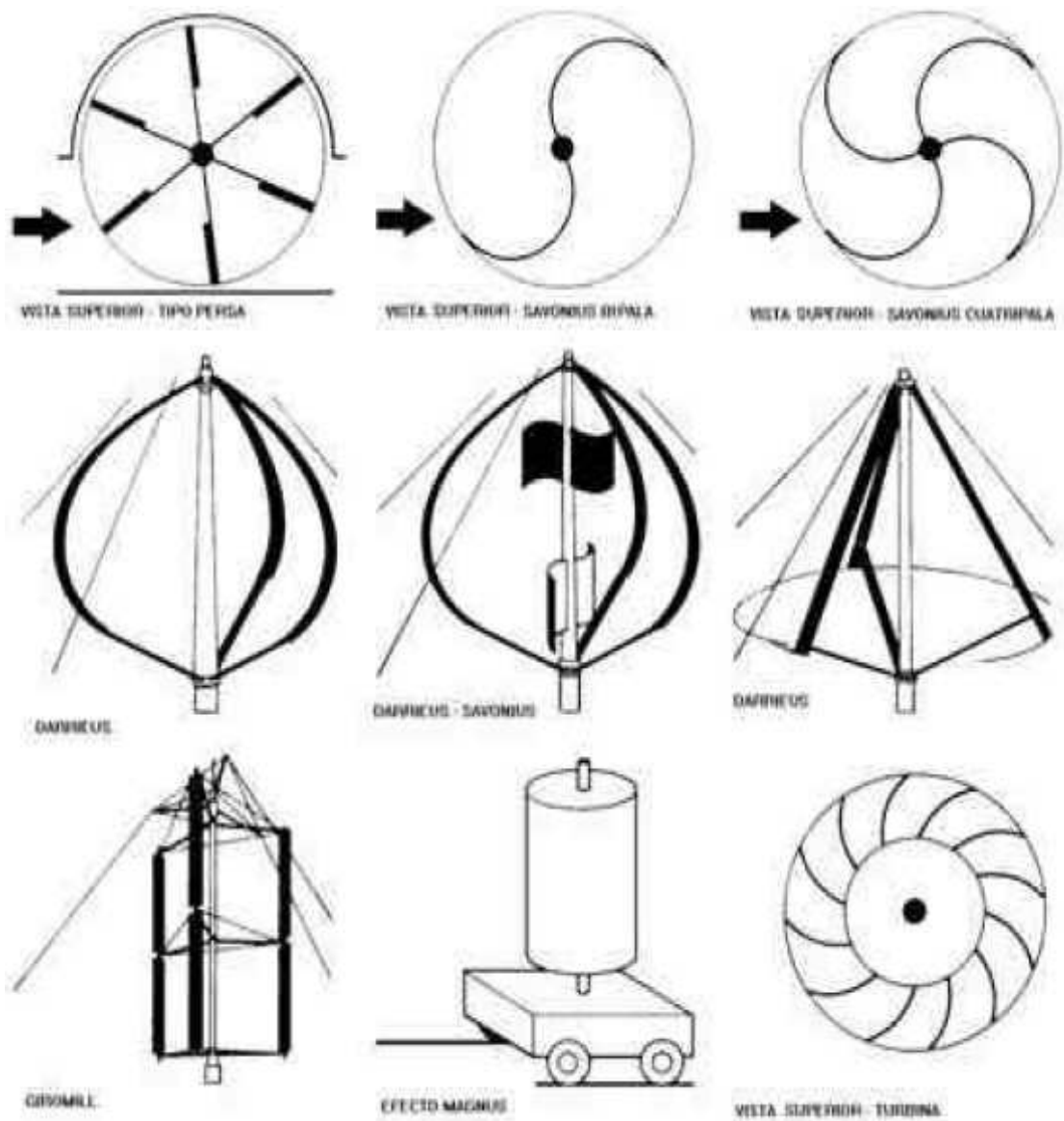


Figura 12. Configuración típica de sistemas de conversión de energía eólica de eje vertical. [3]

La selección de utilización de equipos eólicos horizontales o verticales, es independiente de la eficiencia de conversión ya que presentan valores similares, sin embargo vale la pena contrastar algunas ventajas y desventajas de estos sistemas.

El equipo de eje vertical (v.g. Darrieus), el sistema puede captar el viento en cualquier dirección, mientras que los equipos de eje horizontal requieren de un sistema de control para enfrentar el rotor con la dirección de viento. En los de eje vertical se pueden localizar los subsistemas como caja de cambios, generador eléctrico, frenos, controles, etc. en la base de la torre facilitándose su mantenimiento. En los sistemas de eje horizontal estos subsistemas deberán estar colocados a lo alto de la torre en la góndola o nacelle.

Los SCEV de pocas aspas (baja solidez) usualmente vienen provistos de un pequeño motor para iniciar el arranque, para facilitar la entrega de energía, mientras los SCEH se diseñan para que arranquen sin ayuda externa, a velocidades adecuadas del viento.



Figura 13. Turbina de eje horizontal



Figura 14. Turbina de eje vertical

Los SCEV más sólidos como el equipo Savonius figura 14 requiere de un soporte estructural bastante sólido, dadas las fuerzas que se generan en la conversión de energía, limitándose así la altura a la cual se puede instalar este equipo a unos cuantos metros desde el nivel del piso. Entre tanto, los SCEH pueden tener torres más altas para emplazar el rotor a alturas mayores sobre la superficie donde la intensidad del viento es mayor.

Actualmente las Turbinas de eje Horizontal son el prototipo para proyectos importantes de generación. Las cuales constan de las siguientes partes básicas:

2.2. El Rotor de la Turbina Eólica de Eje Horizontal.

El rotor de una turbina eólica, es la parte esencial para la conversión de energía, el rotor convierte la energía cinética del aire en energía mecánica rotacional útil en un eje. Este se compone de las aspas y el cubo o elemento de sujeción de las aspas y conexión del eje del equipo.

Turbinas eólicas modernas utilizan diseños de aspas aerodinámicas, las cuales las hacen muy eficientes y de alta velocidad. Por alta velocidad se entiende que las partes extremas de las aspas de la turbina pueden alcanzar velocidades tangenciales entre 300 y 360 Km./hr (100 m/s). Los rotores de las turbinas de eje horizontal se disponen a barlovento o a sotavento, ver figura 19. Turbinas a barlovento vienen provistas de una cola, la cual orienta el rotor para enfrenar el viento.

Turbinas a sotavento utilizan el rotor mismo para orientarse, tienen la desventaja de que el viento debe pasar a través de la torre antes de incidir sobre el rotor. Este paso por la torre causa una disminución en la energía del viento.

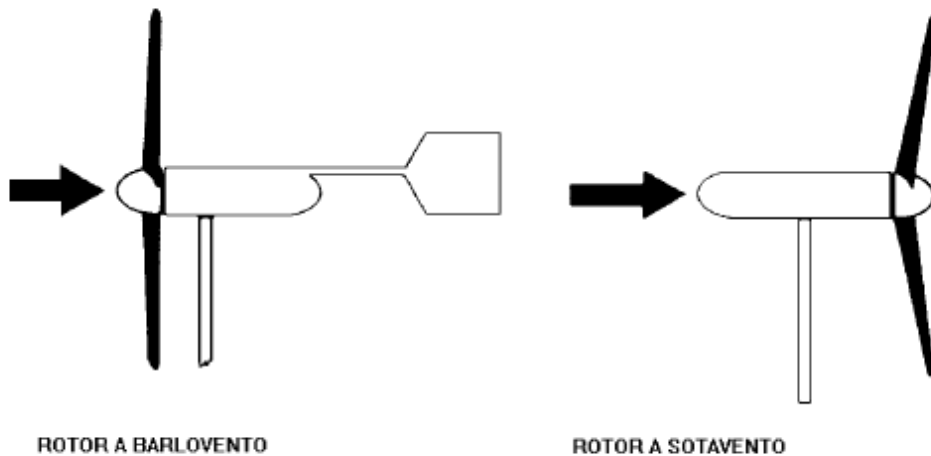


Figura 15. Rotor a Barlovento y Rotor a Sotavento [8].

Las dos aplicaciones típicas de la energía eólica, se distinguen por utilizar turbinas eólicas diferentes. Para el bombeo de agua, se requiere de un sistema de baja velocidad de excitación de la bomba de agua y una gran fuerza requerida para la extracción de agua. Por esta razón, las turbinas eólicas de las aero-bombas vienen provistas con muchas aspas (de 5 a 36 aspas), de allí su nombre molino de viento multi-pala, ver Figura 11.

En contraste, para aero-generación eléctrica, los rotores generalmente utilizan dos o tres aspas, ya que se requiere alta velocidad rotacional y bajo momento par, para mover los generadores eléctricos.

La siguiente tabla relaciona el tamaño, la potencia nominal del equipo:

TAMAÑO TÍPICO DE AEROGENERADORES ELÉCTRICOS Y SU VELOCIDAD DE ROTACIÓN		
<i>Diámetro del rotor en metros</i>	<i>Potencia Nominal a 12 m/s de viento</i>	<i>Velocidad de Rotación Típica en r.p.m.</i>
1	100 w	1000
2.5	1 Kw	500
7.0	8 Kw	200
17.5	50 Kw	80
25.0	100 Kw	50
40.0	260 Kw	35

TABLA 2

2.3. Las Aspas.

Las aspas del rotor no aparentan tener un perfil aerodinámico muy especial, pues como están dentro de un rango de Reynolds bajo (menor a 105), se produce fuerzas de fricción altas que en último, se traduce en arrastre y el principio que hace mover los sistemas eólicos es a través de la sustentación generada al pasar el viento por las aspas, la eficiencia que se puede obtener al utilizar este principio es mayor que al colocar aspas para que se muevan por el principio de arrastre.

Como el número de Reynolds es bajo para estos equipos el desempeño de formas aerodinámicas muy sencillas es muy parecido al producido utilizando formas aerodinámicas más elaboradas, por eso se utilizan tanto formas sencillas como técnicamente mejor diseñadas pero muy similares, para las aspas. En los mas recientes diseños, las aspas se subdividen y controlan por secciones para controlar mejor la velocidad de giro y el frenado por contraposición a la rotación.

Los rotores pueden tener diferente número de aspas. En turbinas de pocas aspas y gran altura, un indicador a simple vista de cuánta energía puede producir una turbina es el diámetro del rotor, porque es directamente proporcional al área en la que se intercepta el viento, como se ilustra en la tabla A2.

2.4. **La torre:** es la parte en donde está fijado el rotor, generador y veleta. La veleta, cuando se usa mantiene la turbina dirigida hacia el viento, las turbinas de gran potencia no usan veletas simples para este propósito, usan la veleta para determinar la dirección del viento y un motor de la base de la góndola para orientar todo el aerogenerador enfrentando el viento.

En turbinas de gran escala el control de dirección para mantener enfrentada la turbina con el viento se hace a través de servo motores que con sensores de dirección del viento detecta un cambio que si se mantiene por un tiempo mínimo hace girar la turbina, con pequeñas turbinas se utiliza una veleta que alinea directamente la turbina, que es un mecanismo mecánico completamente.

Lo anterior es para turbinas que están a barlovento, para aquellas que funcionan a sotavento no hace falta incluir un mecanismo de direccionamiento, pues ellas directamente lo hacen, aunque su disposición hace que la torre al ser un obstáculo que debe atravesar primero el viento, hace que disminuya la energía que trae.

La última importante diferencia con respecto a sistemas eólicos de gran generación (500 kW o más) es la torre que soporta el equipo, pues su altura llega a ser de magnitud cercana a la del diámetro del equipo.

El viento a mayor altura es mejor aún, en sentido que tiene mayor velocidad y se comporta de una manera en que se puede utilizar mejor para la aplicación estudiada. De esta manera se suele dejar la turbina a por lo menos 30 ft: 9 m, de cualquier obstáculo que se encuentre en un radio de 300 ft: 90 m de la torre, para así garantizar una mayor velocidad del viento y un comportamiento más suave, que en otros términos se refiere a que el viento se comporta de una forma menos turbulenta y más veloz, lo que es necesario para aumentar la eficiencia, la potencia es función de la velocidad a la tercera potencia.

$P_{\text{viento}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 \cdot A$ Ecuación 1.

Donde ρ es la densidad del viento que debe corregirse según la altura sobre el nivel del mar en donde se ubique el equipo y la velocidad al estar a la tercera potencia hace que lo mejor sea colocar la turbina lo más alta posible para poder tener más energía extraíble del viento.

Por otro lado la captura de datos meteorológicos mínimo se ubica a 10 m de altura sobre el piso, que es una altura pequeña, es conveniente tener a una altura cercana o incluso mayor el equipo para poder utilizar el conocimiento del comportamiento del viento en el lugar, aunque se puede corregir a partir de estos datos para otra altura y estimar el valor a través de la ecuación siguiente.

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^a$$

Ecuación 2.

Siendo:

V_1 : la velocidad del viento a la altura h_1

V_2 : la velocidad del viento a la altura h_2

En una interpretación muy simple, actualmente re-evaluada, las velocidades del viento son relacionadas según la relación entre las alturas, pero realmente el parámetro a , que en [3] recomienda asumirlo como $1/7$, tiene una gran influencia en la expresión y en los valores punto a punto de la velocidad, según la altura. Siguiendo la recomendación, se obtiene:

$$V \text{ viento a la altura } H = (V \text{ viento a } 10\text{m}) * (H / 10)^{1/7}. \text{ Ecuación 3.}$$

Donde H es la altura en metros a la que se quiere estimar la velocidad del viento. Más adelante al evaluar la eficiencia será necesario hacer consideraciones sobre la velocidad del viento a una determinada altura, dado que proponerse hacer modelos del viento o formulaciones a respecto esta mas allá del alcance de este trabajo.

Hay dos tipos de torres en términos generales, las que son empotradas, que son a la vez muy robustas, debido a las cargas que deben soportar y las que son soportadas con cables a tensión que son anclados al piso y reducen la robustez del diseño de la torre, pues puede ser más sencilla, reduciendo así los costos. Otra tipo es con cables y una torre pivotada para dar movilidad y se pueda controlar los cables para bajar o subir todo el sistema.



Torre empotrada tubular



Torre estructural



Torre sostenida por cables

Figura 16. Tipos de Torres para Turbinas Eólicas Horizontales [8].

2.5. El sistema de transmisión:

Es aquel sistema que convierte la energía rotacional suministrada por la turbina a través de su eje, en movimiento rotacional de alimentación del generador eléctrico en aero-generación.

En aero-generación con sistemas pequeños (menos de 10 Kw de potencia eléctrica nominal) se utiliza comúnmente generadores de imanes permanentes especialmente diseñados para ser acoplados a turbinas eólicas, y por tanto no se utiliza una caja de aumento de velocidad de rotación, realizándose una conexión directa entre el rotor y el generador. Estos equipos eólicos generalmente giran a velocidades hasta de 500 r.p.m. Para equipos eólicos de mayor capacidad (750 Kw o varios GW de potencia eléctrica nominal), se requiere una caja de aumento de velocidades para excitar el generador eléctrico a velocidades de giro alrededor de 1800 r.p.m.; teniendo en cuenta que la turbina eólica gira entre 30 y 100 r.p.m. dependiendo de su construcción.

2.6. Otros Componentes De La Turbina Eólica:

En la figura siguiente 21 se ilustran todas las partes físicas de los equipos con sus nombres en ingles y una porción de las aspas: blades. El viento: wind pasa a través de las aspas: blades y las hace girar, con ello el cubo: cube o elemento de sujeción de las aspas, este movimiento es solidario con el giro del rotor y de esa forma el rotor captura la energía cinética del viento y la convierte en movimiento rotacional que trasmite por el eje de baja velocidad: low speed shaft, a la transmisión: gear box, esta un arreglo de engranajes: gear, hace girar un segundo eje: high speed shaft que es mismo el del generador: Generator.

below

Normalmente estas turbinas grandes tienen sobre la parte posterior de la góndola, nacelle o carcasa de la turbina, un sistema completo de sensores incluyendo: un anemómetro: anemometer, una veleta: wind vane, un sensor de humedad, otros sensores barométricos y que ayudan a determinar la densidad del viento y sensores específicos para determinar la calidad y las variaciones del viento a la altura de la turbina.

Otros elementos ilustrados son el freno: brake, los servomotores de orientación: yaw drive and yaw motor. También hacen parte de los equipos otras piezas que no se muestran como pequeños motores que controlan el movimiento o inclinación de las aspas sobre su propio eje de soporte, para cambiar su respuesta aerodinámica: pitch. También hay turbinas de pitch fijo.

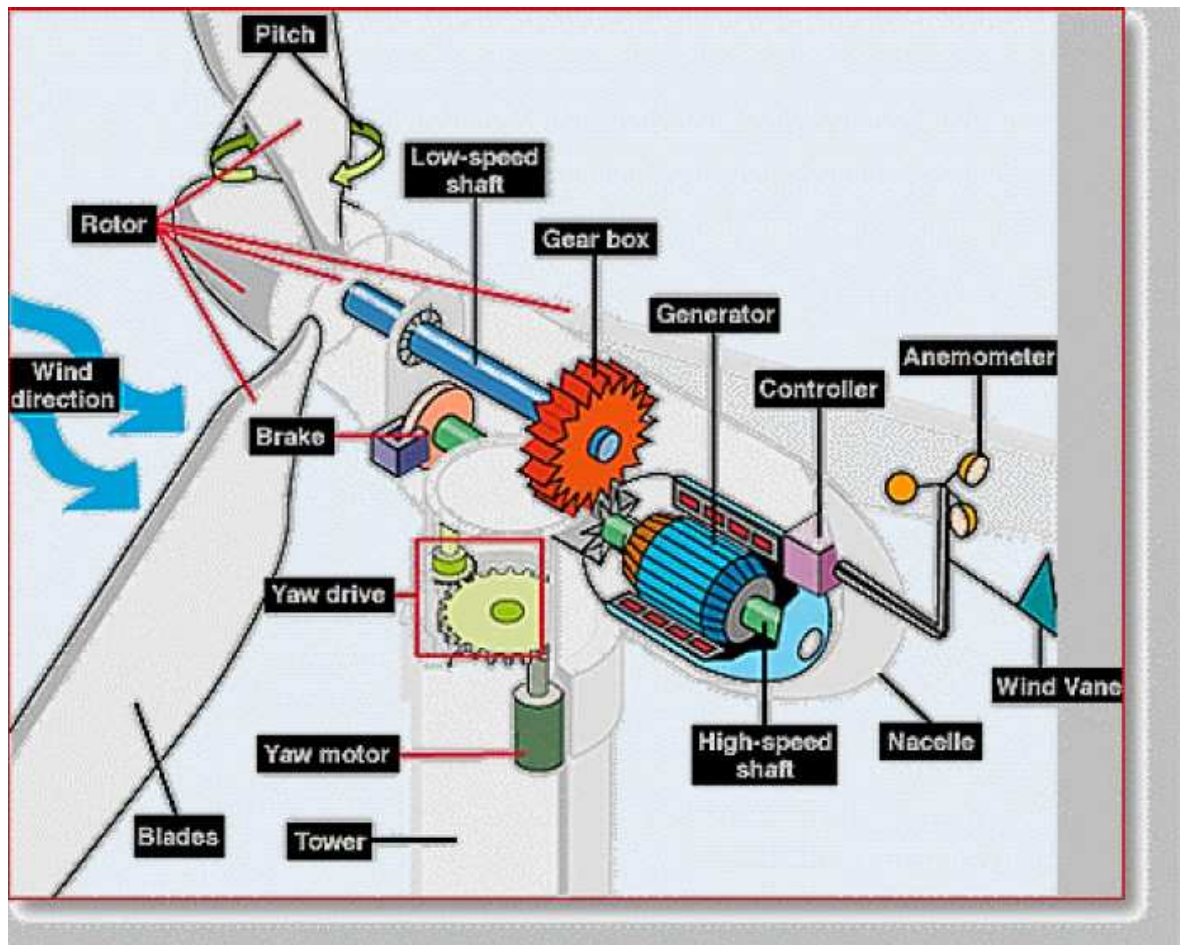


Figura 17. Partes de una turbina de viento [8].

La instalación o ensamble de estas partes se ve en la figura siguiente:

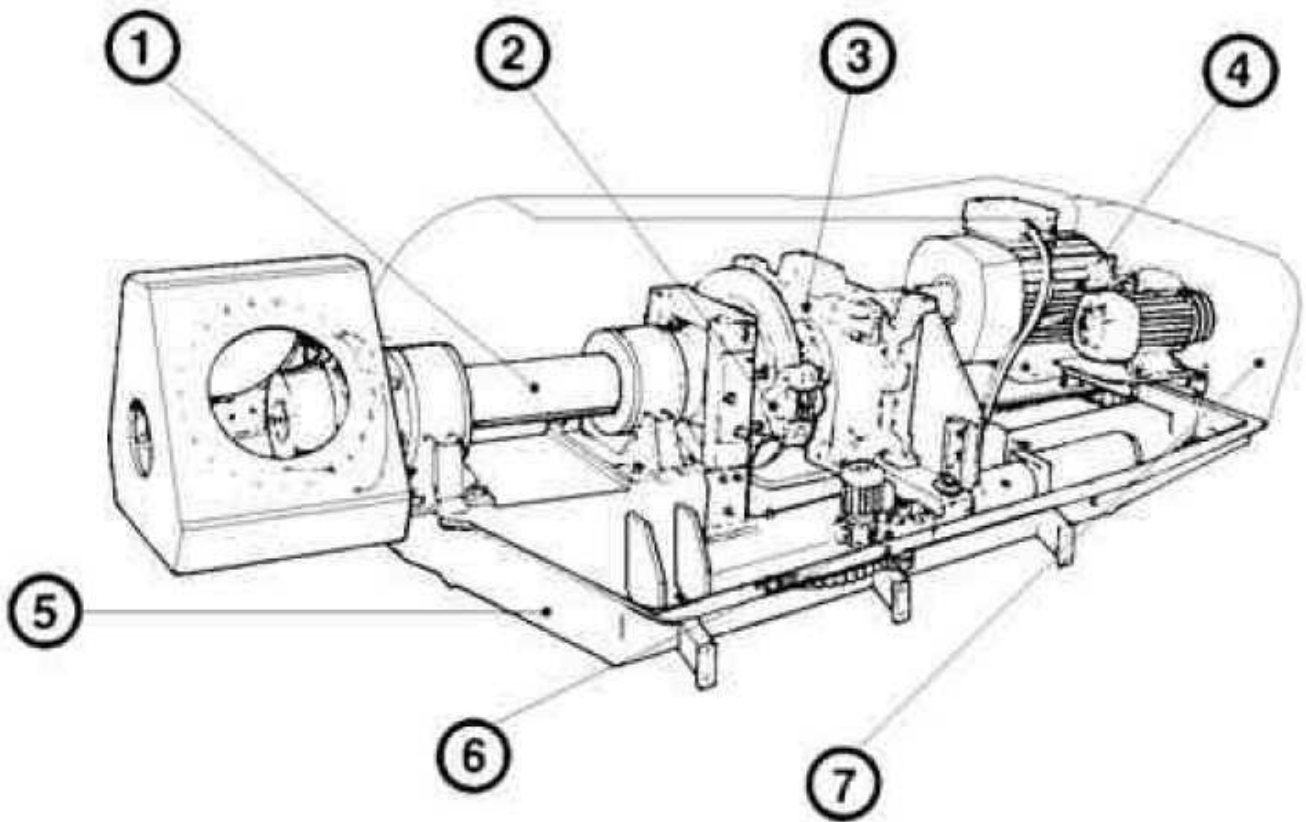


Figura 18. Disposición típica de elementos en un aerogenerador [3]

- 1- Eje principal: Low-speed shaft
- 2- Freno de disco: Brake
- 3- Caja de cambios (aumento de velocidad): Gear Box
- 4- Generador eléctrico: Generator
- 5- Carcasa de soporte estructural: Base or Plate
- 6- Mecanismo de giro vertical: Yaw Drive
- 7- Carcasa o Góndola para cubrir elementos: Nacelle

2.7. El Generador Eléctrico: Convierte la energía mecánica transmitida por el eje de mayor velocidad que sale de la caja de transmisión en energía eléctrica en bornes de salida.

Actualmente los generadores eléctricos usados son de tres tipos:

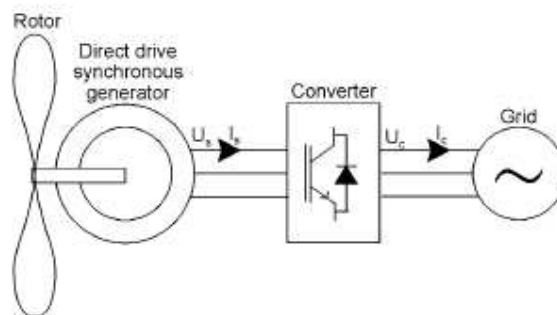


Figura 19. Turbina eólica de velocidad variable con conexión directa a Generador Síncrono.

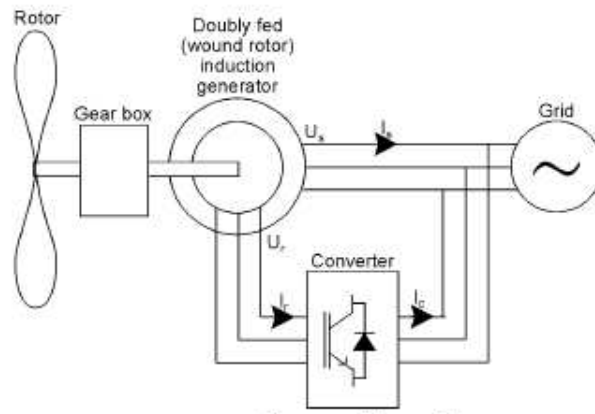


Figura 20. Turbina eólica velocidad variable con Generador de inducción, rotor de fase partida

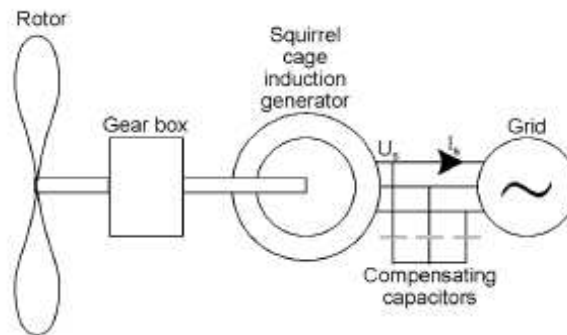


Figura 21. Turbina eólica de velocidad constante con Generador de inducción, rotor en jaula de ardilla

2.8. Transformador.

El generador produce energía a un voltaje 690 Voltios, o un voltaje cercano, pero en ningún caso será un voltaje de media tensión de 6600 V o 13,2 KV, o superior, lo que implica que cada aero-generador debe tener un transformador de 2 devanados para elevar el voltaje de salida por lo menos a 13,2 KV. , este transformador se instala generalmente en la base de la torre y constituye con los elementos de protección contra sobre voltaje y sobre corriente y control una pequeña subestación de energías en cada torre.



Figura 22. Transformador Tipo Seco Clase H, con cabina, para instalar, en la base de la torre, de la turbina eólica [32]

[Regresar al contenido](#)
below

2.9. Parques Eólicos:

2.9.1. El concepto de parque eólico:



Figura 23. Parque Eólico Jepirachi, en Litoral, visto desde el Camino al Cabo de la Vela.

El recurso eólico se analiza espacialmente en terreno donde se a determinado hacer el emplazamiento de los aerogeneradores y mas allá, en el área cercana al mismo hasta las elevaciones más próximas, o los accidentes geográficos más próximos, sean estos, montañas, valles, depresiones, ríos o el mar, para determinar la rugosidad del terreno.



Figura 24. Parque eólico de Tauern, Alemania, En filo de montaña.

[Regresar al contenido](#)

Por eso este recurso eólico cuantificado y cualificado espacialmente va permitir el montaje de varias unidades de aero-generadores, conservando cierta distancia entre ellas, que en general tiene el criterio de estar separadas por lo menos tres diámetros de las aspas, entre el extremo de las aspas de una turbina y la siguiente. De esta forma se logra instalar tantos aerogeneradores en el terreno donde se a evaluado un viento aprovechable entre los 5 m/s y los 18 o 20 m/s, como se pueda espacialmente y presupuestalmente.



Figura 25. Parque eólico en el mar o off-shore en Dinamarca.

Este conjunto de turbinas eólicas, conectadas entre sí mediante redes eléctricas subterráneas o sub marinas, si el parque eólico está en el mar: off-shore, a partir de sus subestaciones de salida, normalmente instaladas en la base de las mismas y a su vez conectada a una o varias subestaciones, que a su vez están conectadas al sistema eléctrico de la región o del país, es lo que llamamos parque eólico o de generación eléctrica basado en energía eólica.

2.9.2. Subestación de Energía Eléctrica:

La energía generada por la turbina eólica se baja por cables a un transformador de medio voltaje, la salida de cada uno de estos transformadores se lleva por cables subterráneos a una o varias subestaciones de energía, dependiendo del circuito o circuitos a los cuales esté conectado el parque eólico.

Las subestaciones pueden ser aéreas o encapsuladas. Como en la figura siguiente:



Figura 26. Subestación Encapsulada de Jepirachi [17]

2.9.3. Transformador de la Subestación Eléctrica del Parque Eólico:

La conexión a la red se hace a tensiones establecidas de transmisión de energía de 110 KV o 220 KV, el transformador recibe los aportes del grupo de turbinas al voltaje del primario a media tensión, usualmente 13.2 KV y lo eleva a alta tensión.

Por las condiciones ambientales y de acuerdo a las protecciones contra descargas, alta tensión y diseño de la subestación, los transformadores se instalan al aire libre para conectarse por vía aérea a las torres de transmisión de energía, como en la figura siguiente.



Figura 27. Transformador Principal de Jepirachi [17]

También pueden ser instalados en subestaciones cubiertas, con salida de cables subterráneos, los costos de las obras civiles y las condiciones de aislamiento y refrigeración incrementan los costos de su operación, o se pueden usar transformadores tipo seco.

En aero-generadores en el mar o off shore se utilizan transformadores encapsulados, tipo seco, con refrigeración forzada y características especiales o sistemas especiales de refrigeración o mediante hidro-enfriamiento, de bajo ruido, baja vibración y alto grado de seguridad para evitar daños y posibles accidentes con personas, cada fabricante de aero-generadores está asociado con un fabricante de las partes, por ejemplo los transformadores de ABB son usados en todos los aero-generadores de Nordex. Estos mismos transformadores son usados en buques, barcos, plataformas marítimas, y son líderes en aplicaciones en molinos de viento con más de 5.000 unidades funcionando. ABB ha acumulado una amplia experiencia en esta aplicación en particular: presencia de contenido armónico, fenómenos transitorios, gran número de desconexiones.

Instalaciones de tracción fija en vías ferroviarias, estaciones de metro, grúas en puertos, plataformas en alta mar entre otras aplicaciones son el escenario perfecto para apreciar la fiabilidad de los transformadores de tipo seco encapsulado al vacío y pueden conectarse a una amplia gama de accionamientos, convertidores de frecuencia y rectificadores para proporcionar soluciones integrales en bombas, ventiladores, compresores, transportadores, equipos de prospección, molinos, propulsores, turbinas de gas, generadores, mezcladores.

Su contribución a la reducción de peligro de incendio, por no disponer de foso para aceite o líquidos contaminantes, los hace perfectos para instalarlos en las torres marítimas de los aerogeneradores.

En la figura siguiente podemos ver un transformador encapsulado al vacío ABB para aplicaciones marítimas. tipo seco, AFWF (aire forzado/agua forzada) refrigeración mediante hidro-enfriamiento. Diseño y fabricación aprobados por LLOYD'S Shipping Register, Bureau Veritas, DNV, RINA, ABS, amplias certificaciones internacionales.



Figura 28. Transformador encapsulado tipo seco para ser usado en aplicaciones marítimas y turbinas off-shore.

3. ASPECTOS COMERCIALES.

3.1. Visión General de la Energía Eólica:

A nivel Internacional el aprovechamiento de las energías renovables es bastante amplio y está contemplado en una forma importante en la planeación energética de varios países, llegando a tenerse dentro de sus planes de expansión energéticos un aporte de más del 20% de sus necesidades de energía suministrado por energías renovables. En el caso de la energía eólica se tiene una capacidad instalada que superaba los 6000MW: 6 GW en conexión a la red a nivel mundial en el 2000 y varios países planearon cubrir un 10% o más de su demanda energética en conexión a red, con esta fuente, entre el 2000 y el 2005, Entre ello Dinamarca, Alemania, Inglaterra y España. De acuerdo a la GWEC: Global Wind Energy Council, la capacidad eólica el año pasado (2008), creció un 28.8%, más que el promedio de la última década, y se alcanzó una capacidad total de 120.8 GW. Más de 27 GW de energía eólica se instalaron durante el mismo 2008, un 36% más que en el 2007. Estados Unidos ya pasó a Alemania como el número 1, pero hay que estar atentos de China que viene creciendo muy rápido.

En el 2008, China añadió 6.3 GW a su capacidad, llegando a un total de 12.2 GW, es el cuarto año consecutivo que doblan su capacidad instalada. Si continúa a este paso, pasará a Estados Unidos (con 25.1 GW) y a Alemania (23.9 GW), en los próximos años.

El Reporte Del Estado Anual Global de Energías Renovables publicado por REN21: Renewable Energy Policy Network for 21st Century [12], muestra que la energía de tecnologías renovables continúan creciendo rápidamente, alcanzando una capacidad total de 280 GigaW en el 2008, aumentando 16 % respecto al 2007. Para el 2008 Estados Unidos y Europa instalaron más capacidad de energía con tecnologías renovables que convencionales. El concilio proyecta que a un crecimiento año a año a una tasa conservadora del 22 %, comparada con el 28% del 2008, en el 2013 se llegará a tener 332 GW de capacidad eólica instalada.

Durante la década de los ochenta del siglo pasado, la energía eólica recupera su estatus de primer orden perdido a principios del siglo XIX al presentarse grandes desarrollos tecnológicos, pasándose de plantas pilotos y prototipos experimentales hasta la realidad comercial de sistemas eólicos que han demostrado alta confiabilidad y buena disponibilidad en la operación y entrega de energía eléctrica. En los comienzos de los ochenta solo dos países contaban con programas nacionales de utilización de la energía eólica para el suministro masivo de energía eléctrica (Estados Unidos y Dinamarca), y ya hacia finales de los ochenta eran más o menos catorce los países con programas nacionales de uso de la tecnología eólica. Este auge en la industria eólica, en tan pocos años, ha permitido distinguir algunas compañías comerciales que han logrado madurez tecnológica en su oferta de equipos de manera que han sobrevivido ante un número creciente de empresas que han surgido y desaparecido entre los 80's hasta nuestros días.

En su primera etapa comercial y en varios países, en conjunto, para conexión a red se instalaron más de 25,000 turbinas eólicas de diversos tamaños y potencias nominales, hasta el año 2000, se esperaba marcar una tendencia a estandarizar el tamaño óptimo por turbina individual de nivel de potencia nominal de 250 Kw eléctricos y tamaños que oscilan entre 25 y 30 metros de diámetro.

Sin embargo Los equipos instalados exceden una capacidad global de 6200 MW (1996) (AWEA) y una producción anual energética en exceso de los 13,000 millones de KWhr, lo cual ha demostrado que cuando se instalan equipos en condiciones favorables de viento, la viabilidad económica de estas instalaciones la hacen competitiva a alternativas convencionales de suministro de energía.

Vale la pena anotar que de todas las tecnologías de energías renovables, la energía eólica ha emergido como una de las más ventajosas, como consecuencia de la rapidez con la cual se pueden instalar las turbinas, del número de instalaciones y la potencia global instalada, sin ser comparable, por ninguna otra fuente renovable de energía.

3.2. Impacto Mundial de la Energía Eólica:

En la página web del GWEC hay un indicador de energía eólica generada y actualmente del 1 de Diciembre del 2008 y a Junio 1 del 2009 estaba en 132.212 GW, que representa evitar una contaminación aproximada equivalente a 79'3756.870 Toneladas de CO₂.

Para dar una perspectiva más amplia de lo que han significado los últimos avances tecnológicos en esta alternativa energética, es necesario mencionar a continuación algunos de los programas nacionales de implementación y uso de turbinas eólicas a gran escala.

3.2.1. Impacto de la Energía Eólica en los Países Industrializados:

El Estado de California en Estados Unidos tiene la utilización local más amplia a nivel mundial, donde cifras indicativas, estiman en 1497MW la capacidad operativa en 1996, en todo Estados Unidos la capacidad es de alrededor de 1794 MW, y para el 2005 tenía otros 2700MW más instalados. Algunas poblaciones en el 2008 competían por tener el mayor número de turbinas y capacidad instalada en una sola municipalidad.

En el 2000 el Segundo país en capacidad instalada es **Alemania** con 1575 Mw de los cuales se instaló 439 MW en 1996.

Dinamarca otra de las potencias tecnológicas en esta área tenía instalados alrededor de 800 MW(1996), más de 6000 turbinas eólicas alcanzando un suministro de 6% de sus necesidades eléctricas, es importante anotar que 600 MW son manejados por electrificadoras privadas y 200 MW por electrificadoras públicas, el gobierno danés logró para el 2005 cubrir un 10% de la demanda de energía, alrededor de 1500MW.

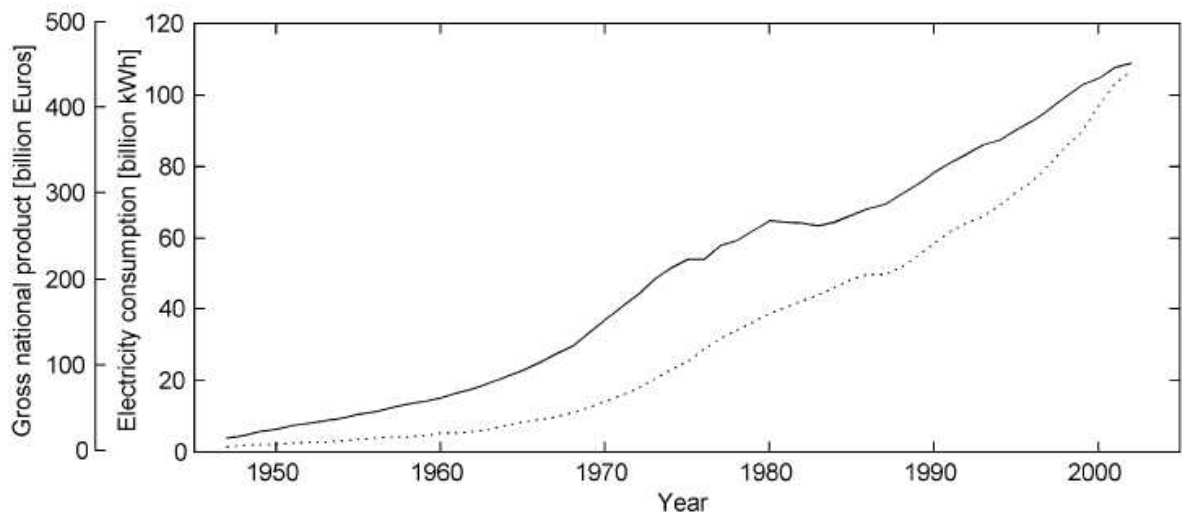


Figura 29. Crecimiento del Consumo de Energía en Holanda en el último medio siglo.

La línea continua muestra el comportamiento de la producción y la punteada el crecimiento del consumo de energía. Tomado de [1]

En **Holanda**, la energía eólica contribuía en 1995 con unos 300MW instalados, y 1100 MW para el 2000. Para el 2008 fue tal el crecimiento de la Energía Eólica en Alemania, España, China, India, que Dinamarca paso a ser el noveno productor de electricidad con turbinas eólicas conectadas a su red, aún así esta energía atiende el 17 % de la demanda total de energía en ese país.

España tenía instalados 261MW, El **Reino Unido** poseía 264 MW en el 1995 y tenía 1000MW para el 2000 con una mezcla de energías renovables. Sin embargo el crecimiento a sido mayor al esperado solo en España se generó en el 2008 16,7 GW con solo energía eólica, por ello ahora se cuenta en el mundo con una capacidad instalada superior a los 120 GW.

3.2.2. Impacto de la Energía Eólica en Países No Industrializados:

Dos programas importantes para los países no industrializados, son los programas de la China (57MW antes del 2000) y la India, donde a través de programas demostrativos estatales, adecuada y también cuestionada, transferencia tecnológica de países industrializados, se han establecido programas ambiciosos de uso de la tecnología eólica hasta el punto que la India, tiene instalados a 1996 820 MW, con un ingrediente importante de fabricación local en este programa.

En el 2008 China se ha convertido en el cuarto país del mundo en potencia eólica instalada, con un total de 12.000 megavatios, según informó Lu Yanchang, vicepresidente de la Asociación de Ciencia y Tecnología de China.

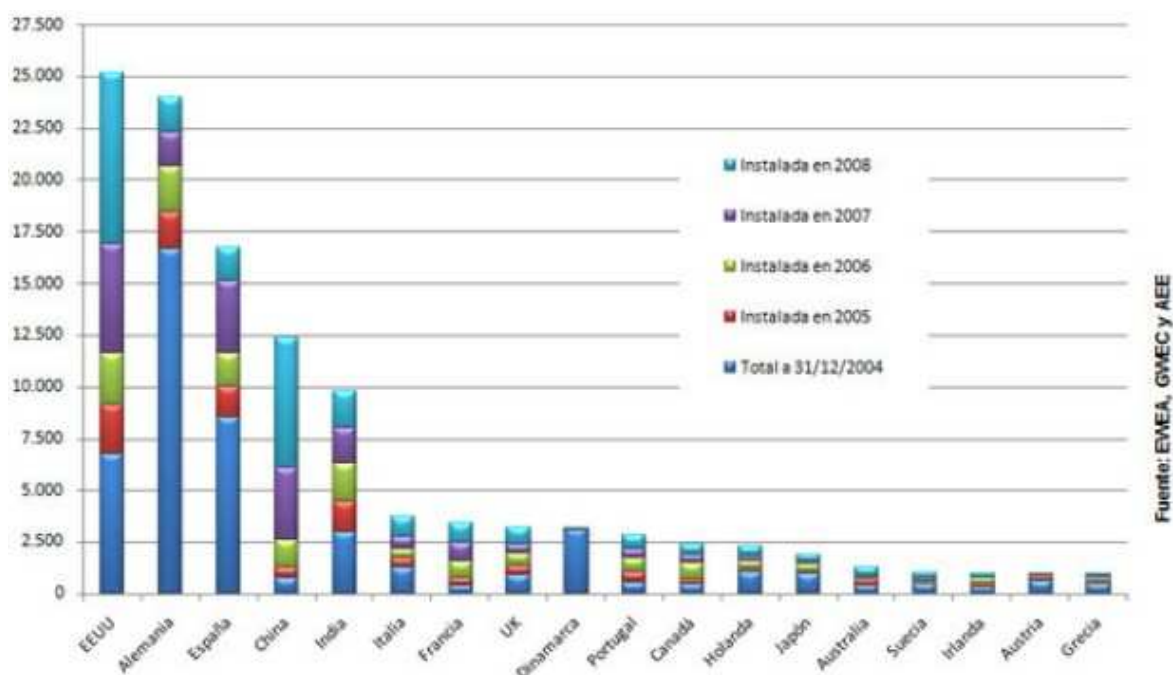


Figura 30. Capacidad instalada en el mundo de Energía Eólica a Diciembre del 2008.[19]

China va camino de convertirse en una gran potencia eólica, y para ello basta contemplar la evolución de la potencia eólica instalada:

Año				
2000:		346		MW.
2001:		402		MW.
2002:		469		MW.
2003:		567		MW.
2004:		764		MW.
2005:		1.260		MW.
2006:	2.604			MW.
2007:	5.912			MW.
2008:	12.210			MW.
2009:		20.000		MW(previsto).

Tabla 3. Expectativa de la Energía Eólica en China

Numerosas empresas internacionales tienen fábricas en China, como la danesa Vestas, o las españolas Gamesa y Acciona, pero también hay potentes empresas nacionales, como Goldwind de la provincia de Xinjiang. China tiene un enorme potencial eólico. Siemens acaba de anunciar la instalación de una fábrica de aerogeneradores y otra de palas.

China implantó la Ley de Energías Renovables en el año 2006 como parte del plan para mejorar sus registros medioambientales. Lo que más necesita en estos momentos es la tecnología para hacer efectiva su determinación de construir un modelo económico limpio y ecológico.

Países como Japón, Rusia, Rumania, Costa Rica (20 Mw instalados para 2000 y planeando cubrir hasta el 10 % de su demanda en corto plazo), Grecia (30MW), Argentina, Brasil (1 Mw en 1995), entre otros, tienen también programas nacionales de suministro eléctrico con energía eólica.

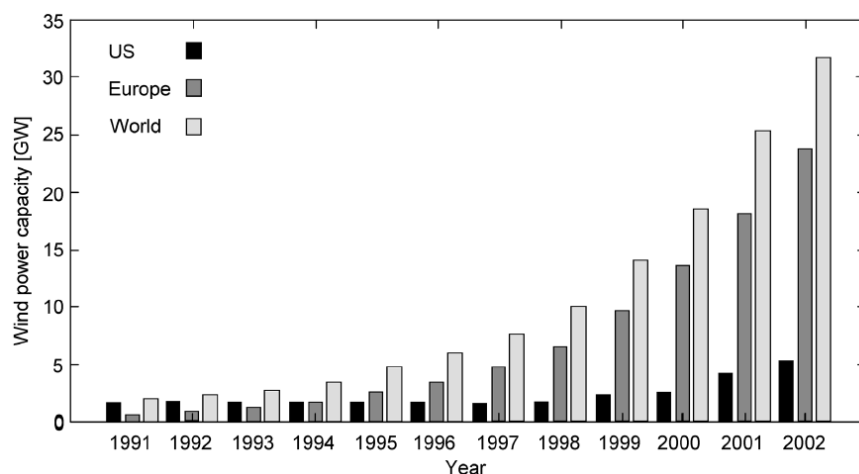


Figura 31. Capacidad producción de energía eólica en Estado Unidos, Europa y Otros países, en el 2002, [2].

3.3. Expectativas Mundial de la Energía Eólica:

Se puede observar que en el ámbito mundial existe una masiva utilización de equipos eólicos para suministro de energía y cuyo futuro será más ambicioso todavía. El programa de la Unión Europea de implementación de la tecnología eólica se está dando por fases como sigue: Para el año 2000 la Unión Europea contaba con 4,860 MW instalados lo cual representa un aumento en 15 veces la capacidad eólica instalada en 1991. Este programa implica al menos, 18,000 turbinas con promedio de 250 Kw de potencia nominal por unidad y una inversión de US\$ 6,000 millones. Para el año 2005, se tenían instalados 18,500 MW; para el año 2010 se planeaba tener una producción de 25,000 MW y para el año 2030 se esperaba tener: 100,000 MW. La realidad es que hoy tiene una capacidad instalada de 40 GW en Europa y el total mundial superaba en el 2008 los 120 GW, por ello la expectativa europea puede ser rápidamente superada en los siguientes cinco años.

3.4. Antecedentes de Uso de Energía Eólica en Colombia:

En el país, la principal aplicación de la energía eólica es el bombeo de agua, que tienen un uso evidente en la Guajira, los Llanos orientales y algunas zonas de la Región Andina, aunque su potencial amerita un mayor aprovechamiento, hay también algunas aplicaciones para generación de energía eléctrica puntuales, esto ha motivado la necesidad de cuantificar el recurso eólico, para tenerlo en cuenta en los planes de expansión del sector energético.

La energía eléctrica generada a partir del recurso eólico en Colombia es subutilizada y en algunos casos se considera simplemente utilizarla para alumbrado, escasamente se considera que pueda llegar a producir suficiente energía para poblaciones que estén alejadas de la red eléctrica y con sistemas de este tipo se provea energía eléctrica a bajo costo para mejorar su nivel de vida. Actualmente no se conocen otros planes o iniciativas para proyectos eólicos de mediano o gran tamaño y las principales empresas aún con capital del estado se concentran en el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos.

En Colombia existen pocas investigaciones sobre la energía eólica, algunos estudios preliminares para aprovechamiento en zonas no interconectadas (ZNI), el Manual De Aplicación De La Energía Eólica, del Instituto De Ciencias Nucleares Y Energías Alternativas, Colombia [3] de Pinilla, Alvaro S., Ph.D., M.Sc., era uno de varios trabajos que trataron el tema en los 90's, además de varios proyectos de grado de las Universidades de Los Andes [8], Nacional, de Antioquia y Tecnológica de Pereira, en los cuales se subvalora el aporte que pudiera lograrse al sistema eléctrico nacional, en especial al interconectado y reducen su enfoque a aplicaciones de poca potencia. Solo a partir de un proyecto desarrollado por iniciativa de las Empresas Públicas de Medellín, que trajo quince unidades aero-generadoras de marca Nordex modelo N60 y fundó el parque eólico Jepirachi, en la alta Guajira que describe la misma empresa como "...el primer parque para la generación de energía eólica construido en el país. Es una experiencia piloto que hace parte del Programa general de investigaciones, proyectos y actividades asociadas para el desarrollo de la energía eólica en Colombia - El programa cuenta con el respaldo del Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología Francisco José de Caldas (Colciencias), entidad que lo valoró como innovación tecnológica y le concedió exenciones tributarias, y del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, como programa bandera de la estrategia nacional de cambio climático. - , con el cual se pretende adquirir conocimientos sobre esta energía, verificar su desempeño y realizar la adaptación tecnológica a las características particulares de medio Colombiano"

Y a partir de la publicación del Atlas de Viento y Energía Eólica en Colombia. De la Unidad de Planeación Minero Energética UPME y el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM. El sector energético en Colombia empieza en este siglo a dar más importancia a la energía eólica en Colombia y ver que estos proyectos son posibles.

3.5. Actualidad de las Energías No Convencionales en Colombia.

Uno de los primeros trabajos fue adelantado por el Ingeniero Álvaro Enrique Pinilla Sepúlveda en 1997, mediante un mapa de vientos para una parte del territorio colombiano [4]. El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales: IDEAM y la Unidad de Planeación Minero Energética: UPME, han desarrollado un estudio a nivel nacional, con datos de las estaciones meteorológicas y de los principales aeropuertos del país, que a conducido al: Atlas de Viento y Energía Eólica en Colombia [14], presentado en el año 2006, como principal fuente de información sobre el recurso eólico en Colombia, además de presentarse los mapas correspondientes a velocidades, densidades, desviaciones estándar del viento y otros datos obtenidos directamente de la medición de las estaciones meteorológicas, de cálculos estadísticos a partir de estas bases de datos y de procedimientos para permitir entregar datos de puntos y regiones del país, en los cuales no se tienen estaciones de medición local y por tanto no se pueden entregar datos exactos, sino estimados por métodos que son también expuestos en los anexos del mismo atlas. El mismo Ingeniero Pinilla reconoce que los datos tomados en estaciones meteorológicas de aeropuertos, no son representativos de las regiones en las cuales están, porque precisamente los aeropuertos están establecidos en sitios donde los vientos sean menores, para la seguridad aeronáutica.

Las Noticias del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas - IPSE, resaltan en su página web que 'La canasta energética en el país está distribuida de la siguiente manera: 14.000 megavatios instalados, de los cuales 8.500 son hidráulicos, cerca de 4.000 son térmicos entre carbón y gas y aproximadamente el 1% se concentra en (otras) energías renovables '

En palabras del Ministro de Minas y Energía, Hernán Martínez Torres:

'Millonarias inversiones, realizadas a través del Fondo de Apoyo Económico para la Electrificación de las Zonas no Interconectadas, FAZNI y del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE, han permitido que miles de colombianos mejoren su calidad de vida al conectarse al servicio de energía eléctrica y normalizar sus instalaciones y redes.

Nuestro país ha alcanzado una cifra récord del 97% de electrificación. Sin embargo, aún existen territorios que bien sea porque estén aislados por barreras naturales o por su lejanía del sistema interconectado nacional, SIN, presentan dificultades técnicas para acceder al servicio de energía eléctrica.

El Chocó y zonas del Cauca y Nariño, en el Pacífico, así como los llanos orientales, la Orinoquía y la Amazonía, presentan los menores índices de electrificación. Estas zonas son las que demandan más esfuerzos del Gobierno, no solo porque las inversiones son superiores en relación con la población beneficiada, sino porque requieren altas dosis de creatividad.

Para mitigar esta deficiencia, se aprobaron recursos por más de 210 mil millones de pesos para el proyecto "Interconexión Eléctrica de la Costa Pacífica del Cauca y Nariño", que beneficiará a más 14 mil familias.

Así mismo, han surgido proyectos como los desarrollados por el Instituto de Promoción y Soluciones Energéticas, IPSE, quien invirtió casi 8 mil millones de pesos en el desarrollo de 5 centros de innovación tecnológica, que apoyan la investigación de energías renovables y limpias. 28 mil personas serán beneficiadas con estos proyectos de desarrollo social y productivo.

Además, en 2008 y lo corrido de 2009, entraron en operación las interconexiones de Puerto Rico y La Julia en Meta; la de Murindó en el Chocó, San Antonio de Getachá en el Caquetá y en las veredas de Santa Rosa y Piamonte en Cauca; así como la subestación de Leticia, obras financiadas por el FAZNI.

Otras zonas, por el contrario, presentan altos índices de subnormalidad en sus redes eléctricas, especialmente en barrios donde se concentran poblaciones desplazadas y de extrema pobreza. Aunque la mayoría de los casos están en la Costa Norte, Huila y Valle, existe subnormalidad en todo el país.

La legalización de estos usuarios y la adecuación de las redes a los reglamentos técnicos vigentes es un trabajo constante, que parte de la solicitud de las autoridades locales, luego de un estudio detallado de la población. A través del, PRONE, se asignaron \$98 mil millones a 223 planes programas o proyectos para las vigencias 2008, 2009 y 2010, con los cuales 74 mil usuarios en 12 departamentos del país contarán con instalaciones eléctricas más seguras y un mejor servicio'

"Las zonas que en este momento no se encuentran interconectadas en el país están trabajando con agro-energía y se está empleando la biomasa en el Urabá antioqueño, montando plantas y proyectos de generación de energía a partir de los biocombustibles", señala Jairo Alberto Benavides, Subdirector de Contratos y Seguimiento del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, IPSE.

Hasta el momento se viene adelantando un proyecto de gasificación que utiliza residuos de madera que llegan a las playas del municipio de Necoclí, arrastrados por el río Atrato. Paralelamente se están produciendo en Frontino (Antioquia) 5.000 litros al día de bioalcohol. Y en el Urabá antioqueño y Tumaco se instalaron dos plantas de biodiésel que producen 8.000 toneladas al año.

Por su parte, Corpoica está trabajando básicamente en la identificación y estudio de varias especies agrícolas que son materia prima para biocombustibles, como es el caso de la jatropha, sorgos dulces e higuera. El objetivo es desarrollar programas de mejoramiento y manejo agronómico de esas especies. "Vale destacar que tales cultivos no son utilizados para alimentación humana o animal y por ese motivo no competirían ni afectarían la canasta de precios de los productos agrícolas convencionales", señala Hugo Reinol García, coordinador de la Red de Investigación de Biocombustibles de Corpoica.

En relación con la palma de aceite, en Colombia se ha avanzado de manera significativa en su uso para la producción de biodiésel y en la tecnología y la legislación para hacer mezclas con el 5% de biodiésel y el 95% de diésel para motores de combustión interna. Actualmente hay varias empresas privadas produciendo biodiésel y hay un gran interés y participación de Ecopetrol para el desarrollo de nuevos proyectos.

Sin embargo, hasta el momento las materias primas más importantes para la producción de agroenergía en Colombia son la caña de azúcar, usada en la producción de etanol carburante, y el aceite de palma, para la generación de biodiésel. Un modelo comercial en el que, según García, de Corpoica, hay que fijarse, pues "asegurar la oferta de biomasa para la producción de etanol, biodiésel y energía eléctrica mejora la eficiencia energética de las operaciones de producción agropecuaria"; y explica además que algunos de los retos para los próximos años de la industria energética son disminuir el uso de combustibles fósiles y analizar los impactos del uso de los recursos y productos agrícolas destinados a la producción energética.

Otro programa que viene produciendo resultados efectivos es el que se está desarrollando en La Guajira, en Puerto Estrella y Uribia, que consiste en implementar un proyecto de poligeneración de energía, donde se integran la eólica, la solar y el diésel. "El proyecto de La Guajira es ambicioso, porque involucra energía solar, eólica e hidráulica con un motor de diésel que hablan el mismo idioma", señala Manuel La-huerta Romero, director de la firma española Aplicaciones de Energías Sustitutivas, que se encuentra asesorando el proyecto.

De otra parte, ISAGEN S.A. E.S.P., en conjunto con Wayuu S.A. E.S.P., adelanta el estudio de un parque eólico en La Guajira con la participación activa de las comunidades y estudia un convenio con Iberdrola para analizar futuros desarrollos.

Y en cuanto a la energía solar, aparecen tres proyectos ubicados en la Alta Guajira, Isla Fuerte y en el municipio de Unguía, en el Chocó. Pero sin duda la generación hidroeléctrica es la más avanzada en el país, porque Colombia es muy abundante todavía en el recurso hídrico.

Lo cierto es que para los próximos cinco años se planean proyectos de generación de energía con fuentes alternas como la eólica, solar y biomasa, que seguirán siendo las más destacadas en el campo de las renovables y que tendrán amplia aceptación en las regiones más apartadas que se encuentren desconectadas del sistema eléctrico.

A escala macro, la región más atractiva desde el punto de vista eólico es la Costa Atlántica Colombiana, donde los vientos aumentan en dirección a la península de La Guajira, ya que los vientos alisios impactan directamente esta región. Se han identificado otras regiones de interés como el departamento del Arauca y algunas zonas de los altiplanos en las cordilleras. Las condiciones mucho más favorables de La Guajira, que hicieron posible mediciones, estudios y análisis de información histórica sobre los vientos con mucha rapidez, hicieron que las actividades de EPM se concentraron en dicha región, para desarrollar el proyecto eólico propuesto como parte de su estrategia de expansión y complementariedad de la generación eléctrica acorde con las tendencias internacionales y los fenómenos de cambio global.

En efecto, la información disponible sobre la Media y Alta Guajira, indica que esta zona podría representar una de las alternativas con mayores posibilidades futuras para la generación eólica, tanto por sus fuertes vientos, como por otras particularidades -dirección, distribución de frecuencias del viento y complementariedad con el régimen hidrológico del país-, además de las aparentes favorables condiciones físicas para parques eólicos.

La empresa colombiana Empresas Públicas de Medellín está estudiando construir un parque eólico en la costa norte de Colombia que sumaría 200-400 MW de capacidad. A tal fin, el parque eólico Jepirachi se ha convertido en un proyecto piloto de importancia estratégica para la Empresa y para el sector eléctrico en Colombia.

3.6. Expectativa de la Energía Eólica en Colombia:

En Colombia a pesar de sus importantes recursos energéticos convencionales como el carbón, gas, petróleo y los recursos renovables hídricos a gran escala, se presenta problemas en el suministro de energía en todo el país, por su alta dependencia de los cambios climáticos regionales en la franja inter-tropical, la influencia de las corrientes del golfo (Golfo de México) y su ciclo de huracanes, la influencia de los cambios de temperatura del océano pacífico y a los cambios climáticos continentales. Es allí donde los recursos energéticos no convencionales de carácter renovable como: Energía Eólica, Energía Solar, Biomasa, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y Geotermia, que están disponibles también en el país para su aprovechamiento, se miran como alternativas de solución para la diversificación de la oferta energética y la seguridad energética del país previsible ante las diferentes condiciones medio ambientales y climáticas, antes de considerar el escenario negativo de generación convencional con combustibles fósiles a altos costos en el mercado.

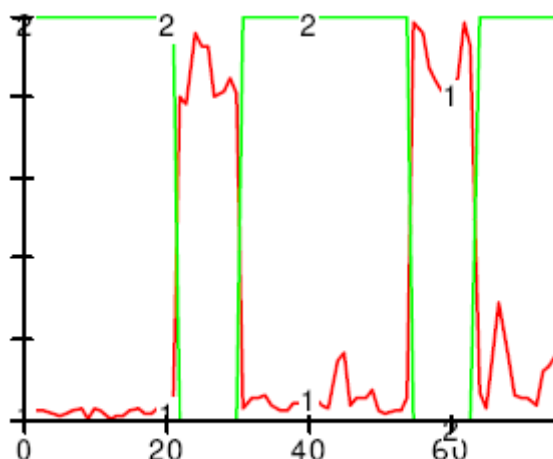


Figura. 32. Precios de Mercado Energético, en rojo y Escenario Hidrológico abundante o escaso, interpretación normalizada. De acuerdo a la incidencia del Fenómeno del niño, el eje horizontal es tiempo en meses. [18]

Para el caso de la energía eólica, el Estado Colombiano ha identificado que una de las principales barreras para la difusión de su aprovechamiento, es el desconocimiento de su potencial de aplicación y de la tecnología que esto involucra. Para nadie es desconocido el alto grado de monopolización de la producción, transmisión y distribución de energía en Colombia, por factores socioeconómicos difícilmente superables desde la tecnología e incluso a través de normas, debido a que las pequeñas empresas y las electrificadoras regionales, fueron pésimamente gestionadas y amplios sectores de la población en todos estratos sociales han asumido culturas de no pago de los servicios, lo que a impedido que la energía pueda prosperar como negocio de libre oferta y demanda, dado que es un producto de primera necesidad, el estado se ha visto obligado, incluso contrariando políticas antes definidas en la ley eléctrica [20], a impulsar proyectos, liquidar pequeñas electrificadoras o venderlas a los mejores postores, que finalmente son las empresas más grandes del mismo sector y que demuestran su capacidad de gestionar estos activos e integrarlos nuevamente a la red de suministro, garantizando precisamente atender los usuarios, recuperar parcialmente el cobro moroso o cartera morosa y minimizar el riesgo de escases de energía, e incluso de apagón en amplias regiones del país, como sucedió con ElectroCosta y ElectriCaribe, que son gestionadas ahora por la multinacional española Unión Fenosa, sucede actualmente con Emcali y con las Electrificadora de Santander, entre otras. Solo en aquellos departamentos o municipalidades, donde los gobernantes han priorizado realmente sacar adelante estas empresas, no han sido absorbidas por las empresas más grandes o multinacionales. Por ello es muy difícil que las empresas de energía, se propongan desarrollar proyectos de energía eólica a escala de MW, e interconectado a la red eléctrica nacional o Sistema Interconectado Nacional – SIN, si no existe como en los países industrializados incentivos, apoyo económico y logístico y una estructura de tarifas que privilegia la producción de energía 'limpia' eólica. A pesar de que si existen leyes para ello como la Ley 697 del 2001, que fomenta el uso racional y eficiente de la energía, y promueve la utilización de energías alternativas.

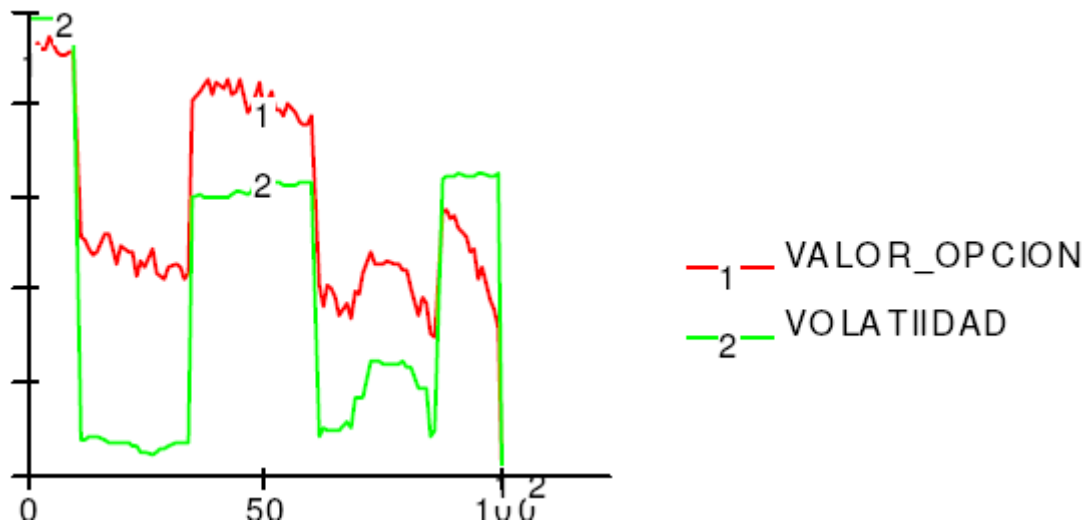


Figura 33. Valor de la Opción de Venta de energía en la bolsa, en rojo y volatilidad de los cambios climáticos, en verde, datos normalizados. El eje horizontal es tiempo en meses.

En el escenario antes descrito, el Instituto de Energía Universidad Nacional de Colombia hizo un estudio de las opciones reales para proyectos de energía eólica en el año 2003 y fue presentado en el II Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas realizado en la Universidad del Magdalena en el año 2004. [18], en el estudio no se evalúa el recurso eólico, no se cuestiona ni se valida su disponibilidad. Prácticamente se da por hecho que el recurso eólico es suficiente y disponible en Colombia, y se evidencia que varios factores endógenos y exógenos serían determinantes para un proyecto de generación eólica, entre ellos: Los fenómenos climáticos o cambios climáticos regionales en la franja inter-tropical y a los cambios climáticos globales, que dadas las carencias de energía eléctrica y los apagones de las décadas del 80 y 90 en Colombia, se evaluaron como cambios climáticos cíclicos o periódicos, similares a los monsoones en la península Indica y el Asia Septentrional y a los fenómenos del 'Niño' y de la 'Nina' que acontecen por notables cambios de temperatura en el Océano pacífico, lo que es muy difícil de predecir porque los estudios que han podido definir sus fases y su influencia en el clima global, han definido también que la variación de su ciclo se considera entre dos a siete años, lo cual no es nada preciso ni se puede modelar por ningún método conocido, solo se puede monitorear por satélite y mediante sensores como el LIDAR y el SODAR.

Otros factores considerados son intrínsecos del mercado de energía mayorista en Colombia y si son tomados como entradas para la valoración de opciones, que se está proponiendo por el método de opciones reales que 'considera las alternativas estratégicas que ciertos proyectos bajo condiciones de incertidumbre, y flexibilidad operativa y administrativa encierran, para ejecutar estas opciones en un horizonte temporal, dependiendo de la condiciones del mercado y del proceso de aprendizaje que se alcanza con el tiempo a medida que la incertidumbre se reduce', ver Figura 34.

Entrada	Descripción
Activo subyacente	Proyecto de inversión
Valor del activo subyacente	Valor presente del flujo de caja libre del proyecto
Tiempo hasta el vencimiento	Período durante el cual la decisión de inversión se puede ejercer
Precio de ejercicio	Inversión inicial del proyecto
Volatilidad del activo subyacente	Riesgo operativo subyacente
Tasa libre de riesgo	Mínimo rendimiento de una inversión libre de riesgo. Corresponde al rendimiento de los bonos del tesoro a 10 años en Estados Unidos.

Tabla 4. Factores o Entradas necesarias para la valoración de entradas reales.

También se tiene en cuenta las variables consideradas de una empresa generadora y comercializadora de energía que participa en el mercado de energía.

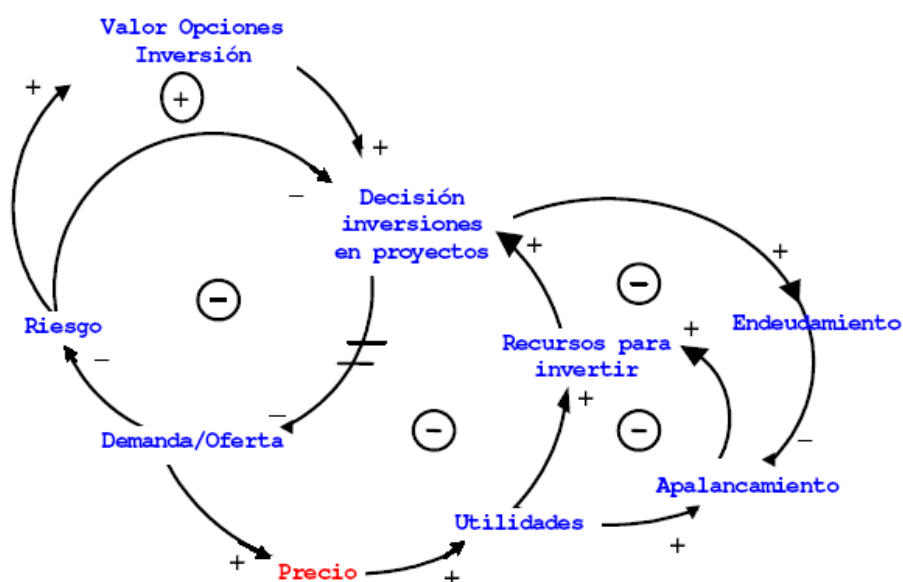


Figura 34. Dinámica Empresa Generadora – Comercializadora [18]

Y se analiza los ciclos y la dinámica del mercado de energía colombiano

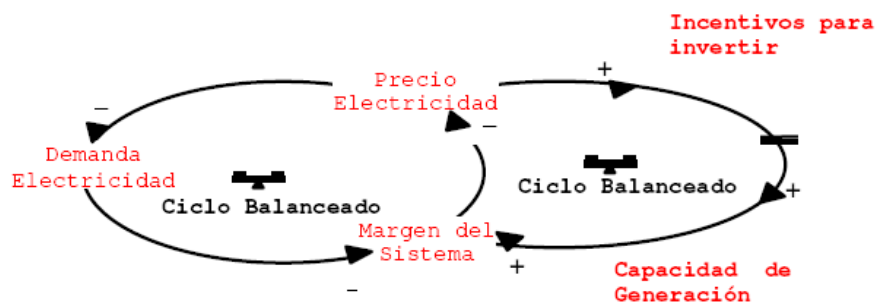


Figura 35. Dinámica del Mercado de Energía en Colombia

En el estudio del Instituto de Energía se hace la siguiente afirmación: 'En el Sector Eléctrico Colombiano en numerosas ocasiones los inversionistas han aceptado proyectos de inversión cuyo valor presente neto es negativo, sin embargo su aceptación ha sido el producto de percepciones intuitivas respecto a la evolución de la viabilidad de los proyectos en el tiempo y a factores estratégicos, tal es el caso de la generación de energía eólica en Colombia'

En el estudio mencionado se planteo la siguiente hipótesis: La opción de expandir un parque eólico piloto en Colombia, se debe ejercer cuando el precio de bolsa y el valor de la opción estén altos.

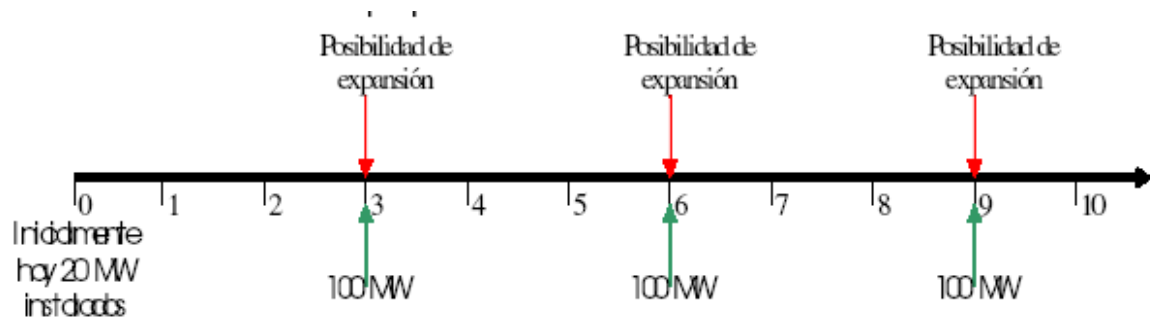


Figura 36. Años de posible decisión de expandir el parque eólico a 300 MW.

Al final se afirma que 'Las inversiones en energía eólica se deben realizar tan pronto como sea posible, siempre y cuando se cumplan las condiciones de precios de energía altos y valor de la opción alta. En la vida del proyecto se podrá esperar la ocurrencia de al menos dos (fenómenos meteorológicos llamado...) niño que contribuirán de manera importante a la viabilidad del proyecto.'

'Por la complementariedad presente entre los recursos hídricos y los recursos eólicos, se puede lograr justificar más ampliamente el proyecto, sin olvidar que existen ingresos adicionales por el agua ahorrada en las épocas de mayor sequía.'

El estudio mencionado está basado en la simulación y por tanto, puede dar información al inversionista para tomar una decisión adecuada. Este análisis finalmente va en el mismo sentido de apoyar los proyectos en energía eólica en Colombia, no solo porque es contemporáneo de la puesta en operación del parque eólico Jepirachi, que como hecho cumplido no requiere ya de análisis de factibilidad, dado que estos fueron hechos a su debido tiempo, considerando prácticamente la misma información disponible y porque finalmente la expectativa de precios altos y para lo que reconocemos como una opción alta, no están dados siempre, y desde el 2003 hasta ahora no se han presentado ni una sola vez, pero sugiere que con dos fenómenos del niño pueda recuperarse la inversión y cumplir la vida útil del parque eólico de 100 MW o de 300 MW, de por lo menos veinte años.

Al considerar las fuentes de incertidumbre para estas decisiones, se propone solo trabajar en la posible variación de los precios de la bolsa para dos escenarios: Expandir el parque a 300 MW, o hacer la expansión de 100 MW en 100MW en 10 años.

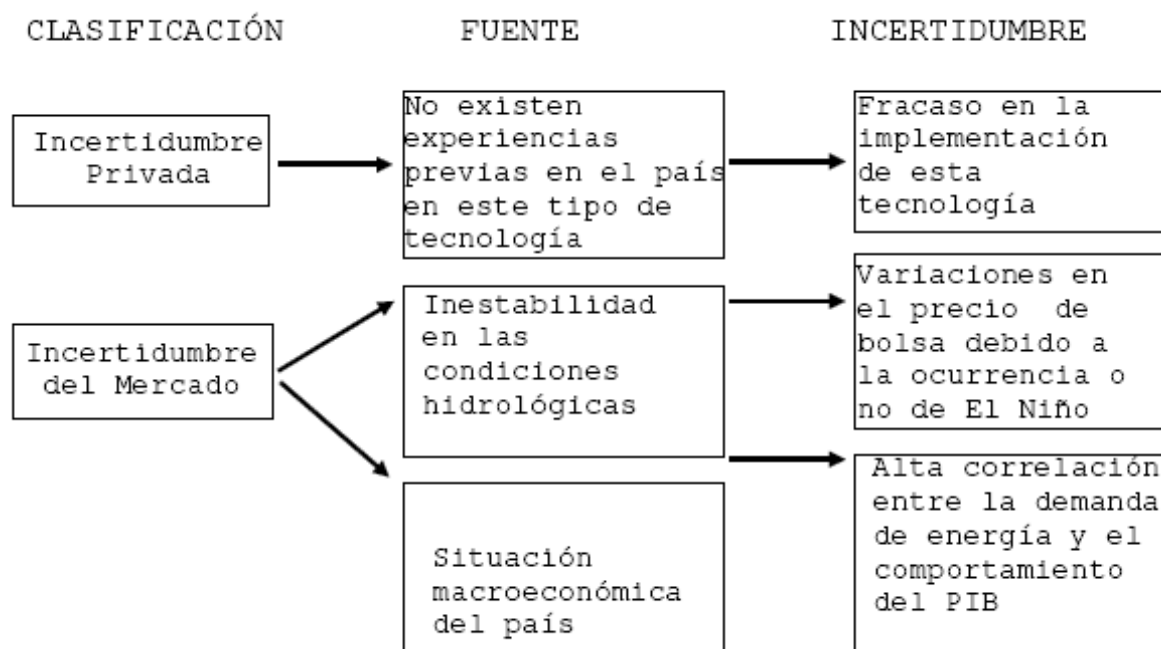


Figura 37. Fuentes de Incertidumbre.

En consideración de las fuentes de incertidumbre, las posibilidades de fracaso de la tecnología eólica en Proyectos como Jepirachi en Colombia, son mínimas porque esta tecnología ha sido probada con éxito en otros países y ya incluso se ha mejorado con nuevos materiales y nuevos equipos que superar en rendimiento, eficiencia y disminución de costos de mantenimiento y reposición a los equipos existentes [11]. Sin embargo no pueden desestimarse los costos de mantenimiento, porque ellos representan la mayor componente técnica de los costos de operación de un parque Eólico, ya que la operación en si puede ser monitoreada y controlada remotamente y puede ser parte de un proceso de control de una capacidad instalada mayor, en el caso de Empresas Publicas de Medellín, expandiendo el Parque Eólico actual a 100 e incluso a 300 MW, esta capacidad eólica instada no será mayor del 7 %, del total de la capacidad energética eléctrica instalada de EPM, lo que será un porcentaje aún menor cuando proyectos como Pescadero Ituango estén en operación. Por lo cual la Empresa no está comprometiendo su futuro con este proyecto, por el contrario está abriendo una posible fuente de altos ingresos si el escenario climático es desfavorable para la generación de las hidroeléctricas. En todo caso la generación hidroeléctrica, es mucho más económica y es la base de todo el SIN, por ello a Colombia no le conviene ese escenario desfavorable, porque a pesar de que en este se justifica económicamente los proyectos eólicos y con todas las fuentes de energía alternativos, la energía como insumo básico de la producción es un factor que puede influir en la producción de todas las empresas, en la productividad de muchas de ellas e incluso en la supervivencia de algunas en un mercado competido, donde las empresas se enfrentan a altos costos financieros y mercados internos o externos o muy competidos, muy reducidos, o demasiado especializados.

La otra fuente de incertidumbre importante para los proyectos eólicos es la disponibilidad del recurso: el viento. En el estudio antes mencionado no hay consideraciones sobre la posible escasez de viento o condiciones extremas de vientos con velocidades por encima de 25 m/s que impidan la operación de las turbinas. La realidad es que en los países industrializados se considera periodos de operación diarios de las turbinas entre 8 y 12 horas y periodos de ausencias de vientos mayores a dos meses, en Jepirachi, por el contrario se tiene operación continua de los aerogeneradores, muy pocos eventos de ausencia de vientos y por el contrario el efecto de varios huracanes que han impedido la operación e incluso han dañado varias palas, de los aerogeneradores. Es aquí donde las empresas asumen un

riesgo mayor, porque el clima obviamente viene cambiando drásticamente, y precisamente la evidencia de que hay un daño humano considerable a los factores que estabilizan el clima mundial, entre ellos: El efecto invernadero, la destrucción de la capa de ozono, el calentamiento de las superficies terrestres por efectos de deforestación y de la urbanización masiva y el calentamiento de la temperatura de los mares y océanos, que tiene a su vez como consecuencia el incremento del nivel de los mismos, hace que los estudios previos, históricos y actuales tengan solo una precisión y utilidad limitada.

La tercera fuente de incertidumbre importante son las variaciones en el mercado de energía, estas variaciones como se muestra en la figura 33, son afectadas principalmente por el fenómeno climático del 'Niño', con mayores sequías, en menor grado por el fenómeno de la 'Niña', que es de muchas lluvias, actualmente en Junio del 2009 vivimos las secuelas de este segundo fenómeno que se ha prolongado por casi dos años, periodo superior a los 14 y 18 meses de los fenómenos 'Niño' anteriores. Hay otros factores macroeconómicos que afectan también los precios de la energía, porque efectivamente hay una gran correlación o dependencia entre el PIB y la demanda de energía, como insumo básico de la producción la energía eléctrica tiene un mercado asegurado actualmente y prácticamente amarrado hacia el futuro, en la medida en que los planes de expansión de las grandes empresas del sector en Colombia, que son las que invertirían eventualmente en proyectos de energía renovables conectados o aportándole al SIN, están de la mano de planes de expansión del sector energético en conjunto y los planes estatales a respecto. Por tanto las variaciones en el mercado van a incidir directamente en las cifras finales de las utilidades de las empresas pero no van poner en riesgo su viabilidad económica, técnica u operativa.

Una fuente, también importante, de incertidumbre, que no es suficientemente estimada por los profesionales, tanto técnicos: ingenieros, como sociales y políticos: abogados y administradores, es la aceptación social y política sobre el tema en el país o región específica. La extensa descripción de la cronología del Parque Jepirachi, está matizada precisamente por los aspectos de socialización y favorabilidad, que la Empresa nunca desestimó pero que aún así viene afectando el proyecto dado que no se cumplió la retribución esperada de la Comunidad, de sus representantes y de las autoridades en materia ambiental. El apoyo Comunitario o Social, Formal y Estatal, no puede basarse en la retribución a la generosidad de la Empresa, se encontrarán en el mundo muchos casos en los cuales la población, niega haber recibido cualquier beneficio, ignora los parque eólicos, o los rechaza, pero es son concientes que no pueden oponerse a ellos porque algún documento de obligatorio cumplimiento o un hecho fundacional que sea referente inobjetable para la comunidad, como pudo ser el apoyo de todos sus líderes, de su líder carismático fundamental o de esta comunidad en conjunto con el estado o como garante del proyecto con el estado, los obliga a aceptarlo y permitirlo.

También en este aspecto social influye la vulnerabilidad de otras comunidades no tan próximas, pero igualmente sensibles y determinantes para estos proyectos de energía alternativa, como son las Organizaciones no gubernamentales, los centros de investigación los centros académicos y universidades, recientemente una visita denominada 'Expedición Energética a la Guajira' [22], de la cual participan: CENSAT Agua Viva, Comunidad Indígena U'wa, AACIWASUG, ASOPESMIEL, APROPESCAM, ASPROCIG, Asociación de Cabildos Nasa Cxhacxha, ACIN, Asocomunal, Comité Cívico Popular-Bogotá, Comunidad de Mayabangloma, Consejo Comunitario de Tabaco, ECOBRA, REMACOL, Juvimar, ONIC, Organización Wayúu Painwashí, Red Cultural Humanarte, Resguardo el Soldado Pararebiem, Resguardo Indígena Provincial, SINTRAELECOL, SINTRACARBÓN, Núcleo Amigos de la Tierra Brasil, Pueblo Guaraní, Bolivia, Pueblo Weenhayek, Bolivia, Observatorio de la Deuda en la Globalización (Estado español), Asociación Civil Indio Guaicaipuro, Venezuela, Asocbariven, Venezuela, Coecoceiba – Amigos de la Tierra Costa Rica, presento un informe subtítulo: La deuda ecológica de los proyectos energéticos en la península colombiana, Mayo, 2005, en el cual obviamente se cuestiona extensamente la producción de carbón en el Cerrejón, todas sus consecuencias ambientales, la operación de TermoGuajira, basada en Carbón, Gas y ACPM, y sus consecuencias ambientales y se cuestiona también al Parque Eólico Jepirachi. Este

Informe existe e independientemente de su metodología, sus objetivos y sus afirmaciones, mete en la misma problemática a las tecnologías de explotación y consumo de combustibles fósiles, en particular del carbón, reconocido como uno de los principales, sino el principal contaminante de tierra, agua y aire y el principal causante de toda la problemática del cambio climático mundial y mete la tecnología de producción de energía limpia, específicamente el Parque Eólico Jepirachi como si fuera algo igual. Respecto a Jepirachi hace dos cuestionamientos puntuales, que se pueden resolver fácilmente:

El ruido de las turbinas: Las palas de las turbinas reciben el viento a velocidades máximas de 25 m/s, que no son en nada comparables con las velocidades de la turbina de un avión que están por encima de 150 m/s, el ruido generado se confunde con el que produce en viento solo sin la presencia de las turbinas, el ruido de las turbinas es solo audible hasta cien metros [25] o menos de proximidad. En el Informe de Gestión Ambiental y Social 2007, EPM destaca: ' Los registros sonoros en la zona del proyecto, producto de la influencia del viento, sobrepasan los valores establecidos por las normas para zonas de tranquilidad.'

La comunidad más cercana está mínimo a un (1) Kilómetro retirada del Parque, por ello hablar de efectos sobre el sueño o sobre el oído solo sería razonables para los operadores y el personal de mantenimiento que realmente si está cerca de estos equipos y hasta ahora, según palabras del Ingeniero Walter José Del Río Duque, Coordinador de Operación y Mantenimiento, los accidentes y bajas en el personal por efectos biológicos no existen, después de cinco años de operación continua.

Las otras objeciones de la expedición, están basados en comentarios y entrevistas con habitantes cercanos, básicamente de las dos rancherías próximas: Arutkajüi y Kasiwolin, dándole toda la importancia y seriedad a esta información, a pesar de que no se tiene una verificación técnica a respecto, se menciona que los Jagueyes son inutilizables debido al polvillo de Carbón, lo cual es reiterar la confusión entre las consecuencias de una explotación minera de combustibles fósiles y la producción de energía eléctrica a partir de la eólica. Para vincular a EPM a este problema se argumenta que EPM prometió dar solución en suministro de energía y suministro de agua a la población circundante y que no cumplió ese compromiso. En todos los Foros las EPM han manifestado haber entregado todas las medidas compensatorias acordadas con la población, adicionalmente En este informe de Gestión Ambiental y Social y el Plan de Manejo Ambiental PMA, EPM destaca el trabajo con la comunidad desde la formulación del proyecto, conociendo, respetando y conservando su memoria cultural, arqueológica y fortaleciendo su organización social y comunitaria, generando oportunidades y empleo para estas comunidades.

En la siguiente tabla 5, se describen las medidas compensatorias convenidas con las comunidades Wayúu, luego de varios años 1999-2004, de socialización del Proyecto Jepirachi y de la instalación de torres de monitoreo y medición, que ya se han descrito.

DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA	POBLACIÓN BENEFICIADA	OBSERVACIONES
Planta desalinizadora de 4 metros cúbicos por hora (4m ³ /h). Obras adicionales: caseta de operación, estación de bombeo de aguas subterráneas, pozo de exploración, tanque de 10.000 litros, cable de conexión (800 m.), tableros y control de operación. Obras civiles de la planta.	Kasiwolín (111 personas) Arutkajüi (77 personas) y las del sector de Media Luna (761 personas) Total 949 personas	Instalada en octubre de 2003 y entregada al Municipio en diciembre de 2003 Administración y operación a cargo de la administración municipal de Uribia. Acta de entrega de la planta desalinizadora
Construcción de dos jagüeyes para el almacenamiento de agua	Arutkajüi 77 personas Media Luna 761 personas	Entregados a la comunidad el 28 de agosto y el 13 de noviembre de 2003, respectivamente.
Adecuación de dos jagüeyes	Kasiwolín 111 personas	Entregados a la comunidad el 14 febrero y el 7 de mayo de 2003.
Ampliación y dotación de la escuela Kamüsüchiwo'u: enramada, laboratorio, cerramiento, cambio de techos, baños, dotación de material didáctico, de laboratorio y logístico.	Kasiwolín, Arutkajüi y rancherías del sector de Media Luna y vecinas.	La dotación fue entregada el 5 de junio de 2003. Acta de entrega dotación escuela
Dotación del puesto de salud de Media Luna: elementos quirúrgicos, médicos y de oficina. Instalación de nevera alimentada con paneles solares.	949 personas	Dotación entregada el 4 de junio y el 19 de diciembre de 2003. Acta de entrega dotación del puesto de salud de Media Luna
Cerramiento del cementerio de Arutkajüi: según especificaciones concertadas con la comunidad	Comunidad de Arutkajüi	Entregadas el 14 de julio de 2003.

Tabla 5. Medidas compensatorias de EPM a la Comunidad Wayúu: Población del área cercana.

“Para el cumplimiento de las obligaciones de ley y respetando los derechos de las comunidades en materia territorial, se realizó el reconocimiento por las servidumbres con obras como la construcción de una dársena de abrigo (espólón en el mar) para facilitar el acceso de las embarcaciones de los pescadores a la playa, la dotación de embarcaciones con sus respectivos motores y aparejos de pesca, el mejoramiento de las viviendas y tanques para el almacenamiento de agua. [23]

Lo importante para la continuidad de los proyectos no es cuanto o qué se ha hecho, sino como se ha asegurado que ello sea un cimiento de una relación proactiva hacia el proyecto de esta población cercana o comunidad, La misma Expedición menciona el Contrato firmado ‘Respecto a los aspectos contractuales, se protocolizó el contrato con la empresa EPM en la notaría de la alcaldía de Uribia en mayo de 2004. El contrato está escrito en idioma castellano, no en Wayúu, a pesar de que el alcalde pertenece a la etnia. La empresa no ha querido reconocer la ley indígena y se ha apoyado en personas de la comunidad quienes dicen ser sus representantes utilizando su nombre para beneficio personal avalando los términos del contrato.’ [22]

En este aspecto, al tratarse de un encuentro de culturas, el contrato es un documento, sobre el cual se plasma un acuerdo y por ello debe acompañarse y hacersele seguimiento continuo, para garantizar que la vulnerabilidad de la comunidad por la temporalidad de sus liderazgos, la permeabilidad frente a otros procesos sociales y políticos, y las posibles interpretaciones erradas puedan perjudicar la relación con esa comunidad y debilitar de forma inesperada la viabilidad de un proyecto promisorio, de manera que cuidar y sostener una excelente relación con esa comunidad es también cuidar y proyectar un gran capital, económico, técnico y humano.

El acercamiento a la comunidad académica es igualmente importante, debido a que informes como el antes mencionado, sustentan su seriedad y veracidad en testimonios y en hechos, que son verificables, pero frente a los cuales es muy difícil definir responsabilidades y su interpretación es subjetiva. Proyectos de investigación en energía eólica han sido iniciados en las Universidades de Los Andes, Nacional, EAFIT, de Antioquia y la Escuela de Ingeniería de Antioquia, entre otras, sin embargo recientemente en el Seminario Una Visión Práctica de la Energía Eólica [16], el Ingeniero Jaime Escobar, Docente de la Universidad EAFIT, preguntaba: ¿Porqué era importante hacer un parque eólico en Colombia si hay una suficiente generación de energía hidroeléctrica, que es más económica y mucho más sencillo de controlar y garantizar un suministro de calidad en voltaje y frecuencia? La respuesta está en cada uno de los proyectos de energía limpia que existen, en todos los convenios y tratados para actuar frente al cambio climático mundial, el más conocido de todos: La Convención Marco sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas (FCCC) refrendado como protocolo de Kyoto [24] y firmado por mas de 162 países. Igual en el Parque Eólico Jepirachi, el cual tiene a solo 8 Km a su más extrema contraparte y que da todas las razones para proponer estas alternativas energéticas, a más que en los países industrializados es un negocio lucrativo que según el Ingeniero Diego Botero [15] movió en el 2008: 40.000 Millones de Euros. Pero lo importante no es la respuesta dada por el panel de ponentes reunidos allí, sino el hecho de que estas preguntas apenas se están empezando a hacer en serio en las Facultades de Ingeniería y con menos frecuencia en otras facultades, lo que muestra efectivamente la distancia que hay en las mismas Universidades, la Universidad EAFIT es tal vez la única Universidad en Medellín que tiene su propio túnel de viento para pruebas aerodinámicas y una de las pocas en Colombia, también es una de las pocas que tiene un aerogenerador instalado en la azotea de un de sus edificios. El desconocimiento de las razones e importancia de estos proyectos de generación de energía renovables y limpios, actualmente, los ha dejado al margen de planes y proyectos de investigación y de inversión, pues aún se piensa en ellos como experimentos con pocas posibilidades de éxito, dada la aparente 'suficiencia' energética hidroeléctrica que el profesor Escobar mencionaba. Por lo mismo son fácilmente descartados y reemplazados por otros proyectos.

Otra incertidumbre está en el apoyo, financiación y reconocimiento externo por Organizaciones, Fundaciones, Fondos y Gobiernos que están en pro de la generación renovable y limpia, como son las Organizaciones Multinacionales o Multilaterales como las mismas Naciones Unidas, el BID, el Banco Mundial, el Fondo Prototipo del Carbono (FPC) y Natsource, entre otras. Obsérvese que los dineros por venta de reducción de emisiones de CO₂, que son un logro por si solo del Parque Jepirachi y uno de los muchos reconocimientos, mencionados anteriormente en el numeral 3.2.6. , hacen parte de un trabajo muy serio que requiere verificaciones en el terreno de la implementación de estas nuevas tecnologías de producción de energía limpia, sin embargo considérese que prácticamente ninguno de los materiales de los parques eólicos son biodegradables, al contrario todos son materiales que deben garantizar una larga duración para una vida útil estimada de 20 años, Teniendo en cuenta que apenas se están restituyendo equipos en los primeros parques eólicos implementados en el mundo, esta por verificarse si se está cumpliendo en los planes ambientales y en los programas de disposición final de los materiales y equipos que se están dando de baja en estos parques. La Fibra de Vidrio, el aluminio, el hierro y acero y los materiales de equipos eléctricos, los lubricantes, refrigerantes diferentes al agua y en especial

el SF6, son todos materiales que pueden potencialmente contaminar el suelo, las aguas y el aire, allí donde su disposición final no ha sido garantizada. Estas entidades internacionales avanzan hacia la promoción de proyectos integrales en el manejo ambiental, es posible que un parque eólico produzca energía 'limpia' pero el proyecto mismo del parque tiende a ser cada vez más acorde con las normas ambientales en otros aspectos, más allá de la generación de energía, en el caso de Jepirachi se consideraron todos los aspectos de impacto ambientales y el ya mencionado Plan de Manejo Ambiental que fue presentado y fue aprobado por: CorpoGuajira, ya se mencionó las medidas compensatorias, pero los proyectos de Estado Colombiano y el sector eléctrico van más allá de los logros inmediatos de EPM dentro de la 'Estrategia Nacional para la Implementación del Mecanismo De Desarrollo Limpio: MDL, en Colombia' [27], no solo EPM fue pionero con el parque eólico Jepirachi, sino que ha adoptado la metodología *ACM0002 Regional Project Electricity System - opción C*, aplicable a cualquier proyecto conectado al SIN:

'Dado que las metodologías para el cálculo de reducción de emisiones en los proyectos Jepirachi y La Vuelta y La Herradura (presentadas a la Junta Ejecutiva de Cambio Climático) no fueron aprobadas en su totalidad por el panel de metodologías de este organismo; se propuso conformar un equipo de trabajo entre el ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, el Banco Mundial, el Centro Nacional de Despacho, Isagen y EPM, con el fin de desarrollar una "metodología país" aplicable al sector eléctrico colombiano. Como resultado de esta actividad se definió la metodología ACM0002 Regional Project Electricity System - opción C [28] , aplicable a cualquier proyecto conectado al Sistema de Transmisión Nacional. Este resultado constituye un gran y significativo aporte para el país.' [25].

La garantía plena de un manejo ambiental integral de acuerdo con los lineamientos de producción más limpia recorre transversalmente todos los proyectos nuevos de empresas del sector eléctrico, y otros sectores, dados los compromisos establecidos para lograr efectivos reconocimientos de MDL, sin embargo los logros efectivos en cada caso son diversos y dispares, el Ministerio del Ambiente ha promovido entre el sector eléctrico y minero una Política De Producción Más Limpia [29], y en ese sentido a concertado con las empresas del sector, compromisos específicos, para el diagnóstico, evaluación y solución al impacto ambiental de sus proyectos.

A pesar de una extensa lista de normas y leyes de protección ambiental, existen aún notables vacíos jurídicos que dejan a las empresas la libertad para hacer muchas actividades que pueden perjudicar el ambiente y directa o indirectamente a las comunidades aledañas o influenciadas, por ello el camino que ha asumido el Estado Colombiano es el de buscar la concertación y proponer la auto-regulación de las empresas, es así como las empresas del sector eléctrico se pueden basar en la llamada "ley eléctrica": Ley 142 de 1994, que no puede ser específica en muchos aspectos ambientales, dado que no es su objetivo central, por eso también se apoyan en la directiva Directiva Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos: RAEE 2002/96 de las UPME. Actualmente se desarrolla la Iniciativa RAEE en Colombia enfocada principalmente a equipo eléctrico de consumo masivo, en dos Fases: Fase I que terminó en el 2008 y la Fase II que debe continuar hasta el 2011. La primera fase fue de estudio, investigación, cuantificación y cualificación de la problemática, concientización y sensibilización a la sociedad colombiana, en la Fase II, o de Implementación El Estado Colombiano a través del Ministerio del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, EMPA, La Camara de Comercio de Informática y Comunicaciones, Computadores para Educar y El Centro Nacional de Producción Más Limpia, se han propuesto desarrollar Cuatro líneas de actividades:

Marco legal: Desarrollo de un marco legal y estándares técnicos para la gestión y el manejo integral de RAEEs

Modelo de gestión: Desarrollo de un modelo de operación y esquemas de financiación de un sistema de gestión de RAEE.

Modelos de manejo: Establecimiento de modelos pilotos de retoma/recolección, reuso/reacondicionamiento, aprovechamiento/reciclaje y disposición final de RAEE a nivel local y regional

Sensibilización y capacitación: Elaboración de instrumentos, divulgación, capacitación y formación técnica.

A nivel industrial la norma ambiental internacional es la ISO 14000, pero además hay un conjunto de normas ambientales vigentes y actualmente en Colombia, el congreso estudia un Proyecto de Ley: 273/2009, que 'establece lineamientos para una política pública nacional de residuos eléctricos y electrónicos –RAEE- en Colombia. De iniciativa parlamentaria' [30] y que es respaldado por los empresarios asociados en la ANDI.

Todas estas iniciativas nacionales e internacionales, apuntan a que tanto en la industria, el comercio y a nivel residencial se asuman compromisos para la producción, uso de la energía y los dispositivos eléctricos y electrónicos menos contaminantes y nocivos, y la conciencia de la sociedad del impacto que tiene esto sobre el ambiente, se eleve de tal forma que se pueda privilegiar mediante subsidios y precios especiales, la energía producida con mínimo impacto sobre el ambiente, en ese sentido las iniciativas de producción de energía eléctrica a partir de la eólica tiene muy buena perspectiva hacia el futuro, dado que el producido no solo es energía limpia y renovable, sino además los otros beneficios y reconocimientos mencionados, a lo cual esta normatividad en favor de proteger el ambiente le dará mayores posibilidades y oportunidades de hacerla rentable y sostenible.

En una fase más avanzada de la normatividad en [31] se describe como en Europa, específicamente en España, donde se han expandido notablemente los parques eólicos, se está exigiendo a los mismos cumplir normas que en Colombia no tendrían ningún sentido aún, basados en que el esfuerzo es mancomunado de todos los agentes: estatales, no gubernamentales e industriales involucrados en los proyectos eólicos, para beneficio común y específico de cada uno, basados también en reconocimiento que debe existir la garantía de rentabilidad de los proyectos en producción y que hay una política de fomento de las energías renovables por parte de la administración del estado con un marco legal y tarifario estable, se exige el cumplimiento de normas técnicas elevadas para la integración a la red, en cuanto a calidad del suministro en voltaje, frecuencia y confiabilidad. Todas las exigencias son obligatorias y deben ser certificadas, los parques eólicos deben soportar, sin desconexiones, fallos de la red como corto circuitos trifásicos, bifásicos y monofásicos, de acuerdo a los tiempos estipulados para re-cierres y evitando el deslastre de carga o aportando a la recuperación de las inestabilidades en frecuencia y voltaje, en la red.

Las elevadas exigencias de gestión para la integración a la red, en España, tienen que ver con la capacidad de predicción de los diferentes escenarios de generación, de acuerdo al continuo estudio y monitoreo de las condiciones de viento. En España se exige el control externo de la generación, lo que quiere decir que la energía entregada a la red no depende del operador sino de la demanda de la red, las comunicaciones entre el operador de cada parque y el operador de la red están también reguladas, para garantizar igualdad de condiciones y oportunidades a los diferentes parques eólicos y otros generadores con diferentes tecnologías renovables y no renovables, evidentemente la gestión operativa debe garantizar las exigencias técnicas antes mencionadas. La participación en el mercado de energía y en la bolsa del sector eléctrico estimula la producción y la planeación de la misma anticipando la demanda y mejorando el precio tanto para los generadores como los consumidores y dándole seguridad al sistema y al abastecimiento de la energía en el país.

Evolucionar hacia esta expectativa de exigencias técnicas y de gestión en parques eólicos pasa por tener primero un sistema de parques que representen un porcentaje significativo de la energía eléctrica disponible, lo que solo será posible si el proyecto piloto del Parque Jepirachi es exitoso, se expande y logra demostrar su aporte al SIN en las temporadas de

escasas lluvias o sequia que merman el potencial hidroeléctrico, logra aportar a la oferta de energía en el norte del país y/o vender un porcentaje significativo de la energía producida, también es determinante que las otras iniciativas de ISAGEN, otras empresas del sector y multinacionales como Iberdrola, que ya hizo presencia en la región, sean materializadas en nuevos parques eólicos, de significativa capacidad de generación.

4. PARQUE EÓLICOS EN COLOMBIA. PARQUE DE GENERACIÓN EÓLICA JEPIRACHI.

Jepírachi, significa “vientos que vienen del nordeste en dirección del Cabo de la Vela” en Wayuunaiki, la lengua nativa Wayuu, es el primero y único parque para la generación de energía eólica construido en el país. Es una experiencia piloto que hace parte del Programa General De Investigaciones, Proyectos Y Actividades Asociadas Para El Desarrollo De La Energía Eólica En Colombia. La siguiente es la crónica que la Empresas Públicas de Medellín nos entrega del proyecto [23]:



Figura 38. Ubicación del Parque Eólico Jepirachi, en el Norte de Colombia.

4.1. Ubicación Geográfica:

El Parque Eólico Jepírachi está ubicado en jurisdicción del Municipio de Uribia, en la Alta Guajira, entre las rancherías Arutkajüi y Kasiwolin, cerca de Puerto Bolívar y del Cabo de la Vela, del departamento de La Guajira. Ocupa una zona perteneciente a la comunidad indígena Wayuu.

El Proyecto surge en los 90's, en marzo del 1998 se realiza un análisis global sobre el estado del arte, evolución, tendencias y perspectivas de la energía eólica. Se concluye su potencial competitividad e importancia para el sector eléctrico colombiano en el mediano plazo.

La primera acción una vez definida la iniciativa para generar energía basada en el viento es la cuantificación y cualificación del recurso eólico, y esto conduce a crear un mapa o atlas de vientos en un área determinada. La selección del área para desarrollar un proyecto de energía eólica, se basa en los estudios previos y registros históricos del viento en el país, la región, el área y específicamente, en el sitio donde se pretende emplazar los aero-generadores.

Lo que es obvio al determinar el sitio es que la disponibilidad del recurso eólico no es puntual, como para instalar una sola unidad, sino que es espacial. En teoría, los vientos, como se describió en el capítulo 1, van a ser mayores a mayor altura, pero en la práctica pueden encontrarse algunos sitios con velocidades reducidas a alturas mayores. Eso obliga a hacer un estudio lo más completo posible de los perfiles de viento o variaciones de velocidad del viento en el tiempo, de la densidad del viento, de la humedad del aire, la dirección del viento, y la periodicidad del mismo. Como se trata de un fenómeno climático, se sabe que estos fenómenos tienden a ser cíclicos e influenciados de manera mundial, regional y local, en la misma medida. Por tanto el anemómetro, el sistema para determinar la dirección del viento, sean estos mediante veletas con sensores, por sensores ultrasónicos, sensores laser: LIDAR o por efecto doppler: SODAR, y todos los otros sensores como barómetros, medidores de humedad del aire, deben aportar datos por un período mínimo aceptable de un año. Dada la rapidez con la cual se pueden montar los aero-generadores: 9 a

12 meses, con datos de un solo año podría equivocadamente pensarse que es suficiente certeza para empezar a producir energía, sin embargo un estudio no se puede basar en datos de un solo año, por eso a pesar de que en un año se hacen mediciones cada 2 segundos y se registran promedios cada 10 minutos, para obtener mas de 72.000 datos por cada variable en cada dispositivos o sensor, lo cual hace que se tenga mas de 500.000 datos al año de una sola torre de medición.

4.2. Antecedentes del Parque Eólico Jeparachi:

A partir de la evidente presencia de fenómenos climáticos cada vez más fuertes y peligrosos para la población y las economías nacionales y del evidente progreso de la Energía Eólica, todos los países están actualizando su información eólica, por un lado como parte de la información meteorológica que actualmente es vital en las políticas de prevención y atención de desastres y por otro lado evaluando el potencial de generación eólica del mismo país. En Colombia el Estado publicó en el 2006 el: Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia [14], este atlas contiene mapas nacionales en escala 1:7'000.000 con información mensual, resultante de promedios de velocidades multianuales, las desviaciones estándar, los sesgos, potencial eólico o densidad de energía eólica e intensidad horaria, calculadas con estos mismos datos, construidos con 111 estaciones de referencia principalmente localizadas sobre las zonas Andina y Caribe junto con 122 datos de frontera localizados en Venezuela, Brasil, Perú, Ecuador, Mar Caribe y Océano Pacífico tomados de modelos regionales y datos complementarios espacialmente ubicados en los Llanos Orientales y Amazonia, descargados de las mismas fuentes. El método utilizado para la generación del Atlas de Viento le dio un tratamiento vectorial a la información y se diseñó un método de corrección por orografía idealizado en algoritmos que usan los modelos meteorológicos regionales. Los resultados obtenidos fueron validados mediante comparaciones entre el punto de grilla más cercano del modelo diseñado con la estación más cercana de la red de referencia, de tal forma que la interpolación fue aceptada cuando la diferencia entre ellos no superó los +0.5 m/s.

Como se mencionó en el Capítulo I, vientos con intensidades iguales o superiores a 5 m/s proporcionan una alternativa para uso de energía, que en términos teóricos de densidad de energía eólica es proporcional a $\frac{1}{2}$ de la densidad del aire, que como valor medio es 1 kg/m³, por la velocidad del viento al cubo; es decir, que valores promedios mensuales de densidad de energía por encima de 63 W/m² podrían ser importantes para pequeños proyectos que requieran el recurso viento cerca de superficie. Para proyectos de gran tamaño se necesita este cálculo para alturas superiores, este Atlas presenta 12 mapas mensuales de densidad de energía eólica a 20 metros de altura y 12 mapas mensuales a 50 metros de altura acompañados de sus respectivos campos anuales. Es natural encontrar valores más altos de densidad de energía eólica en 50 metros ya que la velocidad de viento aumenta con la altura dentro de la capa superficial de la atmósfera aproximadamente en los primeros 150 metros de altura.

Durante todo el año, valores de densidad de energía eólica entre 2.197 y 2.744 W/m², alcanzando aun valores entre 2.744 y 3.375 W/m², se mantienen en la Península de La Guajira. Al igual que el campo del viento y de densidad de energía eólica a 20 metros de altura, la densidad de energía eólica a 50 metros en el resto del país presenta variaciones dentro del ciclo estacional.

En la práctica los estudios del Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia son posteriores a los del Parque Eólico Jeparachi, sin embargo coinciden en haber encontrado en la alta Guajira cerca del Cabo de La Vela los mejores vientos y el mayor potencial eólico. Un medio físico y biótico favorable, con lluvias inferiores a 400 mm anuales, suelos salinos, vegetación escasa lo que reduce la rugosidad al mínimo, ausencia de fauna lo que reduce los riesgos de impacto biológico, en un semidesierto, seco y caliente con temperaturas superiores a 40 grados centígrados a la sombra. Las ventajas técnicas, además de un excelente recurso eólico, hacen esta área muy adecuada para los proyectos de energía eólica, existe transporte terrestre hasta el área, y mejor aún es una costa al mar Caribe, con

el Puerto Bolívar del proyecto Carbonífero Cerrejón a 4 Kilómetros, por donde puede ingresarse equipos de gran tamaño, sin mayores obstáculos físicos.

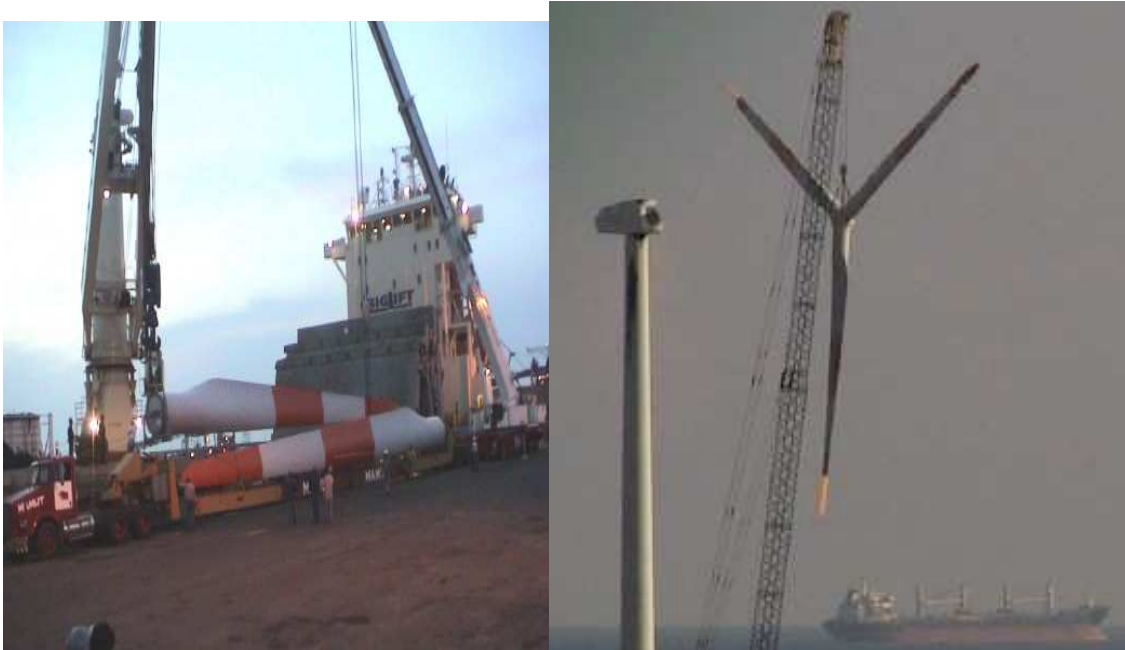


Figura 39. Equipo eólico transportado por mar, descargado e instalado en el Parque Eólico Jepirachi.

4.3. Criterios para la selección del sitio del Parque Eólico Jepirachi:

El parque eólico aportará energía a la red, por ello una parte muy importante del proyecto son las líneas de transmisión que van a permitir esa conexión, la torre T20 de la línea de transmisión a 110 KV entre Cuestecitas y Puerto Bolívar está a solo 800 metros de la subestación del Parque Jepirachi. No solo Jepirachi tienen estas ventajas, la topografía de la península de la Guajira y la presencia permanente de los vientos alisios, fueron condiciones naturales con las cuales EPM contaba para proponer a las autoridades y comunidades de la región un estudio más completo de los vientos, instalando las estaciones meteorológicas y con los inconvenientes ya mencionados.

En julio del 1998 se identifican y evalúan, de manera preliminar, parques eólicos de 50, 75 y 100 MW en Riohacha y el Cabo de la Vela, con base en información de vientos del programa especial de energía en la Costa Atlántica - Pesenca - de la Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit: GTZ GmbH. Todo esto por iniciativa de Empresas Publicas de Medellín.

Para el año 1999 son aprobados los primeros estudios por la Gerencia de las Empresas Públicas de Medellín. En febrero se revisa el potencial eólico de todo el país y se verifican las ventajas de la Alta Guajira para el emplazamiento de parques eólicos. Se conforma un equipo de trabajo para estudiar la viabilidad técnica, económica y ambiental de un parque eólico en ese territorio. En julio se realiza la primera visita de campo a la Alta Guajira, para el reconocimiento y la selección del área donde se localizaría el proyecto. En noviembre se contacta a la agencia de cooperación técnica GTZ de Alemania y se inician estudios y gestiones para un convenio de cooperación técnica en el marco del programa de energía eólica TERNA: Technical Expertise for Renewable Energy Application.

4.4. Medición y Monitoreo del Recurso Eólico en La Zona del Parque Eólico Jepirachi:

Entre los años 1999 y 2000 se instala el sistema o Red de Estaciones para la Investigación Regional de Los Vientos, EPM instaló, cinco estaciones de medición de vientos y otros parámetros meteorológicos a diferentes alturas en la Alta Guajira, que operan desde noviembre del año 2002. Estas estaciones son: Punta Coco, Taroa, Mauripao, Bahía Hondita y Puerto Estrella, las cuales se suman a las tres ya existentes desde Diciembre de 1999: Kasushi, Arutkajui y Kasiwolin, en la zona de Media Luna.

Cada una de estas estaciones cuenta con una plataforma de colección de datos que almacena la información registrada en forma digital y la transmite luego, vía satélite, a la Subestación Colombia, ubicada en Medellín, a través del sistema GOES. La información se almacena para su consulta y análisis continuo.

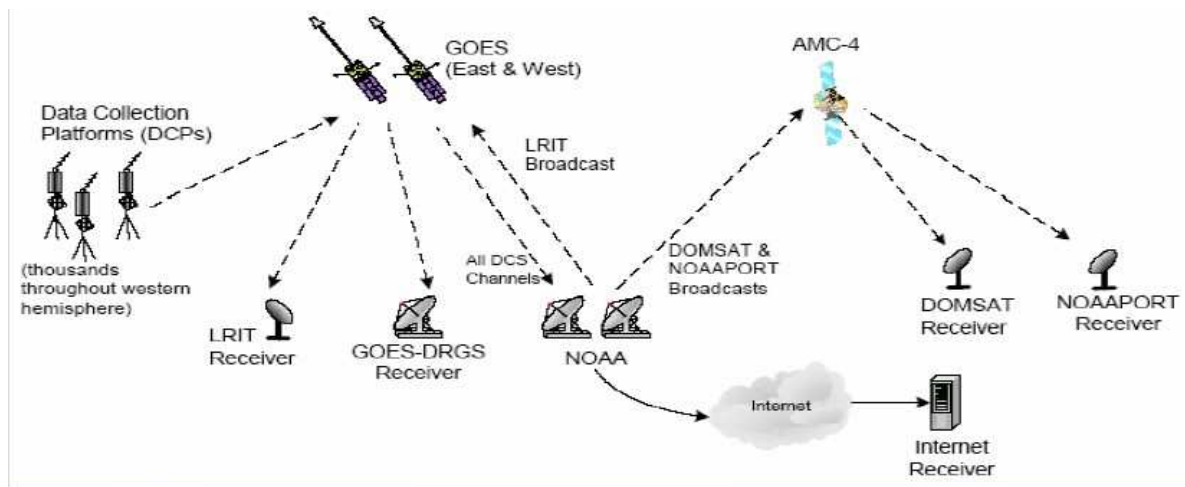


Figura 40. Sistemas de Comunicación de datos vía satélite usando los Satélites GOES.

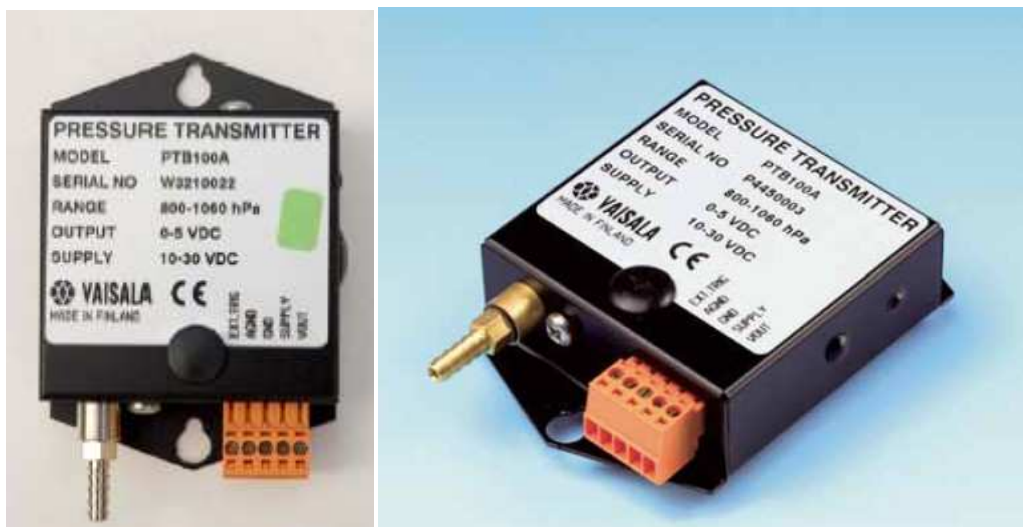


Figura 41. Sensor Barométrico o Barocap y Transmisor analógico de datos de Presión Atmosférica.

Las torres son de 50 m de altura, las mediciones se hacen a 10, 20 y 50 metros, en muestreos de un)1= segundo y se sacan promedios y desviación estándar cada 10 minutos, que se transmiten vía satélite, como ya se mencionó.



Figura 42. Estación de medición meteorológica y monitoreo vía satélite con sistema GOES. [23]



Figura 43. Anemómetro y veleta. Los anemómetros utilizados por EPM son marca: Met One, Tiess, Young y Vector.



Figura 44. Veleta y Sensor marca Young, para determinar la dirección y velocidad del viento.

4.5. Validación de los Datos Medidos:

Con asesoramiento en aplicación de la norma específica Measurement Network of Wind Energy Institutes: MEASNET, por parte de Deutsche Wind Guard, lo que es muy lógico considerando que es bajo la asesoría o convenio de cooperación técnica de la empresa alemana GTZ que se desarrolla este proyecto.



Figura 45. Sensor de viento multifunción ultrasónico WXT520, mide y transmite seis variables ambientales similar al WXT510, Cumple normas IEC 60945 parágrafo 8, y vibración IEC 60945/61000-4-2, 61000-4-6. Marca VAISALA, fabricado en Finlandia.

Los equipos fueron calibrados y esta calibración debe estar certificada de acuerdo a la norma: IEC – 61400 – 1, Equipos certificados para vientos Clase 1. Así lo exigió las EPM en los pliegos de contratación para este proyecto.

4.6. Certificaciones Ambientales:

El 14 de abril 1999, se presenta el proyecto en el lanzamiento internacional de la Estrategia Nacional de Cambio Climático. Durante el evento, funcionarios del Banco Mundial (BM), el Fondo Prototipo del Carbono (FPC) y Natsource lo califican como la mejor alternativa colombiana para su formulación como proyecto de reducción de emisiones (MDL). Se inician contactos con el Banco Mundial y el Fondo Prototipo del Carbono.

En noviembre se firma del 2002, por primera vez en Colombia, el acuerdo con el Fondo Prototipo del Carbono que administra el Banco Mundial, para la venta de Certificados de Reducción de Emisiones del parque eólico Jepírachi.

El 20 de marzo del 2001 Jepírachi es inscrito ante el FPC como proyecto de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el marco del Protocolo de Kyoto [24].

4.7. Puesta en Operación de las estaciones de Medición y culminación de los estudios:

El 20 de mayo 2000 entra en operación la estación Kasushi, primera estación de medición de vientos de EEPPM en la zona del proyecto.

En agosto 2000, culminan los estudios de viabilidad técnica, económica y ambiental de un parque eólico de 24,7 MW en inmediaciones de Puerto Bolívar.

EPM afirma que con el acompañamiento de Corporación Autónoma Regional de la Guajira: Corpoguajira y la Dirección de Asuntos Indígenas del Ministerio del Interior, se realizaron reuniones informativas en las rancherías Kasiwolin y Arutkajüi, con el propósito de concertar con las autoridades tradicionales, los líderes y la comunidad la instalación de dos nuevas estaciones de medición de vientos en su territorio, para el estudio del potencial eólico.

En diciembre se instalan las estaciones de Arutkajüi y Kasiwolin.

Es importante retomar la crónica de estos eventos dado que no todo está sincronizado para este proyecto, La Corporación Autónoma Regional de la Guajira: Corpoguajira, acaba de sancionar, este 14 de Mayo del 2009, a E.P.M, con multa de Treinta y Cuatro Millones Setecientos Ochenta y Tres mil pesos \$34.783.000. La decisión fue tomada luego de comprobar la instalación y operación de torres para el estudio de energía eólica en diferentes lugares de la Alta Guajira y con ello la medición de recursos naturales con el propósito de proyectar obras para el futuro aprovechamiento de energía eólica en la Alta Guajira, tales como en: Araparen, Jasay, Guerrero, Punta Cocos, Bahía Hondita, Pursheo, Taroa y Puerto Estrella. Sin el correspondiente permiso de Corpoguajira, incumpliendo lo dispuesto en el Artículo 56 del Decreto 2811 de 1974. Por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.

La Resolución sancionatoria 1013 del 2009, fue notificada al Representante Legal de E.P.M o a su apoderado, y al Procurador Judicial, Agrario y Ambiental de La Guajira, el 14 de mayo de 2009.

Este hecho sin precedentes, contradice todo el proceso de socialización, acercamiento a la comunidad y acompañamiento de las autoridades locales, regionales y nacionales a los proyectos de energía alternativas, como lo venimos describiendo y se suma a todos los inconvenientes que han conducido a atrasos notables para que estas nuevas tecnologías puedan ser implementadas en Colombia. Con la información disponible se analizará el tema en un numeral correspondiente.

En mayo se realiza una visita a la zona con representantes de la empresa alemana Deutsche WindGuard, con el fin de identificar posibles sitios para la instalación de estaciones meteorológicas adicionales para completar el estudio regional de vientos.

El 29 de enero del 2002, Colciencias expide el certificado según el cual el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología califica como innovación tecnológica el “Programa general de EPM para el desarrollo de la energía eólica en Colombia”.

El 20 de marzo del 2002 la Junta Directiva de EPM autoriza la construcción del parque eólico Jepírachi. El 20 de junio se realiza la reunión de protocolización de los acuerdos y medidas compensatorias pactadas con las comunidades indígenas de la zona, durante el proceso de consulta previa. Como veedores y garantes de los acuerdos participan representantes de Corpoguajira, la Dirección de Asuntos Indígenas del Ministerio del Interior, la Administración Municipal de Uribia y la Gobernación de La Guajira, incluida la Dirección de Asuntos Indígenas del Departamento. A finales de junio se presenta el Plan de Manejo Ambiental a Corpoguajira.

El 10 de julio del 2002 se clausura el convenio con la GTZ con la entrega de los estudios técnicos, económicos y ambientales del proyecto (factibilidad - diseño). Durante el mismo mes se solicitan los permisos ante las autoridades tradicionales y la comunidad, para la instalación de las estaciones de monitoreo de vientos en Punta Coco, Mauripao, Taroa, Bahía Hondita y Puerto Estrella.

El 21 de agosto del 2002 EPM abre las licitaciones internacionales y nacionales para el suministro de los aerogeneradores, los equipos para la subestación del parque y las demás contrataciones requeridas para su construcción. En noviembre entra en operación la red para la investigación regional de vientos en la Alta Guajira, compuesta por cinco estaciones localizadas entre Bahía Portete y Puerto Estrella, en jurisdicción del Municipio de Uribia. A finales de Diciembre de Corpoguajira otorga los permisos que dan vía libre a la construcción del parque.



Figura 46. Equipos de Telemetría usados por EPM en las torres de medición.

4.8. Obras Civiles, Vías y fundaciones de las torres:

A partir de febrero 2003 se inician los contratos de obras civiles, vías y otros; paralelamente se avanza en el cumplimiento de los compromisos adquiridos con la comunidad indígena. A mediados de abril, EPM adjudica la fabricación, suministro y montaje de los aerogeneradores a la compañía alemana Nordex Energy GmbH. El contrato incluye capacitación y entrenamiento de personal, así como la supervisión de la operación y mantenimiento durante un año.

[Regresar al contenido](#)

below



Figura 47. Virola de pernos para la torre de un aerogenerador rodeado por la malla de tierra y el enmallado de la base de la obra civil antes y después de vaciado el concreto en el Parque Eólico Jepirachi.

4.9. Transporte y Montaje de los equipos de las Turbinas Nordex N60:

En noviembre del 2003 llegan los 10 primeros aerogeneradores a Puerto Bolívar.



Figura 48. Descarga de una sección de la torre y de una de las palas de los aerogeneradores N60/1300 KW, del parque Eólico Jepirachi.



Figura 49. Izado de la primera y tercera pala del aerogenerador Nordex N60/1300 KW

[Regresar al contenido](#)

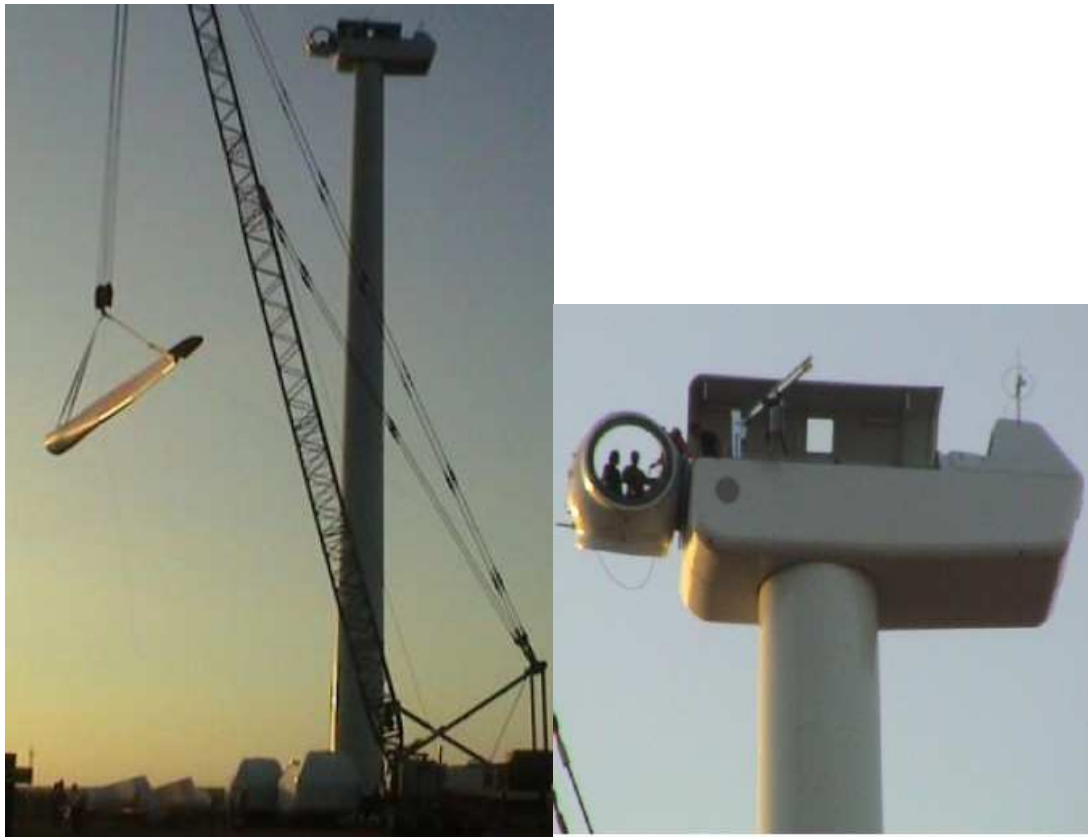


Figura 50. Izado y Espera en el Hub o Gondola, para la Instalación de una de las palas de un aerogenerador.

El 17 de noviembre de 2003 concluye la instalación del primer aerogenerador en territorio colombiano, conectado al SIN, un hito en la historia del sector eléctrico nacional.



Figura 51. Primer Aerogenerador instalado en Colombia, marca Nordex N60/25 {17}.

below

4.10. Características del Parque Eólico Jepirachi:

Está conformado por 15 aerogeneradores Nordex N60/1300 KW – 1.3 MW cada uno, para un total de 19,5 MW de capacidad instalada.



Figura 52. Aerogenerador Nordex 60/250 1300KW.

Los aerogeneradores están compuestos por un rotor de 60 m de diámetro y un generador instalado sobre una torre de 60 m de altura.

Su distribución es de dos filas de 8 y 7 aerogeneradores respectivamente, separadas aproximadamente 1000 m. La distancia promedio entre aerogeneradores es de 180 m, pero por circunstancias propias de cada sitio en particular, se requirió variar la separación entre aerogeneradores y la dirección de la línea, conservando una orientación de -10° Norte (Azimut 170°).

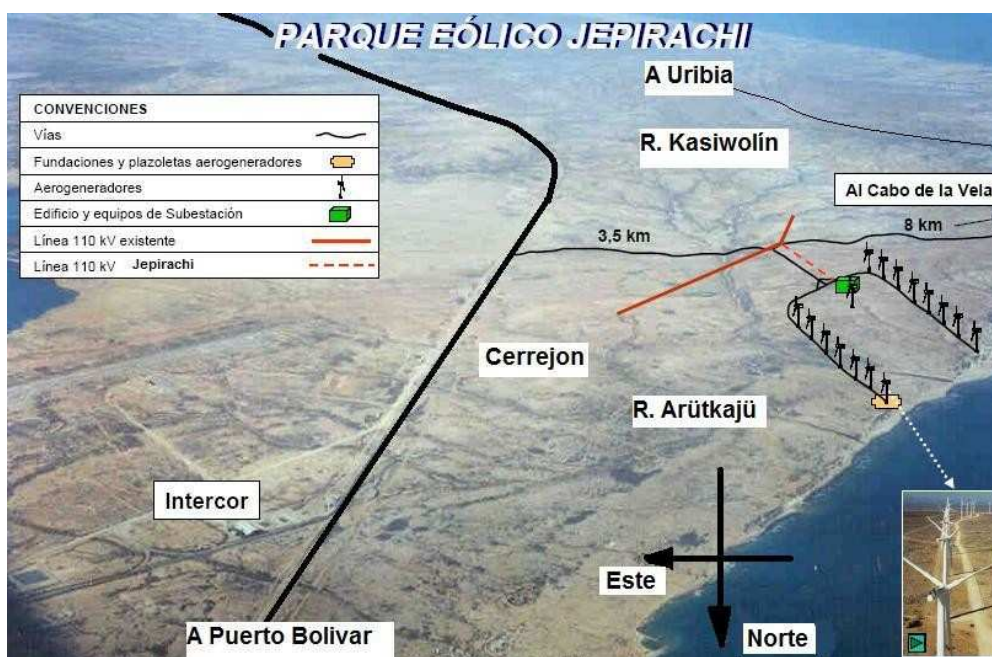


Figura. 53. Parque Eólico Jepirachi en la Alta Guajira y sus proximidades.

La zona que ocupan las aero-turbinas comprende un área rectangular de aproximadamente un Km de ancho (en dirección paralela a la costa) por 1,2 Km de largo, al norte de la ranchería Kasiwolín y al occidente de la ranchería Arütkejüi.



Figura 54. Cables de Salida del aerogenerador para ser conducidos subterráneamente a la Subestación Encapsulada en SF6 que le da salida al Transformador 13,8 KV / 110 KV.

Los aerogeneradores están interconectados entre sí por una red subterránea a una tensión de 13,8 kV, la cual conduce la energía hacia la subestación eléctrica localizada en el centro del perímetro sur del área ocupada por el parque.



Figura 55. Subestación 13,8 / 110 KV Saliendo 800 m hasta T20 de la Línea de Transmisión Cuestecitas a Puerto Bolívar del proyecto carbonífero Cerrejón.

Dicha subestación dispone de un transformador que eleva el voltaje a una tensión de 110 kV, y es el punto de partida de la línea de 800 m de longitud, con la que se conecta el parque a la torre 20 de la línea Cuestecitas - Puerto Bolívar, de propiedad de Carbones del Cerrejón, que suministra la energía para el puerto.



Figura 56. Sistema de Transmisión del Norte de Colombia, Jepirachi se encuentra en el extremo Norte a 8 km de la Subestación Puerto Bolivar salida al mar de la Explotación Carbonífera Cerrejón.

El parque eólico Jepirachi puede ser monitoreado y operado vía satélite, en tiempo real, desde el Centro de Control Generación Energía (CCG) de EPM en Medellín. También puede ser monitoreado desde la sede del fabricante en Alemania, como parte de la transferencia tecnológica.

EQUIPOS	POTENCIA INSTALADA (MW)	PRODUCCIÓN ENERGÉTICA (MWh-año)	ENERGÍA AJUSTADA POR LARGO PLAZO *	ENERGÍA AJUSTADA POR DISPONIBILIDAD *	FACTOR DE CAPACIDAD
15 X N60) (Nordex)	19,50	87267,4	82904,0	78758,8	0,461

Tabla 6. Valores Nominales del Parque Eólico Jepirachi

El 21 de diciembre se inaugura oficialmente el primer parque eólico colombiano: Jepirachi.

En abril inicia la operación comercial plena del parque.



Figura 57. Equipos de Control y Monitoreo de Las Turbinas N60/250 1300 KW.

Además del suministro de las 15 máquinas, una estación de meteorología y los equipos de control y monitoreo, el contrato con la firma alemana Nordex Energy GmbH contempló los procesos de capacitación y entrenamiento del personal de EPM involucrado en el proyecto; la supervisión de la operación y mantenimiento, la evaluación y monitoreo del desempeño del parque durante un año y recomendaciones para el desarrollo de futuros parques eólicos en la zona del proyecto.



Figura 58. Planta de Emergencia.

below

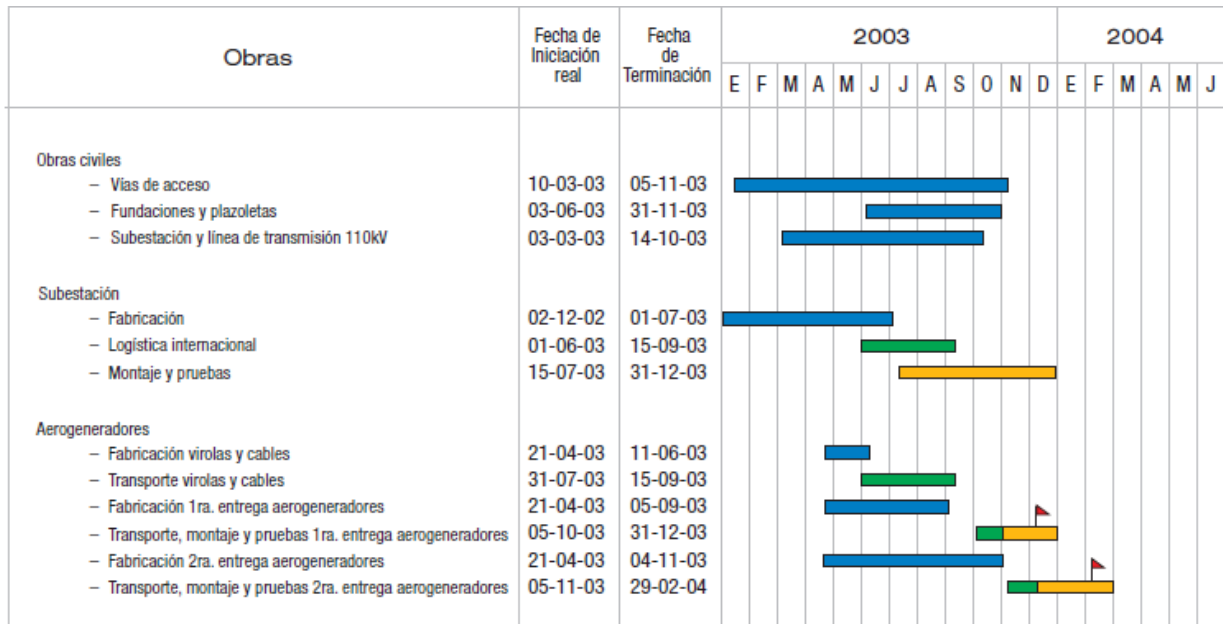


Figura 59. Resumen del Cronograma de Obras Eólico Parque Jepirachi

5. ESTUDIOS Y CÁLCULOS DE PROYECTOS EÓLICOS.

5.1. Normas Sobre Especificaciones De Turbinas Eólicas.

La norma internacional para la especificaciones de diseño,, construcción y vida útil de proyectos eólicos y turbinas eólicas es la norma: IEC 61400, la IEC 61400-1 Especifica los requisitos esenciales de diseño de ingeniería para garantizar la integridad de los aerogeneradores. Proporciona un nivel adecuado de protección contra los daños de todos los riesgos durante la vida útil prevista. Se ocupa de todos los subsistemas de las turbinas eólicas tales como el control y los mecanismos de protección, los sistemas eléctricos internos, los sistemas mecánicos y estructuras de apoyo. Se aplica a las turbinas eólicas de todos los tamaños. La norma IEC 61400-2 para las pequeñas turbinas de viento.

Estas normas son exigidas en Estados Unidos y Europa y su cumplimiento es certificado por los Centros Y laboratorios: NREL -National Wind Technology Center de Estados Unidos, WMC/TU Delft de Holanda, RISO, National Laboratory Denmark , de Dinamarca, NaREC del Reino Unido y Laboratorios Privados como : LM Glasfibers, NEG Micon, MHI, y otros fabricantes.

En Colombia no se exige a tal grado, dada la incipiente implementación de esta tecnología, como contraparte La Unidad De Planeación Minero Energética publicó en el año 2003 el documento llamado: Guía Para La Utilización De La Energía Eólica Para Generación De Energía Eléctrica, referenciado como : Documento No. ANC-603-18 [29]

Lo que la Empresa Generadora debe garantizar es:

Que hay efectivamente suficiente recurso eólico para poder generar energía eléctrica a partir de sus turbinas, Que las turbinas son solidas, seguras y poco ruidosas y que tienen la vida útil que está especificada: 15 o 20 años.

5.2. Cálculo de la Energía Eólica Entregada.

5.2.1. Cálculo de la Variación De La Velocidad Del Viento Con La Altura.

Para terreno plano y abierto (esto es, libre de obstáculos de gran tamaño y con vegetación de pequeño tamaño relativo) se han desarrollado algunos conceptos generales muy útiles.

La superficie terrestre ejerce una fuerza de rozamiento que se opone al movimiento del aire y cuyo efecto es retardar el flujo, por ende disminuir la velocidad del viento. Este efecto retardatorio de la velocidad de viento decrece en la medida que se incrementa la altura sobre la superficie del terreno y de obstáculos en su recorrido. Así pues, a mayor altura sobre la superficie mayor velocidad de viento se podrá experimentar.

Un modelo sencillo para calcular el incremento en la velocidad con respecto a la altura, es la distribución de velocidades en función de la altura y esta sigue una ley exponencial, como se expuso en el Capítulo 1, y las ecuaciones 1,2 y 3.

5.2.2. Cálculo de la Potencia del Viento.

La potencia en el viento soplando con una velocidad V a través de una área A perpendicular a V , es:

Ecuación 4. $P_{\text{viento}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$

Donde:

P_{viento} es la potencia en el viento en vatios

ρ : es la densidad del aire(aprox. 1.2 Kg/m^3)

V es la velocidad del viento en m/s

A es el área perpendicular al viento en m^2

La potencia eólica se ve además afectada por variaciones en la densidad del aire, sobre todo si se pretenden realizar instalaciones en zonas montañosas de gran elevación sobre el nivel del mar. Normalmente, la potencia eólica teórica se da como potencia eólica específica, esto es por unidad de área. Como se definió en la Ecuación 1. Del numeral 2.4.

$$P_{\text{viento}} = \frac{1}{2} \rho V^3 \text{ (w/m}^2\text{)}$$

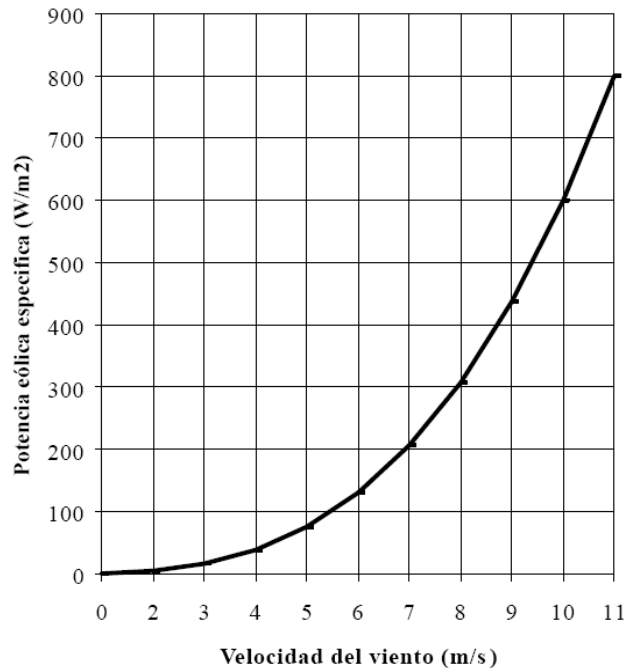


Figura 60. Potencia eólica específica en función de la velocidad para condiciones normales de presión y temperatura.[3].

La Tabla 7 muestra la potencia eólica específica para diferentes valores de velocidad de viento, con la densidad del aire a condiciones estándar a la altura del nivel del mar (1.2 Kg/m³).

Velocidad del viento en m/s	Potencia Eólica Especifica en w/m²
2	5
3	16
4	38
5	75
6	130
7	206
8	307
9	437
10	600
11	800
12	1040

Tabla 7. Variación de la Potencia Eólica Especifica con la velocidad del viento promedio.

Altura sobre el nivel del mar (m)	Densidad de Aire Seco en Kg/m ³ a:	
	20°C	0°C
0	1.204	1.292
500	1.134	1.217
1,000	1.068	1.146
1,500	1.005	1.078
2,000	0.945	1.014
2,500	0.887	0.952
3,000	0.833	0.894
3,500	0.781	0.839
4,000	0.732	0.786

Tabla 8. Densidad del Aire a Diferentes Alturas sobre el Nivel del Mar.

La Tabla 8. Muestra la variación de la densidad del aire para diferentes alturas sobre el nivel del mar y temperatura. Para el cálculo de la potencia eólica a diferentes alturas sobre el nivel del mar, esta deberá ser corregida utilizando el verdadero valor de la densidad según esta tabla.

5.2.3. Información Necesaria Para Evaluar El Uso De La Energía Eólica

Esta sección revisa los requerimientos de datos meteorológicos para una adecuada evaluación del recurso eólico; y por ende dimensionamiento y evaluación de sistemas de conversión de energía eólica para generación eléctrica.

5.2.3.1. Datos Meteorológicos Requeridos

La información necesaria para evaluar la aplicación de sistemas de conversión de la energía eólica, es:

5.2.3.2. Velocidad de Viento Promedio Anual:

La velocidad de viento promedio por un período largo puede ser utilizada como una primera indicación de la viabilidad de uso de la energía eólica.

5.2.3.3. Variaciones Estacionales:

Datos sobre variaciones estacionales de la velocidad de viento (normalmente presentada como promedios mensuales de velocidad de viento) son de importancia para estimar la variación estacional de entrega de energía, y así determinar el mes de diseño crítico (v.g.: mes de menor energía eólica disponible) para la instalación que se desea. Por ejemplo: La Figura 61 ilustra las variaciones estacionales que se presentan en el Aeropuerto Camilo Daza en Cúcuta en el período de 1972 a 1977.

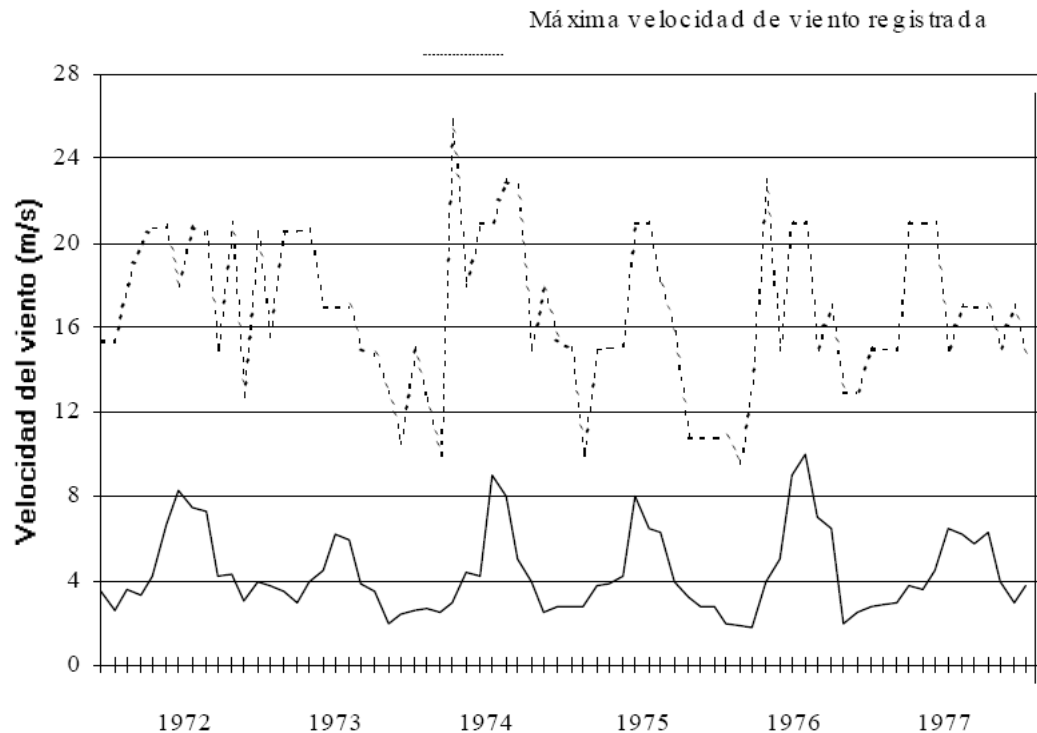


Figura 61. Variaciones estacionales aeropuerto Camilo Daza – Cúcuta entre 1972 y 1977 [3]

5.3. Producción Neta de un sistema eólico.

El comportamiento típico del viento, en cuanto a distribución de frecuencias, puede ser ajustado estadísticamente con la función de densidad de probabilidad de Weibull.

En el análisis adimensional, donde el régimen de vientos se ajusta estadísticamente por la función de densidad de probabilidad de Weibull y el comportamiento del equipo se adimensionaliza dividiéndolo por la velocidad promedio del lugar (v) donde se esté realizando el estudio, Se tiene:

- Debido al a dimensionamiento, en toda ecuación:

Ecuación 5.

$$x = \frac{v}{\bar{v}}$$

- Para el régimen de vientos, utilizando la función de Weibull:

Ecuación 6.

$$f(x) = k \cdot G \cdot x^{k-1} \cdot \exp(-G \cdot x^k)$$

Donde k es el factor de forma de Weibull, que generalmente varía entre 1 y 3.5; G se puede calcular como:

Ecuación 7.

$$G = 0.568 + \frac{0.434}{k}$$

Para las turbinas eólicas, su curva de potencia se puede aproximar a :

$$P(x) = P_r \cdot \left\{ \frac{x - x_{in}}{x_r - x_{in}} \right\} \quad x_{in} \leq x \leq x_r$$

$$P(x) = P_r \quad x_r \leq x \leq x_{out}$$

Ecuaciones 9 .

Donde **P_r** es la potencia de rateo o potencia nominal de la turbina, y los subíndices se refieren a los datos característicos de velocidad adimensionados como se explicó anteriormente.

Por lo tanto, la energía que se podría obtener sería:

$$\text{Energía} = T \cdot \int_{V_{in}}^{V_{out}} P(v) \cdot f(v) \cdot dv$$

Ecuación 10.

Donde T es el periodo de evaluación del sistema. Como la función de potencia para la turbina está definida por dos partes, tenemos entonces:

$$\text{Energía} = T \cdot \int_{V_{in}}^{V_r} P(v) \cdot f(v) \cdot dv + T \cdot \int_{V_r}^{V_{out}} P(v) \cdot f(v) \cdot dv$$

Ecuación 11.

Al expresar esta ecuación de energía en forma adimensional, se obtiene:

$$\text{Energía} = T \cdot \int_{X_{in}}^{X_r} P(x) \cdot f(x) \cdot dx + T \cdot P_r \int_{X_r}^{X_{out}} f(x) \cdot dx$$

La relación entre la energía suministrada por la turbina y lo que se generaría operando a la potencia nominal durante el número de horas de la evaluación del proyecto, sería el factor de planta, que expresa lo que es un coeficiente eficiencia o de energía efectiva y se tendría:

$$\frac{\text{Energía}}{T \cdot P_r} = \text{Factor de Planta} = \mathbf{CP}$$

Ecuación 13.

Y después de calcular todas las integrales, se llegaría a la siguiente expresión

$$F \cdot P = \frac{1}{X_r - X_{in}} \cdot \int_{X_{in}}^{X_r} \exp(-G \cdot x^k) \cdot dx - \exp(-G \cdot (X_{out})^k)$$

Ecuación 14.

El resultado del presente análisis, se resume en la Figura 62 para diferentes valores del factor de forma (k) de Weibull.

Si se multiplica CP=Factor de Planta por 8760 horas año, se obtendrá el nivel de energía específica a la correspondiente escala kWh/kW año.

below

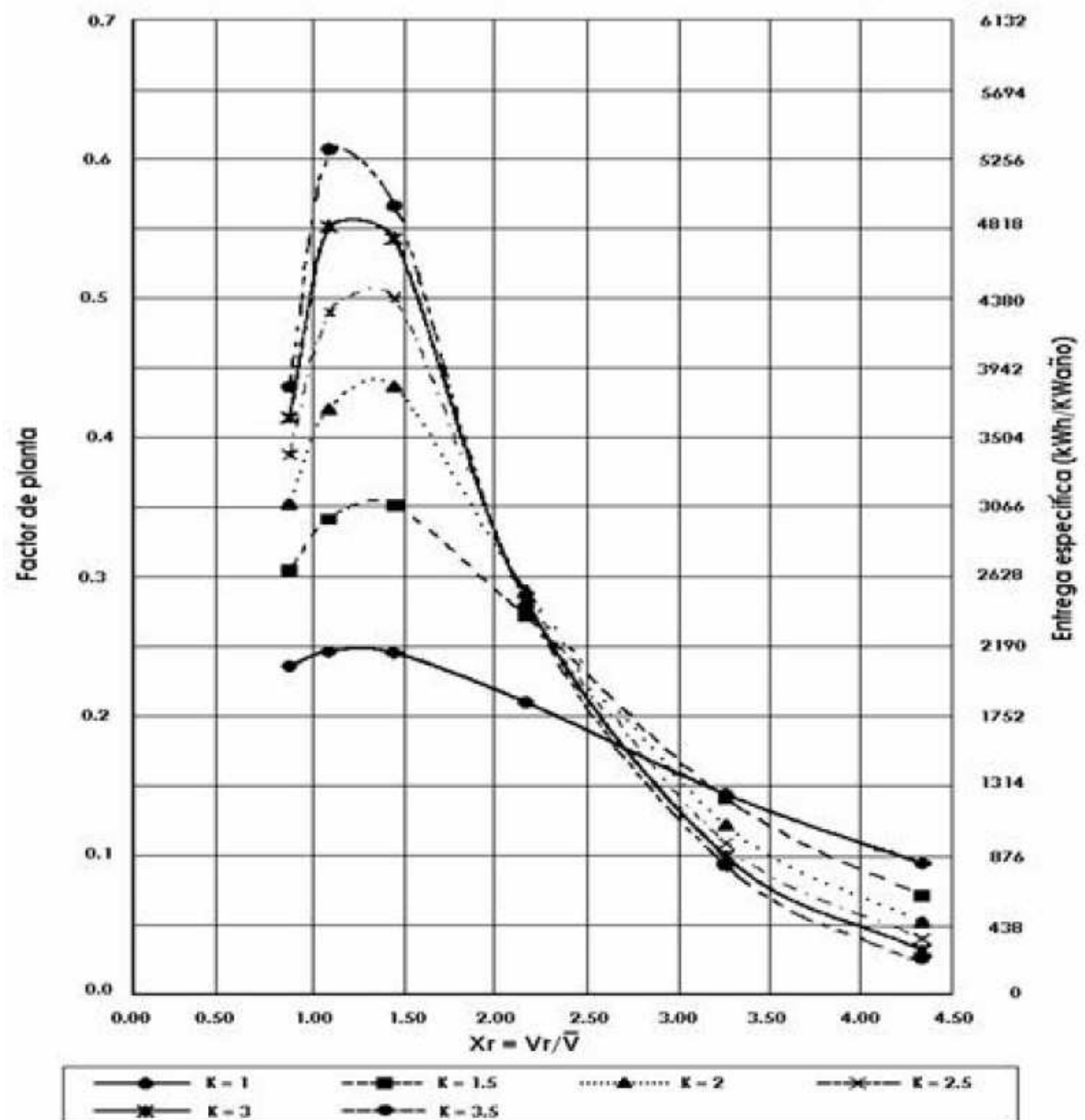


Figura 62. Curva de factor de planta, velocidad nominal de equipo y promedio de viento. [3]

La variable de entrada al diagrama de factor de planta es la relación entre la Velocidad Nominal de un aerogenerador dado y el valor de velocidad promedio para el periodo de evaluación ($Xr = Vr/\bar{V}$)

Para hallar el valor de k una estimación se puede obtener mediante la siguiente fórmula:

Ecuación 15.

$$K = a\sqrt{\bar{v}}$$

Donde:

a esta entre 0.8 y 1.2

v es la velocidad media del viento en el sitio.

below

En [1], se propone una expresión más completa para la potencia:

Ecuación 16.

$$P_w = \frac{\rho}{2} c_p(\lambda, \theta) A_r v_w^3$$

En la cual P_w es la potencia mecánica en Watios [W] extraída del aire, ρ es la densidad del aire en [kg/m³], c_p es el coeficiente de eficiencia o factor de planta, λ representa la relación V_t/V_w , o sea la relación entre la velocidad de las aspas V_t y la velocidad de salida del V_w en [m/s], θ es el ángulo de pitch o inclinación de las aspas respecto al eje vertical [radianes], y A_r es el área efectiva del rotor [m²].

Observamos que el Factor de Planta o **cp** es estimado por Sootweg como función de λ , porque si se considera el ángulo de pitch constante, entonces Sootweg estima una expresión para **cp** como función de λ :

$$c_p(\lambda) = 0.44 \left(\frac{125}{\lambda_i} - 6.94 \right) e^{-\frac{1.65}{\lambda_i}}$$

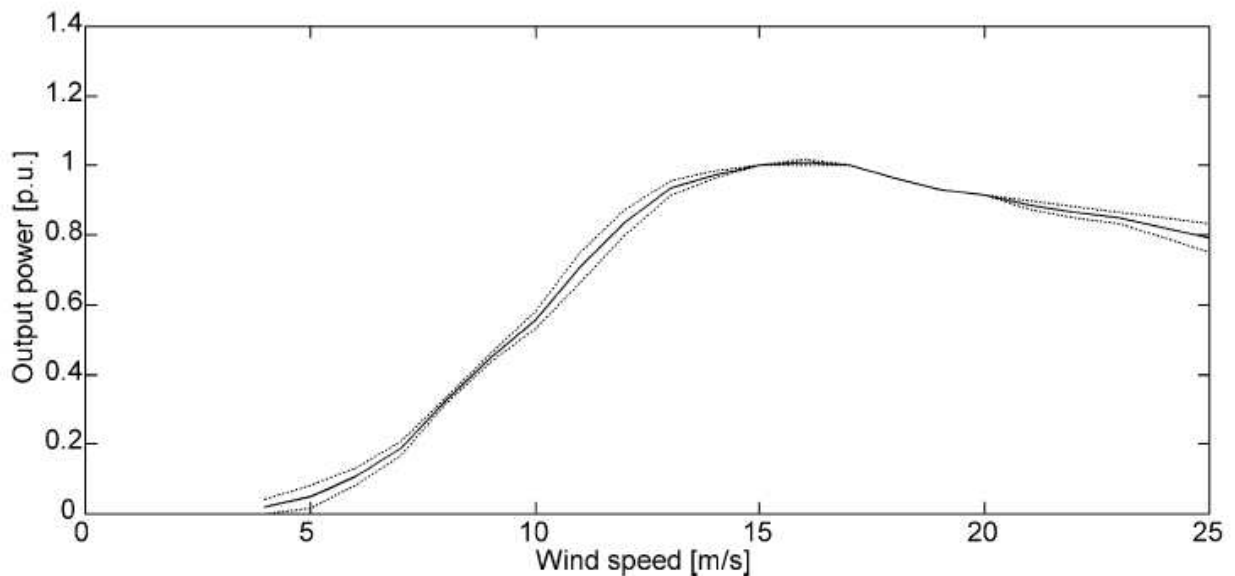
Ecuación 17.

Para:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} + 0.002}$$

Ecuación 18.

La figura siguiente representa la potencia de salida considerando la estimada por Sootweg:



[Regresar al contenido](#)

below

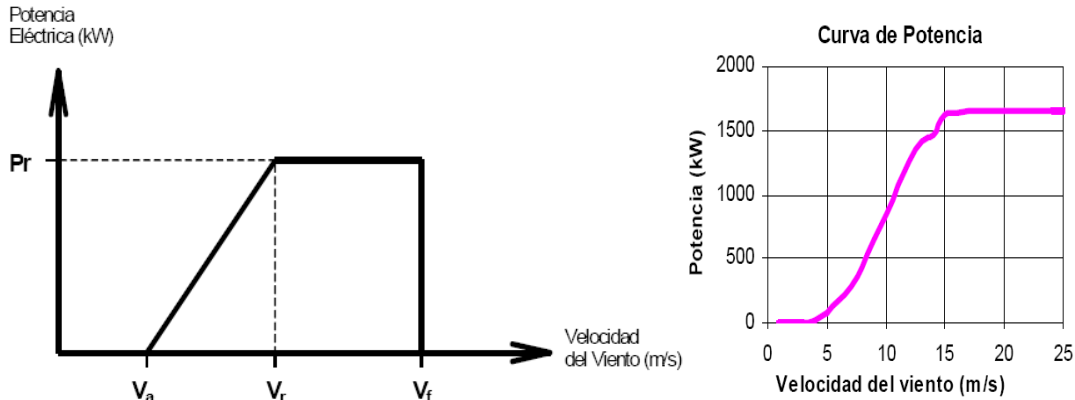


Figura 63. Curva típica de potencia vs velocidad de viento para un C_p dado. [1].

En el análisis computacional son de gran valor los modelos que incorporan estos criterios de diseño, con las respectivas funciones y tablas.

Tanto MATLAB en el SimPower System Blockset como el Wind Turbine Blockset [5] de La Universidad de Aalborg y el RISØ National Laboratory, consideran estos aspectos del diseño de las Turbinas eólicas, por lo cual son herramientas muy útiles en el análisis, modelado, diagramación y pruebas de estos equipos. Como esperamos ilustrar posteriormente en este trabajo.

5.4. Limitaciones a la Potencia Eléctrica extraída del viento.

En los numerales anteriores, se describió las ecuaciones a partir de las cuales se calcula la densidad de energía eólica o potencial eólico.

5.4.1. Distribución De Weibull Y Cantidad De Energía Eléctrica Entregada:

Aunque hay varias teorías, las mediciones realizadas en la mayoría de los proyectos eólicos y torres de medición meteorológicas, han demostrado que las distribuciones de Weibull son las que mejor representan el comportamiento probabilístico del viento.

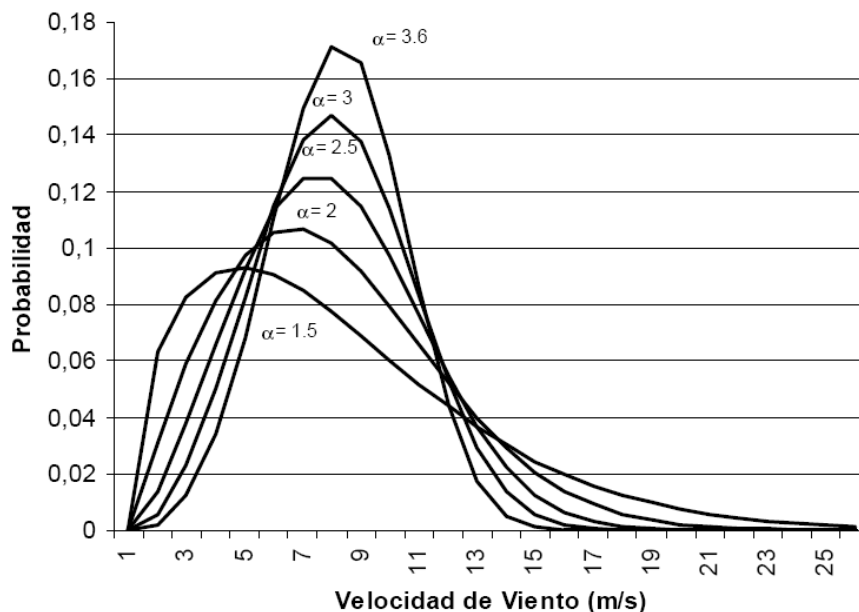


Figura 64. Distribuciones de probabilidad de Weibull para diferentes valores de α .

[Regresar al contenido](#)

El producto de la Curva de Potencia por la distribución de probabilidad aplicable al caso, da como resultado la energía eléctrica efectiva que se puede extraer de los aerogeneradores en un sitio determinado en estudio.

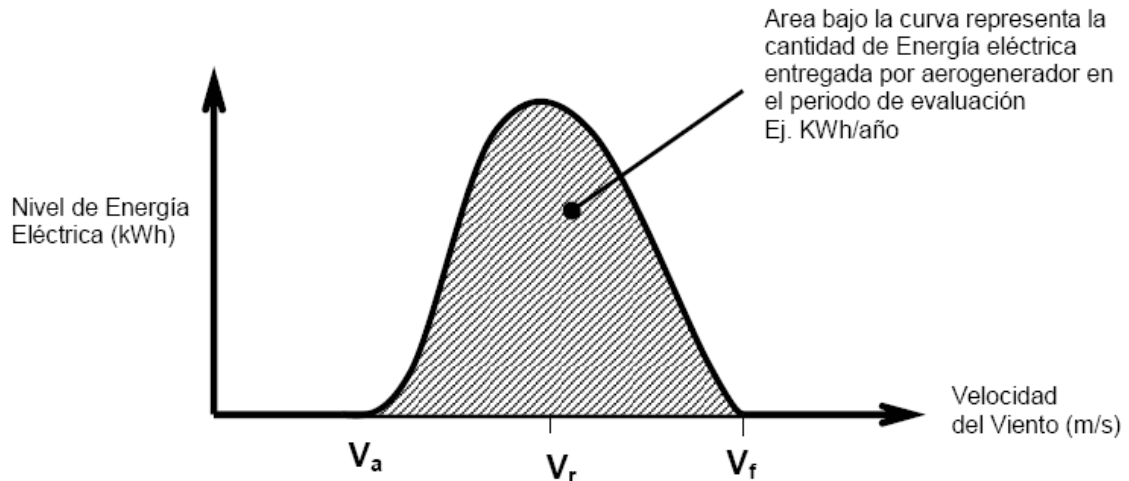


Figura 65. Energía eléctrica efectiva entregada por una turbina eólica en un sitio específico.

En la Figura 65: V_a es la Velocidad De Viento De Arranque para la turbina, V_f es la Velocidad De Viento De Desconexión para la turbina y V_r es la Velocidad Del Rotor a la cual el generador entrega la máxima potencia o Velocidad de Diseño.

5.4.2. Limitaciones de la potencia entregada según la Teoría del Momentum Axial.

En la Teoría de Momentum Axial, propuesta por primera vez por Rankine en 1865 [29], la potencia es extraída en un tubo de viento que se enfrenta a un área determinada por las aspas de la turbina, en el cual se produce una caída súbita de presión en el fluido en contacto con las aspas sin ningún cambio en la velocidad axial del fluido. Al localizar un área simple en una corriente de flujo, el flujo de aire no perturbado en frente al área experimenta una reducción en la velocidad debido a la presencia de las aspas. Al ocurrir una caída de presión a través del área, la velocidad del aire se disminuye y consecuentemente el tubo de corriente se expande. Esta área es un círculo o disco en el caso de una turbina de eje horizontal, no necesariamente sería un círculo o disco en una turbina de eje vertical, pero en ambos casos la teoría se basa en un flujo de aire o viento laminar l o lineal.

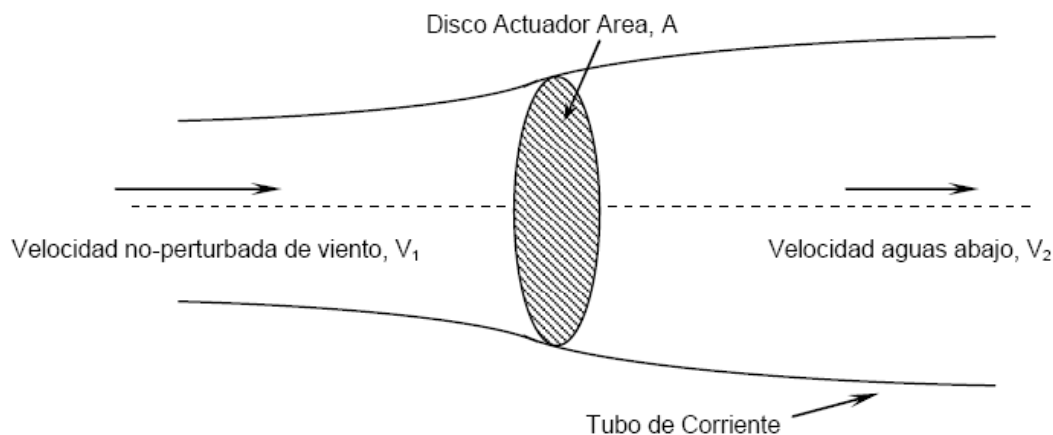


Figura 66. Teoría de Momentum Axial correspondiente a un área o disco actuador de una turbina de eje horizontal.

La velocidad promedio aritméticamente es:

$$V_{disco} = \frac{V_1 + V_2}{2}$$

Ecuación 19

Si se sustituye esta Ecuación 19 en la Ecuación 1, se obtiene una expresión para la potencia del viento en función de las velocidades V_1 y V_2 . Y finalmente al hacer la derivada de la Potencia en función de V_1 buscando el máximo de la potencia, se encuentra que la velocidad de salida V_2 es un tercio de la velocidad de entrada V_1 .

$$\frac{dP}{dV_1} = 0 \text{ ó } V_2 = V_1/3 \text{ ó } V_{disco} = 2V_1/3$$

Ecuación 20.

La potencia del viento será:

$$P = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{2} \rho V^3 A \right)$$

Ecuación 21.

Si comparamos esta Ecuación 21 con la Ecuación 16, encontramos que son las mismas y el valor de c_p estaría determinado como $16/27$ que también es llamado coeficiente de Betz, quien lo dedujo originalmente en el año 1926 [29], lo que indica que la potencia extraída nunca será mayor del 59.3 % de la potencia del viento o densidad de energía eólica calculada. Al reemplazar en la ecuación 17, de la velocidad específica λ , este valor de c_p , que es válido para la Velocidad de Diseño V_r de la figura 65, también nos da un valor para λ_i que corresponde a una velocidad específica que podríamos llamar λ_r , o velocidad específica óptima.

$$\text{Ecuación 22. } \lambda_i = \lambda_r = 16 / 27.032$$

5.4.3. Limitaciones de la potencia entregada según la Teoría general del Momentum.

En el año de 1963, Glauert analiza la Teoría General de Momentum, en la cual se considera la rotación de la estela y encuentra límites claros de extracción de potencia para rotores eólicos ideales operando a diferentes velocidades específicas.

La curva de la teoría de Glauert muestra el rendimiento del rotor eólico ideal asumiendo que no existen pérdidas por fricción en la medida que el flujo de aire atraviesa el rotor, y que el rotor tiene un número infinito de palas. Sin embargo esta curva teórica puede ser interpretada como el límite de rendimiento máximo para diferentes rotores eólicos, cada uno operando con su velocidad específica óptima.

La curva de la figura siguiente, Figura 67, claramente indica que rotores eólicos de baja velocidad específica (λ bajo) tienen un rendimiento de extracción de potencia inferior a rotores de alta velocidad específica (λ alto) cuyo rendimiento se acerca asintóticamente al límite de Betz.

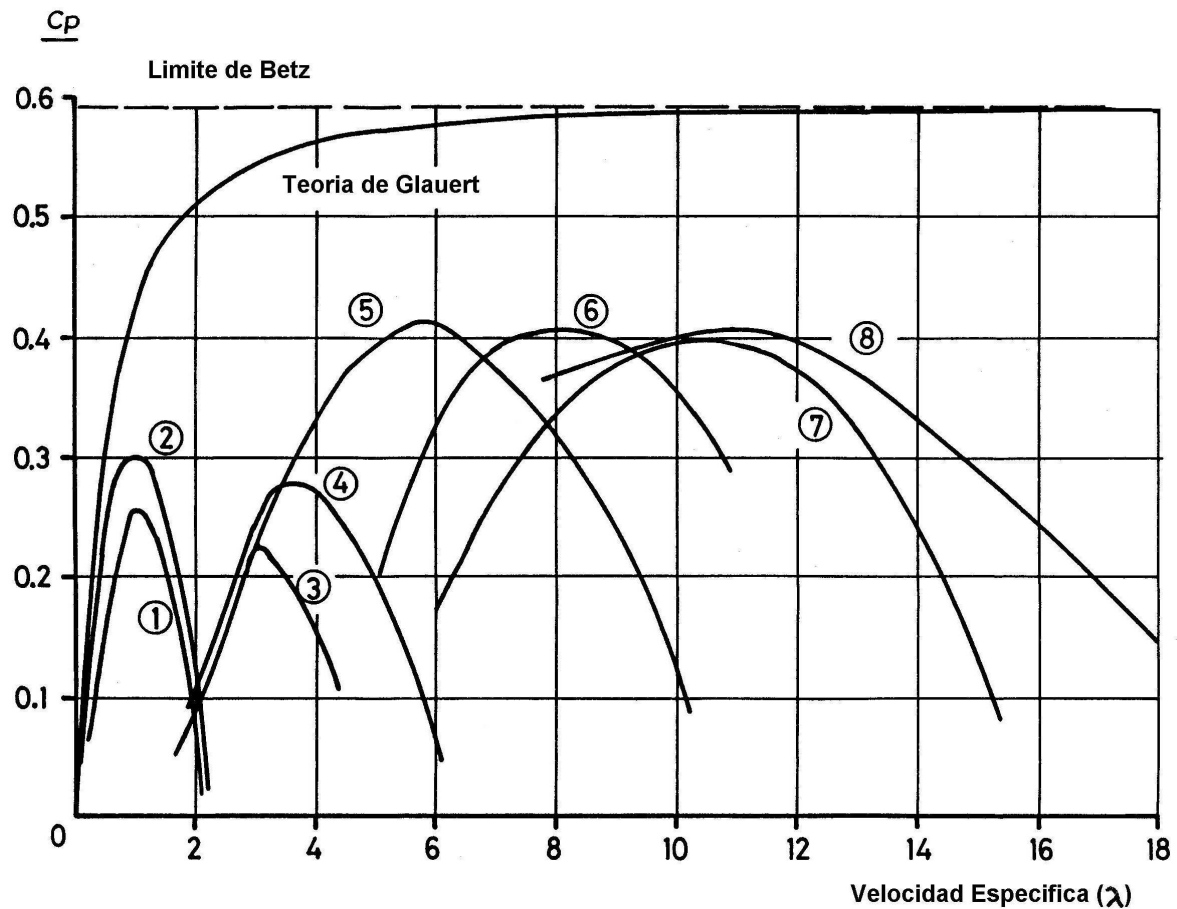


Figura 67. Límite de rendimiento máximo para diferentes rotores eólicos actuando a su velocidad específica óptima.

#	Rotor Eólico	Tipo	Diámetro en metros	Número de Palas	Coefficiente de Rendimiento Máximo (C_p máx.)	Velocidad específica (λ_{opt})
1	Kijito – Kenia	Horizontal	6	24	0.255	1
2	Multipala Americano	Horizontal	3	18	0.300	1
3	Musgrove – UK	Vertical	6	2	0.220	3
4	Pionier-I	Vertical	15	2	0.280	3.6
5	Sandia-Darrieus	Vertical	17	2	0.410	5.8
6	ECN-Petten	Horizontal	25	2	0.405	8
7	Cavendish	Horizontal	5	2	0.395	10.5
8	NASA Mod-OA	Horizontal	38	2	0.405	11

Tabla 9. Coeficiente de rendimiento máximo para diferentes rotores/turbinas eólicas.

5.4.4. Limitaciones de la potencia entregada según el diseño aerodinámico.

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, que puede ser expresada por dos componentes: Una fuerza aerodinámica de sustentación totalmente perpendicular al flujo y la fuerza aerodinámica de arrastre que es paralela al flujo.

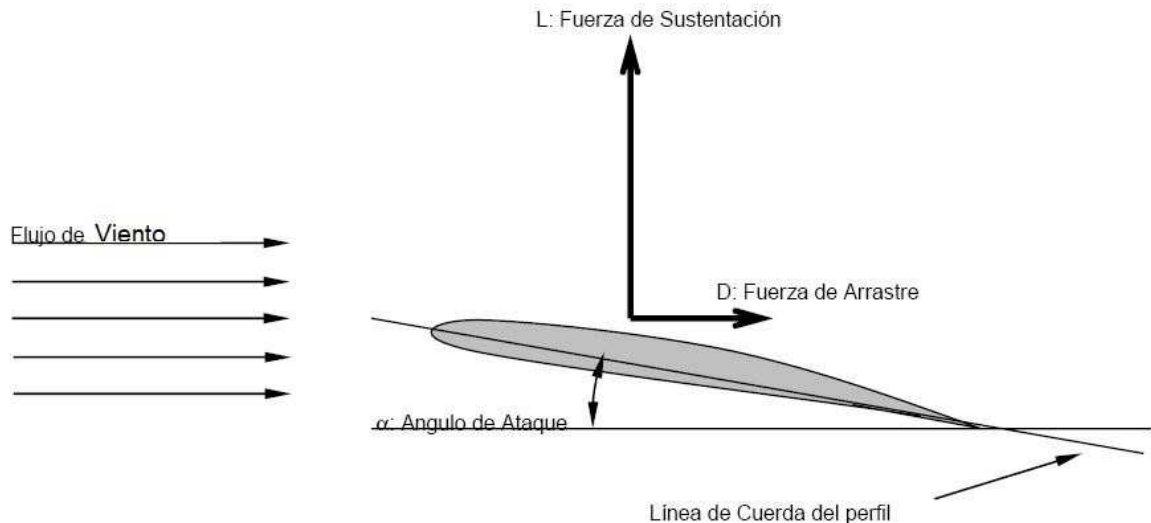


Figura 68. Fuerzas aerodinámicas sobre la pala de un aerogenerador.

Puede obtenerse los coeficientes de sustentación y arrastre a partir de la Ecuación

Coeficiente de Sustentación $C_L = \frac{L}{\frac{1}{2} \rho V^2 A}$ Ecuación 23.

Coeficiente de Arrastre $C_D = \frac{D}{\frac{1}{2} \rho V^2 A}$ Ecuación 24.

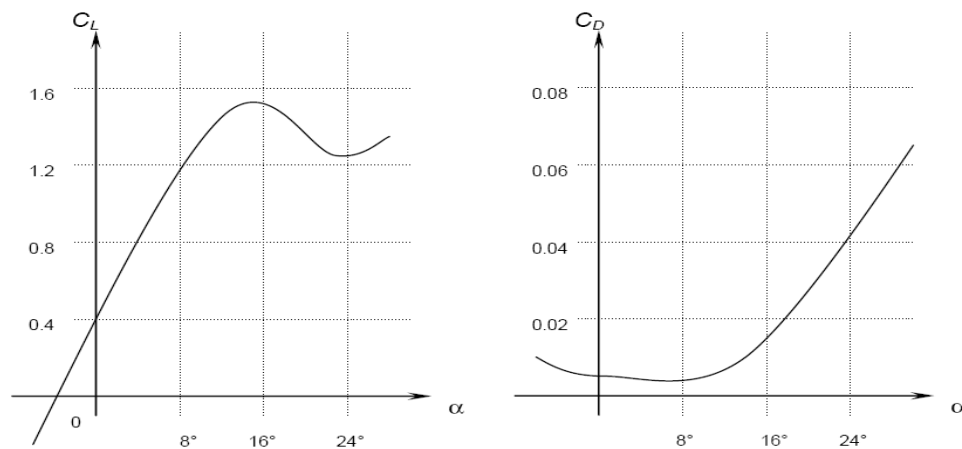


Figura 69. Coeficientes de sustentación C_L y de arrastre C_D de una pala para diferentes ángulos.

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. Porque 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, usando el control de pitch.

Evidentemente se requiere mucha más energía eólica para mover una turbina de eje vertical ya que estas basan su operación en el principio de arrastre con ángulos de ataque superiores a 24° , por eso algunas tienen un motor de arranque que permita vencer la inercia inicial.

En todos los rotores el rendimiento, factor de planta o coeficiente de plata c_p , se verá afectado por esta interacción aerodinámica, ángulos de ataque variables en diferentes secciones de las palas.

5.4.5. Limitaciones de la potencia entregada de acuerdo a número de palas.

Así como se definió λ como la velocidad específica, que relaciona la velocidad del viento con la velocidad de giro de las palas, también se puede definir Φ como el ángulo entre la dirección del viento y el plano de giro de las palas,

$$\phi = \frac{2}{3} \cdot \arctan\left(\frac{1}{\lambda_r}\right)$$

Ecuación 25.

El área A del disco del disco actuador se puede expresar en función del diámetro d como:

$$A = \left(\pi \cdot \frac{d^2}{4} \right)$$

Ecuación 26.

Despejando para el diámetro d y reemplazando la Ecuación 4 en la ecuación 26 tenemos la expresión para el diámetro de la turbina:

$$d = \sqrt{\left(\frac{8 \cdot P}{\pi \cdot \rho \cdot V^3 \cdot C_p \cdot \eta} \right)}$$

Ecuación 27.

La ecuación que relaciona la Cuerda C y el número de palas Z es la siguiente:

$$C = \frac{8 \cdot \pi \cdot r \cdot (1 - \cos \phi)}{Z \cdot C_l}$$

Ecuación 28.

Donde C_l es el coeficiente de sustentación antes mencionado, lo importante es que el diámetro depende de la potencia y la cuerda depende del número de palas Z , pero también del radio. Por ello la relación inversa entre el número de palas y el diámetro, ha permitido a los diseñadores tener claro varios criterios de diseño: El número de palas debe ser mínimo, para con un diámetro máximo permitir un aprovechamiento máximo del potencial eólico, este mínimo a sido establecido en tres palas porque un número impar compensa los esfuerzos de deflexión y los momentos de torsión que se producen en cada pala y porque tres palas dan un par de rotación alto con una reducida inercia permitiendo que los aerogeneradores inicien su giro solos. Finalmente el control de la velocidad del rotor es menos compleja por pitch, dada la simplificación de la estructura giratoria.

5.5. Cálculos para Sistemas Eólicos con Pequeños Aerogeneradores.

5.5.1. Escala de las dimensiones de los aerogeneradores.

En pequeños aerogeneradores, hasta 10 kW de generación eléctrica, se suele utilizar Alternadores de imanes permanentes con conexión directa entre el eje del rotor y el alternador (sin caja mecánica de amplificación de velocidad). Esta configuración permite la generación eléctrica trifásica que dependiendo del tipo de carga, la potencia es rectificada a potencia regulada de corriente directa (DC) para carga de baterías ó convertida en corriente alterna (AC), a través de un inversor, para cargas convencionales. Esta estrategia de generación es típica en sistemas de generación autónomos o para sistemas híbridos cuando el recurso eólico se combina con el recurso solar, a través de paneles fotovoltaicos complementarios y sistemas diesel, en una sola unidad de suministro de energía eléctrica.

En términos de escala se consideran pequeños generadores hasta 100 KW, los de imanes permanentes son los más comunes, entre 1,8 KW hasta 10 KW, inclusive.

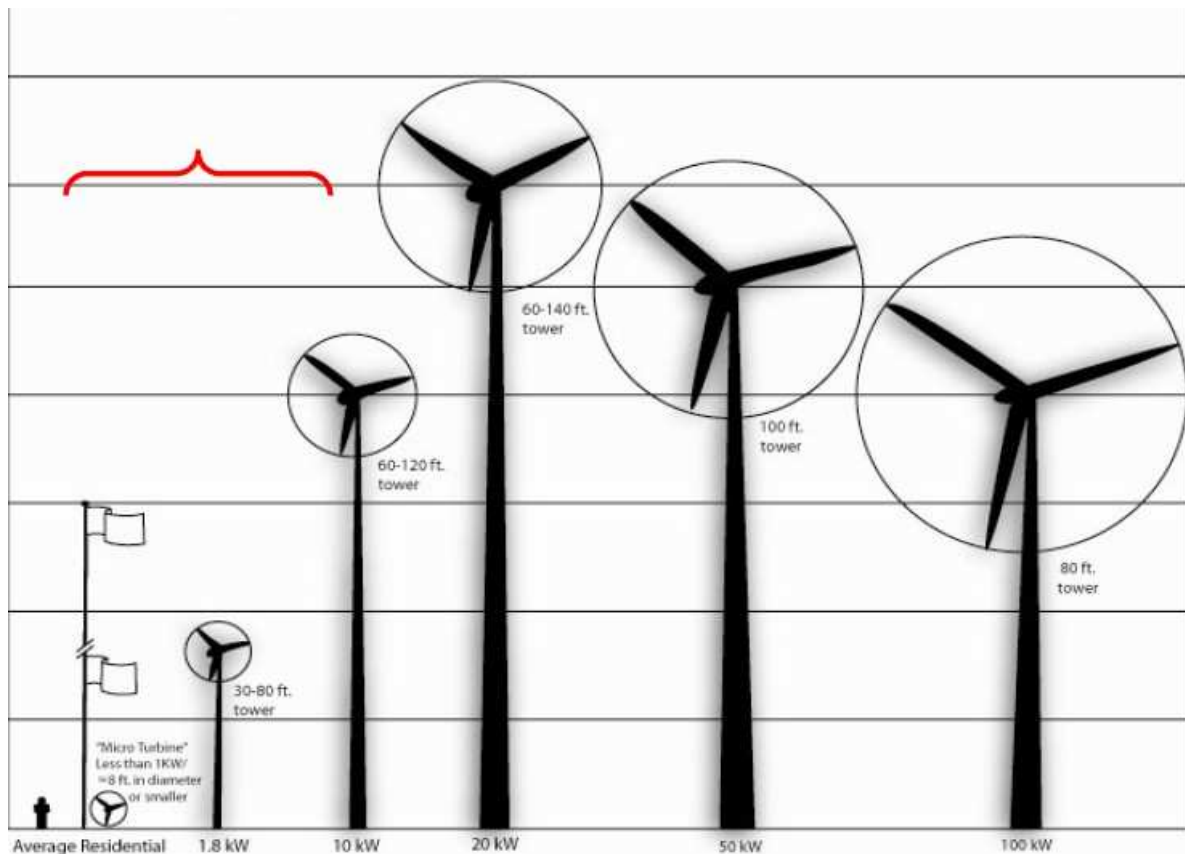


Figura 70. Altura de las torres y diámetro de los rotores de acuerdo a la capacidad de los pequeños y medianos aerogeneradores, en pies (ft).

La determinación del tamaño o diámetro del rotor, se describió en el numeral 5.4.5. con la ecuación 27, que es válida para todo tipo de turbinas de eje horizontal de cualquier tamaño.

Lo que sigue en una turbina pequeña y mediana, son las especificaciones del rotor y del generador, ya que no se tiene caja de cambio de velocidad y por tanto la instalación es más simple.

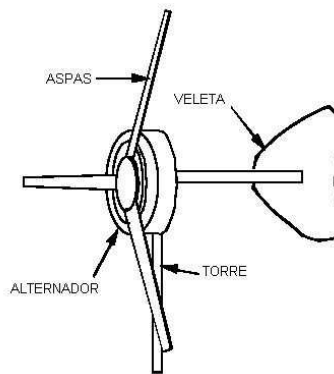


Figura 71. Pequeño aerogenerador de menos de 1 KW.

5.5.2. Ecuaciones Y Cálculos Mecánicos Para Un Pequeño Aerogenerador.

En los aerogeneradores grandes el diseño aerodinámico debe cumplir que el ángulo de ataque este al límite del valor adecuado para sustentación y la condición de pérdida, cada sección tendrá un número de Reynolds alto y el diseño del perfil no va a ser tan estricto, en cuanto que diferentes formas aerodinámicas van a permitir obtener la misma potencia y ser controladas por pitch. En los pequeños aerogeneradores la energía extraída depende más del diseño aerodinámico, como se mencionó en el numeral 4.1.1.5.

El número de Reynolds es el número adimensional.

$$R = \frac{\rho D v}{\eta}$$

Ecuación 29.

Donde D es el diámetro del área a considerar, ρ la densidad del fluido, y η la viscosidad, y v su velocidad.

El diseño de las secciones de las palas se basa en la definición de la longitud L y forma de las secciones de las mismas S_{pala} , lo primero es definir el número de secciones, con la ecuación:

$$\bar{L} = \frac{\sum L_{tramo}}{10}$$

Ecuación 30.

$$\Delta L = \frac{R}{\bar{L}}$$

Ecuación 31

Se elige 10 por la simplicidad al hacer el seccionamiento y los cálculos, en general se prefiere un número de secciones: N_{sec} pares, a un número primo de las mismas por efecto de que las secciones deben ser fabricadas y moldeadas prácticamente en forma individual y manual, con un número par se evita errores y se soporta mejor los esfuerzos de deformación.

La velocidad de giro de la turbina N , se puede expresar en función de la Velocidad de diseño V_r , del diámetro de la misma y de la velocidad específica

$$N = \left(\frac{60 \cdot \lambda \cdot V_r}{\pi \cdot d} \right)$$

Ecuación 32.

La Fuerza aerodinámica: F_{aerod} , se calcula en función de la Fuerza Centrífuga: F_{cent} , la velocidad V y el área A

Ecuación 33.
$$F_{aerod} = F_{cent} \cdot A \cdot V^2$$

La Fuerza centrífuga se calcula como:

Ecuación 34.
$$F_{cent} = \frac{1}{2} m_{pala} \frac{v_G^2}{r_G}$$

Donde m_{pala} es la masa de la pala, r_G es la distancia del centro del rotor al centro de gravedad de la pala.

$$v_G = \omega r_G = n \frac{2\pi}{60} r_G$$

v_G es la velocidad en el centro de gravedad: Ecuación 35.

Los criterios de diseño básicos son palas muy livianas pero muy sólidas, lo cual se logra con materiales muy rígidos pero livianos, como algunas especies de madera, fibra de vidrio o aluminio, en todo caso hay un compromiso entre la solidez y la sección S_{pala} . Los esfuerzos de deformación se calculan primero determinando la solidez de las palas,

Ecuación 36.
$$\text{Solidez} = \frac{n_{palas} S_{pala}}{A_{rotor}} = \frac{n_{palas} S_{pala}}{\pi R^2}$$

Para determinar la sección se debe definir las cuerdas y el valor de los ángulos de ataque, del ángulo entre la dirección del viento V_t y el plano de giro de la turbina. Estos dos ángulos son conocidos y su complemento β es el que se usa en la fabricación del álabes y se conoce como ángulo de pitch, β puede expresarse en la ecuación:

$$\beta = \phi - \alpha$$

Ecuación 37.

Considerando un caso específico con un $C_p=0.35$, velocidad de viento igual a la velocidad de diseño V_r de 5.2 m/s, densidad del aire subtropical típica de 1.23 kg/m³, suponiendo una pequeña potencia de 100 W a la salida del generador y una eficiencia del 75% para el generador que es un valor alto pero alcanzable en pequeños generadores de imán permanente, se obtiene de la ecuación 27 un diámetro de 2.4 m, para el rotor del aerogenerador.

Aunque se pueden deducir, de la Ecuación 37 y de las ecuaciones anteriores 25, 26, 27 y 28, la relación entre la distancia del centro de la Sección al centro del rotor: r , con el ángulo β y con la longitud de la cuerda C , lo más simple y usado, es el método numérico para encontrar los valores apropiados, este método se llama linealización, de la cual se muestran resultados empíricos en la Tabla 10.

r (mm)	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1080	1100	1200
β (°)	14,3	13,2	12,1	11,0	9,9	8,8	7,7	6,6	5,5	4,4	3,3	2,2	1,1
C (mm)	167,55	158,41	149,27	140,13	131,00	121,86	112,72	103,58	94,44	85,30	76,16	67,02	57,88

Tabla 10. Resultados de la linealización del alabe para un rotor de 2.4 m

[Regresar al contenido](#)
below

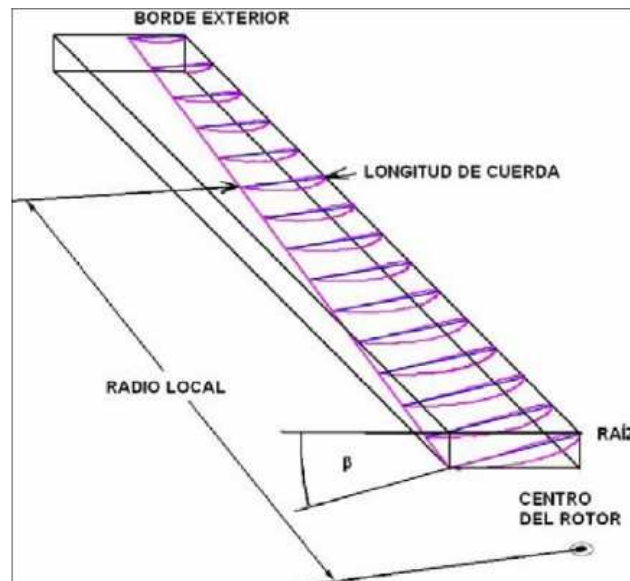


Figura 72. Pala tipo NACA 4412, modelo aerodinámico sobre el cual se hizo la linearización.

Conociendo las cuerdas y los ángulos β del álabe, una decisión que depende de aspectos económicos y referencias de la industria es el material en el cual se fabrican las palas, en pequeños aerogeneradores para zonas de economía muy limitada lo más simple es usar maderas del lugar, en zonas urbanas se puede conseguir aluminio, con armazones vacíos o fibra de vidrio con armazones en tubo metálico o en madera.



Figura 73. Detalles de la fabricación de los alabes de madera, dándole los ángulos β a las secciones y ensamblándolas al rotor.

[Regresar al contenido](#)

En este caso se usó palas de madera que con las cuerdas C estimadas y con los ángulos β , dieron como resultado un peso total por pala de 1,35 Kg. Sabiendo que esta es la masa de cada pala, que la distancia del rotor al centro de gravedad de la pala es 0,6 m y que la velocidad de giro media de funcionamiento (para un viento de 5.2 m/s) es de 207 rpm, se calcula la F_{cent} en la ecuación 33, dando como resultado **60.6 Nm**. Esta es la fuerza que experimenta cada pala tratándola de arrancar del rotor, al girar, por eso la sujeción al cubo del rotor debe ser firme. Este extremo de la pala se llama: extremo raíz y es idéntico en cada pala, es necesario para ajustar cada pala al rotor del generador. Es el extremo grueso donde se produce una suave transición entre el final del perfil de ala hacia la forma del extremo raíz. Este extremo raíz, no incluido en la longitud de la pala, consiste en un bloque de la misma pieza que el resto de la pala.

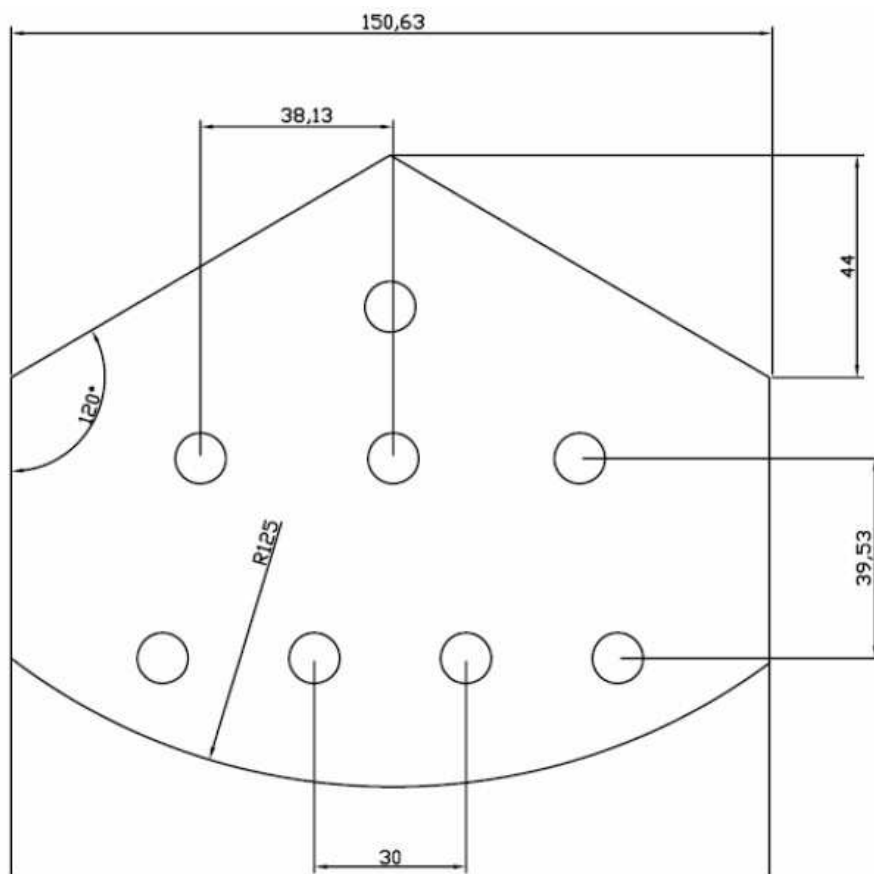


Figura 74. Sección del extremo raíz de la pala, que tiene las dimensiones indicadas en mm.

Como ya se conoce la longitud de la pala, se puede evaluar la ecuación 36 para la Solidez

Ecuación 37.

$$\text{Solidez} = \frac{3 \cdot 0,1199}{\pi \cdot 1,2^2} = 0,07$$

La fuerza aerodinámica puede entonces calcularse para este caso, de la ecuación 32, dando un valor de 7.59 Nm. Sin embargo esta F_{aerod} es considerando la turbina en libre movimiento.

Cuando la turbina está parada la Fuerza aerodinámica estática $F_{aerod-est}$ es:

Ecuación 38. $F_{aerod-est} = 2 \cdot \text{Solidez} \cdot F_{aerod} = 2 \cdot 0,07 \cdot 7,59 \text{ Nm} = 1,06 \text{ Nm}$

Igualmente se tendrán dos valores para el momento flector de las palas, uno para las palas en movimiento $M_{flector}$ y otro cuando las palas están detenidas $M_{flector-est}$

$$M_{flector} = d_G F_{aerod} = 0.6 \cdot 7,59 = 4,554 Nm$$

Ecuaciones 39 y 40. $M_{flector-est} = d_G F_{est-aerod} = 0,6 \cdot 1,06 = 0,636 Nm$

5.5.3. Ecuaciones para el generador eléctrico.

El Generador Eólico, tiene como es evidente un generador eléctrico que convierte la energía mecánica transmitida por el eje del rotor en energía eléctrica. El Generador puede ser sincrónico o asíncrono.

5.5.3.1. Leyes Electromagnéticas aplicadas.

El suceso electromagnético que está implicado en esta conversión es complejo y considerando todos sus determinantes es mucho más complejo de representar analíticamente. Varias son las leyes que se deben considerar en el análisis.

La ley de inducción de Michael Faraday, establece que un conductor que se mueve en un campo magnético, cortando líneas de fuerza del mismo, está sujeto a una fuerza electromotriz f.e.m. inducida y que si el conductor tiene longitud l , en metros: **m**, se mueve a velocidad v , en metros sobre segundo: **m/s**, en un campo magnético de magnitud **B**, en Teslas, o sea weber sobre metro cuadrado: **wb/m²**, la f.e.m. será:

Ecuación 41. [10] $f.e.m. = B \cdot l \cdot v$ voltios.

Que es válida siempre que el campo magnético y el sentido de la velocidad del conductor sean perpendiculares entre sí. En todo caso si no son perpendiculares, la ecuación vectorial:

Ecuación 42. [10] $\overrightarrow{f.e.m.} = l (\vec{B} \times \vec{v})$

Seguirá siendo válida.

La expresión clásica de las leyes electromagnéticas, son las ecuaciones de George Maxwell, en particular la segunda ley: Un circuito eléctrico afectado por un campo magnético variable está sujeto a una **f.e.m.** inducida:

Ecuación 43. [10] $\overrightarrow{f.e.m.} = d\phi / dt$

siendo ϕ el flujo en weber concatenado en el instante t . [10]

En la teoría de máquinas es de corriente aplicación la Ley de Biot y Savart, que establece en todo conductor de longitud l , en metros, recorrido por una corriente i , en amperios, bajo el efecto de un campo magnético de intensidad **B**, en Teslas, hay una fuerza mecánica, denominada fuerza magnetomotriz, dada por:

Ecuación 44. [10] $f.m.m. = F = B \cdot l \cdot i \cdot \text{seno}(\alpha)$

En forma vectorial:

Ecuación 45. [10] $\overrightarrow{f.m.m.} = \text{Secc} \cdot l \cdot (\vec{\sigma} \times \vec{B})$

Siendo (α) el ángulo entre el conductor y la dirección del campo magnético y Secc la Sección del conductor en metros cuadrados.

below

Para la $\overrightarrow{f.e.m}$ se usa como convención la regla de la mano derecha, el sentido de la $\overrightarrow{f.e.m}$ será perpendicular y positivo al plano formado por el vector de intensidad de campo $\vec{B}$ y el vector de la velocidad $\vec{v}$, si $\vec{B}$ incide sobre la palma de la mano derecha y $\vec{v}$ se hace coincidir con la dirección del dedo pulgar derecho.

Para la $\overrightarrow{f.m.m.}$ se usa como convención la regla de la mano izquierda, el sentido de $\overrightarrow{f.m.m.}$ será el del pulgar izquierdo si el vector $\vec{B}$ incide sobre la palma de la mano izquierda y la corriente $\vec{i}$ va en el sentido del dedo medio de la misma mano.

En las máquinas eléctricas los campos magnéticos son obtenidos por imanes fijos o por bobinados. Considerando las bobinas como la forma mas general, se ellas son de N espiras, entonces para la segunda ley de Maxwell:

Ecuación 46. [10]
$$\overrightarrow{f.e.m} = -N \frac{d\phi_{media}}{dt}$$

ϕ_{media} es el valor medio del flujo magnético en la bobina, considerando que en ella el campo se produce como la sumatoria de los aportes de las espiras individuales y que va a tener una forma de onda producto de la corriente y de la disposición de las bobinas, en un recinto específico, que en las máquinas está definido como ranuras.

La $\overrightarrow{f.m.m.}$ sobre una bobina simple, o espira elemental de paso diametral, de una máquina eléctrica rotativa, si se considera la forma más simple de corriente: constante o continua, será positiva y de valor $I/2$ para el primer semi-ciclo del giro y negativa y de valor $-I/2$ en el segundo semi-ciclo de giro:

Ecuación 47. [10]
$$f.m.m. = I/2 - (-I/2) = I$$

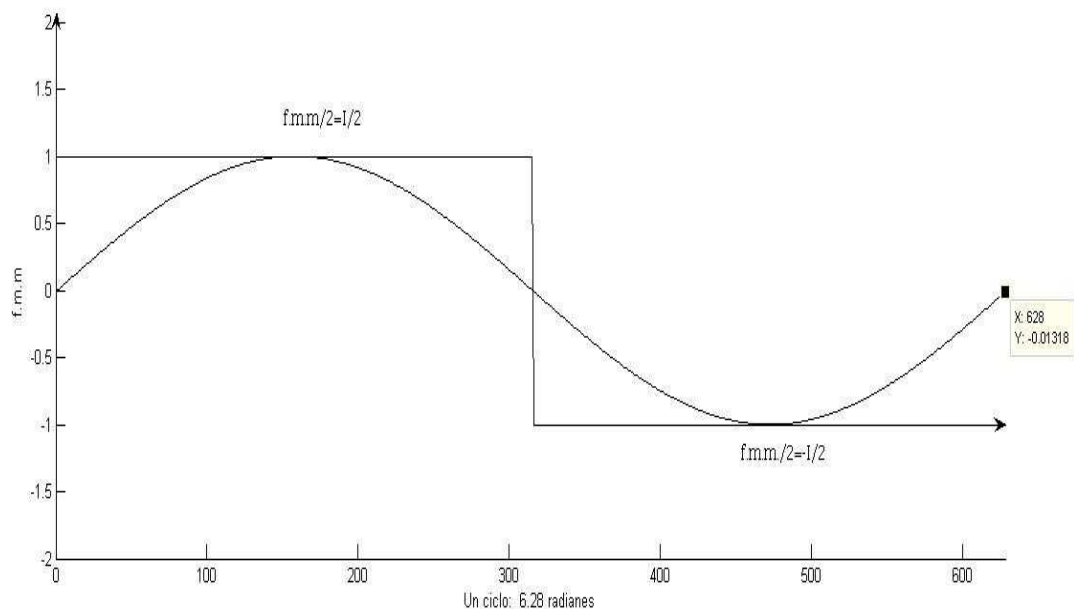


Figura 75. f.m.m. de una bobina simple o espira elemental de paso diametral rotativa.

Para una bobina de N espiras la $f.m.m. = N \cdot I$ Ecuación 48. [10]

Para una bobina múltiple, o sea de N espiras la f.m.m. sería resultado de una sumatoria de las *f.m.m.* de cada espira, o sea:

$$\text{Ecuación 49. [10]} \quad f.m.m. = \sum_{r=1}^q N_r * I$$

Siendo q el número de bobinas elementales que forman la bobina múltiple.

Las ecuaciones 47 y 49 son iguales cuando el número total de espiras N se asimila al número total de bobinas elementales q, o sea si: q = N.

En una bobina de N espiras, que rodea un material altamente susceptible al fenómeno magnético como el hierro, denominando ferromagnético, de una sección recta, denominada: Secc, con un perímetro de longitud media l en forma de aro o toroide, podemos expresar el flujo como:

$$\text{Ecuación 50. [10]} \quad \phi = B * \text{Secc}$$

Si consideramos que la intensidad del campo es directamente proporcional a la permeabilidad magnética y a la fuerza magnetomotriz e inversamente proporcional a la longitud del aro o toroide, así:

$$\text{Ecuación 51. [10]} \quad B = \frac{\mu * \mu_o * f.m.m.}{l}$$

Entonces reemplazando la Ecuación 51 en la Ecuación 50:

$$\text{Ecuación 52 [10]} \quad \phi = \frac{\mu * \mu_o * f.m.m.}{l} * \text{Secc}$$

En aplicación de la ley de Ohm obtenemos la ecuación:

$$\text{Ecuación 53. [10]} \quad \phi = \frac{f.m.m.}{\mathfrak{R}}, \text{ ó } f.m.m. = \mathfrak{R} * \phi$$

Comparando las Ecuaciones 52 y 53, se deduce que:

$$\text{Ecuación 54. [10]} \quad \mathfrak{R} = \frac{l}{\mu * \mu_o * \text{Secc.}}$$

Para la corriente alterna, considerando la misma bobina, en igual disposición, el voltaje es:

$$\text{Ecuación 55 [10]} \quad V = R * i + N * \frac{d\phi}{dt}$$

Considerando el flujo total como $\phi = N * \phi = L.i$ (1970, 83) y reemplazando en La Ecuación 55:

$$\text{Ecuación 56. [10]} \quad V = R * i + \frac{d\phi}{dt} = R.i + \frac{d}{dt}(L.i)$$

Con las anteriores ecuaciones podemos abordar la representación de la maquina eléctrica.

5.5.3.2. Representación de la máquina de inducción por fases A, B y C.

Considerando el voltaje del estator como en la Ecuación 56. la corriente del estator queda plenamente definida y puede ser medida, en la ecuación 56 está involucrado el flujo de la máquina que es producto de la corriente en las bobinas del estator y de la corriente sobre el rotor, sea este formado por bobinas o por barras en el caso de la máquina con rotor jaula de ardilla, para que funcione como generador o como motor se requiere aplicar un sistema de voltajes trifásicos que pueden ser denominados ABC los entrantes y que tendrá si reflejo en el rotor como abc. Bajo esta referencia se considera que el fenómeno electromagnético puede expresarse en referencia ABC abc, para los voltajes del estator así:

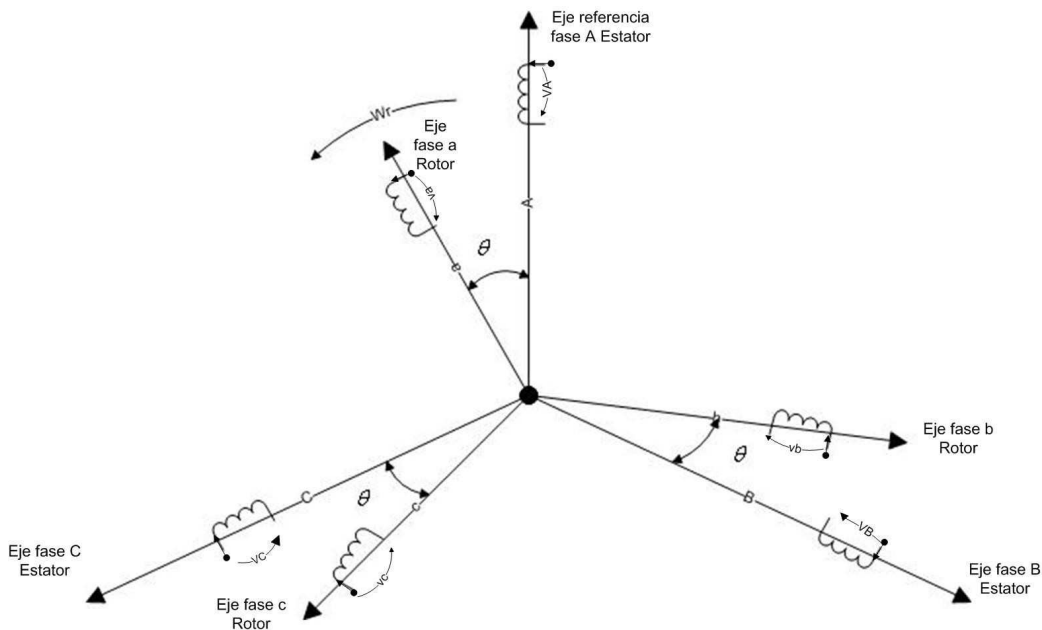


Figura 76. Diagrama simplificado de la máquina de inducción con rotor devanado [5]

$$V_A = R_{sA} * i_{sA} + \frac{d\phi_A}{dt}$$

$$V_B = R_{sB} * i_{sB} + \frac{d\phi_B}{dt}$$

$$V_C = R_{sC} * i_{sC} + \frac{d\phi_C}{dt}$$

Que pueden presentarse así:

$$\frac{d\phi_A}{dt} = V_A - R_{sA} * i_{sA}$$

$$\frac{d\phi_B}{dt} = V_B - R_{sB} * i_{sB}$$

$$\frac{d\phi_C}{dt} = V_C - R_{sC} * i_{sC} \quad \text{Ecuaciones 57.}$$

Si se considera que $\phi = f(L \cdot i)$, es posible determinar cual es el factor de inductancia para que se cumpla $\phi = f(L \cdot i)$, si se considera que la inductancia puede variar al girar el rotor, entonces debe tenerse en cuenta en la derivada del flujo (ϕ), además de la sustitución de variables para la derivada del ángulo θ , así:

$$\text{Ecuaciones 58} \quad \frac{d\phi}{dt} = L \cdot \frac{di}{dt} + i \cdot \frac{dL}{dt} = L \cdot \frac{di}{dt} + i \cdot \frac{dL}{d\theta} \cdot \frac{d\theta}{dt} = L \cdot \frac{di}{dt} + i \cdot \frac{dL}{d\theta} \cdot \omega_r$$

Donde ω_r es la velocidad angular del rotor.

Considerando que el sistema de voltajes ABC aplicado va producir un campo magnético dependiente de la frecuencia y de acuerdo con la Ley de Biot y Savart representada en la Ecuación 44, la fuerza magnetomotriz también tendrá una frecuencia angular dependiente del flujo (ϕ), que a su vez son función de las corrientes que son originadas por la aplicación del sistema de voltajes mencionado, entonces estos voltajes y flujos pueden representarse con la misma referencia ABC sobre las bobinas del estator y abc del rotor. El diagrama que las representa mostrará un sistema de bobinas del estator ABC separadas entre sí 120° , como es evidente el giro del rotor será a una velocidad que presentará una diferencia con la velocidad del campo magnético del estator, a esta diferencia se le denomina deslizamiento, S:

$$\text{Ecuaciones 59.} \quad S = \frac{\omega_e - \omega_r}{\omega_e} = \frac{2\pi f_s - p \cdot \Omega_r}{2\pi f_s} = 1 - \frac{p \cdot \Omega_r}{2\pi f_s} = 1 - \frac{\omega_r}{\omega_e}$$

Donde:

$\omega_r = p \cdot \Omega_r$: Velocidad angular eléctrica del rotor

$\omega_e = 2\pi f_s$: Velocidad angular del campo del estator

f_s : Frecuencia angular del sistema de voltajes trifásico.

Ω_r : Velocidad angular mecánica del rotor

El esquema simplificado presenta un solo devanado por fase para el estator y un solo devanado por fase para el rotor, en una jaula de ardilla el rotor no tiene devanados, pero es imprescindible considerar la existencia de corrientes en el rotor para que sea sustentable el fenómeno de inducción electromagnética, que hace girar este rotor de conductores y varillas y produce un torque suficiente para que la conversión de energía ocurra en condiciones aceptables.

Los componentes del flujo en cada fase de acuerdo al diagrama serían:

El flujo debido a la corriente del estator por la inductancia de dispersión del estator en la fase A:
 $L_{\sigma s} \cdot i_A$

El flujo debido a la corriente del estator por la inductancia mutua en la fase A: $L_{mA} \cdot i_A$

En esta parte es necesario considerar que el ángulo entre las referencias de estator y rotor θ se toma desde el eje del estator, por ello las magnitudes del rotor se proyectan sobre los ejes de cada una de las fases del estator, para lo cual se multiplican por el **coseno de θ** = $\cos \theta$.

El flujo debido a la corriente de la fase B por la inductancia mutua, por el coseno del ángulo respectivo:

$$\text{Ecuación 60.} \quad L_{mB} \cdot i_B \cdot \cos\left(-\frac{2\pi}{3}\right) = -\frac{L_{mB}}{2} \cdot i_B$$

El flujo debido a la corriente de la fase C por la inductancia mutua, por el coseno del ángulo respectivo:

$$\text{Ecuación 61.} \quad LmC \cdot iC \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) = -\frac{LmC}{2} \cdot iC$$

Considerando que la corriente por el rotor aporta al flujo de cada fase, la componente debida a la inductancia de dispersión del rotor puede representarse por: $L\sigma r \cdot ia \cdot \cos\theta$ y la componente debida a la inductancia mutua vista desde el rotor puede ser representada por: $Lmra \cdot ia \cdot \cos\theta$.

La corriente del rotor de las fases b y c aportarían una componente mas al flujo considerado en la fase A, de acuerdo a la disposición angular así:

$$\text{debido a la fase B: } -Lmrb \cdot ib \cdot \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right),$$

$$\text{debido a la fase C: } -Lmrc \cdot ic \cdot \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right),$$

Ecuación 62.

above

El flujo resultante tomando como referencia una fase, en este caso la fase A, es la sumatoria de los componentes antes mencionados:

$$\varphi_A = L_{ms}i_A + L_{\sigma s}i_A - \frac{L_{mB}}{2}i_B - \frac{L_{mC}}{2}i_C + L_{mra}i_a \cos\theta + L_{\sigma ra}i_a \cos\theta - L_{mrb}i_b \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) - L_{mrc}i_c \cos(\theta - \frac{2\pi}{3})$$

Ecuación 64.

Remplazando la Ecuación 60 en la Ecuación 57. Obtenemos para el voltaje por fase en A:

$$\frac{\partial}{\partial t}(L_{ms}i_A + L_{\sigma s}i_A - \frac{L_{mB}}{2}i_B - \frac{L_{mC}}{2}i_C + L_{mra}i_a \cos\theta + L_{\sigma ra}i_a \cos\theta - L_{mrb}i_b \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) - L_{mrc}i_c \cos(\theta - \frac{2\pi}{3})) = V_A - R_{sA}i_A$$

Desarrollando los cosenos:

$$\frac{\partial}{\partial t}(L_{ms}i_A + L_{\sigma s}i_A - \frac{L_{mB}}{2}i_B - \frac{L_{mC}}{2}i_C + L_{mra}i_a \cos\theta + L_{\sigma ra}i_a \cos\theta - L_{mrb}i_b(-\frac{\cos\theta}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2}\sin\theta) - L_{mrc}i_c(-\frac{\cos\theta}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}\sin\theta)) = V_A - R_{sA}i_A$$

Ecuación 65.

Al observar que todas las inductancias mutuas dependen de la construcción de la máquina y en la operación dependen del ángulo θ , se puede simplificar considerando las inductancias mutuas iguales:

$$L_{ms} = L_{msA} = L_{msB} = L_{msC}$$

$$L_{mra} = L_{mrb} = L_{mrc}$$

Ecuaciones 66.

Si el sistema de corrientes en el estator es simétrico, se debe verificar que:

$$i_A + i_B + i_C = 0 \Rightarrow i_A = -i_B - i_C$$

$$i_a + i_b + i_c = 0 \Rightarrow i_a = -i_b - i_c \quad \text{Ecuaciones 67}$$

Agrupando la inductancia propia por fase:

$$L_{AA} = L_{ms} + L_{\sigma sA} \quad \text{Ecuación 68.}$$

$$L_{aa} = L_{mra} + L_{\sigma ra}$$

Reemplazando las Ecuaciones 68 en la Ecuación 65:

$$\frac{\partial}{\partial t}(L_{AA}i_A - \frac{L_m}{2}i_B - \frac{L_m}{2}i_C + L_{aa}i_a \cos\theta - \frac{L_m}{2}i_a \cos\theta - \frac{\sqrt{3}}{2}L_m \sin\theta i_b + \frac{\sqrt{3}}{2}L_m \sin\theta i_c) = V_A - R_{sA}i_A$$

Por analogía la expresión en el estator para las otras fases sería,
Fase B:

$$\frac{\partial}{\partial t}(L_{BB}i_B - \frac{L_m}{2}i_A - \frac{L_m}{2}i_C + L_{bb}i_b \cos\theta - \frac{L_m}{2}i_b \cos\theta - \frac{\sqrt{3}}{2}L_m \sin\theta i_c + \frac{\sqrt{3}}{2}L_m \sin\theta i_a) = V_B - R_{sB}i_B$$

Fase C:

$$\frac{\partial}{\partial t}(L_{CC}i_C - \frac{L_m}{2}i_A - \frac{L_m}{2}i_B + L_{cc}i_c \cos\theta - \frac{L_m}{2}i_c \cos\theta - \frac{\sqrt{3}}{2}L_m \sin\theta i_a + \frac{\sqrt{3}}{2}L_m \sin\theta i_b) = V_C - R_{sC}i_C$$

Ecuaciones 69.

Para el rotor devanado:

Fase a

$$\frac{\partial}{\partial t} (L_{aa}.i_a - \frac{L_m}{2}.i_b - \frac{L_m}{2}.i_c + L_{AA}.i_A \cos \theta - \frac{L_m}{2}.i_A \cos \theta - \frac{\sqrt{3}}{2}.L_m \sin \theta .i_B + \frac{\sqrt{3}}{2}.L_m \sin \theta .i_C) = v_a - R_r i_a$$

Para la fase B:

$$\frac{\partial}{\partial t} (L_{bb}.i_b - \frac{L_m}{2}.i_c - \frac{L_m}{2}.i_a + L_{BB}.i_B \cos \theta - \frac{L_m}{2}.i_B \cos \theta - \frac{\sqrt{3}}{2}.L_m \sin \theta .i_C + \frac{\sqrt{3}}{2}.L_m \sin \theta .i_A) = v_b - R_r i_b$$

Y para la fase C:

$$\frac{\partial}{\partial t} (L_{cc}.i_c - \frac{L_m}{2}.i_a - \frac{L_m}{2}.i_b + L_{CC}.i_C \cos \theta - \frac{L_m}{2}.i_C \cos \theta - \frac{\sqrt{3}}{2}.L_m \sin \theta .i_A + \frac{\sqrt{3}}{2}.L_m \sin \theta .i_B) = v_c - R_r i_c$$

La representación matricial de las ecuaciones 25 sería:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} L_{AA} & -\frac{L_m}{2} & -\frac{L_m}{2} & (L_{aa} - \frac{L_m}{2}) \cos \theta & \frac{L_m \sin \theta \sqrt{3}}{2} & -\frac{L_m \sin \theta \sqrt{3}}{2} \\ -\frac{L_m}{2} & L_{BB} & -\frac{L_m}{2} & -\frac{L_m \sin \theta \sqrt{3}}{2} & (L_{bb} - \frac{L_m}{2}) \cos \theta & \frac{L_m \sin \theta \sqrt{3}}{2} \\ -\frac{L_m}{2} & -\frac{L_m}{2} & L_{CC} & \frac{L_m \sin \theta \sqrt{3}}{2} & -\frac{L_m \sin \theta \sqrt{3}}{2} & (L_{cc} - \frac{L_m}{2}) \cos \theta \\ (L_{AA} - \frac{L_m}{2}) \cos \theta & \frac{L_m \sin \theta \sqrt{3}}{2} & -\frac{L_m \sin \theta \sqrt{3}}{2} & L_{aa} & -\frac{L_m}{2} & -\frac{L_m}{2} \\ -\frac{L_m \sin \theta \sqrt{3}}{2} & (L_{BB} - \frac{L_m}{2}) \cos \theta & \frac{L_m \sin \theta \sqrt{3}}{2} & -\frac{L_m}{2} & L_{bb} & -\frac{L_m}{2} \\ \frac{L_m \sin \theta \sqrt{3}}{2} & -\frac{L_m \sin \theta \sqrt{3}}{2} & (L_{CC} - \frac{L_m}{2}) \cos \theta & -\frac{L_m}{2} & -\frac{L_m}{2} & L_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \\ i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_s & & & & & \\ & R_s & & & & \\ & & R_s & & & \\ & & & R_r & & \\ & & & & R_r & \\ & & & & & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \\ i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}$$

Ecuaciones 70.

La expresión puede representarse en forma genérica, sin desconocer los elementos constitutivos como:

$$\frac{d}{dt} ([L][I]) = [V] - [R][I] \quad \text{Ecuación 71.}$$

5.5.4. Cálculos para el pequeño generador de imanes permanentes.

En un pequeño aerogenerador de imanes permanentes, con una alta eficiencia: 75% se debe tener un campo magnético muy fuerte en los imanes, por eso el rotor del aerogenerador consiste fundamentalmente en un disco de acero al que se le pegan 8 imanes de Neodimio (NdFeB) equidistantes, encargados de crear la variación de campo magnético al girar solidarios al rotor.

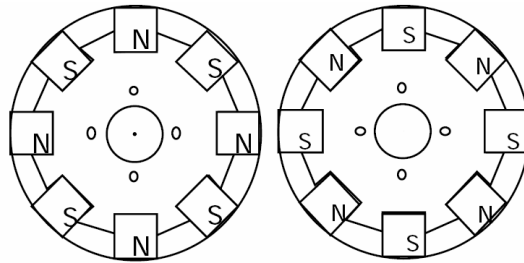


Figura 77. Ubicación de los imanes en las dos partes del rotor de un generador de imanes fijos.

Los imanes permanentes son de llamados imanes de tierras raras, compuestos de neodimio, hierro y boro, que tienen un magnetismo 7 a 10 veces superior a la de los ferro-magnéticos, normalmente usados y pueden tabajar sin perder sus características hasta 120 °C lo que es bajo comparado con otros materiales magnéticos como Samario- Cobalto que pueden trabajar hasta 350 °C.

Tipo de Imán	Inducción remanente Br (T)	Inducción creada en el estator B(T)	Relación Br/B
Ferrita	0,38	0,2	1,900
Neodimio (NdFeB)	1,11	0,585	1,897

Tabla 11. Inducción Permanente e Inducción Exterior.

Por estudios comparados con la literatura disponible la relación establecida para este caso es $B = Br / 1,9$, [30] Ecuación 72.

La electricidad se genera por el giro de los imanes de los discos magnéticos al girar a uno y otro lado de las bobinas encastadas en el estator.

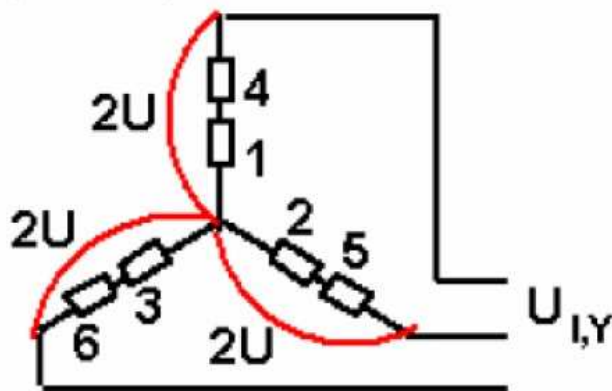


Figura 78. Bobinas eléctricas del generador de imanes permanentes.

El campo magnético induce tensión en las bobinas, tensión que ha de permitir alimentar una batería. A velocidades de giro bajas la tensión es insuficiente para cargar la batería, pero cuando se alcanza un cierto umbral en la velocidad del viento, se establece una corriente eléctrica que permitirá la carga de la batería. La conexión de los devanados, de un generador de imanes fijos puede ser en estrella o en triángulo, Para la conexión definitiva del generador hay que tener en cuenta varias opciones. Para bajas velocidades del viento es ideal la conexión de las bobinas en estrella y para velocidades elevadas del viento y por tanto más corriente de salida es necesario conectar las bobinas en triángulo. No obstante, la conexión concreta que se realiza en este caso,

de las bobinas de $N=85$ espiras, es la conexión en estrella simple, aconsejable cuando se tengan velocidades del viento bajas que hagan girar el generador hasta velocidades no superiores a 250 rpm. Las bobinas en fase se conectan en serie entre ellas. Es decir, se conecta la bobina 1 en serie con la 4, la bobina 2 en serie con la 5 y la bobina 3 en serie con la 6, y seguidamente se conectan las tres ramas en estrella a los rectificadores.

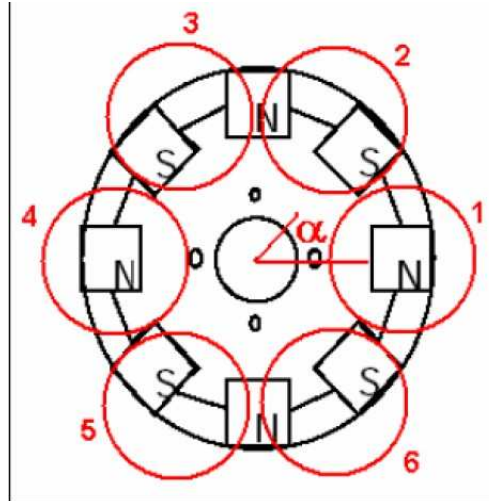


Figura 79. Distribución de las bobinas respecto a los imanes.

Observando esta disposición se puede apreciar que las bobinas están en fase dos a dos, es decir, que las bobinas 1 y 4 se ven afectadas por las mismas variaciones de campo magnético, y de igual modo les sucede a las bobinas 2 y 5 y a las bobinas 3 y 6. De la misma forma que se ha deducido la expresión para una bobina que consideraremos que es la bobina 1, se pueden deducir las expresiones del campo magnético en función del tiempo para todas las bobinas. De modo que el campo magnético que ven pasar las bobinas 1 y 4 es el mismo:

$$B(t)_{1,4} = B \cdot \cos\left(\frac{p}{2} \cdot (\omega \cdot t)\right)$$

Ecuación 73.

$\text{Si } \alpha = 30^\circ (\pi / 6) \rightarrow B(t) = B$
$\text{Si } \alpha = 75^\circ \rightarrow B(t) = -B$
$\text{Si } \alpha = 120^\circ \rightarrow B(t) = B$
$\text{Si } \alpha = 165^\circ \rightarrow B(t) = -B$
$\text{Si } \alpha = 210^\circ \rightarrow B(t) = B$
$\text{Si } \alpha = 255^\circ \rightarrow B(t) = -B$
$\text{Si } \alpha = 300^\circ \rightarrow B(t) = B$
$\text{Si } \alpha = 345^\circ \rightarrow B(t) = -B$

Tabla 12. Valor de $B(t)$ según el ángulo girado por el rotor respecto a las bobinas 2 y 5.

above

$S\alpha = 15^\circ \rightarrow B(t) = B$
$S\alpha = 60^\circ \rightarrow B(t) = -B$
$S\alpha = 105^\circ \rightarrow B(t) = B$
$S\alpha = 150^\circ \rightarrow B(t) = -B$
$S\alpha = 195^\circ \rightarrow B(t) = B$
$S\alpha = 240^\circ \rightarrow B(t) = -B$
$S\alpha = 285^\circ \rightarrow B(t) = B$
$S\alpha = 330^\circ \rightarrow B(t) = -B$

Tabla 13. Valor de B(t) según el ángulo girado por el rotor respecto a las bobinas 3 y 6 modo que el campo magnético que ven pasar las bobinas 2 y 5 y 3 y 6 es el mismo:

$$B(t)_{2,5} = B \cdot \cos(4 \cdot \omega t - \frac{2 \cdot \pi}{3}) \quad B(t)_{3,6} = B \cdot \cos(4 \cdot \omega t + \frac{2 \cdot \pi}{3})$$

Ecuaciones 74.

$$U = \frac{B \cdot S \cdot N \cdot 4 \cdot \omega}{\sqrt{2}}$$

La tensión eficaz en la bobina será:

Ecuación 75.

$$\omega = \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60}$$

Donde ω es: Ecuación 76.

n: velocidad angular del aerogenerador (rpm)

La expresión final para la tensión en la bobina sería:

$$U = \frac{B \cdot S \cdot N \cdot 2 \cdot \pi \cdot n}{15 \cdot \sqrt{2}}$$

Ecuación 77.

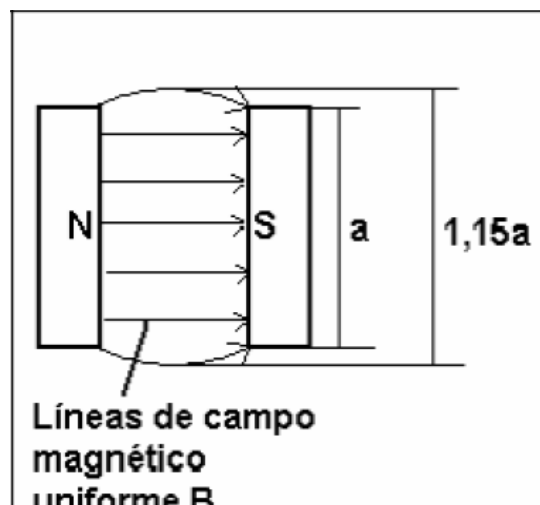


Figura 80. Líneas de campo magnético en un imán de altura a y su dispersión $1,15 \cdot a$.

Remplazando los datos del caso, y considerando que la sección S de la figura 80. Puede ser calculada como $S = (1,15 \cdot a)^2$, con $a = 0,021$ Ecuación 78.

La tensión teórica en la bobina del pequeño aerogenerador será:

$$U = 0,007114 \cdot n \quad \text{Ecuación 79}$$

RPM	Tension V
100	0,7114
200	1,4228
300	2,1342
400	2,8456
500	3,557
600	4,2684
700	4,9798
800	5,6912

Tabla 14. Valores Teóricos de la tensión en la bobina de acuerdo a la velocidad del rotor.

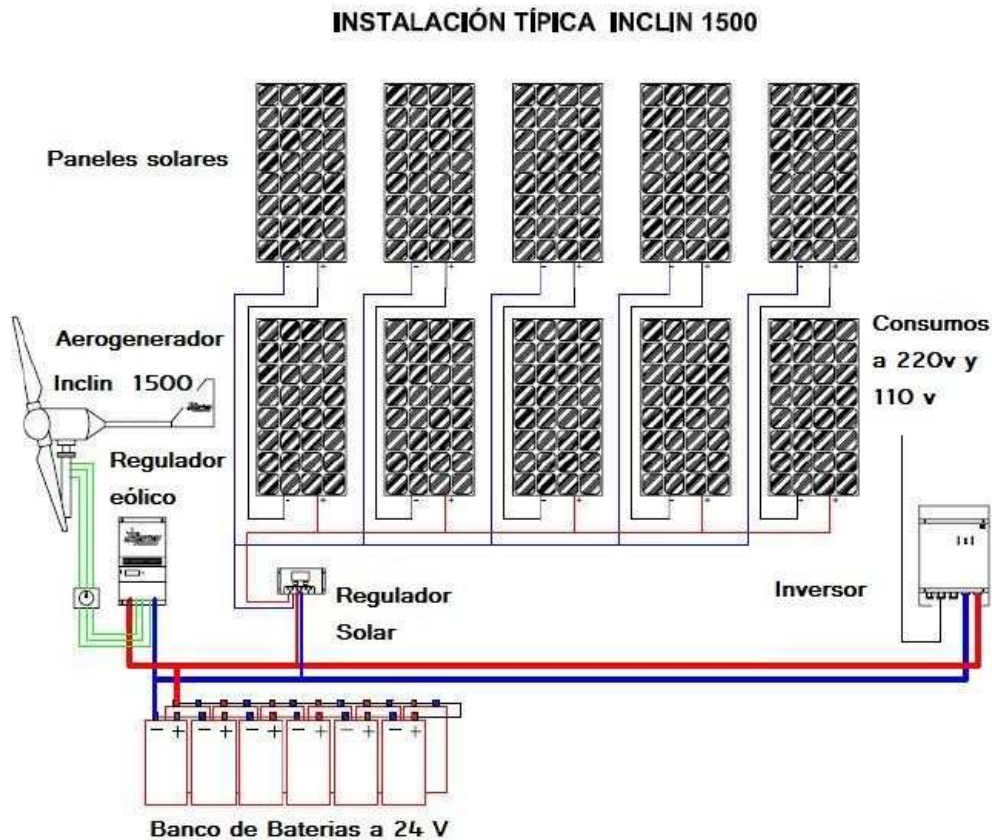
La tensión por fase del aerogenerador en conexión estrella será:

$$U_{1,Y} = \sqrt{\frac{3}{2}} B \cdot S \cdot N \cdot 8 \cdot \omega$$

Ecuación 80.

5.5.4.1. Determinación del respaldo necesario para el aerogenerador.

La salida del aerogenerador está conectada a un sistema de rectificación, para finalmente entregar la energía producida a un banco de acumuladores o baterías, de la cual se extraería usando un inversor. Sin embargo el aerogenerador va entregar energía desde muy bajo voltaje dado que a 207 rpm solo estaría produciendo energía cerca de 1,43 voltios por fase. Aunque la potencia del generador fuera mayor y su voltaje de salida también, la energía entregada a las baterías a través del rectificador, fluctuaría constantemente, lo que no sería muy útil para períodos largos de alto consumo.



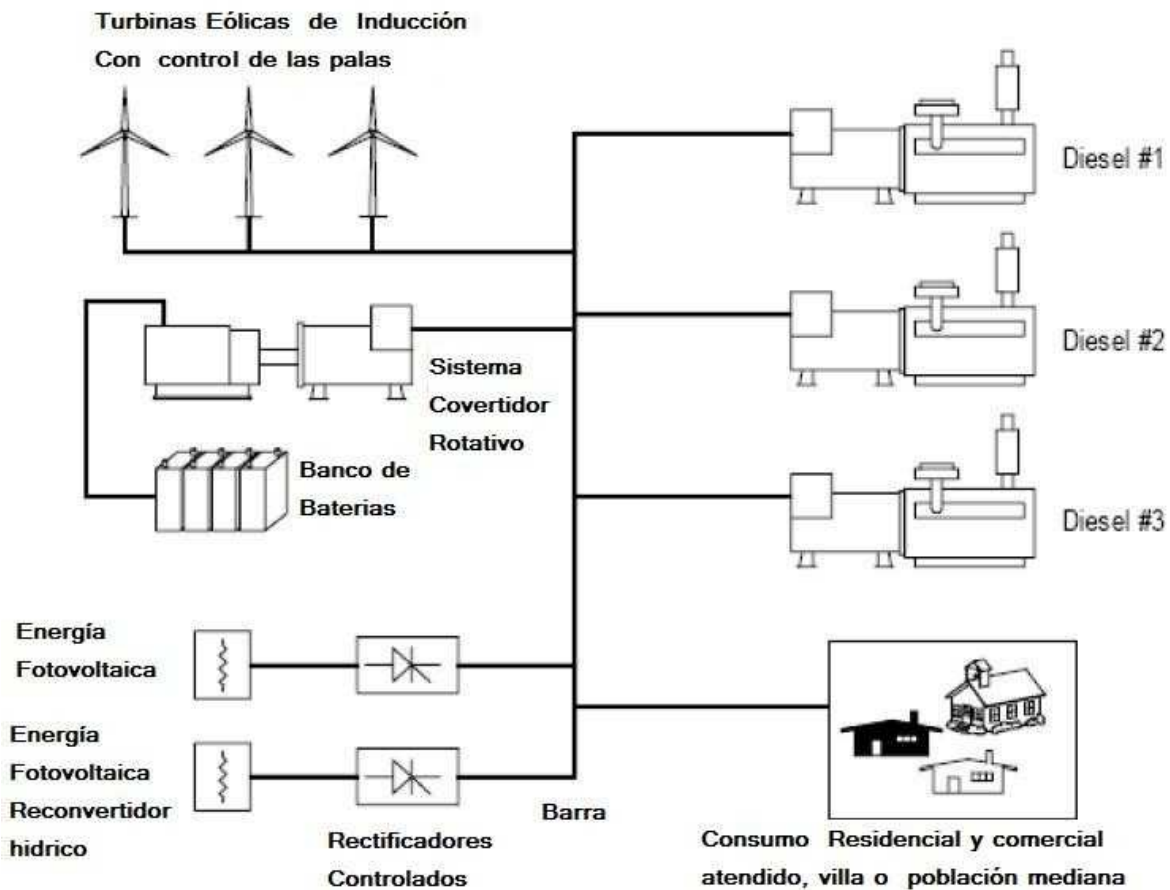


Figura 81 Planta Eólico – Diesel de mediano tamaño con Convertidor Rotativo.

Se requiere siempre en el sistema otra fuente de suministro de energía, que en la aplicación de pequeña potencia, complemente satisfactoriamente al aerogenerador, una de las alternativas más usadas en los primeros años del siglo XXI, es la energía fotovoltaica producida por un campo amplio de paneles solares conectados al mismo banco de baterías y la otra alternativa es una planta basada en otro combustible, en el enfoque de producción limpia se desearía que sea del campo de las energías renovables, pero en la práctica para sistemas remotos y sistemas aislados se usa una planta que funciona con ACPM o Diesel.

Los estudios de demanda son un aspecto importante y si se determina la correlación entre la producción de energía y la demanda de ella, el uso racional será mejor planificado. Sin embargo con lo enunciado el numeral 4.1. se tiene claro que la potencia entregada nunca será superior al 59.3% de la potencia del viento y que por el mismo fenómeno aerodinámico será menor, más aún cuando las turbinas no van a trabajar siempre a su velocidad óptima, ni el viento va estar siempre por encima o siempre en el promedio de la velocidad.

Las curvas de producción del aerogenerador, que van a tener una forma similar a la Figura 65, como producto de la distribución de Weibull por la curva de potencia del generador eléctrico, según se explicó en la sección 4.1.1.1. y van a ser paralelas entre sí pero con diferentes niveles de potencia según la intensidad del viento, por el contrario el generador o planta Diesel puede tener un régimen de trabajo entregando una potencia relativamente constante, la importancia del aporte del aerogenerador es que el combustible de aerogenerador es limpio, no es térmico y no tiene ningún costo, por tanto toda la energía eólica que se genere y pueda sustituir energía

generada con la planta Diesel representa un efectivo ahorro de combustible y consecuentemente una potencial reducción de emisión de gases contaminantes y calor a la atmosfera. Este es el aporte que se valora sustancialmente de el aerogenerador, aunque en la práctica el aerogenerador en plantas pequeñas y medianas es realmente el complemento de la planta tradicional o del la producción de energía fotovoltáica.

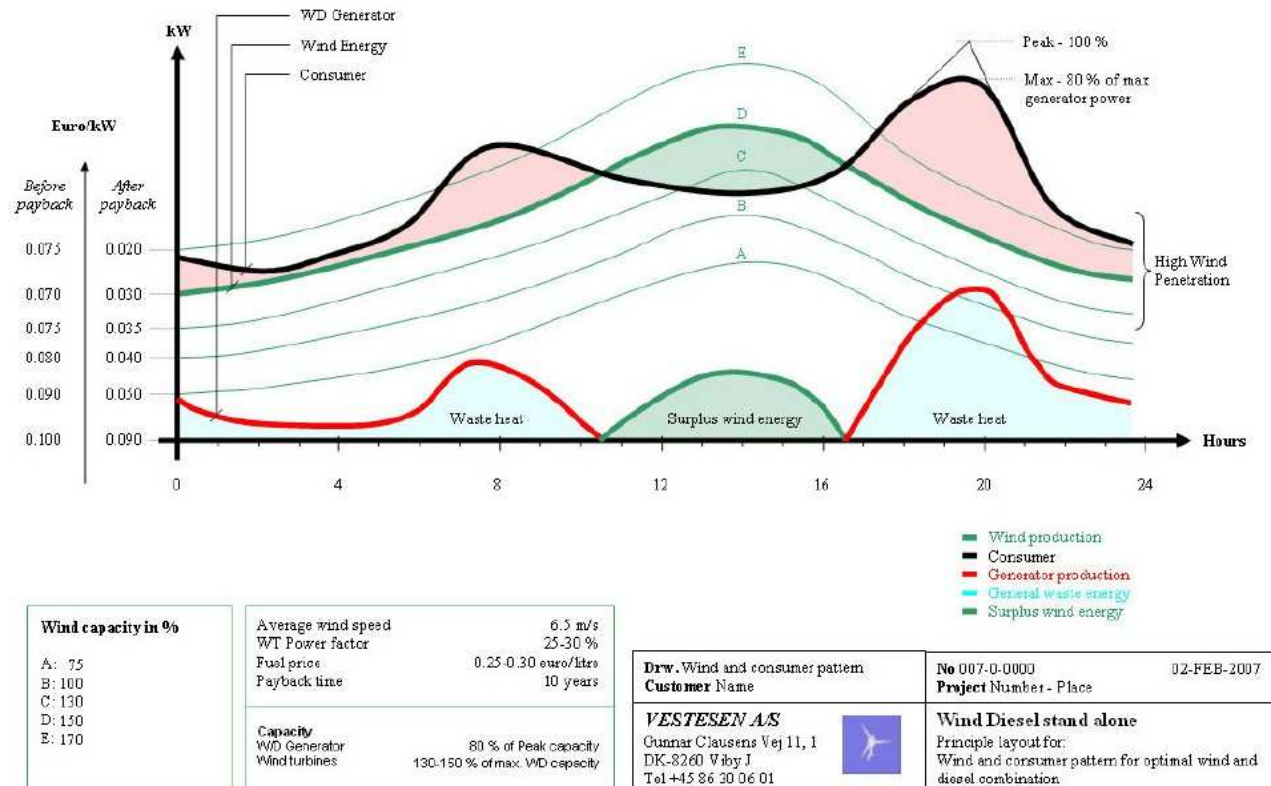


Figura 82. Curva de demanda respecto a las curvas de producción de energía de sistemas Eólico-Diesel.

La Figura 82 ilustra el comportamiento antes descrito la potencia demandada coincide con la potencia entregada por los aerogeneradores, pero en las crestas el consumo de energía convencional se ilustra como calor perdido, adicionalmente la posibilidad de acumular una parte de la energía es muy importante porque suaviza la curva de potencia del parque energético, permitiendo a provechar los excedentes de energía eólica que no se consumen instantáneamente.

La Energía total producida será $E_{total} = E_{eólica} + E_{diesel} + E_{fotovoltaica} + E_{bat} - \text{Perdidas}$.

La Energía Demandada E_{dem} debe ser siempre menor que la energía total disponible E_{total} , luego en régimen constante La Energía en la baterías $E_{bat} = E_{total} - E_{dem}$

En el caso del aerogenerador de 100 W, de la tabla 14 se extrae que la energía generada año

es: $E_{g.año} = 427,04 kWh$

La Energía entregada promedio diaria es $E_g = 427,04 kWh / 365 = 1,16 kWh / día$ Ecuación 81.

Un aerogenerador solo con acumuladores e inversión, no podrá atender una demanda de energía, aún de la más pequeña residencia, por ello el diseño debe considerar que las eficiencias de los aerogeneradores están muy por debajo del 50 %, en nuestra hipótesis para este aerogenerador se partió de una eficiencia del 75% del generador eléctrico solo

Para garantizar el suministro permanente de energía, el banco de acumuladores debe ser capaz de acumular por lo menos la Energía demandada: Edem por el tiempo en el cual la planta tenga su menor rendimiento, si como en la figura 80, se tiene varias formas de producción de energía conectadas en la misma planta, el menor rendimiento se presentará en la noche cuando no hayan sol ni vientos, y la planta diesel o con otro combustible asume toda la carga.

Los criterios entonces serán:

La Planta de combustible debe conseguirse de acuerdo a la Energía demandada,

La instalación de producción fotovoltaica debe ser capaz de cargar las baterías de la planta según el mayor pico de Energía demandada en un solo día, de acuerdo a los estudios previos o estadísticas de las curvas de demanda.

El aerogenerador debe ser capaz de cargar las baterías de la planta según el mayor pico de Energía demandada en un solo día, de acuerdo a los estudios previos o estadísticas de las curvas de demanda.

5.5.4.1. Capacidad de la planta para sistemas aislados:

En un sistema aislado, para garantizar el suministro ininterrumpido de energía debe conocerse la curva de demanda. Las curvas de demandas típicas en Colombia, mostradas en la Figura 82. Muestran uno o varios picos de consumo en una hora específica del día.

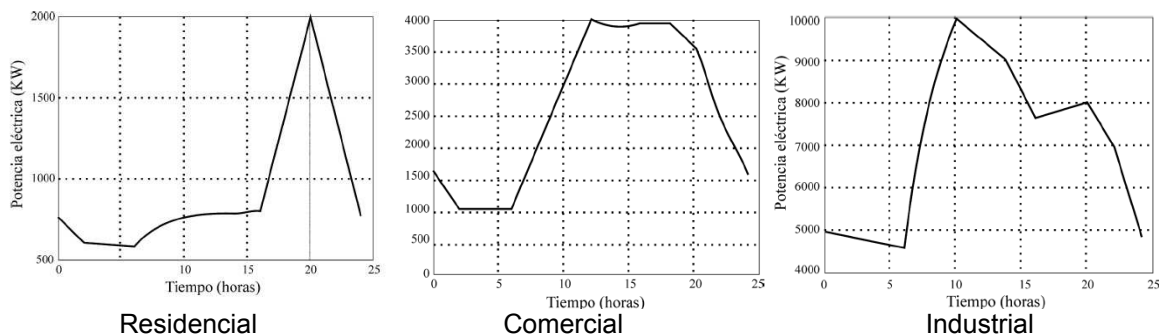


Figura 83. Curvas típicas de demanda de energía en Colombia.[34]

Con un promedio de consumo de energía por vivienda de 27 KWh día, según estudios de Centro Nacional de Despacho DE Energía: CND. [35]

Para atender una población de cerca de cinco mil habitantes, con un promedio de cuatro personas por vivienda la capacidad de la planta de:

Ecuación 82. $E_{dem} = \# \text{ de Habitantes} \cdot E_{dem} \text{ por vivienda} / \text{Promedio Habitantes por vivienda}.$

$$E_{\text{dem}} = 5000 \text{ hab.} \cdot 27 \text{ KWh} / 4 \text{ hab.} = 33750 \text{ KWh},$$

dividido por las horas día:

$$\text{Ecuación 83. } P_{\text{promedio}} = E_{\text{dem}} / 24 = 1406,25 \text{ Kw}$$

El pico máximo diario en una hora específica por vivienda se estaba presentando con mayor frecuencia en el año 2006, en Colombia en 13 KW. [35]. Luego El Banco de Baterías deberían poder entregar 13KWh, lo que implica que su capacidad de acumulación debe ser:

$$\text{Ecuación 84. } E_{\text{bat}} = E_{\text{pico}} / \text{Reg.}$$

La Regulación: Reg. es la relación entre la potencia entregada a las baterías y la potencia de salida del inversor, también puede especificarse un variable de regulación para la entrada a las Baterías o regulación en rectificación y Una variable de potencia efectiva entregada por el inversor, o regulación por inversión.

Un valor aceptable para regulación en rectificación trifásica de media onda es 87% y para rectificación de onda completa 93%

Los Inversores ofrecen una eficiencia máxima del 93% cuando son basados en controles PWM con una distorsión de la onda senoidal por debajo del 5%, con estos datos podemos calcular que la Regulación $\text{Reg} = 0.93 \times 0.94 = 0,8742$, que es un valor muy bueno, realmente debería considerarse valores entre el 0,70 y 0,75 o el 75% de regulación.

Considerando el valor menos favorable de la ecuación 84. $E_{\text{bat}} = 13 \text{ KWh} / 0,70 = 18,57 \text{ KWh}$, o

Esto implica a 12 V una corriente de $I_{\text{bat}} = 18,57 \text{ KW} / 12 \text{ V} = 1547,5 \text{ Amperios}$.

Si se tienen Baterías típicas de 60 Amperios / h se necesitarían:

$$\#_{\text{bat}} = 1547,5 \text{ A} / 60 \text{ A/bat} = 25,791 \text{ baterías.}$$

Esto quiere decir que podrían usarse 30 baterías en un barraje de 12 V D.C. o 14 baterías en un Barraje de 24 V, ó 8 baterías en un barraje de 48 voltios, que sería preferible para disminuir las corrientes circulantes y por tanto la robustez de la instalación.

El inconveniente de usar niveles de tensión por encima de los 24 Voltios es la poca disponibilidad de reemplazos para las baterías que cumplen su vida útil o se dañan.

La instalación fotovoltaica se forma con paneles con voltajes de 12, 24 o 48 Voltios, básicamente las celdas fotovoltaicas producen solo 2 voltios y corrientes por debajo de un amperio por celda, las celdas se conectan en grupos y estos a su vez se conectan en serie o en paralelo de acuerdo al nivel de voltaje. Los paneles ya vienen ensamblados para dar salidas de 12 V, 24 V, 48 V, ó 120 V D.C. obviamente la energía entregada por los paneles fluctúa y es indispensable los bancos de acumuladores para poder hacer un aprovechamiento continuo.

Si los paneles están entregando 30 A a 12 Voltios se necesitarán cerca de 50 paneles para cargar suficientemente las baterías sin ayuda del aerogenerador y poder suplir la energía necesaria en una hora pico o en la noche, desafortunadamente en Colombia la hora pico en

dos sectores: residencial e industrial es nocturna, por lo cual el consumo cuando las fotoceldas no están entregando energía a las baterías es muy alto.

5.5.4.2. Capacidad de la Planta para Sistemas Conectados a La Red.

La capacidad de las plantas eólicas o combinadas conectadas a la red está determinada por el nivel de tensión de la red y el Basic Insulation Level: BIL en el punto de la red donde se van a conectar, obviamente deben cumplirse los requerimientos mínimos exigidos por el Centro Nacional De Despacho de Energía, que es técnicamente el Operador del Sistema Interconectado Nacional, los cuales se refieren básicamente a garantizar el nivel de tensión o voltaje de la red y la frecuencia de la red, con una mínima distorsión menor al 0,5 Hz por períodos específicos de acuerdo al evento energético que se presente.

Con las Turbinas eólicas es muy importante considerar los efectos de desconexión, porque en los parques eólicos se usa comúnmente el procedimiento de desconexión a la red, cuando la turbina no está generando, ya sea porque está por debajo de la velocidad del viento mínima de arranque V_a o porque hay viento en ráfagas o turbulencia por encima de 25 m/s o V_f .

Estas desconexiones, afectan a la red, dependiendo de la longitud de la línea de transmisión y el orden de magnitud de energía disponible en las subestaciones a las que se está conectando, en el caso de Jepirachi, por ejemplo: Cuestecitas a Puerto Bolívar a 110 KV, es importante aclarar que ni la línea de conexión, ni la línea Cuestecitas - Puerto Bolívar harán o hacen parte del Sistema de Transmisión Nacional (STN) debido a que, en primer lugar, el nivel de tensión de la línea (110 kV) es inferior al establecido para el STN (220 kV o superiores). Adicionalmente, la línea Cuestecitas - Puerto Bolívar y la subestación Puerto Bolívar hacen parte de un activo de conexión particular, de propiedad de INTERCOR. De esta manera, mediante un sistema regional, el proyecto se conectaría indirectamente al Sistema Interconectado Nacional.

En todo caso son de obligatorio cumplimiento las normas para sistemas eólicas, recientemente adoptadas como son la GTC 139 Sistemas De Aerogeneradores Protección Contra Descargas Eléctricas Atmosféricas. Basado en la Norma: IEC 61400-24: 2002.

NTC 5343 Aerogeneradores. Ensayo de curva de potencia Basado en la Norma: IEC 61400-12

NTC 5412 Aerogeneradores. Medida Y Evaluación De Las Características De La Calidad De Suministro De Las Turbinas Eólicas Conectadas A La Red, Basado en la Norma: IEC IEC 61400-21: 2001

NTC 5467 Aerogeneradores. Técnicas De Medida De Ruido Acústico, Basado en la Norma: IEC IEC 61400-11: 2002

Y actualmente en estudio están las normas:

Seguridad de aerogeneradores pequeños.

Basado en la Norma: IEC 61400-2: 2006, Según ICONTEC: "Esta norma aplica a aerogeneradores con una área de barrido del rotor inferior a 200 m² y que generan una tensión inferior a 1000 V A.C. o a 1500 V C.C. Aborda aspectos de aseguramiento de calidad, así mismo especifica los requisitos de seguridad para aerogeneradores pequeños, incluyendo diseño, instalación, mantenimiento y operación en condiciones externas específicas."

5.6. Representación Computacional de Aerogeneradores.

La representación computacional de los aerogeneradores requiere hacer posibles, convergentes y consistentes los cálculos, para ello es necesario hacer simplificaciones en la turbina, dado que demasiados detalles, puede hacer sencillamente imposible ejecutar los cálculos, por eso mirando las Figuras 19, 20 y 21, observamos que lo primero a definir computacionalmente es el modelo del viento.

5.6.1. Simulación de la entrada de viento con Wind Turbine Blockset.

Considerando que el viento es cambiante y que puede ser determinado el comportamiento según la la función de Weibull como se propuso en el numeral 5.3.

En Wind Turbine Blockset, el modelo del viento es desarrollado en el Laboratorio Nacional RISO basado en el espectro Kaimal. La velocidad del viento es calculada como el valor promedio de las velocidades de punto fijo sobre el rotor dado, considerando la 'sombra' de la torre y las turbulencias. Una de las principales componentes de este modelo para el viento es el generador de ruido blanco normalmente distribuido, MATLAB utiliza un generador de ruido blanco y Wind Turbine Blockset tiene un bloque como 'C' S-Function creado basado en el algoritmo de Ziggurat desarrollado por G. Marsaglia [7].

Ambos modelos están disponibles en sus respectivos bloques con nombres que los diferencian como: Wind Model (SB 1): Modelo para el viento Simulink Band Limited, Orden 1

Wind Model (SB 2): Modelo para el Viento Simulink Band Limited, Orden 2

Wind Model (ZA 1): Modelo para el Viento Ziggurat Algorithm, Orden 1

Wind Model (ZA 2): Modelo para el Viento Ziggurat Algorithm, Orden 2

La implementación con el Algoritmo de Ziggurat tiene una densidad espectral muy cercana a la del generador de ruido blanco de Simulink, como muestra la Figura 84.

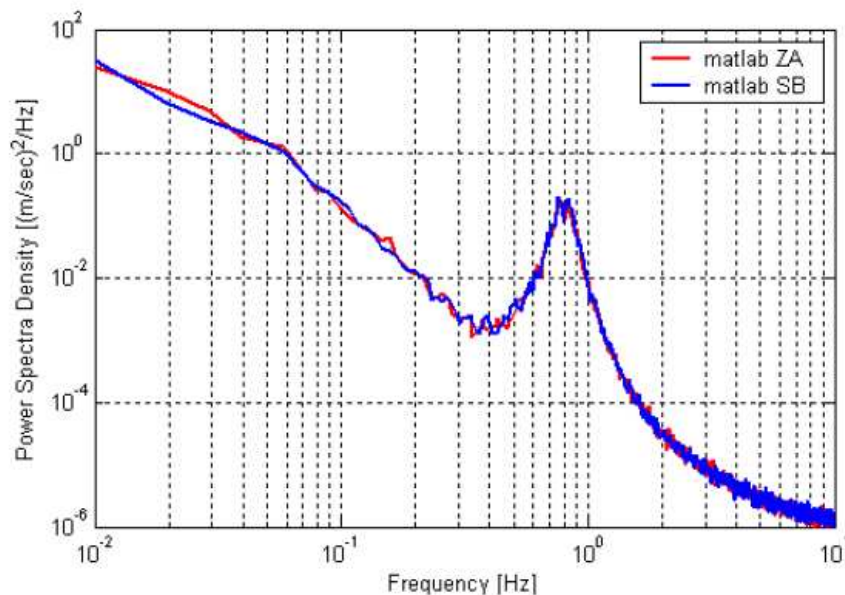


Figura 84. Densidad Espectral del Algoritmo de Ziggurat vs El Simulink Based Limited

El Diagrama en Simulink del modelo de viento se muestra en la figura siguiente:

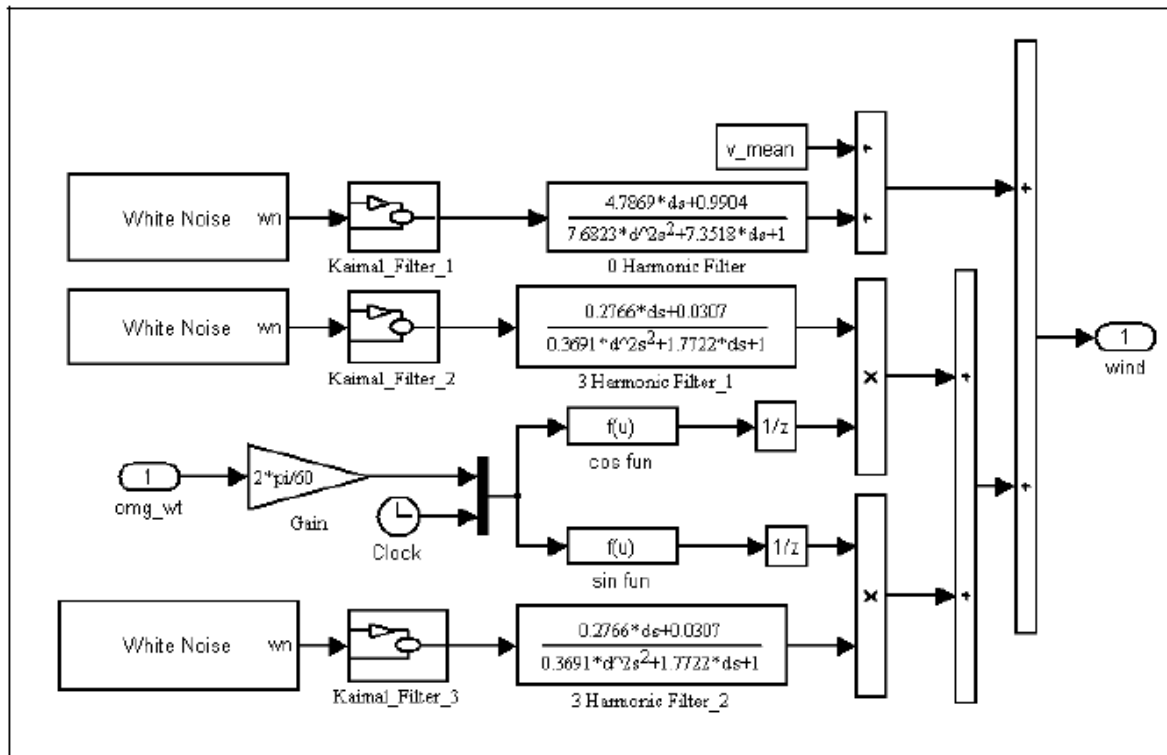


Figura 85. Modelo del Viento en Wind Turbine Blockset

La salida de este modelo es la variable viento, La variable viento va entonces a encontrarse con el siguiente modelo que es el modelo del rotor.

Los parametros de la mascara del bloque pedidos, son los mismos para cualquiera de las cuatro opciones:

Diámetro del rotor, velocidad promedio del viento, porcentaje de turbulencia, longitud del cono de viento, tiempo de muestreo.

5.6.2. Modelos del rotor.

El rotor de la turbina incluye lo que físicamente son muchas partes de la turbina, prácticamente todas las partes que están antes del generador eléctrico, cuales son: Las álabes o palas, el hub o cubo de sujeción de las palas, el eje de baja velocidad o eje del hub, la caja de cambio de velocidad o gear box, el eje de alta velocidad, el acople mecánico con el eje del generador eléctrico.

La implementación de este modelo parte de la ecuación 4, de potencia de la turbina, para proponer una ecuación de Torque aerodinámico, El torque es el producto vectorial del vector de posición por la fuerza aplicada:

$$T_{wt} = 0.5\pi\rho R^2 v_{\infty}^3 C_p$$

Ecuación 85.

Si se considera una constante aerodinámica C_q , la ecuación se representaría como:

$$T_{wt} = 0.5\pi\rho R^3 v_{\infty}^2 C_q$$

Ecuación 86.

Ambas expresiones contienen los mismos términos, en su correspondiente relación, lo que es importante verificar es que ambos coeficientes C_p y C_q pueden ser expresados en función de la velocidad específica λ en turbinas sin control del giro de las palas o passive-stall control y en función de λ y el ángulo α en turbinas con control de pitch.

El modelo de Wind Turbine Blockset para el rotor mas general de una turbina eólica, es el correspondiente a una turbina de velocidad variable con control de pitch:

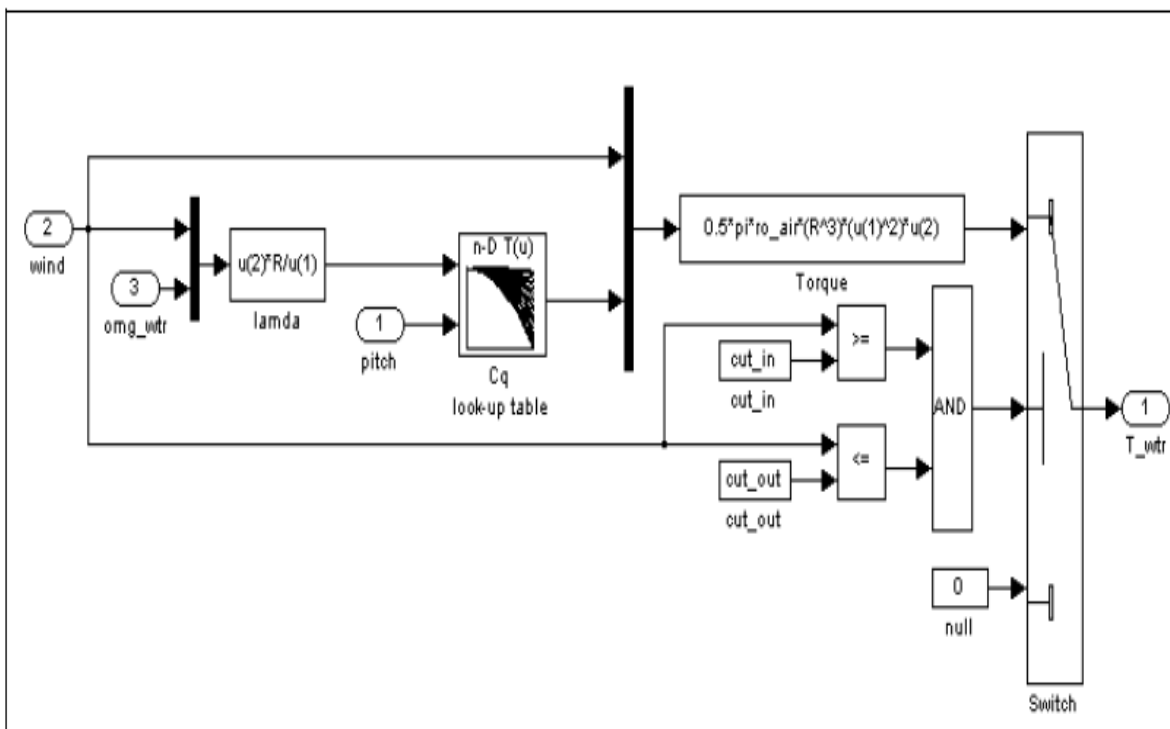


Figura 86. Modelo del rotor de una turbina eólica de velocidad variable y control de pitch.

Los parámetros que son definibles por el usuarios son: el radio de las palas, la densidad del aire, la velocidad de arranque V_a y la Velocidad límite V_f , como se ilustra en la siguiente figura:

Block Parameters: Wind Turbine Rotor Variable Pitch

Aerodynamic model for wind turbine (mask)

Parameters

Blade radius [m]
40

Air density [kg m3]
1.25

Cut in speed [m/sec]
3

Cut out speed [m/sec]
25

OK Cancel Help Apply

Figura 87. Interface gráfica o mascara para ingresar paramentros del rotor.

Si se reduce el ángulo de pitch θ entre -10 y 10 grados, el modelo representará una turbina de stall control y si se define el ángulo $\theta = 0$, cero, entonces tenemos el caso de de passive stall.

5.6.2.1. Modelo de inercia del rotor de tres masas.

Los tres componentes con mayor inercia en este grupo de partes son: Las aspas, la caja y el eje de alta velocidad., por eso se propone un modelo de tres masas, donde:

$$T_{wtr} = J_{wtr} \frac{d\Omega_{wtr}}{dt} + D_{wtr} \Omega_{wtr} + k_{swtr} (\theta_{wtr} - \theta_1)$$

$$T_1 = J_1 \frac{d\Omega_1}{dt} + D_{wtr} \Omega_1 + k_{swtr} (\theta_1 - \theta_{wtr})$$

$$T_2 = J_2 \frac{d\Omega_2}{dt} + D_{gen} \frac{d\Omega_2}{dt} + k_{sgen} (\theta_2 - \theta_{gen})$$

$$-T_{gen} = J_{gen} \frac{d\Omega_{gen}}{dt} + D_{gen} \Omega_{gen} + k_{sgen} (\theta_{gen} - \theta_2)$$

Ecuaciones 87.

$$\frac{d\theta_{wtr}}{dt} = \Omega_{wtr}, \quad \frac{d\theta_1}{dt} = \Omega_1$$

$$\frac{d\theta_2}{dt} = \Omega_2, \quad \frac{d\theta_{gen}}{dt} = \Omega_{gen}$$

Y las ecuaciones 88:

Donde T_{wtr} es el Torque de la turbina, J_{wtr} es el Momento de inercia, Ω_{wtr} la velocidad mecánica de la turbina, k_{swtr} es la constalste elástica de torsión del eje de la turbina y D_{wtr} es la

constante de amortiguamiento del eje de la turbina que es el eje de baja velocidad y gira a la misma velocidad que las palas.

Las variables con subíndice gen son las del lado del eje de alta velocidad o eje del generador.

Las variables con subíndice 1, corresponden a la rueda grande del engranaje de la caja de transmisión o relación de entrada y las variables con el subíndice 2 corresponden a la rueda pequeña del engranaje de la caja de transmisión o relación de salida.

el modelo equivalente es representado en la figura siguiente:

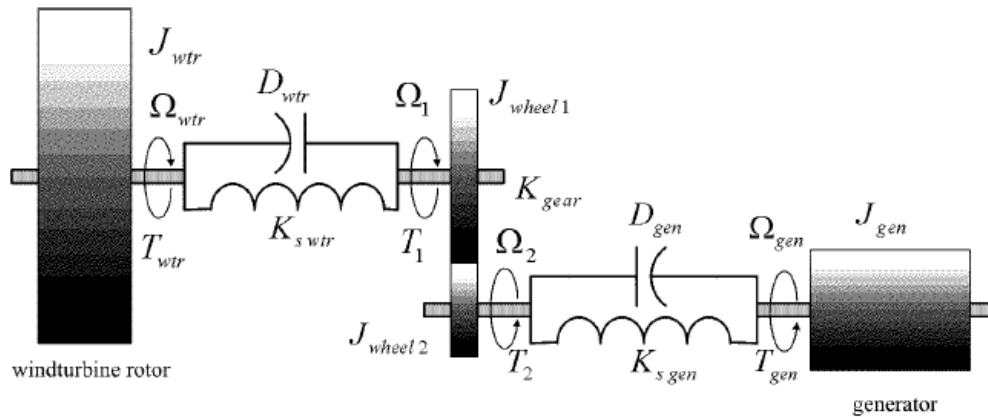


Figura 88. Modelo del rotor de tres masas.

5.6.2.2. Modelo de inercia del rotor de dos masas.

El modelo de dos masas reduce el modelo de tres masas considerando que el momento de inercia de las ruedas de la caja son solo instrumentales, comparadas con los momentos de inercia de las palas y del generador.

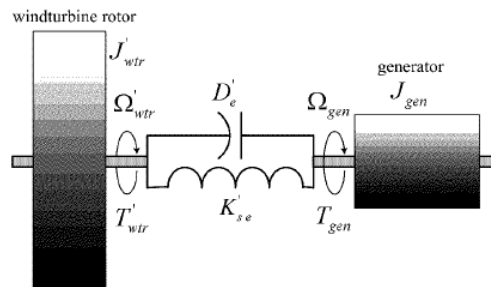


Figura 89. Modelo de dos masas

Las ecuaciones para este modelo pueden ser escritas y son análogas al modelo anterior, simplemente que al lado de la turbina se han reflejado la relación de engranajes y se representan con una apostrofe ' :

$$T'_{wtr} = J'_{wtr} \frac{d\Omega'_{wtr}}{dt} + D'_e (\Omega'_{wtr} - \Omega_{gen}) + k'_{se} (\theta'_{wtr} - \theta_{gen})$$

$$\frac{d\theta'_{wtr}}{dt} = \Omega'_{wtr}$$

$$-T_{gen} = J_{gen} \frac{d\Omega_{gen}}{dt} + D'_e (\Omega_{gen} - \Omega'_{wtr}) + k'_{se} (\theta_{gen} - \theta'_{wtr})$$

$$\frac{d\theta_{gen}}{dt} = \Omega_{gen}$$

Ecuaciones 89.

Los coeficientes equivalentes son:

$$\frac{1}{k'_{se}} = \frac{1}{\frac{k_{wtr}}{k_{gear}^2}} + \frac{1}{k_{gen}}$$

$$J'_{wtr} = \frac{1}{k_{gear}^2} \cdot J_{wtr}$$

Ecuaciones 90.

Aplicando estas ecuaciones se construye el modelo en Simulink, los parámetros para este modelo son el momento de inercia de la turbina y del generador, los coeficientes equivalentes de torsión y amortiguamiento de los ejes, la relación de la cja y las condiciones iniciales de las velocidades y los ángulos de los ejes de baja (turbina) y de alta (generador) velocidad.

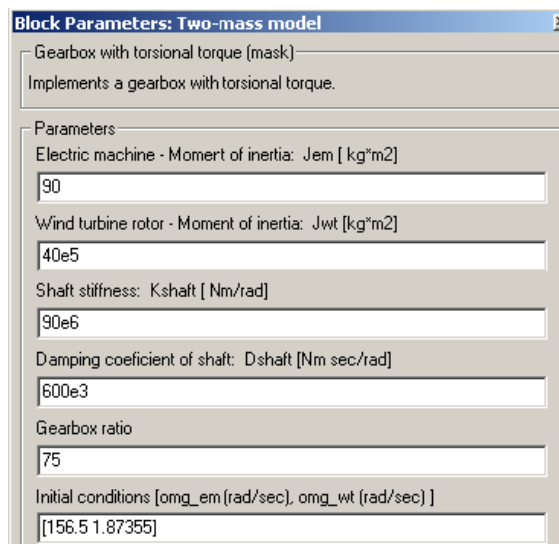


Figura 90. Ventana o Interface para ingresar datos del modelo de 2 Masas

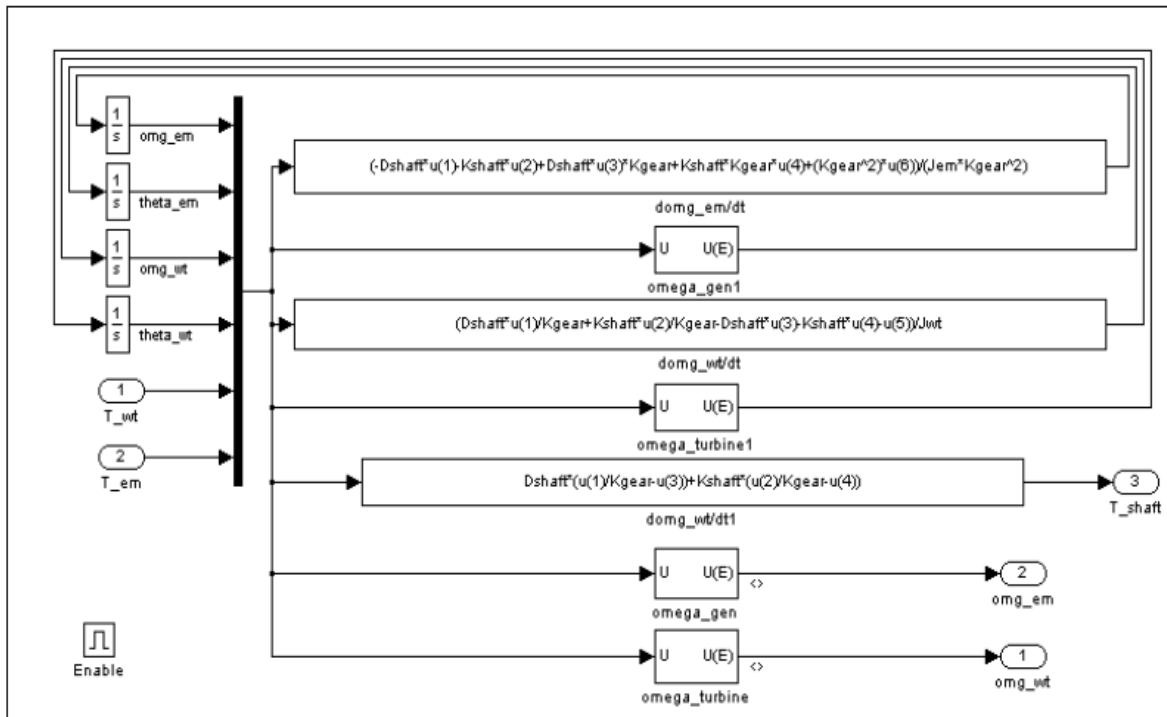


Figura 91. Modelo del dos masas en Simulink, para una turbina eólica.

5.6.2.3. Modelo de inercia del rotor de una Masa.

Lo que venimos experimentando en estos modelos es la relación entre el Torque en La Turbina, entendida como la parte de las palas y baja velocidad y el Torque en el Generador, entendido como el eje de alta velocidad, esta relación puede expresarse por un momento de inercia equivalente que multiplica la aceleración angular del generador:

$$T_{gen} - T_{wtr} = J_{ech} \frac{d\Omega_{gen}}{dt}$$

Ecuación 92.

Donde el momento de inercia equivalente contiene la relación de velocidades y la relación de los momentos de inercia de baja y alta velocidad

$$J_{ech} = J_{gen} + \frac{J_{wtr}}{K_{gear}^2}$$

Ecuación 93.

La implementación de estas sencillas ecuaciones dan como resultado el siguiente modelo:

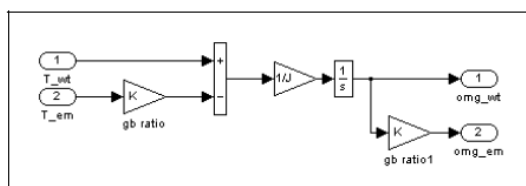


Figura. 92 Modelo de una masa para el rotor de una turbina eólica.

La salida del rotor es una velocidad angular que va a mover directamente el eje del generador.

5.6.3. Modelos del Generador de Inducción o Generador Asíncronico.

En el numeral 5.5.3. se desarrollaron las expresiones para los modelos del generador basado en las Fases ABC del Estator y abc del rotor. Para este modelo siendo válidas las ecuaciones 57 hasta la 71 se representa en Simulink como se aprecia en la siguiente figura::

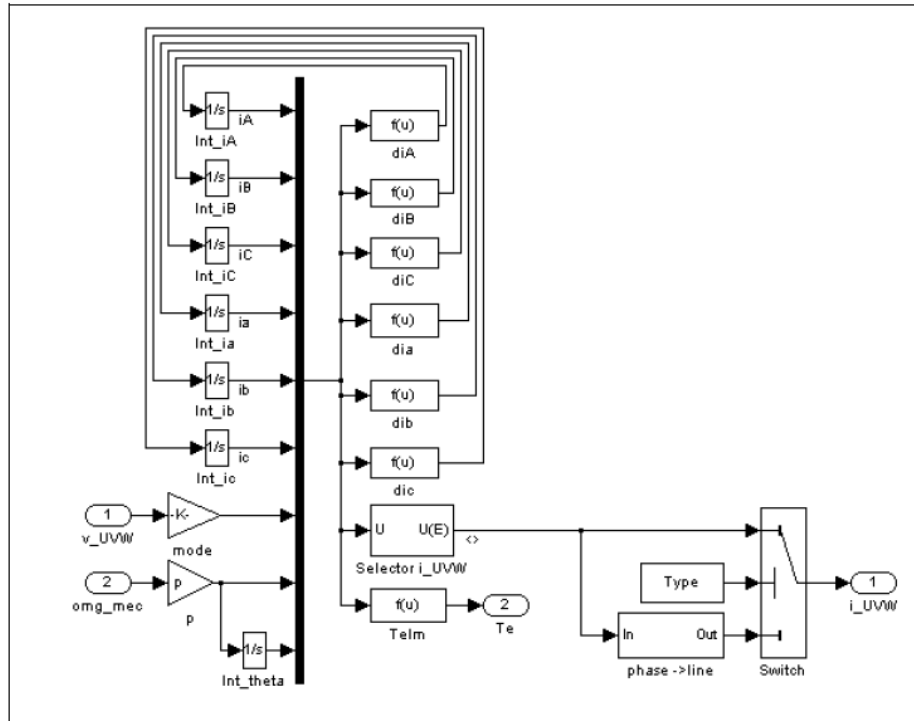


Figura 94. Modelo ABC abc de la Máquina de inducción de doble devanado.

El principal concepto de los modelos matemáticos de las máquinas de inducción, es la representación de las variables de voltaje, corriente, flujo, por medio de vectores espaciales que son representados en diferentes sistemas de referencia. La figura 95 ilustra estos sistemas de referencia en un círculo unitario: La tripleta [As Bs Cs] está unida a un sistema trifásico del estator cuando el par [as bs] corresponde a un sistema de neutro aislado, donde la secuencia cero puede ser ignorada, lo que nos sugiere un estator conectado en delta, u otra conexión de neutro aislado.

La evidente simetría constructiva de las máquinas trifásicas de inducción y cuando se ha asumido la distribución simétrica de la excitación, hace posible utilizar los diferentes sistemas de referencia para diferentes tipos de análisis. En el uso de la referencia común dq las ecuaciones de la máquina se representan como ecuaciones diferenciales con coeficientes constantes, independientes de la posición del rotor. Y las no-linealidades están confinadas a los productos de las variables, voltaje, corriente, velocidad y torque.

Generador de Inducción con rotor Jaula de Ardilla: Las ecuaciones de voltaje en función del tiempo y por unidad, para el caso serían:

En forma compacta: Ecuación 94.

$$[V] = [R][I] + \frac{d}{dt}[\Psi] + [\Omega][\Psi]$$

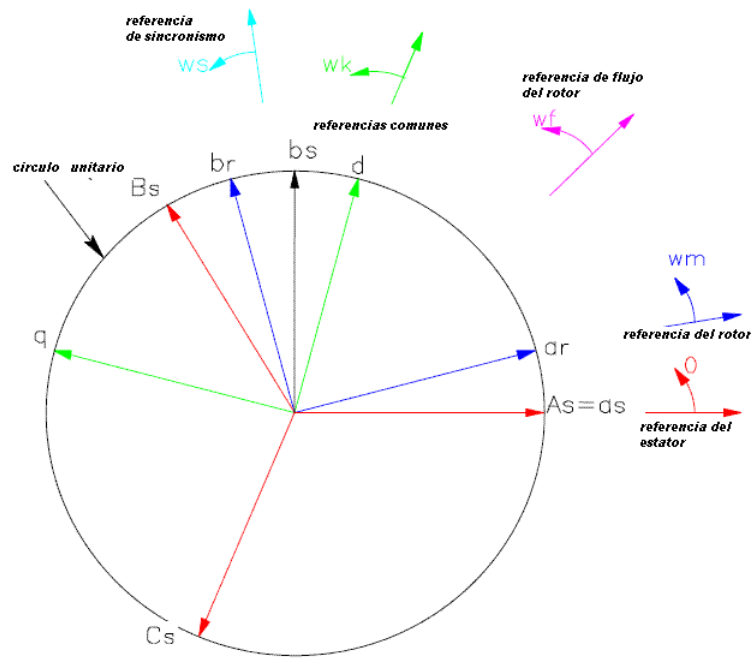


Figura 95. Diferentes referencias para el análisis de las máquinas de inducción

Donde W es la velocidad angular en radianes/segundo respecto al estator estacionario

Ó

$$\begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \\ v_{rd} \\ v_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{\Psi}_{sd} \\ \dot{\Psi}_{sq} \\ \dot{\Psi}_{rd} \\ \dot{\Psi}_{rq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{R_s L_{rr}}{D} & -\omega_e & -\frac{R_s L_m}{D} & 0 \\ \omega_e & \frac{R_s L_{rr}}{D} & 0 & -\frac{R_s L_m}{D} \\ -\frac{R_r L_m}{D} & 0 & \frac{R_r L_{ss}}{D} & -(\omega_e - \omega_r) \\ 0 & -\frac{R_r L_m}{D} & (\omega_e - \omega_r) & \frac{R_r L_{ss}}{D} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Psi_{sd} \\ \Psi_{sq} \\ \Psi_{rd} \\ \Psi_{rq} \end{bmatrix}$$

Ecuación 95.

Donde :

v = voltaje
angular del estator

i= corriente
Ψ=flujo

Rs= Resistencia del Estator
s=deslizamiento del rotor

ωs=frecuencia

Todas las variables referidas a las componentes d y q

La referencia **d-q** está rotando a la velocidad de sincronismo con el eje **q** 90° de adelanto al eje **d**. La posición del eje d coincide con el máximo flujo del estator, en la cual se cumple que v_{qs} es igual a e_t que es el voltaje en los terminales producto de la f.em. máxima y v_{ds} sería igual a cero, en la misma posición.

El flujo considerado en las expresiones anteriores, puede ser calculado considerando las ecuaciones siguientes:

$$\begin{bmatrix} \Psi_{sd} \\ \Psi_{sq} \\ \Psi_{so} \\ \Psi_{rd} \\ \Psi_{rq} \\ \Psi_{ro} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 & 0 & L_m & 0 & 0 \\ 0 & L_s & 0 & 0 & L_m & 0 \\ 0 & 0 & L_{\sigma s} & 0 & 0 & 0 \\ L_m & 0 & 0 & L_r & 0 & 0 \\ 0 & L_m & 0 & 0 & L_r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_{\sigma r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{so} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \\ i_{ro} \end{bmatrix}$$

Ecuación 96.

o en forma compacta: $[\Psi] = [L][I]$

Con:

L_m = Inductancia Mutua

$L_{r\sigma}$ = Inductancia de dispersión en el Rotor

$L_{s\sigma}$ = Inductancia de Dispersión en el Estator

El deslizamiento S está definido como:

$$\text{Ecuación 97.} \quad s = \frac{\omega_e - \omega_r}{\omega_e} = \frac{2\pi f_s - p\Omega_r}{2\pi f_s} = 1 - \frac{p\Omega_r}{2\pi f_s}$$

Donde

p = numero de par de polos

Ω_m = La velocidad angular mecánica del rotor

Las ecuaciones resultantes son:

$$\begin{bmatrix} \dot{\Psi}_{rd} \\ \dot{\Psi}_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\alpha \tau_{rm} \sigma_r - \frac{\tau_{rm}}{\sigma_s} \right) & \left(\left(\frac{\alpha \tau_{rm}}{\tau_{sr}} L_m + 1 \right) \omega_e - \omega_r \right) \\ - \left(\left(\frac{\alpha \tau_{rm}}{\tau_{sr}} L_m + 1 \right) \omega_e - \omega_r \right) & \alpha \tau_{rm} \sigma_r - \frac{\tau_{rm}}{\sigma_s} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Psi_{rd} \\ \Psi_{rq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\alpha \tau_{rm}}{\tau_{sr}} & \frac{\alpha \tau_{rm}}{\tau_{sr}^2} & 1 & 0 \\ -\frac{\alpha \tau_{rm}}{\tau_{sr}^2} & \frac{\alpha \tau_{rm}}{\tau_{sr}} & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \\ v_{rd} \\ v_{rq} \end{bmatrix}$$

Ecuación 98.

$$= \frac{R_s L_{rr}}{D}, \tau_m = \frac{R_r L_m}{D}, \sigma_r = \frac{L_m}{L_{rr}}, \sigma_s = \frac{L_m}{L_{ss}}, \alpha = \frac{1}{1 + \left(\frac{\omega_e}{\tau_{sr}} \right)^2}.$$

Ecuación 99

$$T_e = \frac{3}{2} p \cdot \frac{L_m}{D} (\psi_{sq} \cdot \psi_{rd} - \psi_{rq} \cdot \psi_{sd})$$

Ecuación 100

Las ecuaciones para la potencia activa P y potencia reactiva Q generada o consumida por el Generador de Inducción con rotor Jaula de Ardilla son las siguientes:

$$P_x = \frac{3}{2} \cdot \text{Real}(\bar{V}_x \cdot \bar{I}_x^*)$$

Ecuación 101

$$Q_x = \frac{3}{2} \cdot \text{Imag}(\bar{V}_x \cdot \bar{I}_x^*)$$

Ecuación 102

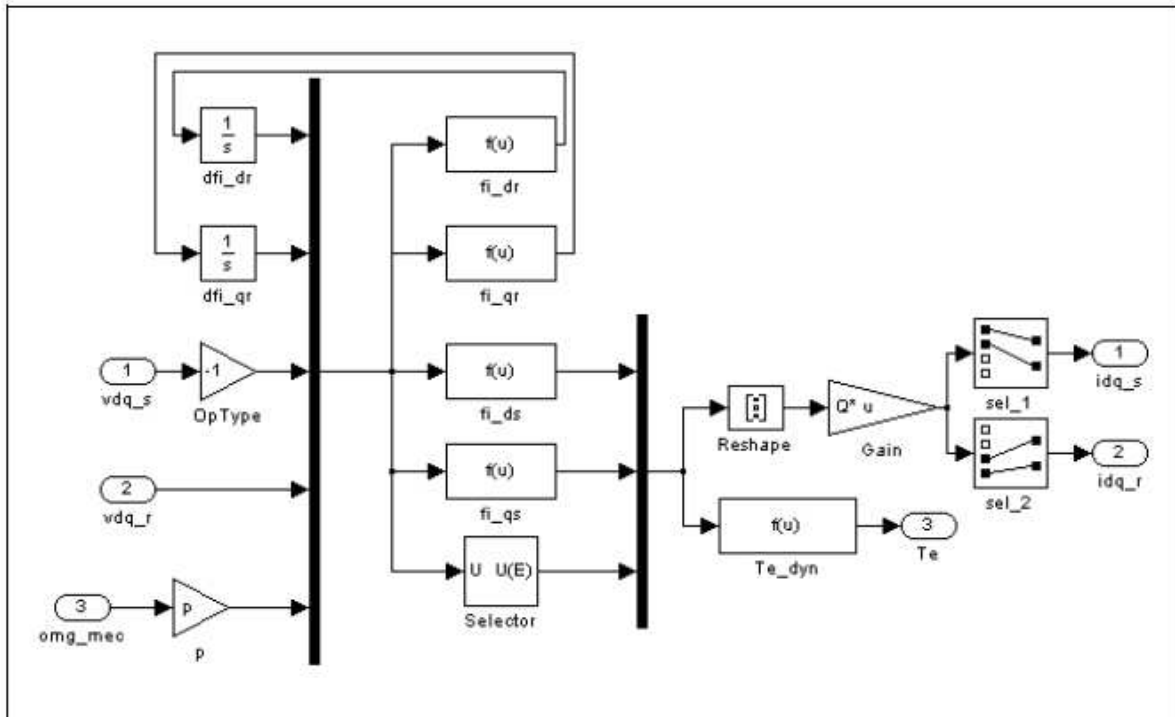


Figura 96. Modelo de la Maquina de Inducción en representación dq.

6. HERRAMIENTAS DE DISEÑO PARA PARQUES EÓLICOS.

6.1 Programa WASP: Wind Atlas Analysis and Application Program:

Los datos tomados por las estaciones de medición deben ser procesados estadística y analíticamente, en el sector son usados varias herramientas de análisis, la primera y mas conocida es WASP: Wind Atlas Analysis and Application Program, desarrollado por el Laboratorio RISO de Dinamarca. El objetivo inicial era el desarrollo del proyecto de investigación del Atlas Eólico Europeo, este fue el primer software con características comerciales, basado en ecuaciones simples, con modelos de conservación de masa y energía, y es la referencia de nuevos programas.

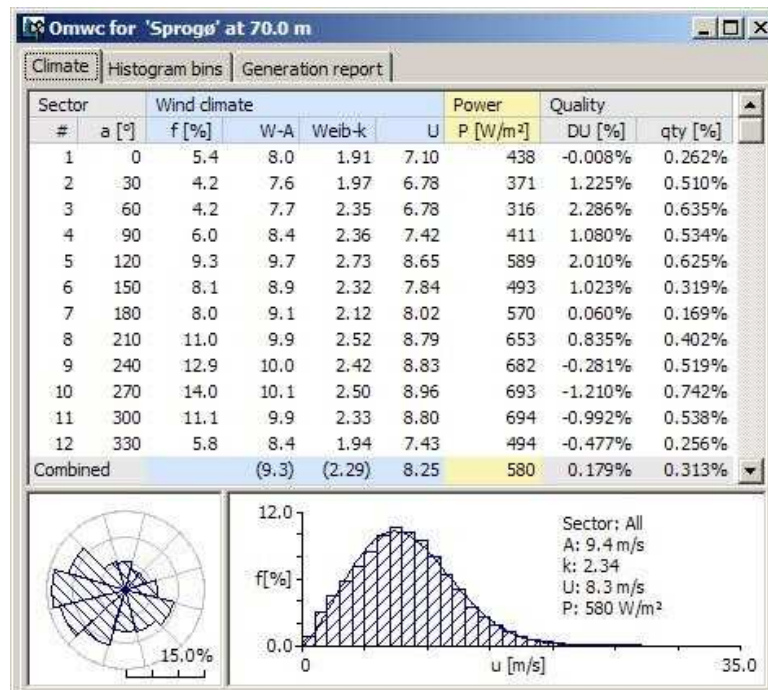


Figura 97. Interface gráfica del programa de análisis eólico WASP.

La información que se ingresa es básicamente la misma para todos los programas,

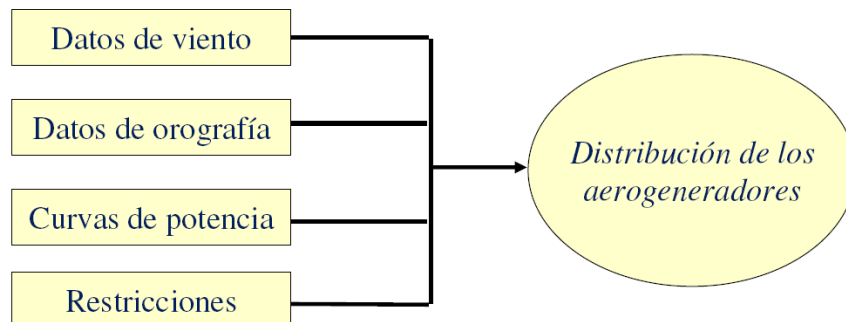


Figura 98. Información básica necesaria para definir la ubicación o distribución de las turbinas.

6.2. Definición de la Orientación de las Turbinas:

Parte de la información que aportan estos programas es la posible ubicación de las turbinas sobre el terreno y la orientación que deben tener, obviamente son turbinas de eje horizontal que van a enfrentar el viento para lograr un mayor aprovechamiento.

La variabilidad en la dirección del viento se resume en lo que se conoce como La Rosa de Los Vientos. Una rosa de los vientos es un diagrama polar que puede ser construido mostrando el porcentaje del tiempo durante el cual el viento ha estado soplando en una dirección específica. El número que aparece en frente de los vectores radiales, comúnmente indican la velocidad promedio del viento en esa dirección específica,

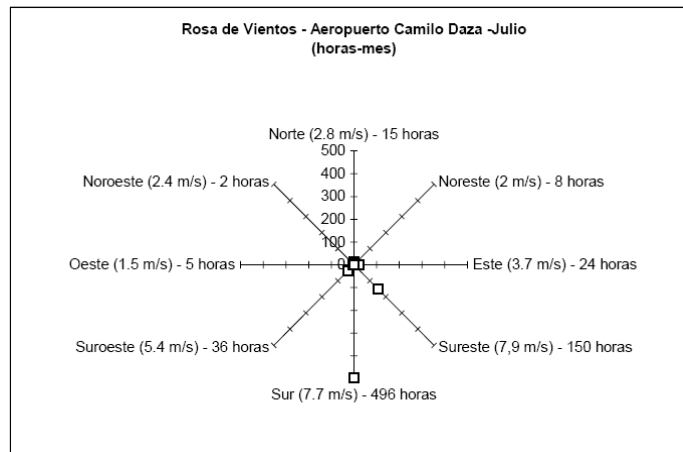


Figura 99. Rosa de los Vientos del Aeropuerto Camilo DAZA de Cúcuta [29]

La rosa de vientos puede generarse con MATLAB, inicialmente debe cargarse los datos de Direcciones: D, y la intensidad de velocidad del Viento: V, como no tenemos esos datos, vamos a generarlos aleatoriamente con el siguiente programa:

```
d=0:10:350;
D=[];
V=[];
for i=1:length(d)
    n=d(i)/10;
    D=[D ones(1,n)*d(i)];
    V=[V 1:n];
end
```

La rosa del viento obtenida representa los datos que han sido creado como series numéricas enteras y ascendentes, por ello se muestra, en la Figura 100, como un espiral o caracol, el resultado es el siguiente:

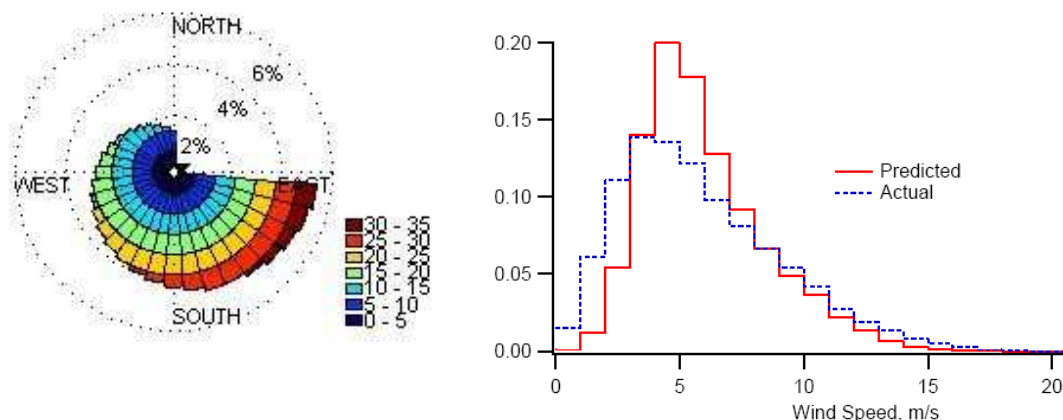


Figura 100. Rosa de los vientos y distribución de probabilidad de Weibull generada con MATLAB. Según el programa del Anexo 3.

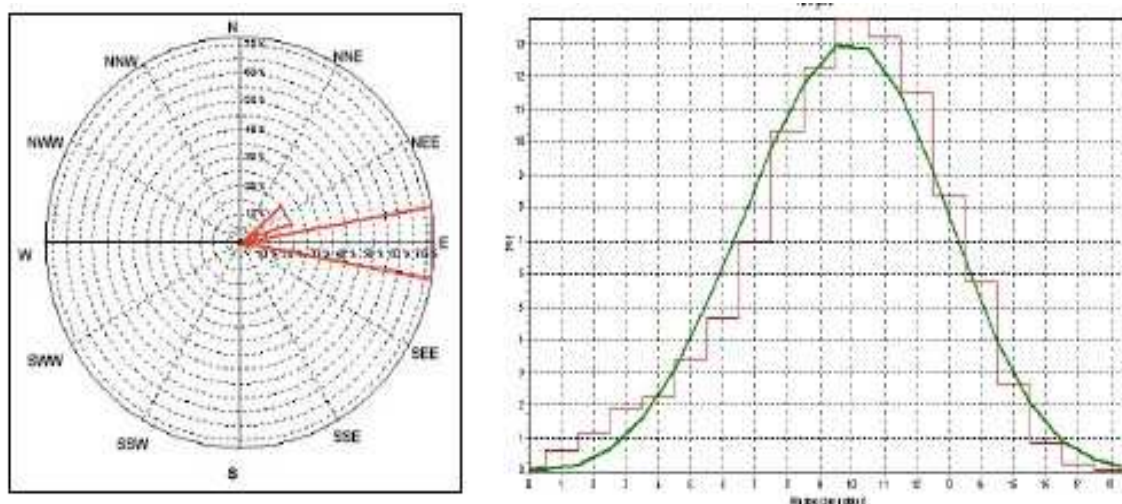


Figura 101. Rosa de Vientos y Distribuciones de probabilidad ajustadas para Jepirachi, con programas WinPRO, Hydstra y herramientas propias de EPM.

Una de las ventajas del análisis computacional es la posibilidad de hacer análisis complejos, con una gran cantidad de datos instantáneos, que requieren un tratamiento estadístico completo y resultados detallados, los programas de análisis eólico, pueden hacer lo que se llama Micro-siting, que es básicamente la capacidad de analizar los datos para entregar resultados punto a punto, evaluando las mejores opciones, de acuerdo a los mejores resultados buscados.

6.3. Micrositing.

WAsP tiene el Micrositing como una de sus interfaces de resultados.

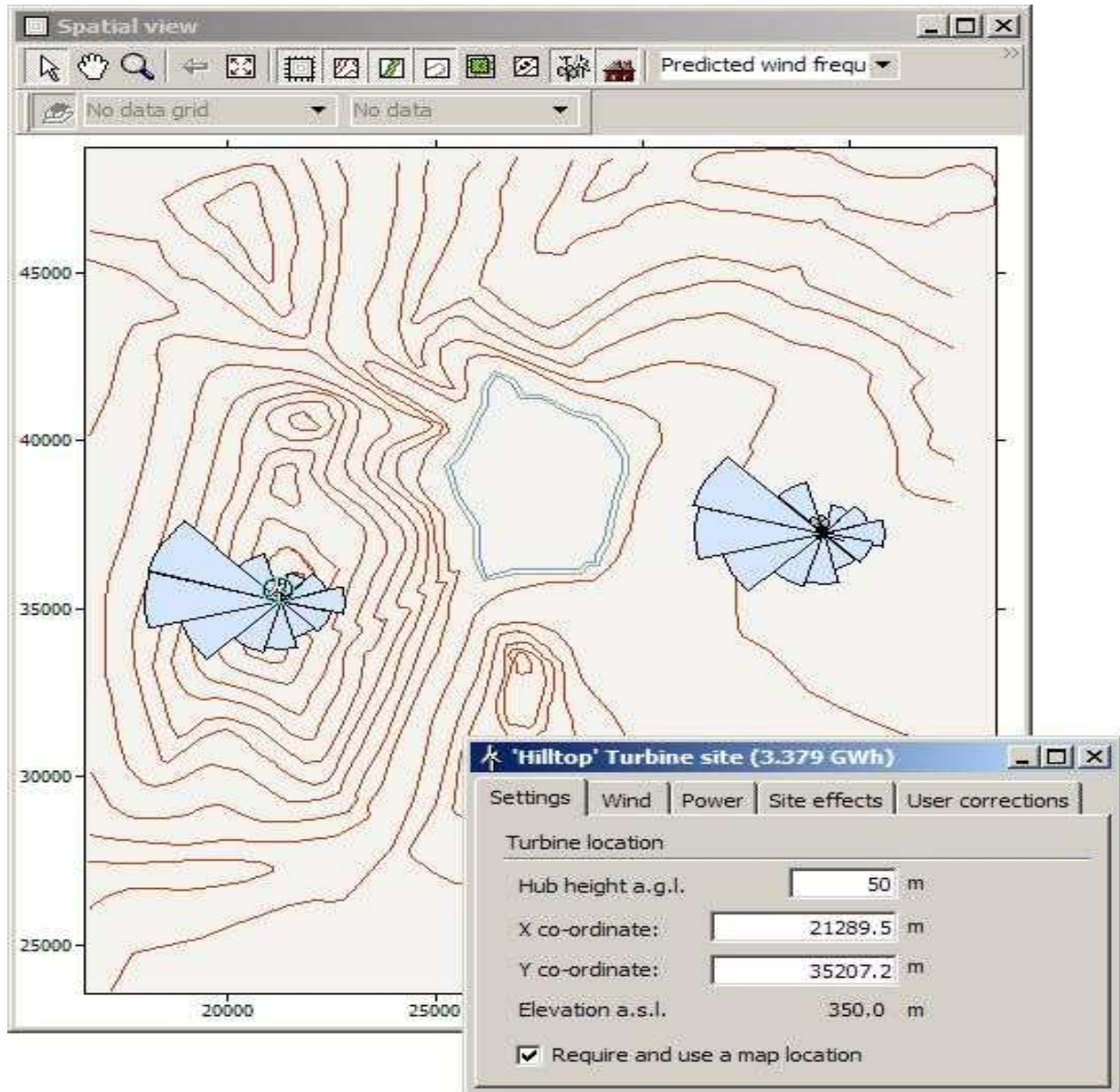


Figura 102. Interface Gráfica de WAsP para Micrositing.

6.4. SiteWind.

Tiene mejoras entre el 40 y 70% respecto herramientas como el WAsP, Incorpora los datos de torres meteorológicas, Combina la modelización meso y microescalar en periodos representativos del recurso eólico de 15 años. Permite la caracterización del recurso eólico : viento medio, distribuciones de weibull, medias anuales, trimestrales, mensuales, diurnas, ...etc. Entrega de resultados en formato compatible con software de diseño de parque.

6.5. Winpro, Software desarrollado por Alemanes y Daneses:

Usa WASP para el cálculo de la energía, en la figura 103 se puede ver en una de las interfaces gráficas, la estimación de las correlaciones para definir la orientación de un aerogenerador,

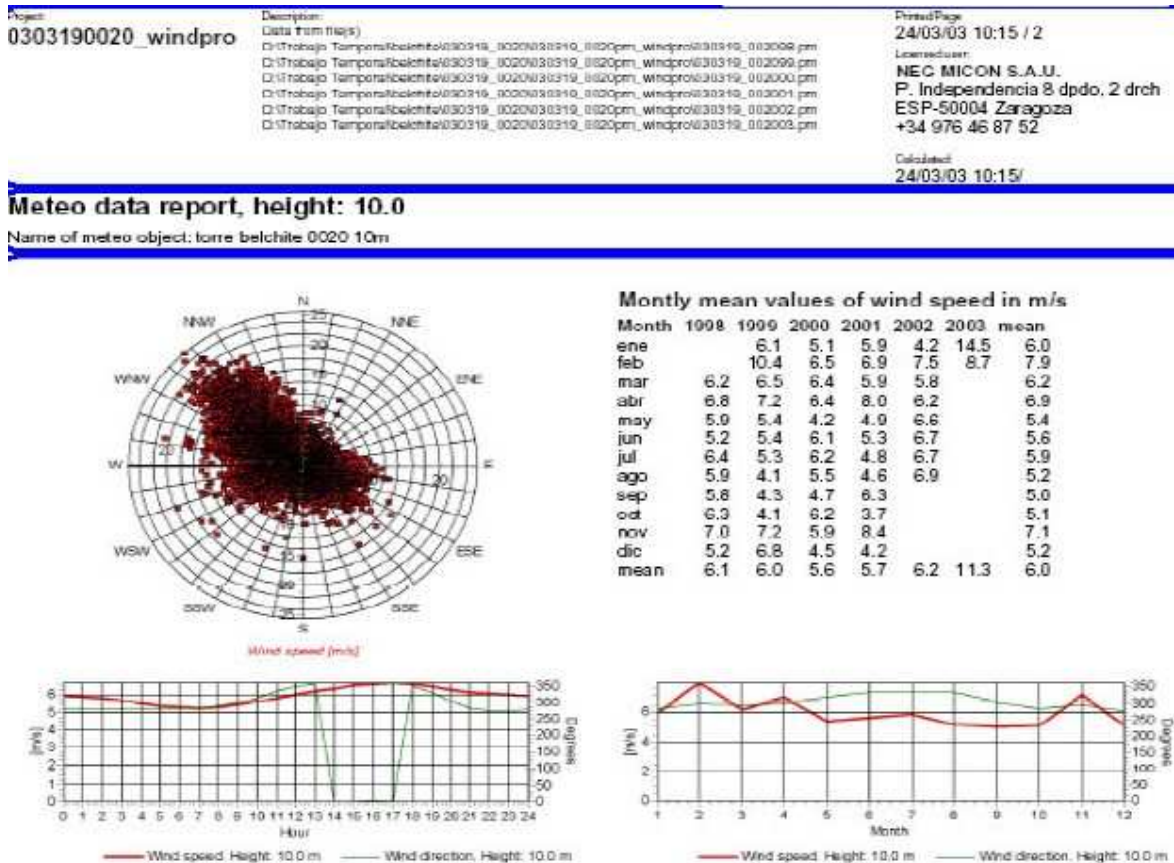


Figura 103. Interface gráfica de WindPro, ilustrando resultados del Parque Eólico de Zaragoza España

Estos programas trabajan muy bien considerando flujos laminares y topografías relativamente planas y con pocos obstáculos, edificaciones y vegetación, conocidas como rugosidades en la terminología eólica, pero generan grandes incertidumbres con vientos turbulentos, alta rugosidad y topografías quebradas debido que al monitorear proyectos en producción se han encontrado diferencias notables con sus resultados, en este segundo tipo de parques.

Sin embargo WINDPRO es mucho más avanzado que WAsP, que sigue siendo la referencia originaria de esta familia de aplicativos de cómputo. WINDPRO tiene módulos adicionales y mayor versatilidad, sin embargo los aspectos de incertidumbre son los mismos por la similitud en los métodos de cálculo y en la base analítica de los mismos.

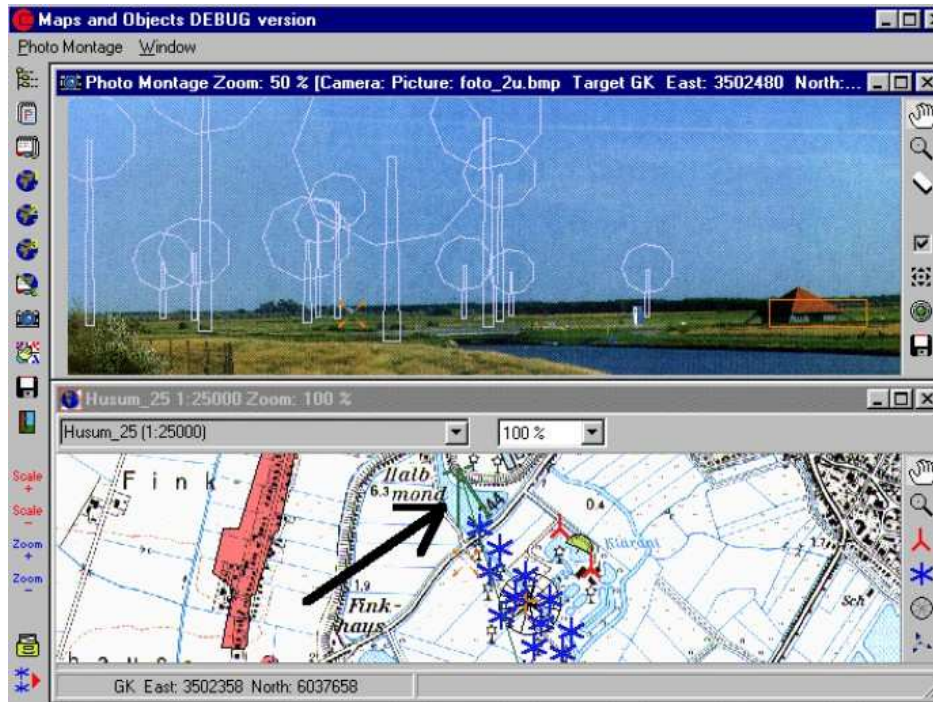


Figura 104. Interface gráfica de WindPro para Micrositing y visualización de las unidades en el paisaje.

6.6. WindFarm, GarradHassan Gran Bretaña:

Otra aplicación muy conocida en el medio es WindFarmer desarrollado por GarradHassan en Gran Bretaña, este es otro programa que utiliza WAsP para el cálculo de la malla del recurso eólico, e incorpora nuevas técnicas, pues se basa en factores speed-up para la estimación energética. Se le atribuyen menos incertidumbres que al WAsP y al Windpro, especialmente en su módulo de wake analysis.

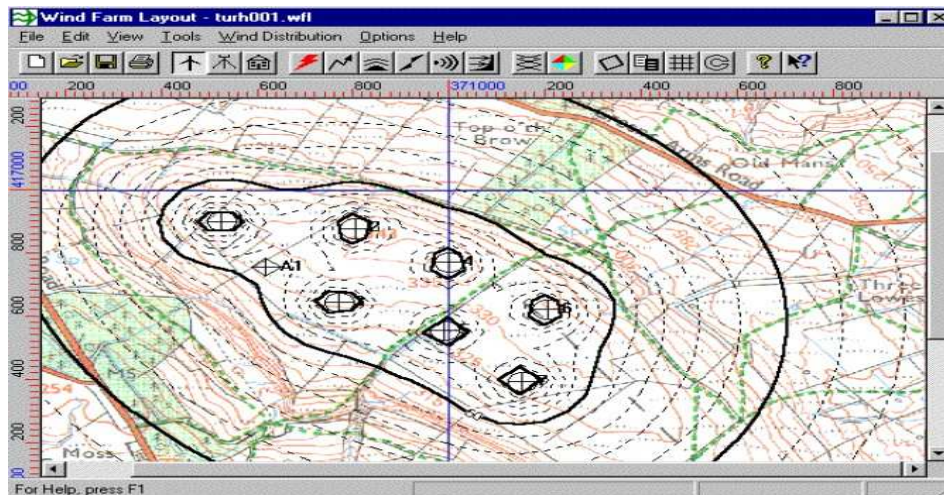


Figura 105. Interface Gráfica del WindFarmer o WindFarm.

6.7. Otras Aplicaciones para Parques Eólicos:

Otros programas de Fluidos pueden ser usados para minimizar la incertidumbre allí donde los programas mencionados hasta ahora, generalizan las linealidades y no tienen en cuenta condiciones adversas, topografías difíciles o elementos de rugosidad particular. El proceso de cálculo estima primero el atlas de viento, luego construye un modelo del parque de acuerdo a las especificaciones de los equipos, define la ubicación de los equipos y optimiza el Lay-out de acuerdo a las opciones que ofrecen mejores resultados de generación.

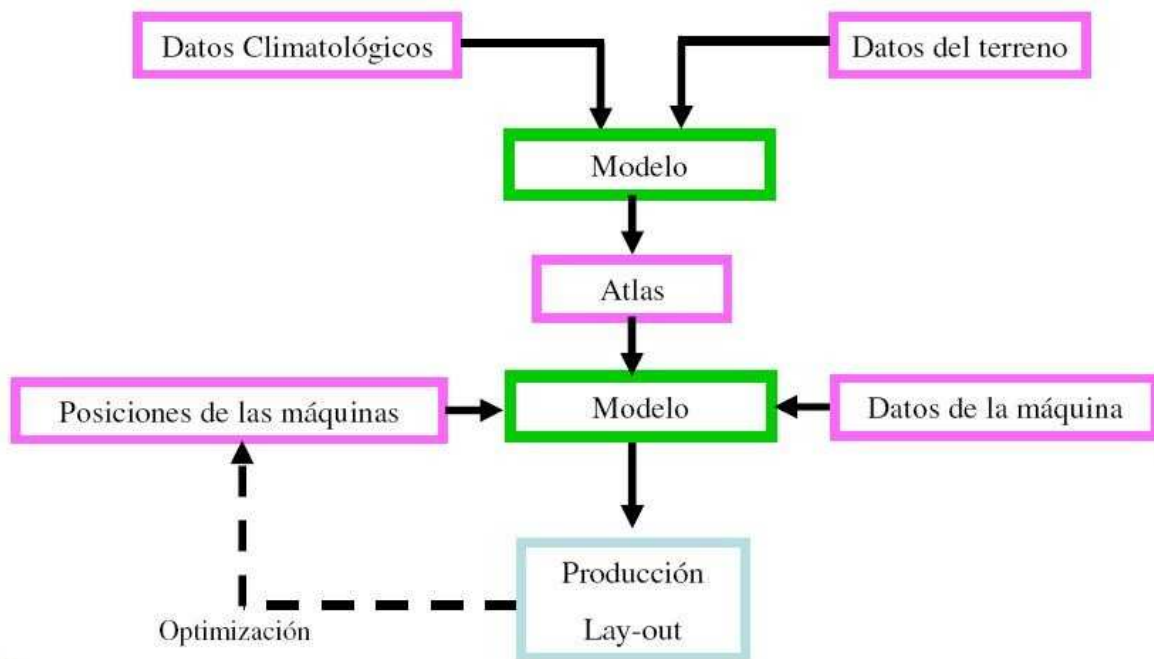


Figura 106. Proceso de cálculo de las posiciones de las máquinas, usados en los programas para parques eólicos.

7. SIMULACIONES Y RESULTADOS DE TURBINAS TRIFÁSICAS AISLADAS.

7.1. Datos de simulación de la turbina aislada de SIMPOWER SYSTEM – SIMULINK

Presentación del caso: Uno de los casos considerados es la Turbina Eólica aislada de todo sistema eléctrico trifásico de un orden de magnitud mayor. En este caso se pretende observar en que condiciones la turbina eólica genera energía eléctrica y cuales son los aspectos básicos para ello.

En el caso montado en SimPower System, que corresponde a un diseño de Hydro-Quebec, para reducir los costos de suministrar energía en regiones remotas (donde una línea de transmisión aérea o subterránea sería la otra alternativa de mayor costo). La turbina eólica es energizada por un sistema trifásico producido por un generador sincrónico movido por un motor diesel, que al entregar solo potencia reactiva negativa para mantener el voltaje nominal y el factor de potencia unitario, se le llama: condensador sincrónico, además la turbina eólica tiene conectado un banco trifásico de condensadores con el propósito específico de corregir el factor de potencia también.

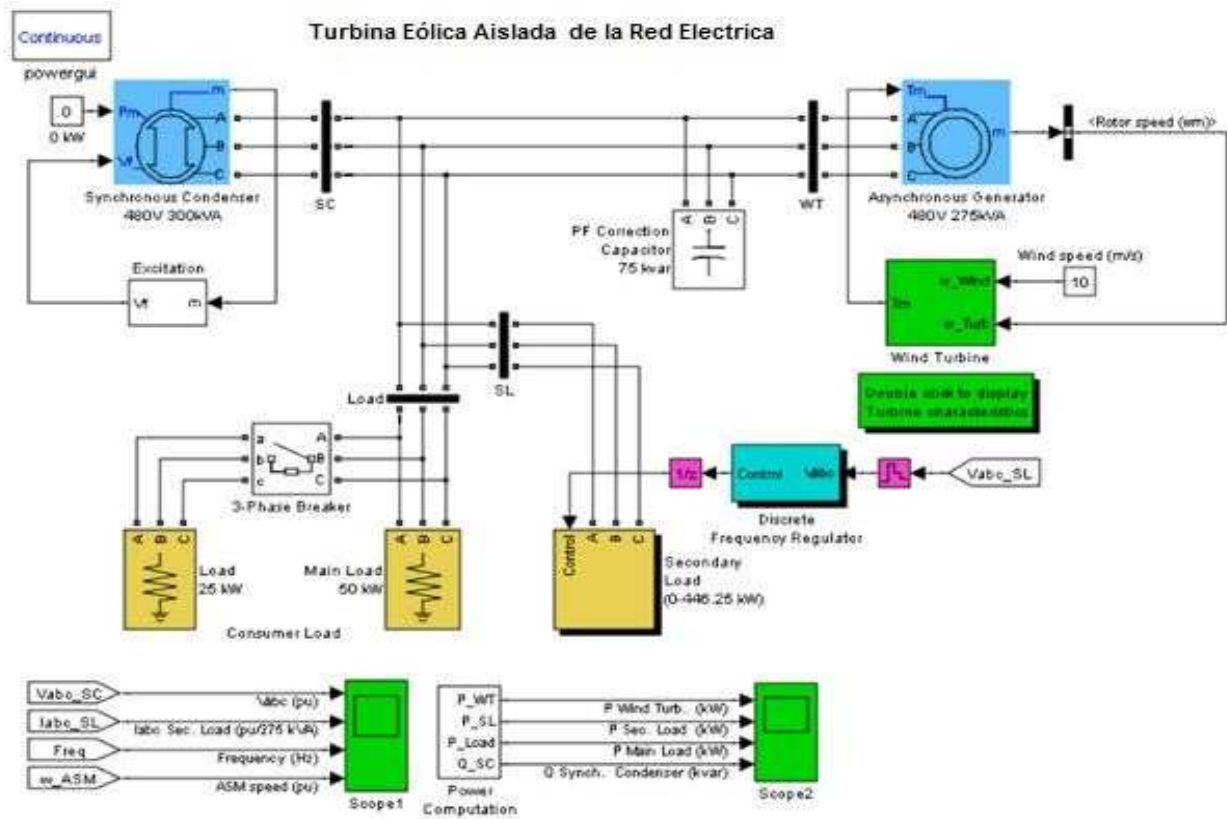


Figura 107. Simulación de una Turbina eólica aislada de la Red Eléctrica.

El modelo de esta turbina eólica, es similar a los modelos del numeral 5.6.3., pero básicamente aquí se aplica la curva característica de la turbina como una entrada de Torque T_m , o como una entrada de velocidad angular al generador asíncrono, ésta diferencia se debe a que SimPower System Blockset no tiene el modelo del rotor especificado como un bloque, sino como una función S, bloque que si tiene WinTurbine Blockset.

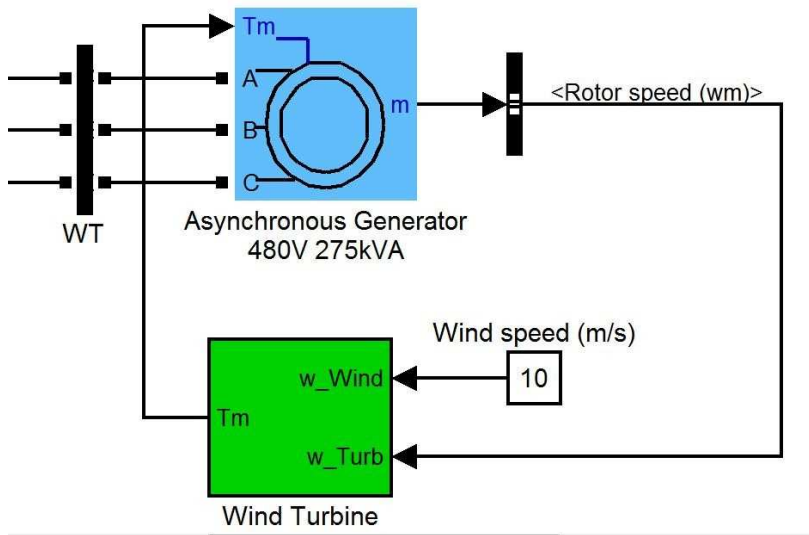


Figura 108. Modelo de la Turbina en SimPower System Blockset, sin el bloque del rotor.

El rotor es completamente omitido en la figura, simplemente se especifica la relación de velocidades por un bloque de amplificador que convierte la entrada que está en metros por segundo en revoluciones por minuto, multiplicando por 1800 r.p.m, dando por entendido que las características dinámicas están en las curva $P(w_Wind, w_Turb)$:

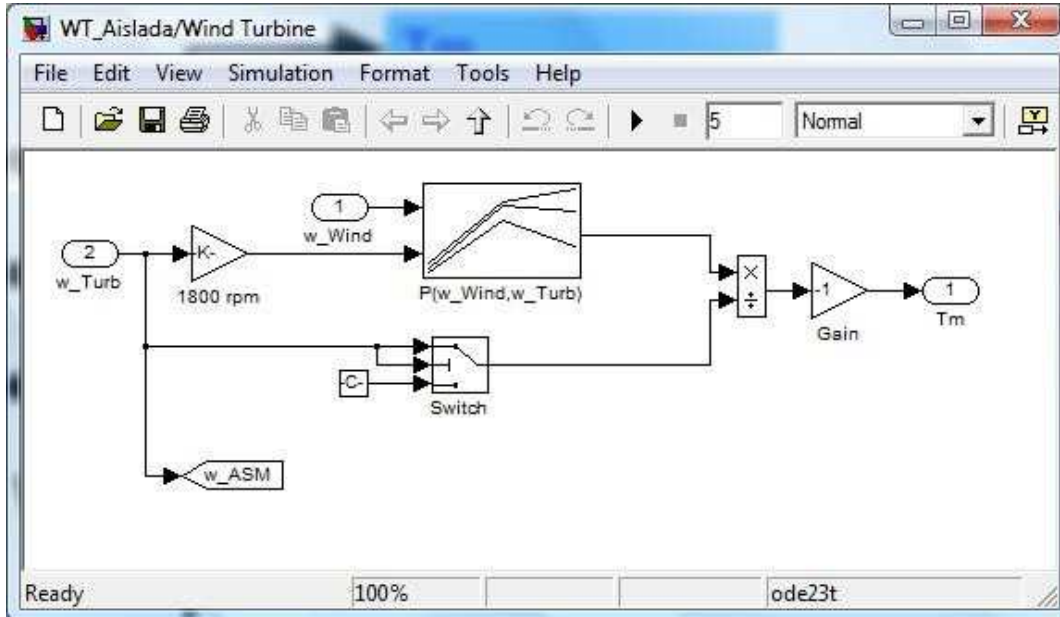


Figura 109. Detalle de el bloque Wind Turbine, la velocidad angular se convierte a rpm

Después de convertida la velocidad del viento, que se ingreso como una constante, a velocidad en rpm, este dato se ingresa al bloque donde está tabulada la curva característica de esta turbina en función de la velocidad en rpm y de la velocidad específica λ en m/s.

La función $P(w_{\text{Wind}}, w_{\text{Turb}})$ se especifica como una función de dos variables, pero para el caso solo se dan los valores, dado que la curva ya es conocida y puede ser calculada antes de la simulación como vemos en la Figura 110.

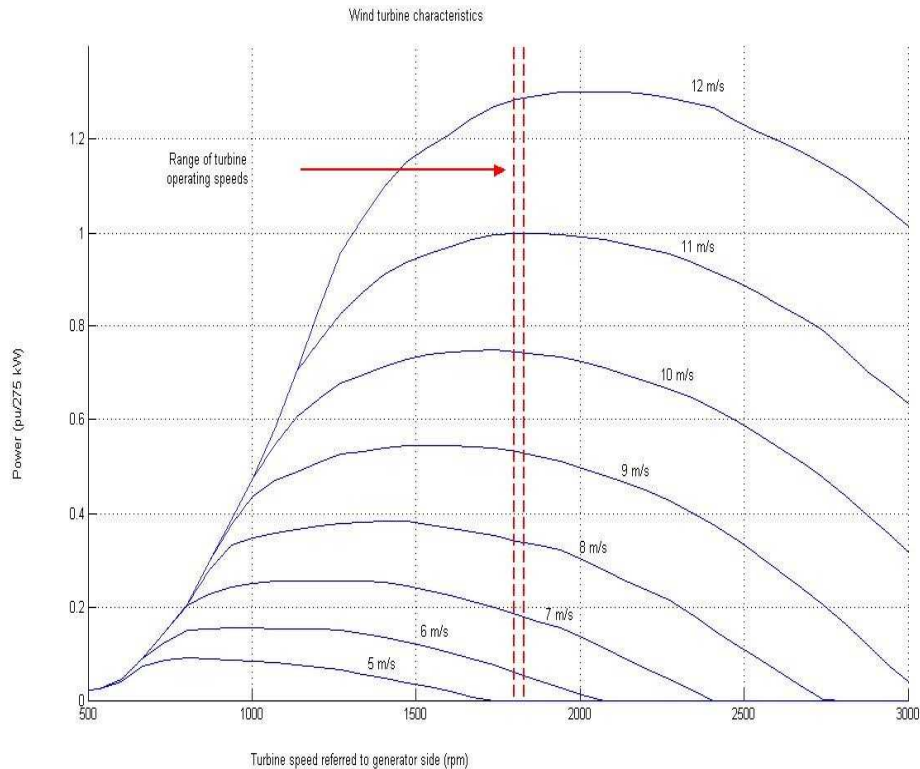


Figura 110. Curva Característica Normalizada para 275 KW y velocidad en rpm.

De hecho MathWorks recomienda pre- calcular todos los datos disponibles que se pueda, antes de simular el sistema diagramado como tal. Los datos de esta tabla son de punto fijo, también con el propósito de que se puedan procesar más rápido y efectivamente en Simulink. Para obtener los datos de la tabla por simulación debe utilizarse las ecuaciones del numeral 5.3.

El Generador de inducción es modelado en referencia d-q con devanados en el estator y el rotor, y que internamente están en Y, de los cuales ya se ilustró el modelo en el numeral 5.6.2. El modelo en su implementación en SimPower System ofrece una máscara con opciones de configuración de rotor fase partida, o rotor jaula de ardilla. Se puede seleccionar si los datos se escriben conociendo la velocidad angular o el torque mecánico del Generador. También puede especificarse las resistencias, inductancias, inductancia mutua, una constante de inercia, un factor de fricción y el número de par de polos. La máscara permite también considerar la saturación electromagnética o trabajar con un modelo ideal o lineal, como se describe en la figura 111.

En los modelos de Generadores de SimPower System se debe considerar siempre una carga resistiva mínima de 2.5 % de la potencia nominal del generador, porque dado que estos modelos son computacionales, se presentan oscilaciones en el computo numérico cuando la carga está por debajo de 2.5 % de la potencia nominal. En este caso se utiliza un banco de carga secundaria para permitir regular la frecuencia del sistema, absorbiendo la potencia no consumida por la carga.

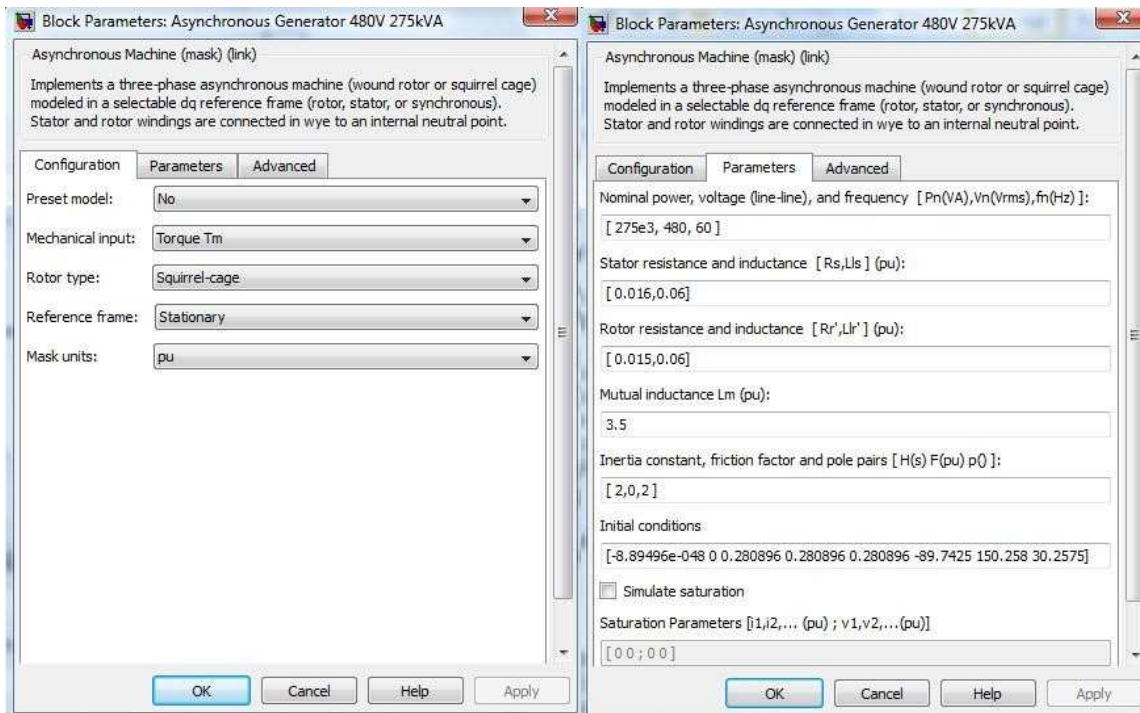


Figura 111. Interfaces de Configuración del Generador Eléctrico Asíncronico.

Los datos iniciales de la máscara para el Generador Asíncronico son:

Potencia Nominal=275 KW
Voltaje Nominal=480 v
Frecuencia=60
Resistencia, e Inductancia enlazada del Estator= 0.016,0.06 p.u.
Resistencia, e Inductancia enlazada del Rotor= 0.015,0.06 p.u.
Inductancia Mutua= 3.5 p.u.
Constante de Inercia=2
Factor de fricción=0
Par de Polos= 2

Condiciones iniciales

S=[-8.89496e-048
Ia_wt=0 0.280896
Ib_wt= 0.280896
Ic_wt (p.u)= 0.280896
T ° C en A=-89.7425
T ° C en B=150.258
T ° C en C =30.2575

7.2. Valores Obtenidos simulación de la turbina aislada de SIMPOWER SYSTEM – SIMULINK

La interfase: powergui, de SimPower System para calcular datos de simulación en simulación tipo: continuo (las otras opciones son modelo eléctrico discretizado y fasores) con los valores dados nos da los siguientes resultados, con los nombres de las variables originales:

7.2.1. Valores de Estado Estable:

Uc_phase_AB: PF Correction Capacitor 75 kvar = 934.84 V 92.04°

Uc_phase_BC: PF Correction Capacitor 75 kvar = 934.84 V 147.96°

DEPENDENT STATES: (steady state values are not computed)

Uc_phase_CA: PF Correction Capacitor 75 kvar

Variable		Valor		Temperatura en ° C
Load/Va	=	539.73	V	-122,04
Load/Vb	=	539.73	V	117,96
Load/Vc	=	539.73	V	-2,04
SC/Va	=	539.73	V	-122,04
SC/Vb	=	539.73	V	117,96
SC/Vc	=	539.73	V	-2,04
SL/Va	=	539.73	V	-122,04
SL/Vb	=	539.73	V	117,96
SL/Vc	=	539.73	V	-2,04
WT/Va	=	539.73	V	-122,04
WT/Vb	=	539.73	V	117,96
WT/Vc	=	539.73	V	-2,04
Load/Ia	=	117.13	A	-122,04
Load/Ib	=	117.13	A	117,96
Load/Ic	=	117.13	A	-2,04
SC/Ia	=	422.03	A	-86,4
SC/Ib	=	422.03	A	153,6
SC/Ic	=	422.03	A	33,6
SL/Ia	=	114.79	A	-122,04
SL/Ib	=	114.79	A	117,96
SL/Ic	=	114.79	A	-2,04
WT/Ia	=	131.40	A	-89,74
WT/Ib	=	131.40	A	150,26
WT/Ic	=	131.40	A	30,26

Voltajes en los Interruptores. U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC0/Switch A = 539.73 V -122.04°

U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC0/Switch B = 539.73 V 117.96°

U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC0/Switch C = 539.73 V -2.04°

U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC1/Switch A = 539.73 V -122.04°

U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC1/Switch B = 539.73 V 117.96°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC1/Switch C = 539.73 V -2.04°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC2/Switch A = 0.00 V -122.04°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC2/Switch B = 0.00 V 117.96°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC2/Switch C = 0.00 V -2.04°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC3/Switch A = 0.00 V -122.04°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC3/Switch B = 0.00 V 117.96°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC3/Switch C = 0.00 V -2.04°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC4/Switch A = 0.00 V -122.04°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC4/Switch B = 0.00 V 117.96°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC4/Switch C = 0.00 V -2.04°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC5/Switch A = 539.73 V -122.04°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC5/Switch B = 539.73 V 117.96°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC5/Switch C = 539.73 V -2.04°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC6/Switch A = 539.73 V -122.04°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC6/Switch B = 539.73 V 117.96°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC6/Switch C = 539.73 V -2.04°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC7/Switch A = 539.73 V -122.04°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC7/Switch B = 539.73 V 117.96°
U_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC7/Switch C = 539.73 V -2.04°
U_3-Phase Breaker/Breaker B = 539.73 V 117.96°
U_3-Phase Breaker/Breaker C = 539.72 V -2.04°
U_3-Phase Breaker/Breaker A = 539.73 V -122.04°
U_AB: Synchronous Condenser 480V 300kVA = 934.84 V -92.04°
U_BC: Synchronous Condenser 480V 300kVA = 934.84 V 147.96°
U_AB: Asynchronous Generator 480V 275kVA = 934.84 V -92.04°
U_BC: Asynchronous Generator 480V 275kVA = 934.84 V 147.96°

I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC0/Switch A = 0.00 A 0.00°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC0/Switch B = 0.00 A 0.00°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC0/Switch C = 0.00 A 0.00°

I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC1/Switch A = 0.00 A 0.00°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC1/Switch B = 0.00 A 0.00°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC1/Switch C = 0.00 A 0.00°

I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC2/Switch A = 16.40 A -122.04°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC2/Switch B = 16.40 A 117.96°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC2/Switch C = 16.40 A -2.04°

I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC3/Switch A = 32.80 A -122.04°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC3/Switch B = 32.80 A 117.96°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC3/Switch C = 32.80 A -2.04°

I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC4/Switch A = 65.59 A -122.04°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC4/Switch B = 65.59 A 117.96°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC4/Switch C = 65.59 A -2.04°

I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC5/Switch A = 0.00 A 0.00°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC5/Switch B = 0.00 A 0.00°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC5/Switch C = 0.00 A 0.00°

I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC6/Switch A = 0.00 A 0.00°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC6/Switch B = 0.00 A 0.00°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC6/Switch C = 0.00 A 0.00°

I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC7/Switch A = 0.00 A 0.00°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC7/Switch B = 0.00 A 0.00°
I_Secondary Load (0-446.25 kW)/Switches/Switches ABC7/Switch C = 0.00 A 0.00°

I_3-Phase Breaker/Breaker B = 0.00 A 0.00°

I_3-Phase Breaker/Breaker C = 0.00 A 0.00°

I_3-Phase Breaker/Breaker A = 0.00 A 0.00°

I_A: Synchronous Condenser 480V 300kVA = 422.03 A -86.40°

I_B: Synchronous Condenser 480V 300kVA = 422.03 A 153.60°

I_A_stator: Asynchronous Generator 480V 275kVA = 131.40 A -89.74°

I_B_stator: Asynchronous Generator 480V 275kVA = 131.40 A 150.26°

7.2.2. Valores de Inicialización:

1: (Uc) phase_AB: PF Correction Capacitor 75 kvar = $-9.3425e+002$ V

2: (Uc) phase_BC: PF Correction Capacitor 75 kvar = $4.9591e+002$ V

DEPENDENT STATES: (initial values are not computed)

3: (Uc) phase_CA: PF Correction Capacitor 75 kvar

Flujo de Carga de las máquinas según powergui:

Machine: Synchronous Condenser 480V 300kVA

Nominal: 300 kVA 480 V rms

Bus Type: Swing generator

Uan phase: -122.04°

Uab: 661.03 Vrms [1.377 pu] -92.04°

Ubc: 661.03 Vrms [1.377 pu] 147.96°

Uca: 661.03 Vrms [1.377 pu] 27.96°

Ia: 298.42 Arms [0.827 pu] -86.40°

Ib: 298.42 Arms [0.827 pu] 153.60°

Ic: 298.42 Arms [0.827 pu] 33.60°

P: $2.7768e+005$ W [0.9256 pu]

Q: $-1.9908e+005$ Vars [-0.6636 pu]

Pmec: $2.8117e+005$ W [0.9372 pu]

Torque: 1491.7 N.m [0.9372 pu]

Vf: 2.7146 pu

Machine: Asynchronous Generator 480V 275kVA

Nominal: 275 kVA 480 V rms

Bus Type: Asynchronous machine

Uan phase: -122.04°

[Regresar al contenido](#)

Uab: 661.03 Vrms [1.377 pu] -92.04°

Ubc: 661.03 Vrms [1.377 pu] 147.96°

Uca: 661.03 Vrms [1.377 pu] 27.96°

Ia: 92.913 Arms [0.2809 pu] -89.74°

Ib: 92.913 Arms [0.2809 pu] 150.26°

Ic: 92.914 Arms [0.2809 pu] 30.26°

P: 89924 W [0.327 pu]

Q: -56837 Vars [-0.2067 pu]

Pmec: 0 W [0 pu]

Torque: 0 N.m [0 pu]

slip: -8.895e-048

7.3. Verificación del comportamiento de los modelos del diagrama del aerogenerador aislado.

Al estar este sistema aislado de la red, es importante verificar el arranque del generador asincrónico, como generador auto-excitado, para lo cual debemos proceder a simular el generador eléctrico solo, como se describen en la figura 112, sin embargo se mencionó en el numeral anterior que el Generador Eléctrico requiere una carga mínima de 2.5%, para poder hacer una simulación convergente y satisfactoria, adicionalmente se necesita de energía eléctrica inicial para poder contar con la suficiente magnetización que permita crear el campo magnético trifásico giratorio y el flujo en el hierro y en entrehierro, del generador, de acuerdo a las ecuaciones del numeral 5.5.3.1., entonces se considero estos elementos en el diagrama de la figura 112.

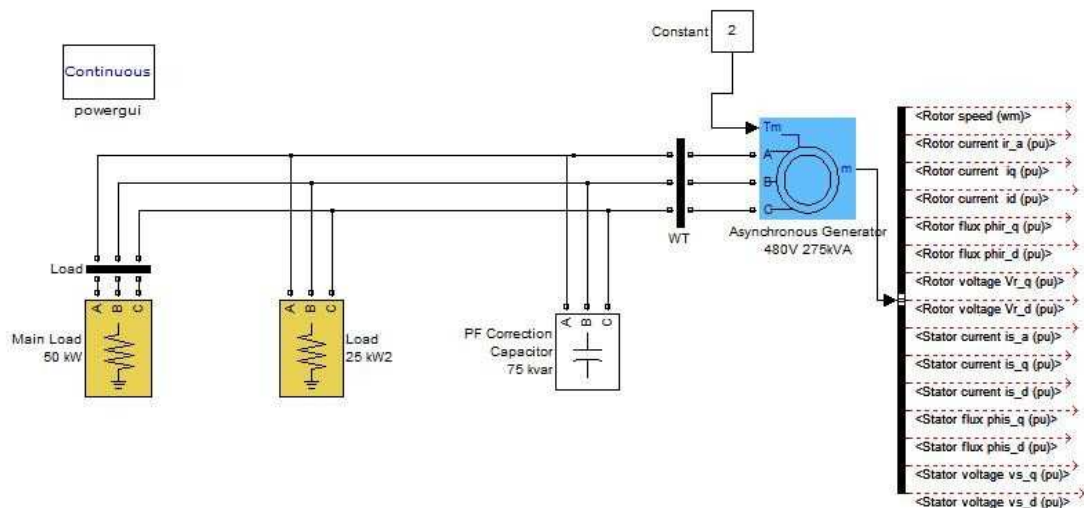


Figura 112. Generador Asincrónico para arranque auto-excitado.

7.4. Determinación de la Potencia Reactiva necesaria por cálculo directo y por la Curva de Histéresis:

[Regresar al contenido](#)

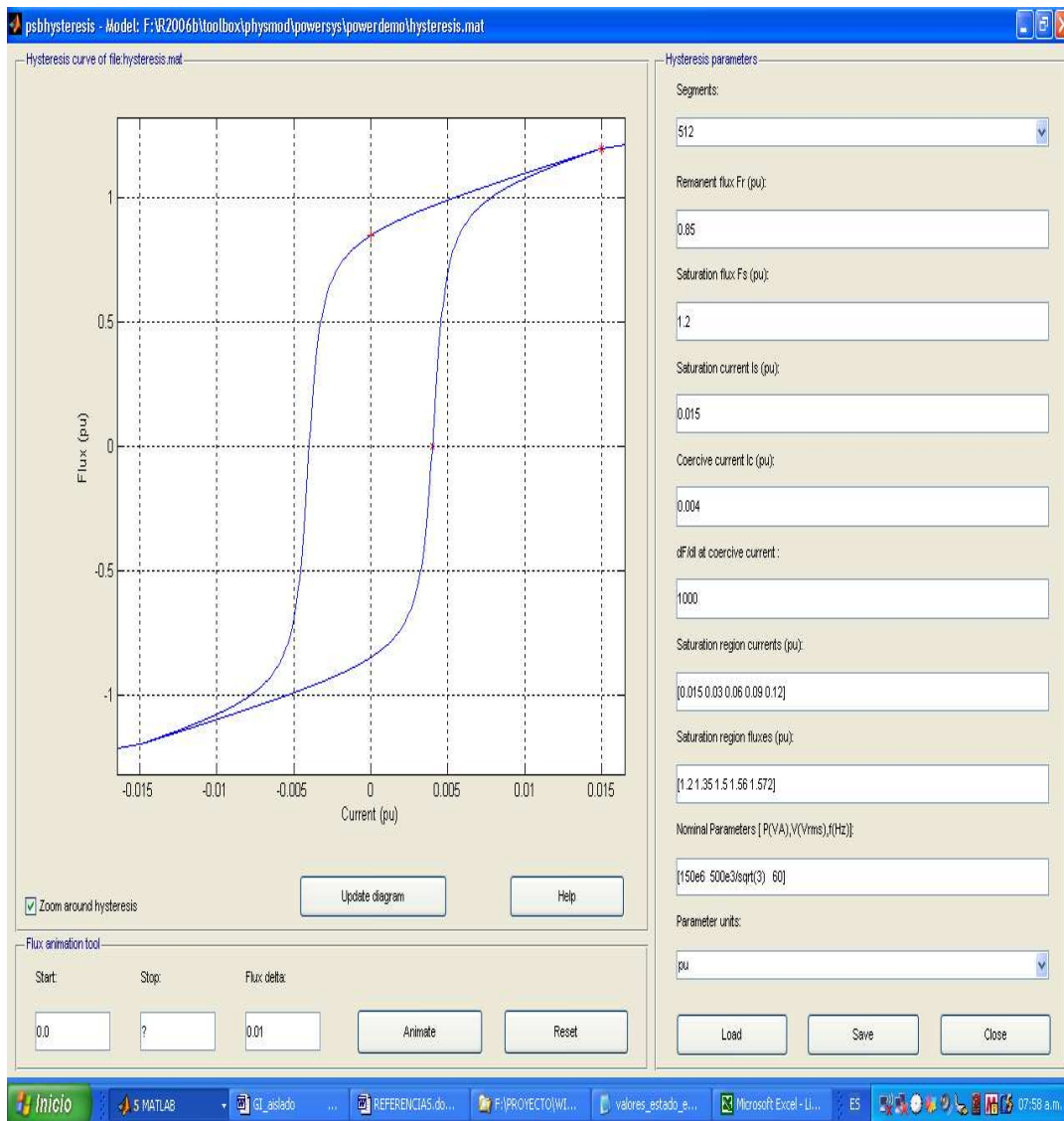


Figura 113. Curva de Histéresis.

Existen varios métodos para determinar la Potencia Reactiva que se requiere para que el Generador Auto-excitado arranque, la potencia reactiva Q se calcula según la ecuación 9.2 del numeral 5.6.2.

Considerando la corriente de magnetización necesaria como $I_{mag} = V / X_{mag}$ y de la ecuación 102 se infiere que

$$Q_{fase} = (3/2) * V^2 / X_{mag} \quad \text{Ecuación 103.}$$

Otra forma de calcular la Potencia Reactiva es analizando la curva de Histéresis para el Generador, la idea es que en la parte izquierda, con mayor pendiente es la zona donde el Generador va a lograr la mínima magnetización, correspondiente aproximadamente al 15% del Voltaje Nominal.

En la conexión auto-excitada el Generador debe construir su onda de voltaje desde cero, al realizar la simulación, considerando que se usaron las cargas y el banco de condensadores dado, se procedió a iniciar sin fuente adicional, sin carga y sin el banco de condensadores, en $t=0$ milisegundos, se cierra el interruptor para que quede conectada la carga y el banco de condensadores, luego la carga se desconecta y luego se volvieron a conectar, así se logra verificar que el generador si es capaz de construir el voltaje en configuración de conexión auto excitado. Se generan transitorios de considerable tamaño, como se puede ver en la Figura 113.

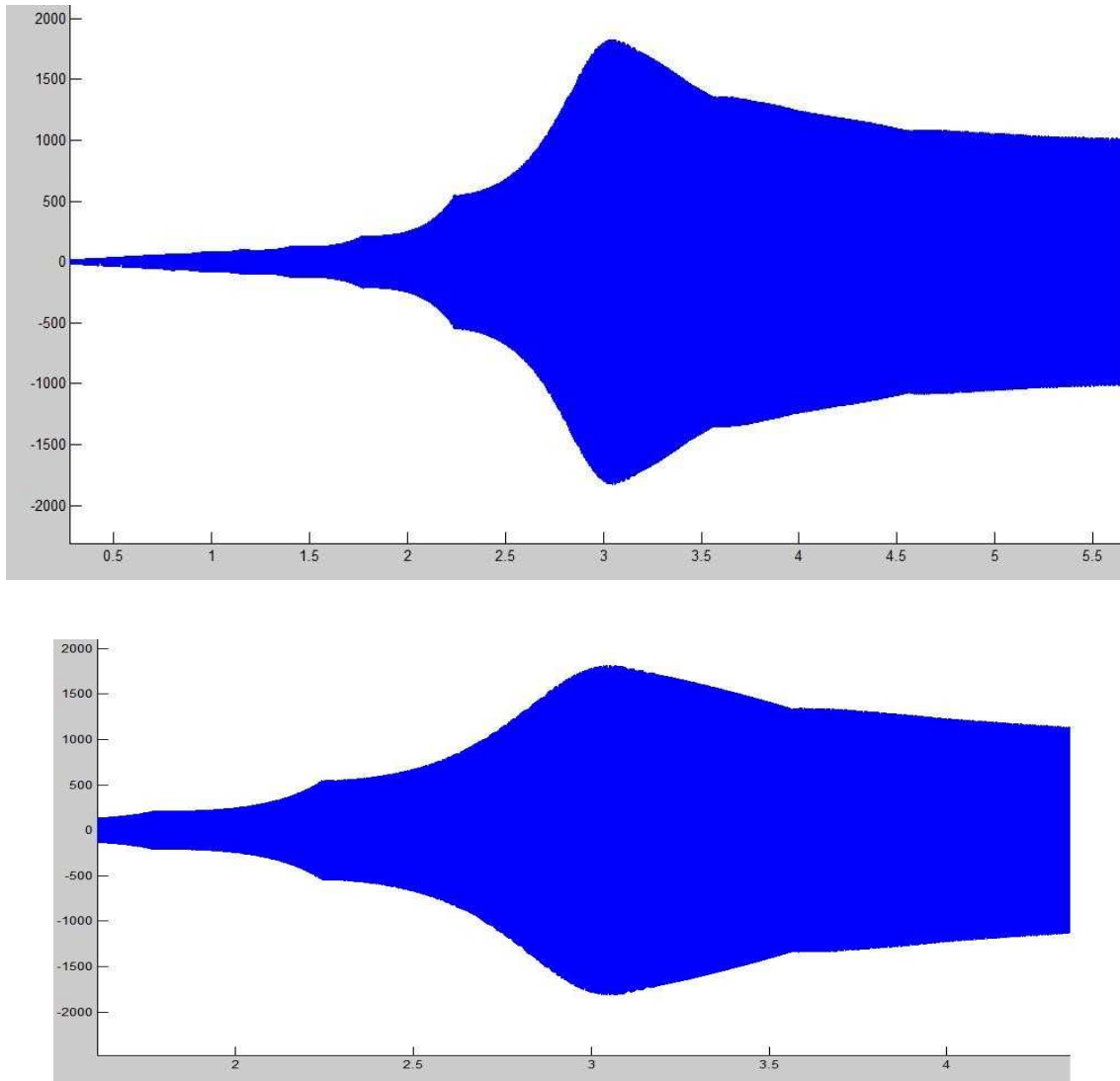


Figura 114. Voltaje V_{s_d} del Estator del Generador en Conexión para arranque auto-excitado. Y Voltaje V_{s_q} del Estator del Generador en Conexión para arranque auto-excitado

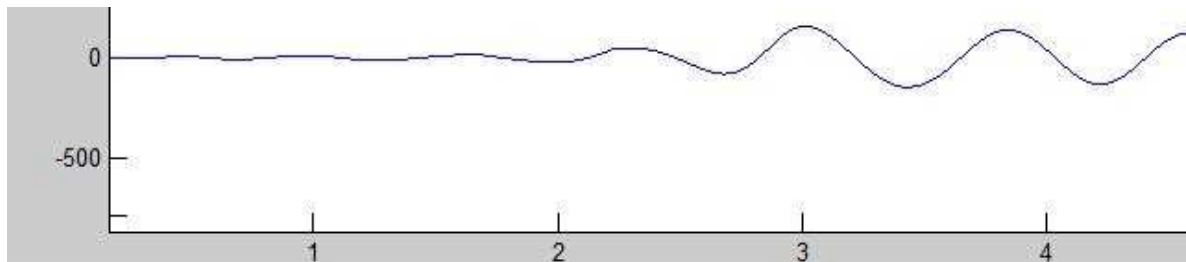


Figura 115. Corriente i_{r_a} del rotor del generador asincrónico autoexcitado.

Lo que es importante notar es que las formas de onda de voltaje del estator y de corrientes logran su forma senoidal no en cuestión de segundos dentro de los dos o tres primeros ciclos sino en varios minutos 4 o 5 minutos, lo cual es un tiempo exageradamente largo para la regulación del voltaje, pero precisamente aquí se está considerando un generador aislado que inicia su ciclo productivo.

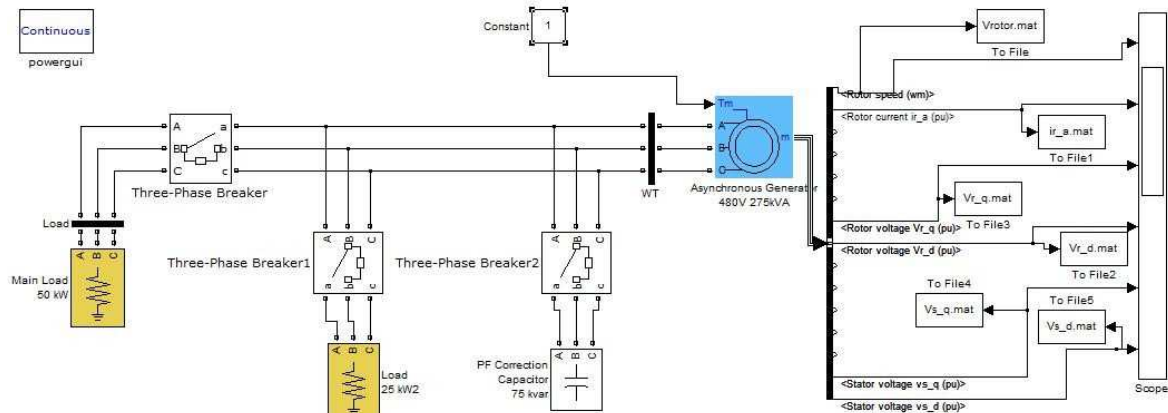


Figura 116. Generador con Breakers, Modulos de Visor y de lectura al Workspace.

Al agregar el bloque que representa la turbina eólica, hay que considerar que en la entrada de Torque del generador se había utilizado una constante unitaria para reemplazar la entrada de la turbina eólica, este valor corresponde a la Velocidad de diseño que es el punto de potencia máxima de la figura 65 y también se está realimentando la velocidad del generador a la Turbina, básicamente están acopladas mecánicamente, por ello en el mismo bloque esta velocidad se convierte a rpm, para que sea la entrada de velocidad en rpm en el bloque de la curva de Potencia de la turbina eólica. La entrada del viento es una constante, dado que se está simulando la turbina eólica en condiciones de operación, el valor dado es de 10 m/s que está dentro de la línea punteada roja de la Figura 110, donde se describe el rango de operación para este caso y está en un valor medio de la curva de la figura 63, donde se describe la curva de entrega de potencia del generador.

La forma de onda de voltaje V_{s_d} y V_{s_q} y de corrientes de fase son las mismas son las mismas, lo que cambia es el Torque Electromagnético. El voltaje en bornes se estabiliza cuando la turbina está en funcionamiento.

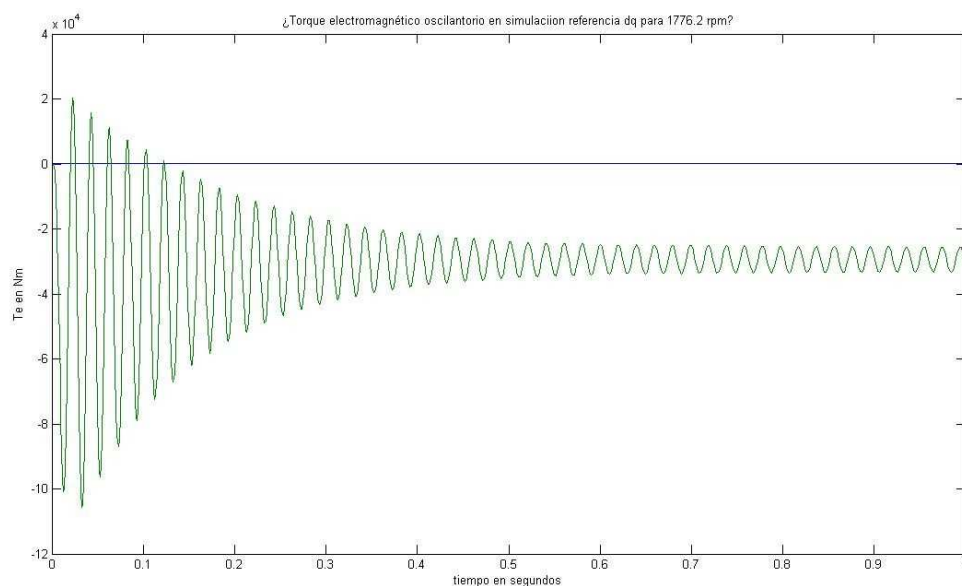


Figura 117. Torque Electromagnético para un generador asincrónico aislado

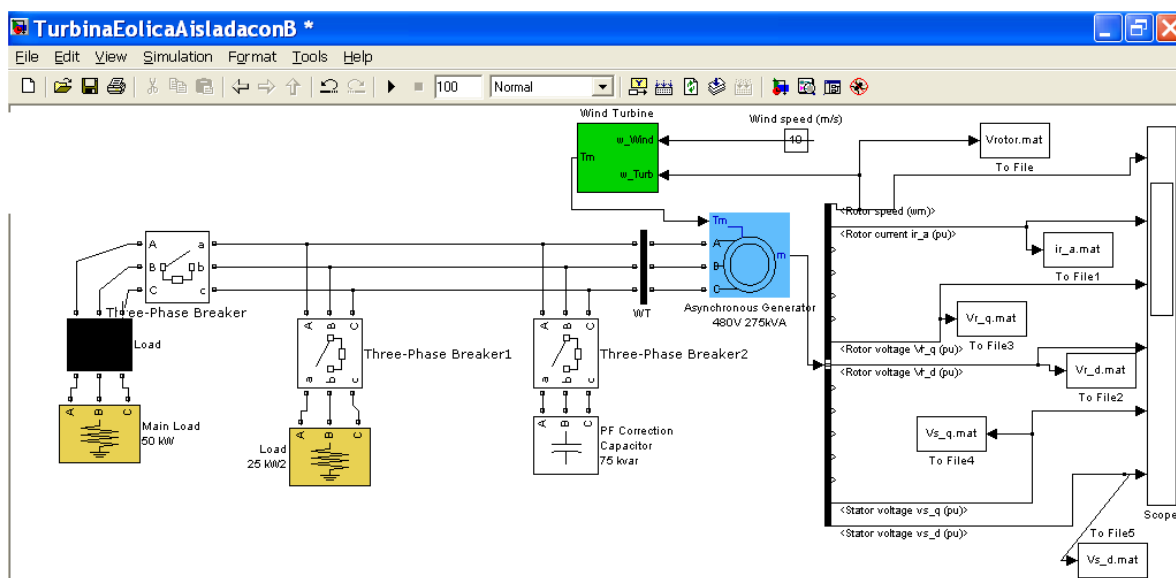


Figura 118. Generador Asicrónico y Turbina Eólica Aislada de la red, con bloques de medida.

7.5. Aerogenerador Asíncrono con Wind Turbine Blockset.

El caso planteado con SimPower Ssystem es desarrollado también con Wind Turbine Blockset, un aerogenerador aislado de la red. Lo primero que nos proponemos es caracterizar el comportamiento del aerogenerador aislado.

7.5.1. Los datos de entrada para este aerogenerador son los siguientes:

Parámetros conocidos del Generador de Inducción de 2 MW:

$R_r = 0.0089$
 $R_s = 0.005129438113949$
 $L_s = 4.0744e-004$
 $L_r = 0.00029936$
 $L_m = 0.016050955$
 $S = 2000000$
 $P_{mec_min} = 2000000$
 $V_s = 960$
 $I_s \text{ nominal pico} = 1.7010e+003$
 $I_t = 1320 \text{ r.m.s}$
 $I_{tpico} = 1320 * \sqrt{2} = 18866.8$
Para $T_e = 13050$
 $\omega_{mec_min} = 153,2567$
 $\Omega_{placa} = 1500 * 2 * \pi / 60 = 157.08$
 $\Omega_{nominal} = 1512 * 2 * \pi / 60 = 158.33664$
 $\Omega_{ensayo} = 158.16 \text{ rad/seg}$
 $T_e = 13076 \text{ Nm}$
 $I_{pico} = 1850 \text{ A}$

Diámetro del Rotor:

En la tabla se propone un Diámetro del Rotor de 75 metros, para la turbina eólica de 2 MW.

Nominal Power [MW]	Rotor Diameter [m]	Minimum Rotor Speed [RPM]	Nominal Rotor Speed [RPM]
0.75	46	15	30
1.0	53	12.5	25
1.25	60	11.5	23
1.5	65	10.5	21
1.75	70	9.5	19
2.0	75	9	18
2.5	84	8	16

Tabla 15. Diámetro del rotor para generadores grandes

Promedio de velocidad del viento:

De la figura 64 se pueden extraer valores promedio mínimos de 4 m/s y máximos de 16 m/s, valores superiores a 25 m/s son considerados muy altos y atípicos, en nuestro caso el valor nominal = 10 m/s

La longitud solicitada: length, es la distancia desde la turbina hasta el obstáculo o elevación mas cercana, 600 metros es el valor por defecto.

El porcentaje de intensidad de turbulencia es el 12%

El tiempo de muestreo depende de la dinámica del modelo, que es en este caso un sistema no-lineal de tercer orden o superior, lo cual depende del modelo del viento y de las salidas requeridas, en este caso el valor por defecto es: 50 ms, podría incluso introducirse un valor mayor, para obtener velocidades del viento mas cercanas al promedio.

7.5.2. Datos corregidos por temperatura y frecuencia para el caso de:

CON $R_r=0.0089$ Ohmios a 100°C

Desde la prueba se tiene a 20°C :

$R_{ux} = 0.003907$ ohm;

$R_{vy} = 0.003891$ Ohm;

$R_{wz} = 0.003910$ ohm;

$R_s = (R_{ux} + R_{vy} + R_{wz})/3 = (0.003907 \text{ ohm} + 0.003891 \text{ Ohm} + 0.003910 \text{ ohm})/3 = 0.003930566 \text{ Ohm}$

De acuerdo a la norma: IEEE Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators, IEEE Std 112™-2004 (Revision of IEEE Std 112-1996) [38]

En la Sección 5.2.1 Resistance correction for temperature, tenemos la ecuación:

$$R_b = \frac{R_a(t_b + k_1)}{t_a + k_1}$$

R_a =Resistencia a la temperatura tomada o de la prueba: t_a en $^\circ\text{C}$

R_b =Resistencia a la temperatura para 100% IACS: t_b en $^\circ\text{C}$

k_1 es 234.5 para 100% IACS conductividad del cobre, o 225 para el aluminio basado en un volumen de conductividad del 62%.

La corrección a 100°C daría:

$$R_s \text{ (a } 100^\circ\text{C)} = \frac{R_s \text{ (a } 20^\circ\text{C)} * (100 + 234.5)}{(20 + 234.5)} = 0.005129438113949$$

Con esta R_s y

Teniendo los datos de las

Reactancia dispersion estator: 0.128 ohm

Reactancia de magnetizacion: 5.04 ohm

Reactancia dispersion rotor: 0.094 ohmios

Si $X_L = 2\pi \cdot L$

Las inductancias serían:

$$L_s = X_{ls} / (2\pi) = 0.128 \text{ Ohmios} / (6.28 \cdot 50) \text{ rad} = 0.00040076 \text{ H}$$

$$L_r = X_{lr} / (2\pi) = 0.094 \text{ Ohmios} / (6.28 \cdot 50) \text{ rad} = 0.00029936 \text{ H}$$

$$L_m = X_{lm} / (2\pi) = 5.04 \text{ Ohmios} / (6.28 \cdot 50) \text{ rad} = 0.016050955 \text{ H}$$

7.5.3. Cálculo De La Corriente:

En la máquina de inducción en estado estable, el circuito equivalente por fase referido al estator simplificado es así:

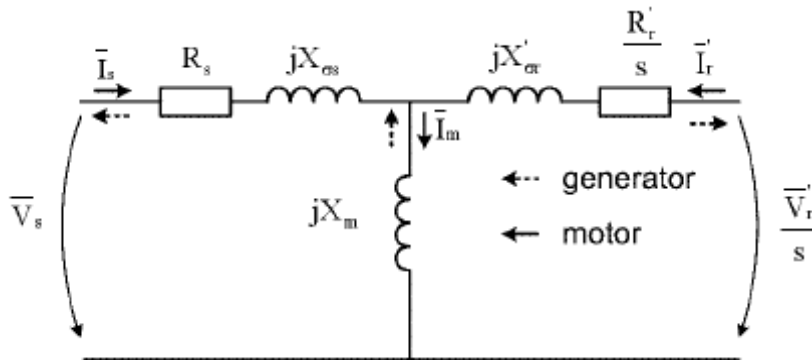


Figura 119. Circuito Equivalente referido al estator del generador de inducción.

De acuerdo a ello con los fasores indicados _

$$\text{La corriente } \underline{I}_s = \underline{I}_m + \underline{I}_r$$

$$\text{también } \underline{I}_s = \underline{V}_s / Z_{eq}$$

$$\underline{V}_s = \underline{I}_s \cdot R_s + \underline{I}_s \cdot jX_{s\sigma} + \underline{I}_m \cdot jX_m$$

$$\underline{V}_r/s = \underline{I}_r \cdot R'_r/s + \underline{I}_r \cdot jX_{r\sigma} + \underline{I}_m \cdot jX_m$$

$$X_s = X_{s\sigma} + X_m$$

$$X_r = X_{r\sigma} + X_m$$

Para el Wind Turbine Blockset (Sección 4.2.1.4) el sistema se plantea como:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_s \\ \underline{V}_r/s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s + jX_{ss} & jX_m \\ jsX_m & R'_r/s + jsX_{rr} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_s \\ \underline{I}_r \end{bmatrix}$$

Ecuación 104.

Considerando que el Tórque electromagnético se puede expresar como:

Ecuación 105
$$T_e = \frac{3}{2} p X_m RE (j I_s \text{ (conjugada)} \cdot I_r)$$

Ecuación 106.
$$I_s = S / V_s \text{ (raiz de 3)}$$

En el anexo 7. Planteamos un programa que va permitir calcular la corriente del estator, basado en las anteriores ecuaciones. También se obtienen los voltajes y el Torque Electromagnético del generador, basados en el diagrama de la figura siguiente:

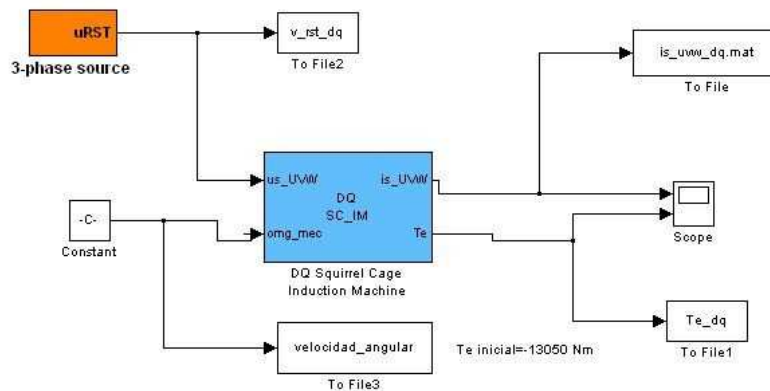


Figura 120. Diagrama para caracterizar y estimar, voltajes, corrientes y torque del generador de inducción o asíncrono con rotor en jaula de ardilla.

7.5.4. Resultados de Torque, voltaje y corriente.

El resultado para el Torque es igual a la figura. 117 y las otras variables se pueden ver en la figura siguiente:

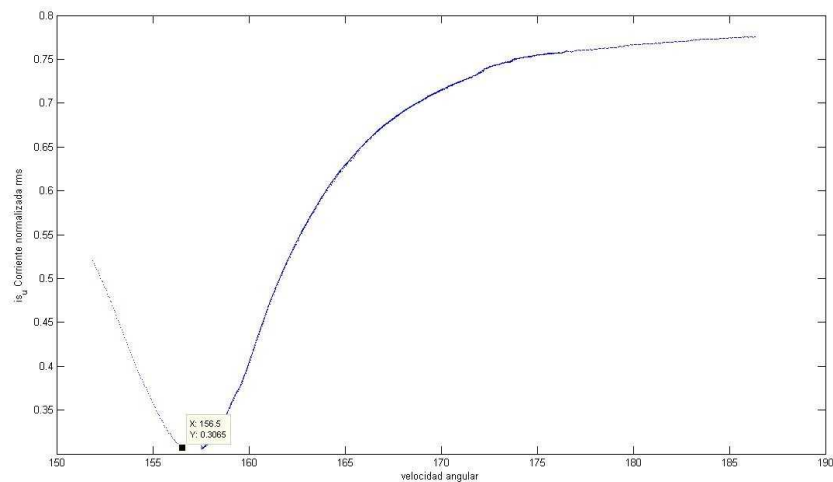


Figura 121. Corriente de fase en función de la velocidad angular.

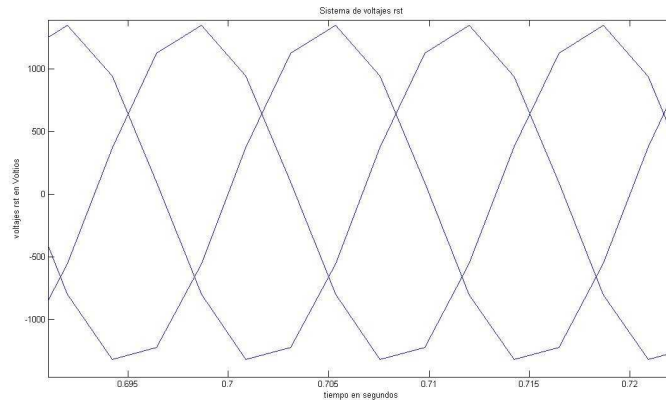


Figura 122. Voltaje de fase en estado estable. En función de la velocidad angular, para el generador auto-exitado.

El fenómeno de construcción del voltaje a partir de la energía reactiva del acumulador y el aporte de energía del viento, produce unas formas de onda similares en este caso, como en el anterior que se describieron en las figuras 114, 115 y 117. Lo que no se ve en la figura 122 porque la fuente de tensión U_{RST} que representa el compensador o condensador sincrónico, absorbe las distorsiones en la forma de onda del voltaje.

7.5.5. Simulación de la parte mecánica de la Turbina acoplada al generador.

En el diagrama siguiente se representa el generador asincrónico y el modelo de una masa que se describió el numeral 5.6.3.3.

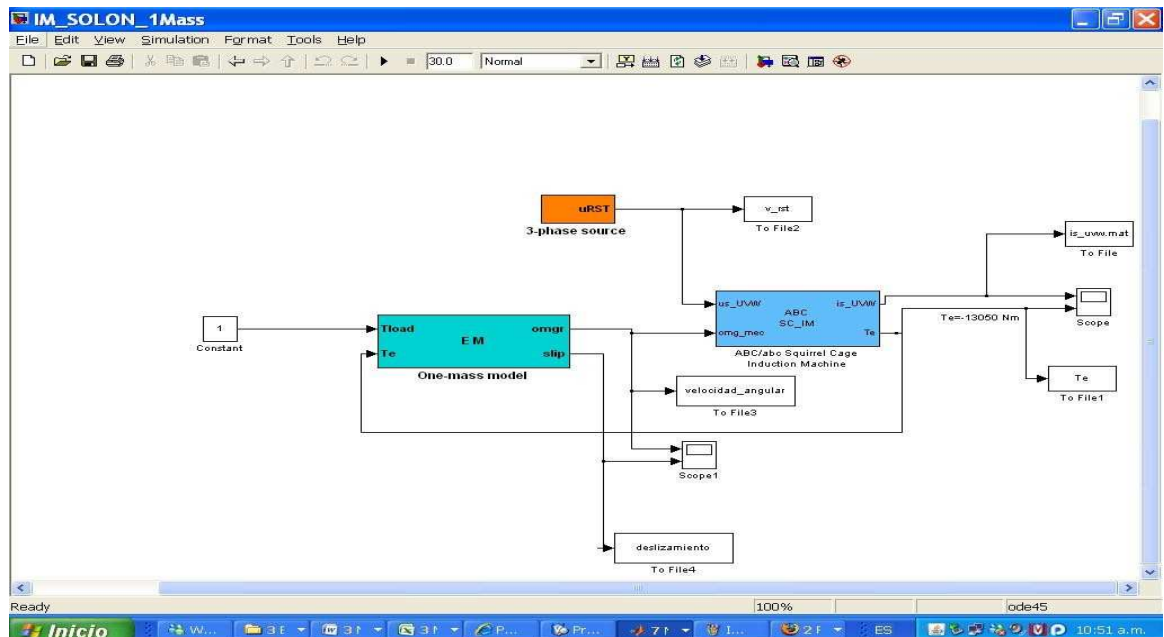


Figura 123. Diagrama del generador y el modelo de una masa, energizado por funete trifásica.

El modelo de la masa no introduce ninguna perturbación en las formas de onda simplemente la entrada del generador, que en la figura 120 era una velocidad constante, ahora es una velocidad saliendo del modelo de una masa de Wind Turbine Blockset, pero este modelo lo que va hacer es la conversión de la baja velocidad de salida de la turbina a una alta velocidad de entrada al generador.

Entonces a continuación se puede agregar el modelo de la turbina, como se ilustra en la figura siguiente:

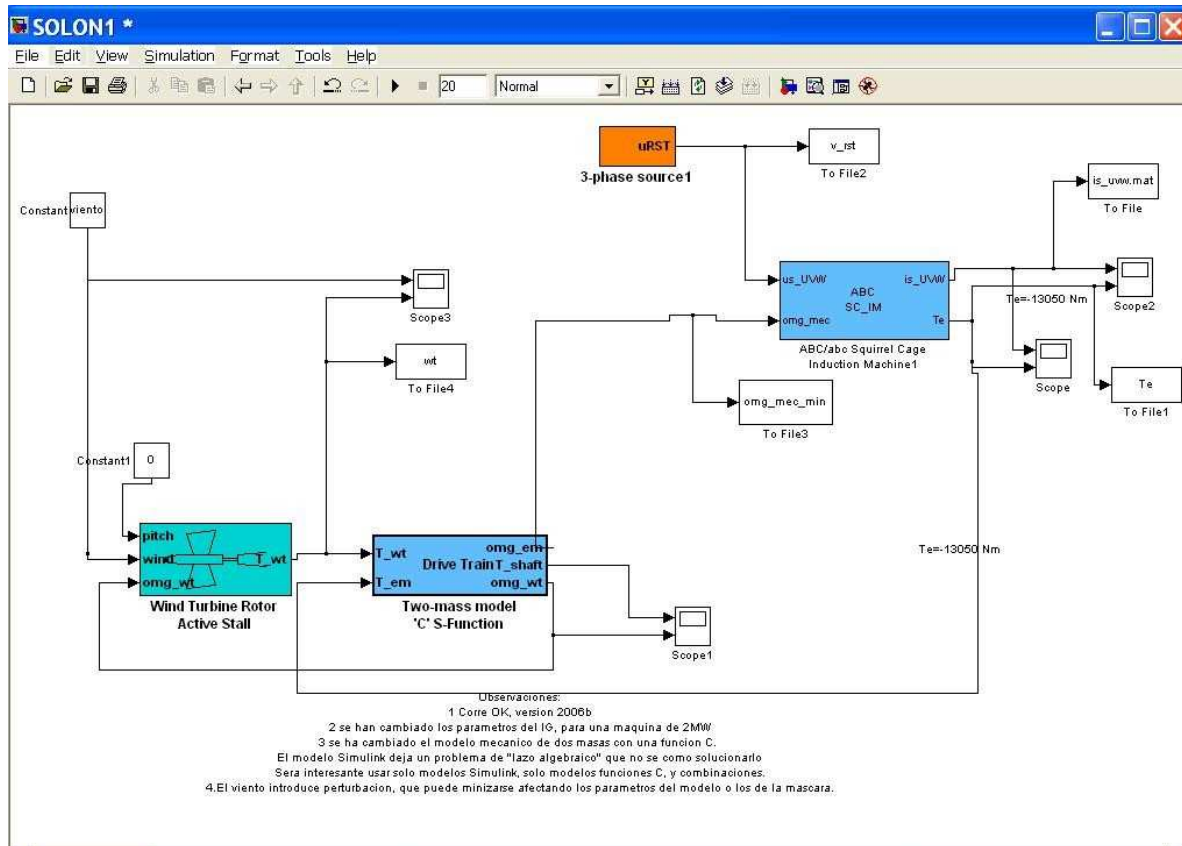


Figura 124. Diagrama de la turbina con Active Stall, Modelo de dos masas y generador asincrónico con representación ABC con rotor en jaula de ardilla.

Este diagrama permitió comparar los resultados calculados, pruebas realizadas y la simulación aporó voltajes, corrientes, velocidades y torques que se pudieron comparar con los datos dados en la literatura y comprobar su validez.

El diagrama muestra que el control del pitch está activado y puede ser implementado con una función del ángulo β , de acuerdo a las ecuaciones de la sección 5.6.2.

7.6. Calculo de Paramentos RLC.

En la salida de cada aerogenerador se conecta por cables al transformador en la base de cada torre y estos a su vez se conectan a la subestación, es importante determinar los paramentos RLC de las líneas trifásicas que conectan la salida del generador eléctrico al transformador en cada torre, para ello SimPower System VBlockset proporciona una

interfase gráfica que permite considerar las distancias en pies o en metros y los valores de resistencia por unidad de longitud, diámetro, permeabilidad relativa, de cada uno de los conductores de esta conexión trifásica como se muestra en la figura 117.

Power_lineparam. Line Data of DefaultLineParameters.mat

Units:

Frequency (Hz):

Ground resistivity (ohm.m):

Comments:
Example of a 735-kV three-phase line.

Three bundles of 4 Bersfort ACSR 1355 MCM conductors ; two 1/2 inch-diameter steel ground wires.

Ytower and Ymin are the average heights of conductors.

Line Geometry

Number of phase conductors (bundles):

Number of ground wires (bundles):

Conductor (bundle)	Phase number	X (feet)	Y tower (feet)	Y min (feet)	Conductor (bundle) type
p 1	1	-42	68	68	1
p 2	2	0	68	68	1
p 3	3	42	68	68	1
g 1	0	-29.5	108	108	2
g 2	0	29.5	108	108	2

Conductor and Bundle Characteristics

Number of conductor types or bundle types:

Conductor internal inductance evaluated from:

☒ Include conductor skin effect

Conductor (bundle) type	Conductor outside diameter (inches)	Conductor T/D ratio	Conductor GMR (inches)	Conductor DC resistance (Ohm/mi)	Conductor relative permeability	Number of conductors per bundle	Bundle diameter (inches)	Angle of conductor 1 (degrees)
1	1.4	0.375	0.562706	0.06928	1	4	25.456	45
2	0.5	0.5	0.194701	5	1	1	0	0

Load Save Compute RLC line parameters Help Close

Figura 125. Interface para calcular los paramentros RLC

Esta interfase está disponilbe para calcular parámetros de líneas de transmisión , lo que permite tener datos precisos de todos los circuitos trifásicos desde la misma turbina, entre las diferentes turbinas del parque eólico, hasta entre la subestación del parque eólico y la línea de transmisión de la red, o la subestación de distribución secundaria, cuando sea el caso en poblaciones pequeñas.

8. CONCLUSIONES.

Las Herramientas de Software disponibles permiten crear modelos analíticos que interpretan con precisión los diferentes fenómenos y partes de las turbinas eólicas.

SimPower System como otros programas de análisis de potencias, vienen equipados con modelos predefinidos que incorporan la formulación matemática y física de las turbinas, sin embargo cada uno de los enfoques son diferentes. Para Simpower System, el enfoque son las variables eléctricas, voltaje, corriente y potencia de entrada y de salida, el viento no es analizado a profundidad en esta parte del MATLAB, como si lo es en Aerospace Toolbox y Aerospace Blockset.

Las curvas de las diferentes turbinas son un dato dado en SimPower System Blockset, se construyen con programas creados por el usuario, pero no vienen con la información de los modelos.

Los Wind Farm o Parque Eólicos son dispuestos en SimPowerSystem Blockset con el cuidadoso diseño de los bloques y de los modelos de los equipos y máquinas eléctricas de uso general, sin embargo al variar ligeramente los parámetros los casos ya planteados fallan y generan excepciones en la simulación que los hacen insolubles por los métodos propuestos por Simulink, esta circunstancia impide el aislamiento total de la Turbina Eólica para simularla sola sin la contribución de un Generador Sincrónico u Otro estabilizador de frecuencia de igual o mayor potencia.

En el Anexo 6. Presentamos un programa que permite extraer las curvas para el Torque y La Potencia, Voltajes y Corrientes, en estado transitorio y en estado estable para cualquier Turbina eólica, Las turbinas eólicas se modelan y se crean los diagramas con Wind Turbine Blockset y incorporando todas las características físicas, aerodinámicas, mecánicas y eléctricas.

Estos Diagramas contruidos con los Bloques De Wind Turbine Blockset son compatibles con Simulink 6, no han sido actualizados al Release 2009 A de MATLAB, o sea a Simulink 7.2, sin embargo en el Release 2006 A, su desempeño es excelente y entrega resultados consistentes con las pruebas físicas y experiencias prácticas para turbinas de mediano y gran tamaño. El uso práctico de estos diagramas, es permitir verificar los datos de los equipos seleccionados por otros criterios técnicos, producto de la estimación del recurso eólico que se describió en el capítulo 1 y del cual se plantearon las ecuaciones en el capítulo 5, como también en criterios comerciales como los descritos en el capítulo 3.

Finalmente cuando los proyectantes deciden desarrollar un parque eólico van a encontrar que ya existe una experiencia muy positiva en estas tecnologías y se conce en detalle los retos técnicos a sumir como se describió en el capítulo 2. También van a encontrar que el riesgo es considerable, dado el alto costo de los equipos existentes para gran potencia, por otro lado estos costos tienden a reducirse porque ya se está investigando de forma local sobre materiales y equipos que cumpliendo las normas internacionales ahora asumidas como normas ICONTEC puedan suplir una, aún incipiente demanda en cuanto a equipos para parque Eólicos, pero ocn un gran potencial y por el otro lado los pequeños proyectos están con todo el terreno despejado dado que los materiales con los cuales se puede generar hasta decenas de kilovatios, son locales, algunos naturales como la madera y de poco costo como los generadores de este tamaño y los banco de baterías controlados con puentes de tiristores que también estamos en capacidad de construí localmente.

BIBLIOGRAFIA

- [1] SLOOTWEG, Johannes Gerlof, Wind Power Modelling and Impact on Power System Dynamics, tesis doctoral, Technische Universiteit Delft, ISBN 90-9017239-4.
- [2] European Wind Energy Association, Wind Power Monthly.
- [3] Pinilla, Alvaro S., Ph.D., M.Sc., Manual De Aplicación De La Energía Eólica, Instituto De Ciencias Nucleares Y Energías Alternativas, Colombia, 1997.
- [4] Pinilla, A. (1985). *Wind Powered Pumping Systems*. PhD Thesis Reading University. UK.
- [5] Iov, Florin. Hansen, Anca Daniela . Sørensen, Poul , Blaabjerg ,Frede. Wind Turbine Blockset in Matlab/Simulink , Aalborg University, March 2004
- [6] Sørensen, P., Hansen, A.D., Rosas, P.A.C. – Wind models for simulation of power fluctuations from wind farms, Journal of Wind Engineering, 90, 2002, pp. 1381-1402;
- [7] Marsaglia, G., Tsang, W.W. – The ziggurat method for generating random variables, Journal of Statistical Software, vol. 5, no. 8, 2000, 7 pp.
- [8] Orozco R., Rodrigo E. - Sistemas Eólicos Para Pequeña Generación De Energía Eléctrica, Universidad de Los Andes, Bogotá. 2001
- [9] Krause, P.C., Wasynczuk, O., Sudhoff, S.D. – Analysis of Electric Machinery, IEEE Press 1995, ISBN 0-7803-1101-9;
- [10] Cortes, Ch., Manuel, Curso Moderno de Máquinas Eléctricas Rotativas, Tomo I, La Máquina Eléctrica en General, eta, Barcelona. 1970.
- [11] Kõnigslõw, A. – Teoria, Cálculo y Construcción de Las Máquinas de Corriente Alterna Asincrónicas, La Escuela del Técnico Electricista, Tomo VI, Editorial LABOR S.A: 1968.
- [11] Nordex, N60/1300 KW, Long-term experience all over the world. Bouchure.
- [12] Flavin, Christopher . Hull Aeck , Molly. Energy for Development, The Potential Role of Renewable Energy in Meeting the Millennium Development Goals, Paper, RN21: Renewable Energy Policy Network for 21st Century. Octubre 2005.
- [13] Dong, Zhang. Beijing Hengzhou Bozhi International Information Consulting Co.,Ltd(QYResearch)., 2008 Deep Research Report on Global and China Wind Turbine Industry.

- [14] Florez Piedrahita. Carlos Arturo, Costa Posada, Carlos. Atlas de Viento y Energía Eólica en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética UPME e Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM. Bogotá, Colombia, 2006.
- [15] Botero Garcia, Diego. Conferencia: Fundamentos De la Energía Eólica, Presente y Futuro. Seminario Una Visión Práctica de la Energía Eólica. Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Sector Eléctrico Colombiano, Medellín, Mayo 20, 2009.
- [16] Del Rio, Walter Jose .Conferencia: Mantenimiento de Generadores Eólicos. Seminario Una Visión Práctica de la Energía Eólica. Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Sector Eléctrico Colombiano, Medellín, Mayo 20, 2009.
- [17] Roa, Manuel, Montaje de Generadores Eólicos. Seminario Una Visión Práctica de la Energía Eólica. Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Sector Eléctrico Colombiano, Medellín, Mayo 20, 2009.
- [18] Dyner R, Isaac . Mora Luna, Ana María. Agudelo Assuad, Carla Susana. Energía Eólica En Colombia: Una Aproximación Desde Las Opciones Reales, II Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas, Sata Marta, Colombia, Agosto 20, 2004.
- [19] Pullen, Angelika. Qia, Liming. Sawyer , Steve. GLOBAL WIND **2008** REPORT, GWEC: Global Wind Energy Concil, Bruselas , 2008.
- [20] Mun, Johnathan. Real Option Analysis, John Wiley and Sons, Segunda Edición, 2006.
- [21] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Sistema de Información Minero Energético de Colombia, 2009.
- [22] Censat Agua Viva y Otros. Informe De La Expedición Energética A La Guajira, La deuda ecológica de los proyectos energéticos en la península colombiana, Mayo, 2005.
- [23] Rodríguez A., Luis. Experiencia En El Desarrollo De Proyectos De Energía Eólica, Parque Eólico Jepirachi, Empresas Públicas De Medellín E.S.P. Foro De Normalización Y Contexto Nacional En Energía Solar Y Eólica Icontec – Upme.
- [24] Naciones Unidas. Protocolo De Kyoto De La Convención Marco De Las Naciones Unidas Sobre El Cambio Climático, 1998. GE.05-61702.
- [25] Vélez Arango, Olga Lucía. Rodríguez Arbeláez, Luis Fernando. Proyecto De Reducción De Emisiones: Testimonio De Liderazgo Mundial En El Mecanismo De Desarrollo Limpio – MDL. Revista Empresas Públicas De Medellín , Volumen 15, No. 1, Enero- Junio de 2004, ISSN 0120 -1239.
- [26] Rodríguez Arbeláez, Luis Fernando. Energía Eólica: Tecnología, Situación Actual Y Perspectiva. Revista Empresas Públicas De Medellín, Volumen 15, No. 1, Enero- Junio de 2004, ISSN 0120 -1239
- [27] Black A, Thomas, Blanco, Javier y Otros. Estrategia Nacional para la Implementación del Mecanismo De Desarrollo Limpio: MDL, en Colombia. Ministerio del Medio Ambiente, 2000.

- [28] Valdés, S. Figueroa, E. Concha, J. Captura de gases de efecto invernadero de rellenos sanitarios para su aprovechamiento económico, Bitran y Asociados, 2006.
- [29] Unidad De Planeación Minero Energética – Upme, Guía Para La Utilización De La Energía Eólica Para Generación De Energía Eléctrica, 2003.
- [30] Perez Ramirez, Rodrigo. Diseño Y Construcción De Un Pequeño Aerogenerador De 100 W Para Su Aplicación En Zonas Indígenas De México, Departamento De Ingeniería Eléctrica Colegio Superior De Ingenieros, Universidad De Zaragoza, 2006.
- [31] Andrade, Julio. Rotores Pigott, Eolo S.A. Venezuela, 2007.
- [32] ABB Power Technology, S.A. , Transformadores de distribución Tipo seco encapsulado al vacío, Catalogo no. 1LAC000004 , 2004.
- [33] Iannini, Ricardo. Gonzalez, Jorge. Mastrángel , Sabino. Energía Eólica Teoría y Características de Instalaciones, Boletín Energético N 13. 2001.
- [34] Tabares, Héctor. Hernández ,Jesús. Mapeo curvas típicas demanda de energía eléctrica del sector residencial, comercial e Industrial de la ciudad de Medellín, usando redes neuronales artificiales y algoritmos de interpolación. Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia N.º 46 pp. 110-118. Diciembre, 2008.
- [35] R. Gagnon, B. Saulnier, G. Sybille, P. Giroux; "Modeling of a Generic High-Penetration No-Storage Wind-Diesel System Using Matlab/Power System Blockset" 2002 Global Windpower Conference, April 2002, Paris, France
- [36] B. Saulnier, A.O. Barry, B. Dube, R. Reid; "Design and Development of a Regulation and Control System for the High-Penetration No-Storage Wind/Diesel Scheme" European Community Wind Energy Conference 88, 6-10 June 1988, Herning, Denmark
- [37] L. Mott (NPS), B. Saulnier (IREQ) " Commercial Wind-Diesel Project, St. Paul Island, Alaska" 14th Prime Power Diesel Inter-Utility Conference, May 28-June 2, Winnipeg, Manitoba, Canada.
- [38] Electric Machinery Committee, IEEE Power Engineering Society, 112-2004 IEEE Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators, 2004.

SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA
ANEXOS

SOLÓN PINO GIRALDO

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

DIRIGIDO POR: INGENIERO JOSE AMADO AGUILAR

MEDELLÍN 2008

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRICA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y MECÁNICA
FACULTAD DE MINAS
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
MEDELLÍN

2009

ANEXO 1

NORMAS TECNICAS SOBRE ENERGÍA EÓLICA EN ESTUDIO PARA SER ADOPTADAS EN COLOMBIA

GTC 139 Sistemas De Aerogeneradores Protección Contra Descargas Eléctricas Atmosféricas. Basado en la Norma: IEC 61400-24: 2002.

NTC 5343 Aerogeneradores. Ensayo de curva de potencia
Basado en la Norma: IEC 61400-12

NTC 5412 Aerogeneradores. Medida Y Evaluación De Las Características De La Calidad De Suministro De Las Turbinas Eólicas Conectadas A La Red. Basado en la Norma: IEC IEC 61400-21: 2001

NTC 5467 AEROGENERADORES. TECNICAS DE MEDIDA DE RUIDO ACUSTICO
Basado en la Norma: IEC IEC 61400-11: 2002

Y actualmente en estudio están las normas:

Seguridad de aerogeneradores pequeños.
Basado en la Norma: IEC 61400-2: 2006

Según ICONTEC: "Esta norma aplica a aerogeneradores con una área de barrido del rotor inferior a 200 m² y que generan una tensión inferior a 1000 V c.a o a 1500 V c.c. Aborda aspectos de aseguramiento de calidad, así mismo especifica los requisitos de seguridad para aerogeneradores pequeños, incluyendo diseño, instalación, mantenimiento y operación en condiciones externas específicas."

Aerogeneradores. Diseño Y Especificación De Cajas Multiplicadoras
Basado en la Norma: ISO 81400-4: 2005
Aerogeneradores. Medidas de cargas mecánicas.
Basado en la Norma: IEC 61400-13: 2001

Aerogeneradores. Ensayo estructural de palas de rotores.
Basado en la Norma: IEC 61400-23: 2001

A nivel internacional la normatividad a respecto de la generación eólica ya está establecida, las referencias a las normas más importantes las ha listado también el ICONTEC así:

IEC 61400-1 (2005-08) Wind turbines - Part 1: Design requirements

IEC 61400-2 (2006-03) Wind turbines - Part 2: Design requirements for small wind turbines

IEC 61400-11 (2006-11) Wind turbine generator systems - Part 11: Acoustic noise
measurement techniques

IEC 61400-12-1 (2005-12) Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

IEC/TS 61400-13 (2001-06) Wind turbine generator systems - Part 13: Measurement of mechanical loads.

IEC/TS 61400-14 (2005-03) Wind turbines - Part 14: Declaration of apparent sound power level and tonality values

IEC 61400-21 (2008-08) Wind turbine generator systems - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines

IEC/TS 61400-23 (2001-04) Wind turbine generator systems - Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades

IEC/TR 61400-24 (2002-07) Wind turbine generator systems - Part 24: Lightning protection

IEC 61400-25-1 (2006-12) Wind turbines - Part 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants - Overall description of principles and models

IEC 61400-25-2 (2006-12) Wind turbines - Part 25-2: Communications for monitoring and control of wind power plants - Information models

IEC 61400-25-3 (2006-12) Wind turbines - Part 25-3: Communications for monitoring and control of wind power plants - Information exchange models

IEC 61400-25-4 (2008-08) Wind turbines - Part 25-4: Communications for monitoring and control of wind power plants - Mapping to communication profile

IEC 61400-25-5 (2006-12)

Wind turbines - Part 25-5: Communications for monitoring and control of wind power plants - Conformance testing

IEC WT 01 (2001-04) IEC System for Conformity Testing and Certification of Wind Turbines - Rules and procedures

ISO 81400-4 (2006-04) Wind turbines - Part 4: Design and specification of gearboxes

OTRAS NORMAS CONSIDERADAS

IEC 60204-1:1997, Seguridad de las máquinas. Equipo eléctrico.

IEC 60721-2-1:1982, Clasificación de las condiciones ambientales.

IEC 61024-1:1990, Protección de las estructuras contra el rayo.

IEC 61312-1:1995, Protección contra los impulsos electromagnéticos del rayo.

IEC 61400-21:2001, Aerogeneradores. Calidad de suministro

ISO 76:1987, Cojinetes de bolas. Asignación de cargas estáticas.

ISO 4354:1997, Acción del viento sobre las estructuras.

ANEXO 2. TECNOLOGIAS RENOVABLES VS TECNOLOGIAS CONVENCIONALES

La Energía con Tecnologías Renovables no solo se refiere a la Energía Eólica, también incluye biogás a pequeña escala, hidroeléctricas, solar, geotérmica, biocombustibles, Europa le ha invertido a Tecnologías del Renovables antes los altos costos del petróleo y sus derivados.

En los estudios de la : Renewable Energy Policy Network for 21st Century se consideran las siguientes tecnologías renovables:

[
Energía Solar fotovoltaica para usos residencial urbano e industrial a pequeña escala, conectada a la red: :
Solar PV Residential and industrial electricity (grid-connected)

Energía Solar fotovoltaica bombeo de agua potable y riego rural: Solar PV Pumps Pumping water (for agriculture and drinking)

Energía Termal Para uso Residencial Urbano e Industrial conectado a la red: Solar Thermal Residential and industrial electricity (grid-connected)

Energía Solar para calentar agua para uso residencial urbano: Solar Water Heaters Heating water Urban and rural

Energía Solar para Cocinar alimentos uso rural : Solar Cookers Cooking

Secadores solares de cultivos: Solar Dryers Drying crops

Turbinas

Turbinas Eólica para uso residencial e industrial conectado a la red: Wind Turbines Residential and industrial electricity (grid-connected),

Bombeo de agua por sistemas movidos por el viento: Wind Pumps Pumping water (for agriculture and drinking)

Plantas de biogas conectadas a la red para uso residencial e industrial conectado a la red:
Biogas Residential and industrial electricity (grid-connected).

Plantas de combustion de biomasa para producción de energía eléctrica: Solid Biomass Cooking and lighting (direct combustion).

Sistemas de combustible de origen biologico como biodiesel: Liquid Biofuel Transport fuel and mechanical power.

Centrales Hidroeléctricas de gran tamaño alimentadores de la red eléctrica: Large Hydro Grid electricity (residential and industrial)

Micro Generación Hidroeléctrica: Small Hydro Lighting and other low-to-medium voltage electric needs power for small industry (with electric motor)

Energía Geotermal conectada a la red: Geothermal Grid electricity and large-scale heating.

Sistemas Híbridos de Energía Solar Fotovoltaica y Turbinas Eólicas: Village-scale Mini-grids and Solar/Wind Hybrid Systems

En los estudios de la : Renewable Energy Policy Network for 21st Century se consideran las siguientes Tecnologías Convencionales

Producción de Electricidad con Energía Nuclear: Nuclear Plant.

Producción de electricidad con Carbón. Hulla y Combustibles derivados del petróleo, incluyendo el gas natural: Thermal Plants.

Calentamiento de Agua con Carbón. Hulla y Combustibles derivados del petróleo incluyendo el gas natural : Heating, Cooking and lighting Fossile Combustible Plant (direct combustion).

Sistemas de Transporte con . Hulla y Combustibles derivados del petróleo, incluyendo el gas natural: Fossile combustibles transport systems.

ANEXO 3. PROGRAMA PARA GRAFICAR LA ROSA DE LOS VIENTOS

Los datos de entrada son:

El programa en MATLAB es:

```
function varargout = rosa_de_vientos(D,F,varargin)
%WIND_ROSE Rosa de Los Vientos Intensidad y Direccion
%
% Sintaxis:
%   HANDLES = WIND_ROSE(D,I,VARARGIN)
%
% Entradas:
%   D Direcciones
%   I Intensidades
%   VARARGIN:Variables de Entrada
%   -dtype, tipo de entrada de Dirección D, estándar:estándar o
%           meteorologica: meteo,
%           si es meteo, the conversion dnew=mod(-90-D,360) es dada;
%           si no es meteo, estandar: standard es usada por defecto
%           (default)
%   -n, numero de subdivisiones de D
%   -di, intensidad en las subdivisiones, por defecto es automática
%   -ci, porcentaje de círculos a graficar, elección automática
%   -labtitle, título principal
%   -lablegend, leyenda
%   -cmap, colormap [jet]
%   -colors, opciones de color en colormap, para cada di
%   -quad, cuadrante para los porcentajes [1]
%   -ri, radio interno vacío, relative al porcentaje mayor [1/30]
%
%   -legtype, tipo de leyenda: 1, ccontinua, 2, cajas separadas [2]
%   -bcolor, color del borde del rectángulo ['none']
%   -lcolor, color de la línea de ejes y círculos ['k']
%   -percbg, etiqueta de porcentajes bg ['w']
%   -ax, para poner la rosa del viento en ejes previos, la entrada
%       para ax debe ser [theax x y width], donde theax son los
ejes
%       previos x y con la localización y width es la amplitud
de la
%       rosa de vientos relativa a la amplitud de theax
%       por defecto =1/5
%   -parent, por defecto es creado un Nuevo eje aunque el patron
%       este dado ex, paret puede ser una subgrafica: subplot
%
%   -iflip, sobrepone las intensidades en la medida que salen
%       radiamente, así valores altos son puestos cerca al
origen
%       [{0} 1]
%   -inorm, normaliza las intensidades, las medias de todos los
%       angulos debe dar 100%
%   -incout, si es 0, los datos fuera de limite de di no debe ser
%       usado [0 {1}]
```

```
%
% Salidas:
% HANDLES Handles de todas las lineas, campos , textos
%
% Ejemplo, los datos de d son generados ente 0 y 350, en intervalos
% de 10, y se crean las matrices vacias D y V, se hace un ciclo
for % end, para un contador i hasta recorrer todos los datos
de d, se
% transforma D en una matriz con datos d(i) y V en una matriz
con
% un vector de longitud n, se invoca rosa_de_vientos(D,V) y se
obtiene las
% datos D y V para crea figuras
d=0:10:350;
D=[];
V=[];
for i=1:length(d)
    n=d(i)/10;
    D=[D ones(1,n)*d(i)];
    V=[V 1:n];
end
%
% opciones para crea figura
% rosa_de_vientos(D,V)
%
% opciones para crea figura
% rosa_de_vientos(D,V,'iflip',1)
%
% opciones para crea figura
% rosa_de_vientos(D,V,'ci',[1 2 7],'dtype','meteo')
%
% poniendolo en ejes previos:
% ax=axes;
% plot(lon,lat)
% rosa_de_vientos(D,V,'ax',[ax x y 1/3])
%

handles=[];

% opciones de variables de entrada:
dtype='standard';
nAngles=36;
ri=1/30;
quad=1;
legType=2;
percBg='w';
titStr='';
legStr='';
cmap=jet;
colors=[];
Ag=[]; % subdivisión de intensidades.
ci=[]; % circulos porcentuales
lineColors='k';
borderColor='none';
```

```
onAxes=false;
iflip=0;
inorm=0;
parent=0;
IncHiLow=1; % incluye valores mas altos y mas bajos que el límite Ag.

vin=varargin;
for i=1:length(vin)
    if isequal(vin{i},'dtype')
        dtype=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'n')
        nAngles=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'ri')
        ri=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'quad')
        quad=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'legtype')
        legType=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'percbg')
        percBg=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'labtitle')
        titStr=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'lablegend')
        legStr=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'cmap')
        cmap=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'colors')
        colors=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'di')
        Ag=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'ci')
        ci=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'lcolor')
        lineColors=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'bcolor')
        borderColor=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'ax')
        ax=vin{i+1};
        try
            onAxes=ax(1);
            onAxesX=ax(2);
            onAxesY=ax(3);
            onAxesR=ax(4);
        catch
            % se advierte de error en los datos de los ejes
            disp(':: no puedo poner rosa de viento en ejes, dato malo para ax')
            return
        end
    elseif isequal(vin{i},'iflip')
        iflip=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'inorm')
        inorm=vin{i+1};
    elseif isequal(vin{i},'parent')
        parent=vin{i+1};
    end
end
```

```
elseif isequal(vin{i}, 'incout')
    IncHiLow=vin{i+1};
end
end

% otras opciones:
% tamaño de rectangulo completo:
rs=1.2;
rl=1.7;

% conversion de direcciones:
if isequal(dtype, 'meteo')
    D=mod(-90-D, 360);
end

% subdivision de ángulos:
D=mod(D, 360);
Ay=linspace(0, 360, nAngles+1)-0.5*360/nAngles;

% calcula la subdivisions de las intensidades:
if isempty(Ag)
    % genera Ag:
    F=figure('visible','off');
    plot(F); axis tight;
    yl=get(gca, 'ytick');
    close(F)
    dyl=diff(yl); dyl=dyl(1);
    if min(F)<yl(1), yl=[yl(1)-dyl yl]; end
    if max(F)>yl(end), yl=[yl yl(end)+dyl]; end
    Ag=yl;
end

for i=1:length(Ay)-1
    if i==1
        I=find( (D>=Ay(i) & D<Ay(i+1) ) | D>=Ay(end) );
    else
        I=find(D>=Ay(i) & D<Ay(i+1));
    end
    b=F();

    for j=1:length(Ag)-1
        if j==length(Ag)-1
            J=find(b>=Ag(j) & b<=Ag(j+1)); % include data with last Agg
        else
            J=find(b>=Ag(j) & b<Ag(j+1));
        end
        E(i,j)=length(J);
    end

    if IncHiLow
        E(i,1)=length(find(b<Ag(2)));
        E(i,end)=length(find(b>Ag(end-1)));
    end
end
```

```
b=sum(E,2)/length(D)*100;

% normaliza datos:
if inorm
    n=sum(E,2);
    for i=1:length(n)
        E(i,:)=E(i,+)/n(i);
    end
    b=100*ones(size(b));
end

% chequea si tiene valores mayores o menores que los límites de Ag
hasH=length(find(F>Ag(end)));
hasL=length(find(F<Ag(1)));

% calcula el numero de circulos porcentuales a considerar:
if isempty(ci)
    if inorm
        ci=[25 50 75];
        g=120;
        ncircles=3;
    else
        dcircles=[1 2 5 10 15 20 25 30 50];
        ncircles=3;
        d=abs(1./(dcircles/max(b))-ncircles);
        i=find(d==min(d));
        d=dcircles(i(1));
        if d*ncircles<max(b)
            ncircles=ncircles+1;
        end
        ci=[1:ncircles]*d;
        g=ncircles*d;
    end
else
    ncircles=length(ci);
    g=max(max(ci),max(b));
end

% grafica los ejes, los circulos de porcentajes y los porcentajes:
if parent
    wrAx=parent;
    set(wrAx,'units','normalized');
else
    wrAx=axes('units','normalized');
end
ri=g*ri;
handles(end+1)=fill([-rs*g rl*g rl*g -rs*g],[-rs*g -rs*g rs*g
rs*g],'w',...
                    'EdgeColor',borderColor);

if onAxes
    set(handles(end),'facecolor','none')
end
hold on
handles(end+1)=plot([-g-ri -ri nan ri g+ri nan 0 0 nan 0 0],...
                    'w',...
                    'EdgeColor',borderColor);
```

```
[0 0 nan 0 0 nan -g-ri -ri nan ri
g+ri],':','color',lineColors);
t0=[0:360]*pi/180;
labs=[];
Ang=[1/4 3/4 5/4 7/4]*pi;
Valign={'top' 'top' 'bottom' 'bottom'};
Halign={'right' 'left' 'left' 'right'};
for i=1:ncircles
    x=(ci(i)+ri)*cos(t0);
    y=(ci(i)+ri)*sin(t0);

    circles(i)=plot(x,y,':','color',lineColors);
    handles(end+1)=circles(i);

    labs(i)=text((ci(i)+ri)*cos(Ang(quad)),(ci(i)+ri)*sin(Ang(quad)),
[num2str(ci(i)),'%'],...
    'VerticalAlignment',Valign{quad},'HorizontalAlignment',Halign{quad}
,...
    'BackgroundColor',percBg,'FontSize',8);
end
handles=[handles labs];

% calc colors:
if isempty(colors)
    cor={};
    for j=1:length(Ag)-1
        cor{j}=caxcolor(Ag(j),[Ag(1) Ag(end-1)],cmap);
    end
else
    cor=colors;
end

% alimenta datos:
n=sum(E,2);
if iflip, E=fliplr(E); end
for i=1:length(Ay)-1
    if n(i)
        t=linspace(Ay(i),Ay(i+1),20)*pi/180;
        r1=ri;
        for j=1:length(Ag)-1
            r2=E(i,j)/n(i) *b(i) +r1;

            x=[r1*cos(t(1)) r2*cos(t) r1*cos(fliplr(t))];
            y=[r1*sin(t(1)) r2*sin(t) r1*sin(fliplr(t))];

            if iflip, jcor=length(Ag)-1-j+1;
            else, jcor=j;
            end

            if E(i,j)>0, handles(end+1)=fill(x,y,cor{jcor}); end
            r1=r2;
        end
    end
end
end
```

```
axis equal
axis off

% con uistack hay problemas en versiones anteriores a 2007 A:
%uistack(labs,'top')
%uistack(circles,'top')
ch=get(wrAx,'children');
if inorm
    % solo toma circulos arriba en caso inorm.
    for i=1:length(circles)
        ch(ch==circles(i))=[]; ch=[circles(i); ch];
    end
end
for i=1:length(labs)
    ch(ch==labs(i))=[]; ch=[labs(i); ch];
end
set(wrAx,'children',ch);

% etiqueta de las cuatro direcciones de un mapa : N S E W
bg='none';
args={'BackgroundColor',bg,'FontSize',8};
h(1)=text(-g-ri, 0,'OESTE','VerticalAlignment','top',
'HorizontalAlignment','left', args{:});
h(2)=text( g+ri, 0,'ESTE','VerticalAlignment','top',
'HorizontalAlignment','right',args{:});
h(3)=text( 0,-g-ri,'SUR','VerticalAlignment','bottom','HorizontalAlignment','left',
args{:});
h(4)=text( 0, g+ri,'NORTE','VerticalAlignment','top',
'HorizontalAlignment','left', args{:});
handles=[handles h];

% escala de leyenda:
L=(g*rl-g-ri)/7;
h=(g+ri)/10;
dy=h/3;

x0=g+ri+(g*rl-g-ri)/7;
x1=x0+L;
y0=-g-ri;

if legType==1 % continuo, conversion numero estructura.
    for j=1:length(Ag)-1
        lab=num2str(Ag(j));
        if j==1 & hasL & IncHiLow
            lab='';
        end
        y1=y0+h;
        handles(end+1)=fill([x0 x1 x1 x0],[y0 y0 y1 y1],cor{j});
        handles(end+1)=text(x1+L/4,y0,lab,'VerticalAlignment','middle','fontSize',8);
        y0=y1;
    end
end
```

```
if ~ (hasH & IncHiLow)
    handles(end+1)=text(x1+L/4,y0,num2str(Ag(end)), 'VerticalAlignment', 'middle', 'fontSize', 8);
end
elseif legType==2 % cajas separadas.
    for j=1:length(Ag)-1
        lab=[num2str(Ag(j)) ' - ' num2str(Ag(j+1))];
        if j==1 & hasL & IncHiLow
            lab=['<', num2str(Ag(2))];
        end
        if j==length(Ag)-1 & hasH & IncHiLow
            lab=['>=', num2str(Ag(j))];
        end
        y1=y0+h;
        handles(end+1)=fill([x0 x1 x1 x0],[y0+dy y0+dy y1 y1],cor{j});
        handles(end+1)=text(x1+L/4,
            (y0+dy+y1)/2, lab, 'VerticalAlignment', 'middle', 'fontSize', 8);
        y0=y1;
    end

end

% title and legend label:
x=mean([-g*rs, g*rl]);
y=mean([g*ri, g*rs]);
handles(end+1)=text(x,y,titStr, 'HorizontalAlignment', 'center');

x=x0;
y=y1+dy;
handles(end+1)=text(x,y,legStr, 'HorizontalAlignment', 'left', 'VerticalAlignment', 'bottom');

if onAxes
    place_wr(onAxes, wrAx, onAxesX, onAxesY, onAxesR);
end

if nargout==1
    varargout{1}=handles;
end

function place_wr(ax, ax2, x, y, width)
if nargin < 5
    width=1/5;
end
uax=get(ax, 'units');
pax=get(ax, 'position');
set(ax, 'units', uax);
axXlim=get(ax, 'xlim');
axYlim=get(ax, 'ylim');

x_ax2=pax(1)+pax(3)*(x-axXlim(1))/diff(axXlim);
y_ax2=pax(2)+pax(4)*(y-axYlim(1))/diff(axYlim);

pax2=get(ax2, 'position');
```

```
width=pax(3)*width;
height=pax2(4)*width/pax2(3);
pax2=[x_ax2 y_ax2 width height];

if 1
    % pone el centro de la rosa, no la parte inferior izquierda:
    ax2Xlim=get(ax2,'xlim');
    ax2Ylim=get(ax2,'ylim');
    dx=(0-ax2Xlim(1))/diff(ax2Xlim)*pax2(3);
    dy=(0-ax2Ylim(1))/diff(ax2Ylim)*pax2(4);
    x_ax2=x_ax2-dx;
    y_ax2=y_ax2-dy;
    pax2=[x_ax2 y_ax2 width height];
end
set(ax2,'position',pax2)

function cor = caxcolor(val,cax,cmap)
%CAXCOLOR    valor para la variable: Caxis
%    Busca los valores.
%
%    Sitaxis:
%        COLOR = CAXCOLOR(VALUE,CAXIS,COLORMAP)
%
%    Entrada:
%        VALUE
%        CAXIS    El valor por defento es el actual caxis
%        COLORMAP    El por defecto es el actual mensaje
%
%    Salidas:
%        COLOR    RGB color vector
%
%    Ejemplo:
%        crea figura
%        pcolor(peaks)
%        color=caxcolor(0);
%        set(gcf,'color',color)
%
if nargin < 3
    cmap = get(gcf,'colormap');
end
if nargin < 2
    cax = caxis;
end

n=size(cmap,1);
i= (val-cax(1))/diff(cax) * (n-1) +1;
a=i-floor(i);
i=floor(i);

i=min(i,n);
i=max(i,1);
```

[Regresar al contenido](#)

```
if i==n
    cor=cmap(n,:);
elseif i==1
    cor=cmap(1,:);
else
    cor=cmap(i,:)*(1-a) + cmap(i+1,:)*a;
end
```

[Regresar al contenido](#)

ANEXO 5. DISTRIBUCIÓN DE LAS TURBINAS EÓLICAS EN ESPAÑA

- turbinas eolicas en ACEBEDA (LA)
- turbinas eolicas en AJALVIR
- turbinas eolicas en ALAMEDA DEL VALLE
- turbinas eolicas en ÁLAMO (EL)
- turbinas eolicas en ALCALÁ DE HENARES
- turbinas eolicas en ALCOBENDAS
- turbinas eolicas en ALCORCÓN
- turbinas eolicas en ALDEA DEL FRESNO
- turbinas eolicas en ALGETE
- turbinas eolicas en ALPEDRETE
- turbinas eolicas en AMBITE
- turbinas eolicas en ANCHUELO
- turbinas eolicas en ARANJUEZ
- turbinas eolicas en ARGANDA DEL REY
- turbinas eolicas en ARROYOMOLINOS
- turbinas eolicas en ATAZAR (EL)
- turbinas eolicas en BATRES
- turbinas eolicas en BECERRIL DE LA SIERRA
- turbinas eolicas en BELMONTE DE TAJO
- turbinas eolicas en BERRUECO (EL)
- turbinas eolicas en BERZOSA DEL LOZOYA
- turbinas eolicas en BOADILLA DEL MONTE
- turbinas eolicas en BOALO (EL)
- turbinas eolicas en BRAOJOS
- turbinas eolicas en BREA DE TAJO
- turbinas eolicas en BRUNETE
- turbinas eolicas en BUITRAGO DEL LOZOYA
- turbinas eolicas en BUSTARVIEJO
- turbinas eolicas en CABANILLAS DE LA SIERRA
- turbinas eolicas en CABRERA (LA)
- turbinas eolicas en CADALSO DE LOS VIDRIOS
- turbinas eolicas en CAMARMA DE ESTERUELAS
- turbinas eolicas en CAMPO REAL
- turbinas eolicas en CANENCIA
- turbinas eolicas en CARABAÑA
- turbinas eolicas en CASARRUBUELOS
- turbinas eolicas en CENICIENTOS
- turbinas eolicas en CERCEDILLA
- turbinas eolicas en CERVERA DE BUITRAGO
- turbinas eolicas en CHAPINERÍA
- turbinas eolicas en CHINCHÓN
- turbinas eolicas en CIEMPOZUELOS
- turbinas eolicas en COBEÑA
- turbinas eolicas en COLLADO MEDIANO
- turbinas eolicas en COLLADO VILLALBA
- turbinas eolicas en COLMENAR DE OREJA
- turbinas eolicas en COLMENAR DEL ARROYO

- turbinas eolicas en COLMENAR VIEJO
- turbinas eolicas en COLMENAREJO
- turbinas eolicas en CORPA
- turbinas eolicas en COSLADA
- turbinas eolicas en CUBAS DE LA SAGRA
- turbinas eolicas en DAGANZO DE ARRIBA
- turbinas eolicas en ESCORIAL (EL)
- turbinas eolicas en ESTREMER
- turbinas eolicas en FRESNEDILLAS DE LA OLIVA
- turbinas eolicas en FRESNO DE TOROTE
- turbinas eolicas en FUENLABRADA
- turbinas eolicas en FUENTE EL SAZ DE JARAMA
- turbinas eolicas en FUENTIDUEÑA DE TAJO
- turbinas eolicas en GALAPAGAR
- turbinas eolicas en GARGANTA DE LOS MONTES
- turbinas eolicas en GARGANTILLA DEL LOZOYA Y PINILLA DE BUITRAGO
- turbinas eolicas en GASCONES
- turbinas eolicas en GETAFE
- turbinas eolicas en GRÑÓN
- turbinas eolicas en GUADALIX DE LA SIERRA
- turbinas eolicas en GUADARRAMA
- turbinas eolicas en HIRUELA (LA)
- turbinas eolicas en HORCAJO DE LA SIERRA
- turbinas eolicas en HORCAJUELO DE LA SIERRA
- turbinas eolicas en HOYO DE MANZANARES
- turbinas eolicas en HUMANES DE MADRID
- turbinas eolicas en LEGANÉS
- turbinas eolicas en LOECHES
- turbinas eolicas en LOZOYA
- turbinas eolicas en LOZOYUELA-NAVAS-SIETEIGLESIAS
- turbinas eolicas en MADARCOS
- turbinas eolicas en MADRID
- turbinas eolicas en MAJADAHONDA
- turbinas eolicas en MANZANARES EL REAL
- turbinas eolicas en MECO
- turbinas eolicas en MEJORADA DEL CAMPO
- turbinas eolicas en MIRAFLORES DE LA SIERRA
- turbinas eolicas en MOLAR (EL)
- turbinas eolicas en MOLINOS (LOS)
- turbinas eolicas en MONTEJO DE LA SIERRA
- turbinas eolicas en MORALEJA DE ENMEDIO
- turbinas eolicas en MORALZARZAL
- turbinas eolicas en MORATA DE TAJUÑA
- turbinas eolicas en MÓSTOLES
- turbinas eolicas en NAVACERRADA
- turbinas eolicas en NAVALAFUENTE
- turbinas eolicas en NAVALAGAMELLA
- turbinas eolicas en NAVALCARNERO
- turbinas eolicas en NAVARREDONDA Y SAN MAMÉS
- turbinas eolicas en NAVAS DEL REY

- turbinas eolicas en NUEVO BAZTÁN
- turbinas eolicas en OLMEDA DE LAS FUENTES
- turbinas eolicas en ORUSCO DE TAJUÑA
- turbinas eolicas en PARACUELLOS DE JARAMA
- turbinas eolicas en PARLA
- turbinas eolicas en PATONES
- turbinas eolicas en PEDREZUELA
- turbinas eolicas en PELAYOS DE LA PRESA
- turbinas eolicas en PERALES DE TAJUÑA
- turbinas eolicas en PEZUELA DE LAS TORRES
- turbinas eolicas en PINILLA DEL VALLE
- turbinas eolicas en PINTO
- turbinas eolicas en PIÑUÉCAR-GANDULLAS
- turbinas eolicas en POZUELO DE ALARCÓN
- turbinas eolicas en POZUELO DEL REY
- turbinas eolicas en PRÁDENA DEL RINCÓN
- turbinas eolicas en PUEBLA DE LA SIERRA
- turbinas eolicas en PUENTES VIEJAS
- turbinas eolicas en QUIJORNA
- turbinas eolicas en RASCAFRÍA
- turbinas eolicas en REDUEÑA
- turbinas eolicas en RIBATEJADA
- turbinas eolicas en RIVAS-VACIAMADRID
- turbinas eolicas en ROBLEDILLO DE LA JARA
- turbinas eolicas en ROBLEDO DE CHAVELA
- turbinas eolicas en ROBREGORDO
- turbinas eolicas en ROZAS DE MADRID (LAS)
- turbinas eolicas en ROZAS DE PUERTO REAL
- turbinas eolicas en SAN AGUSTÍN DEL GUADALIX
- turbinas eolicas en SAN FERNANDO DE HENARES
- turbinas eolicas en SAN LORENZO DE EL ESCORIAL
- turbinas eolicas en SAN MARTÍN DE LA VEGA
- turbinas eolicas en SAN MARTÍN DE VALDEIGLESIAS
- turbinas eolicas en SAN SEBASTIÁN DE LOS REYES
- turbinas eolicas en SANTA MARÍA DE LA ALAMEDA
- turbinas eolicas en SANTORCAZ
- turbinas eolicas en SANTOS DE LA HUMOSA (LOS)
- turbinas eolicas en SERNA DEL MONTE (LA)
- turbinas eolicas en SERRANILLOS DEL VALLE
- turbinas eolicas en SEVILLA LA NUEVA
- turbinas eolicas en SOMOSIERRA
- turbinas eolicas en SOTO DEL REAL
- turbinas eolicas en TALAMANCA DE JARAMA
- turbinas eolicas en TIELMES
- turbinas eolicas en TITULCIA
- turbinas eolicas en TORREJÓN DE ARDOZ
- turbinas eolicas en TORREJÓN DE LA CALZADA
- turbinas eolicas en TORREJÓN DE VELASCO
- turbinas eolicas en TORRELAGUNA
- turbinas eolicas en TORRELODONES

- turbinas eolicas en TORREMOCHA DE JARAMA
- turbinas eolicas en TORRES DE LA ALAMEDA
- turbinas eolicas en TRES CANTOS
- turbinas eolicas en VALDARACETE
- turbinas eolicas en VALDEAVERO
- turbinas eolicas en VALDELAGUNA
- turbinas eolicas en VALDEMANCO
- turbinas eolicas en VALDEMAQUEDA
- turbinas eolicas en VALDEMORILLO
- turbinas eolicas en VALDEMORO
- turbinas eolicas en VALDEOLMOS-ALALPARDO
- turbinas eolicas en VALDEPIÉLAGOS
- turbinas eolicas en VALDETORRES DE JARAMA
- turbinas eolicas en VALDILECHA
- turbinas eolicas en VALVERDE DE ALCALÁ
- turbinas eolicas en VELILLA DE SAN ANTONIO
- turbinas eolicas en VELLÓN (EL)
- turbinas eolicas en VENTURADA
- turbinas eolicas en VILLA DEL PRADO
- turbinas eolicas en VILLACONEJOS
- turbinas eolicas en VILLALBILLA
- turbinas eolicas en VILLAMANRIQUE DE TAJO
- turbinas eolicas en VILLAMANTA
- turbinas eolicas en VILLAMANTILLA
- turbinas eolicas en VILLANUEVA DE LA CAÑADA
- turbinas eolicas en VILLANUEVA DE PERALES
- turbinas eolicas en VILLANUEVA DEL PARDILLO
- turbinas eolicas en VILLAR DEL OLMO
- turbinas eolicas en VILLAREJO DE SALVANÉS
- turbinas eolicas en VILLAVICIOSA DE ODÓN
- turbinas eolicas en VILLAVIEJA DEL LOZOYA
- turbinas eolicas en ZARZALEJO

ANEXO 6. PROGRAMA PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE POTENCIA

El programa puede utilizarse con los diagramas de la figura 114 y la figura 120 correspondientes a Aerogeneradores asincrónicos aislados de la red y cuyo voltaje de línea no está regulado o compensado por otros dispositivos o máquinas sincrónicas externas.

El programa consiste en sustraer datos de la simulación de estos aerogeneradores en Simulink, lo primero es definir los datos de entrada, para el aerogenerador se formulan como en la sección 7.2. y 7.6.

Las entradas reales son las de los diagramas mencionados y la velocidad del rotor inicial, este valor debe ser dado en radianes sobre la conversión del valor que originalmente tenemos en rpm

El archivo fuente principal es el siguiente:

```
function viento_im_wt_tabla
global resultados omg_mec_min
nsimulaciones=input('Introduzca el numero de simulaciones=')
% omg_mec_min=123
viento=input('Introduzca el valor del viento inicial=');
intervalo=input('entre el valor del decremento para viento=')
for itera=1:nsimulaciones
    % assignin('base', 'omg_mec_min',omg_mec_min)
    assignin('base', 'viento',viento)
    sim('F:\R2006b\work\SOLON1.mdl',1)
    load('F:\R2006b\work\v_rst.mat')
    load('F:\R2006b\work\is_uvw.mat')
    load('F:\R2006b\work\Te.mat')
    is_u=is_uvw(2,:);is_u=is_u'; Is_u=1.1024*norm(is_u)/
(1e4*sqrt(length(is_u)));
    is_v=is_uvw(3,:); is_v=is_v'; Is_v=1.1024*norm(is_v)/
(1e4*sqrt(length(is_v)));
    is_w=is_uvw(4,:);is_w=is_w';Is_w=1.1024*norm(is_w)/
(1e4*sqrt(length(is_w)));
    v_r=v_rst(2,:);v_r=v_r';V_r=1.1024*norm(v_r)/
(1e4*sqrt(length(v_r)));
    v_s=v_rst(3,:); v_s= v_s';V_s=1.1024*norm(v_s)/
(1e4*sqrt(length(v_s)));
    v_t=v_rst(4,:);v_t=v_t';V_t=1.1024*norm(v_t)/
(1e4*sqrt(length(v_t)));
    Tec=Te(2,:);tiempo=Te(1,:);
    Tec=Tec';Te_cal=1.1024*norm(Tec)/(1e4*sqrt(length(Te)));
    resultados=[itera Is_u Is_v Is_w V_r V_s V_t Te_cal viento
omg_mec_min]
    viento=viento-intervalo
end
    save resultados
    disp('Guarda resultados salvados en GuardandoResultados')
```

El resultado es el Torque en Nm respecto a la velocidad del rotor. Como se observa en la figura 117.

ANEXO 7. PROGRAMA PARA CALCULAR LA CORRIENTE NOMINAL DEL ESTATOR, LOS VOLTAJES Y EL TORQUE ELECTROMANÉTICO.

Este programa calcula la corriente nominal del estator para un generador con el rotor en Jaula de Ardilla, de acuerdo al modelo de Winturbine Blockset: IM_DQ_SOLON1.mdl, de la figura 120, todos los datos son pedidos por la ventana de comandos de MATLAB.

```
function I_estator_dq
global omeg_mec_min
% Calculo de la Corriente Nominal del Estator
% Potencia Nominal
S=input('Potencia Nominal en Watios del Generador Eólico=')
% Sistema trifasico, especificación del Voltaje de fase
Vs=input('Voltaje de fase en voltios , del sistema trifásico o red=')
% Especificación de la Frecuencia de la red
frec=input('Frecuencia de la red=')
% La Corriente Nominal es:
disp('Corriente Nominal en Amperios: Is')
factor=sqrt(2)/sqrt(3);
Is=S*factor/Vs
disp('Potencia Mecánica Nominal sin considerar perdidas')
Pmec_min=S
par_polos =input('Numero de par de polos='); % Numero de par de polos
Te=input('Torque inicial considerado, En Nm=')
disp('Valor mínimo de Omega Mecánico, osea velocidad por par de polos')
omeg_mec_min_dq=Pmec_min/(Te)
disp('Velocidad mecánica inicial en rpm')
V_en_rpm=omeg_mec_min_dq*60/(2*pi)
var_im_wt_dq
disp('Corriente del estator por fase IS=')
Is
```

La corriente calculada Is, se despliega en la ventana de comandos de MATLAB.

Es importante tener en cuenta que esta rutina se complementa con la rutina de cálculo de variables: var_im_wt_dq.m:

```
function var_im_wt_tabla
global resultados velocidad_angular, resultados;
nsimulaciones=input('Introduzca el numero de simulaciones=')
omega_inicial=input('velocidad en RPM=')
disp('Velocidad en radianes/segundo=')
velocidad=omega_inicial*2*pi/60
%factor de variación de la velocidad angular
velocidad_angular=velocidad;
intervalo=input('entre el valor del cambio para la velocidad angular=')
for itera=1:nsimulaciones
    assignin('base', 'velocidad_angular', velocidad_angular)
    sim('F:\R2006b\work\IM_SOLON.mdl',1)
    load('F:\R2006b\work\v_rst.mat')
    load('F:\R2006b\work\is_uvw.mat')
    load('F:\R2006b\work\Te.mat')
```

```
is_u=is_uvw(2,:);is_u=is_u'; Is_u=norm(is_u)/
(1e4*sqrt(length(is_u)));
is_v=is_uvw(3,:); is_v=is_v'; Is_v=norm(is_v)/
(1e4*sqrt(length(is_v)));
is_w=is_uvw(4,:);is_w=is_w';Is_w=norm(is_w)/
(1e4*sqrt(length(is_w)));
v_r=v_rst(2,:);v_r=v_r';V_r=norm(v_r)/(1e4*sqrt(length(v_r)));
v_s=v_rst(3,:); v_s= v_s';V_s=norm(v_s)/(1e4*sqrt(length(v_s)));
v_t=v_rst(4,:);v_t=v_t';V_t=norm(v_t)/(1e4*sqrt(length(v_t)));
Tec=Te(2,:);tiempo=Te(1,:);
Tec=Tec';Te_cal=norm(Tec)/(1e4*sqrt(length(Te)));
resultados=[itera Is_u Is_v Is_w V_r V_s V_t Te_cal
velocidad_angular]
velocidad_angular=velocidad_angular+intervalo
plot(velocidad_angular,Te_cal)
hold on
end
save resultados
disp('Guarda resultados salvados en GuardandoResultados')
```

Como resultado se obtiene también las variables de voltaje y corrientes del estator, y el Torque eléctrico en función de la velocidad angular del rotor, dada pedida en rpm, pero procesada en radianes.