

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“Producción de electricidad mediante el aprovechamiento de la energía eólica. Aspectos técnicos y económicos”

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACION
POTENCIA**

Presentada por:

Luis Alberto Ruiz Cuadrado

Carlos Javier Rodríguez Parra

Johnny Andrés Erazo Mera

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2010

AGRADECIMIENTO

A nuestros padres y sobre todo a Dios.

Ing. Javier Urquizo

Profesor de la materia de graduación, por su constante ayuda, dedicación y apoyo para la elaboración de este proyecto y sobre todo por la guía brindada en las diferentes etapas de desarrollo del mismo.

Ing. Douglas Aguirre

Asesor técnico, por sus acertadas recomendaciones y comentarios acerca del contenido de este proyecto.

Ing. José Moscoso

Gerente de operaciones de ElecGalápagos, por su profesionalismo, predisposición y sobre todo por su inestimable cordialidad y colaboración.

DEDICATORIAS

A mi padre, a mis hermanos, a mi novia, a mis primos, a mis amigos, a mis abuelos, a mis maestros, pero sobre todo al principal regalo que Dios me dio, a Luz María, mi madre.

Luis Alberto Ruiz

Agradezco a mi Padre Celestial por la sabiduría que me ha brindado para llevar a cabo mi carrera profesional. Y a las dos mujeres que han sido de inspiración para mi logro alcanzado. Mi mami Mercedes y mi Hermana Mélida.

Carlos Rodríguez

Agradezco a Dios por haberme dado la fortaleza y el ingenio para poder desempeñar mis estudios en estos 5 años de carrera en la Espol. A mi madre Marcia, a mis hermanos Johanna y Bruno, a mis abuelas Julia y Amelia, a mis maestros, a mi tutor y ejemplo de mi vida mi padre Johnny Erazo.

Johnny Erazo

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Douglas Aguirre
DELEGADO DEL DECANO

Ing. Javier Urquizo
PROFESOR DE LA MATERIA
DE GRADUACIÓN

DECLARACION EXPRESA

La responsabilidad del contenido de este informe de materia de graduación nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Luis Alberto Ruiz Cuadrado

Carlos Javier Rodríguez Parra

Johnny Andrés Erazo Mera

RESUMEN

La ESPOL en conjunto con la Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, para cooperar con el país, ha decidido mediante la materia de graduación “Control de procesos en energías renovables”, realizar estudios acerca de los aspectos técnicos y económicos de la implementación de fuentes de energías renovables, para este caso energía eólica.

En el presente documento se presenta un completo análisis tanto técnico como económico acerca de la producción de electricidad eólica.

En el primer capítulo se describe la procedencia de los vientos y la utilización de la energía cinética de los mismos, transformándose en energía mecánica y el uso que le ha dado el Hombre en el transcurso del Tiempo, entre las más utilizadas se puede nombrar: Bombeo de Agua de Zonas profundas o pozos, molinos de vientos, Aplicaciones Térmicas y Generación de Energía Eléctrica.

Además se hace un análisis de las Ventajas y Desventajas del uso de Energía Eólica para la Generación de Energía Eléctrica.

En el segundo capítulo se presentan datos sobre la situación actual a nivel mundial de los generadores eólicos, el crecimiento y los aspectos medioambientales que encierra esta tecnología; además una completa reseña histórica sobre la evolución de la energía eólica en la que se citan las diversas etapas tecnológicas de el aprovechamiento de este recurso, desde la utilización del recurso para fines agrícolas (Molino de viento) hasta la utilización para fines energéticos (Generadores Eólicos) , Donde se pueden diferenciar cuatro etapas definidas por acontecimientos históricos y técnicos:

Primera etapa: 1700 AC -1400 DC

Segunda etapa: 1400 - 1800 DC

Tercera etapa: 1800 -1970 DC

Cuarta etapa: 1970-2010 DC

En el capítulo 3 se analizan los procesos en la producción de las Energías Renovables. Este Capitulo consta de tres partes: en la primera parte de este capítulo se describen los elementos que forman parte de un Aerogenerador y el principio de Funcionamiento del mismo, teniendo como base la Ley de Betz y se indican los criterios estadísticos para estimar la energía del viento en un determinado lugar. En la segunda parte se presentan características de la Calidad de Energía suministrada por Parque Eólico y la Normativa en la

cual se fundamenta. Y en la tercera parte se presentan los dos modelos de Control más utilizados: Control de Velocidad Fija y Control de Velocidad Variable, dando a conocer sus principales ventajas y desventajas.

Capítulo 4: Análisis económico

El cuarto capítulo consta de cuatro partes: En la primera parte de este capítulo se indica algunos aspectos que inciden en el análisis económico de un proyecto de generación eólica , tales como las subvenciones , calculo financiero a largo plazo y la importancia de la temporalidad , los costos de producción de la energía , Métodos de análisis de rentabilidad , sensibilidad y riesgo. En la segunda parte se analiza el proceso de evaluación del proyecto, se realiza el análisis de la demanda eléctrica del sector y el análisis de la capacidad de generación a instalar. En la tercera parte se realiza un estudio de mercado y selección de turbinas eólicas, se determinan los costos de instalación e interconexión con la red pública, los costos de operación y mantenimiento del parque eólico. En la cuarta y última parte se presenta un análisis económico financiero y vida útil del proyecto, se indica la ubicación exacta del proyecto estudiado, se analiza el periodo de vida útil del proyecto, además se realiza el análisis de rentabilidad del mismo basado en el TIR y el VAN basados en una producción anual estimada.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS

SIMBOLOGÍA

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES SOBRE LA ENERGÍA EÓLICA	1
1.1. Generalidades	1
1.1.1. Bombeo de agua de zonas profundas o pozos, utilización de la fuerza mecánica del viento para moler granos (molino de viento)	3
1.1.2. Aplicaciones térmicas	4
1.1.3. Generación eléctrica para satisfacer la demanda de una pequeña población en zonas rurales o áreas remotas (sistema aislado)	4

1.1.4. Generación eléctrica a gran escala conectada a un sistema de interconexión nacional (sistema interconectado)	7
1.2. Ventajas de la energía Eólica	13
1.3. Desventajas de la energía eólica	14

CAPÍTULO 2

2. ESTADO DE LA TECNOLOGÍA	17
2.1. Situación actual a nivel mundial	20
2.2. Situación actual en el Ecuador	25
2.3. Crecimiento de la generación eólica	29
2.4. Aspectos medioambientales	37
2.4.1. Evitando emisiones	38
2.4.2. Ejemplo de un parque eólico de 10 Mw	40
2.4.3. Afecciones al medio ambiente	43
2.5. Evolución de la Energía Eólica	49

CAPÍTULO 3

3. PROCESOS EN LA PRODUCCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	98
3.1. Constitución de aerogeneradores	98
3.2. Principio de funcionamiento de los aerogeneradores	110

3.2.1. La ley de Betz - Teoría de la cantidad de movimiento.	110
3.2.2. Curva de potencia	116
3.2.3. La energía del viento	117
3.2.4. Dinámica atmosférica horizontal origen de los vientos.	123
3.2.5. Anomalías locales y regionales de la circulación atmosférica.....	127
3.2.6. Medición del recurso del viento.....	140
3.2.7. Factores considerados para la ubicación de los aerogeneradores.....	147
3.2.8. Diversos efectos debido a los obstáculos.....	157
3.3. Calidad de la energía suministrada por parques eólicos	163
3.3.1. Actualidad	163
3.3.2. Sistemas de generación eólica	165
3.3.3. Variación de la potencia activa generada por un aerogenerador y por un parque eólico	176
3.3.4. Variación de la potencia reactiva	180
3.3.5. Fluctuaciones en la tensión	181
3.3.6. Producción de Flicker	183
3.3.7. Generación de distorsiones	184
3.3.8. Desequilibrios en las tensiones	185
3.3.9. Estabilidad de Frecuencia	186
3.3.10. Operaciones de Conexión	188

3.3.11. Normativas	189
3.4. Control de aerogeneradores	192
3.4.1. El sistema de control	197
3.4.2. Sistemas de velocidad fija	208
3.4.3. Sistemas de velocidad variable	210
3.4.4. Conexión a la red	214
3.4.5. Desconexión de la red	220
 CAPÍTULO 4	
4. ANÁLISIS ECONÓMICO	222
4.1. Generalidades	222
4.1.1. Cálculo financiero a largo plazo importancia de la temporalidad	224
4.1.2. Costo de producir la energía	227
4.1.3. Análisis de rentabilidad	228
4.1.4. Método de análisis de sensibilidad y de riesgo	230
4.2. Proceso de evaluación del proyecto	236
4.2.1. Análisis de la Demanda Eléctrica	237
4.2.2. Análisis de la capacidad de Generación Eléctrica a instalar	239
4.3. Estudio de mercado y selección de Turbinas Eólicas	241

4.4. Determinación de los costos de instalación e interconexión con la red pública	247
4.5. Determinación de los costos de operación y mantenimiento del parque	249
4.6. Análisis económico - financiero y vida útil del proyecto	250
4.6.1. Tiempo de vida del proyecto, vida de diseño	254
4.6.2. Inversión inicial por turbina	255
4.6.3. Producción anual	256
4.6.4. Precio promedio de Venta del Kwh	259
4.6.5. Ingresos Anuales	261
4.6.6. Egresos anuales	265
4.6.7. Ingreso Total Neto al Año	266
4.6.8. Tasa de Interés Real Anual	267
4.6.9. Flujo de caja	268
4.6.10. Valor Actual Neto	271
4.6.11. Tasa Interna de Retorno TIR	272
4.6.12. Costo de Producción por Kwh	274

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Recomendaciones

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

LETRAS MAYÚSCULAS

A	Sección propia del rotor
AC-DC-AC	Corriente alterna – corriente directa – corriente alterna
AE	Aerogenerador
AL	Alemania
AWEA	American Wind Energy Association
A₁	Sección aguas arriba del rotor (antes de llegar al rotor)
A₂	Sección aguas abajo del rotor (después de pasar el rotor)
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CC	Costo de capital a invertir en la instalación (\$)
CDTI	Centro para el desarrollo tecnológico e industrial
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CEPAL	Comisión Económica Para América Latina y el Caribe
CER'S	Certificados de Reducción de Emisiones

COE	Costo de Producir Energía (\$/Kwh)
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad
CO	Monóxido de Carbono
CO₂	Dióxido de Carbono
COYM	Costo anual de oym (\$/año)
C_P	Coeficiente de potencia
C_P	Cantidad total de potencia que es capturada de manera eficiente por el rotor.
CPMX	Coeficiente de potencia máximo
CUSD	Centavos de Dólar
°C	Grados Centígrados
DEWI	Deutches Wind-Energy Institut
DK	Dinamarca
EA	Producción Anual de Energía (Kwh/año)
ERDA	Energy, Research and Development Administration
ES	España
EWEA	European Wind Energy Association

E_w	Energía Total de Emplazamiento
GWEC	Global Wind Energy Outlook 2008
Gwh	Gigavatio - Hora
HZ	Hertzio o Hertz
IDEA	Instituto para la diversificación y ahorro de la energía de España
IEC	International Electrotechnical Commission
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
I_N	Tipo de interés nominal
I_R	Tipo de interés real
JPN	Japón
KHZ	Kilo-hertz
Kg	Kilogramo
Km	Kilómetros
Km/h	Kilómetros por hora
KVA	Kilovoltio amperios
Kw	Kilovatio

Kwh	Kilovatio - hora
MDL	Mercado de Desarrollo Limpio
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
Mw	Megavatio
Mwh	Megavatio - Hora
N	Duración del Financiamiento (años)
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NFFO	Siglas inglesas que responden a un programa estatal que obliga a las empresas abastecedoras a comprar un mínimo de electricidad de origen no fósil a un precio relativamente elevado
NO₂	Dióxido de Nitrógeno
NO_x	Oxido Nitroso
P	Variaciones en el Nivel de Precios (Inflación)
PIB	Producto Interno Bruto
PLC	Control con Lógica Programable
PM	Potencia Mecánica del Eje
P₁	Presión atmosférica del viento en la sección A ₁

P⁺	presión mayor a P ₁ , es decir una sobrepresión con respecto a la presión atmosférica que se ve reflejada en la cara anterior del rotor.
P⁻	Presión menor a P ₁ , es decir una depresión con respecto a la presión atmosférica que se ve reflejada en la cara posterior del rotor.
P₂	Presión igual a P ₁ .
P_w	Potencia mecánica de una turbina eólica
R_s	Nivel de Riesgo
R	Radio de las Palas
REFIT	Renewable Energy Fee-in Tariffs
SIN	Sistema Nacional Interconectado
SNI	Sistema Nacional Interconectado
S.A.	Sociedad Anónima
SO₂	Dióxido de azufre
T	Fuerza resultante denominada tracción.
TCF	Tasa de Cargo Fijo = fracción de los costos de capital pagados
TIR	Tasa Interna de Retorno

TON CO₂	Toneladas de Dióxido de Carbono
TR	Traza
Twh	Teravatio - hora
UE	Unión Europea
USA	Estados Unidos de América
V	Voltaje
V	Velocidad en la proximidades del rotor w : vatio
VAN	Valor Actual Neto
V₁	Velocidad incidente del viento en la sección A ₁
V₂	Velocidad incidente del viento en la sección A ₂
V_{min}	Velocidad mínima del viento al cual un aerogenerador opera.
V_{max}	Velocidad máxima del viento al cual un aerogenerador opera
WTGS	Wind Turbine Generator Systems
W_R	Máxima Potencia que se obtiene de una aeroturbina.
W.W.E.A.	Asociación Mundial de Energía Eólica

LETRAS MINÚSCULAS

A	Parámetro de Forma
a.C.	Antes de Cristo
b	Parámetro de escala
c.c.	Corriente continua
cm	Centímetros
dB	Decibeles
dv_w	Derivada de la velocidad del viento
E	constante de euler de valor E= 2.71
f	Frecuencia de alimentación
f_w	Función de densidad de Weibull
g/kwh	Gramos por Kilovatios-hora
i	Tasa de interés del préstamo
kg/m³	Unidad de densidad volumétrica
m	Metros
mm	Milímetros

m/s	Metros sobre segundo
m²	Área de barrido del rotor
n_s	Velocidad síncrona en revoluciones por minuto
p	Número de pares de polos de la máquina
ppm	Partes por millon
p.u.	Por unidad
r	Rentabilidad nominal
r.p.m.	Revoluciones por minuto
r_s	Rentabilidad antes de incluir un nivel de riesgo
s	Deslizamiento de la máquina de inducción
t/Gwh	Toneladas sobre gigavatio-hora
u.m.	Unidad monetaria
v_u	Velocidad lineal en la punta de pala
v_w	Velocidad del viento

SIMBOLOS GRIEGOS

λ	
\dot{m}	Caudal másico
P	Presión atmosférica
v	Velocidad del aire
ω	Velocidad angular de rotación del eje.
m	Media
σ^2	Varianza
$\Gamma(x)$	Función gamma
Ω_R	Velocidad de giro de las palas.
Π	Constante pi de valor 3.1416
ω_p	Velocidad de las palas
n_p	Número de palas.

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA No. 1	: Potencia instalada (MW) a finales de 2002 (Estimaciones de EWEA y AWEA)	22
TABLA No. 2	: Potencia instalada (MW) en los 5 mayores productores a finales de 2002)	22
TABLA No. 3	: Principales fabricantes de aerogeneradores en el año 2001	24
TABLA No. 4	: Proyectos eólicos que cuentan con concesión por parte del CONELEC	28
TABLA No. 5	: Potencia eólica instalada a finales del 2002 en la Unión Europea	31
TABLA No. 6	: Distribución de potencia eólica instalada para la región Latinoamericana y Caribe	33
TABLA No. 7	: Datos estadísticos proyectados al 2020	34
TABLA No. 8	: Contaminación emitida por cada Kwh	37
TABLA No. 9	: Impacto ambiental de diferentes formas de producción de energía. Datos en t / Gwh producido (TR ≡ trazas)	39
TABLA No. 10	: Niveles sonoros	48
TABLA No. 11	: Aerogeneradores de gran potencia construidos en el mundo entre 1931 y 1965	84

TABLA No. 12 : Comparación entre los métodos de control de potencia de aerogeneradores	193
TABLA No. 13 : Proyección de la demanda anual de potencia	238
TABLA No. 14 : Principales modelos de turbinas eólicas	243
TABLA No. 15 : Parámetros de comparación de las turbinas eólicas	244
TABLA No. 16 : Parámetros para el análisis de las características de las turbinas eólicas	246
TABLA No. 17 : Desglose de gastos de instalación	248
TABLA No. 18 : Características generales del proyecto eólico San Cristóbal	251
TABLA No. 19 : Características específicas de las turbinas eólicas	253
TABLA No. 20 : Fondos disponibles para la ejecución del Proyecto eólico San Cristóbal	255
TABLA No. 21 : Inversión anual para una turbina AE-59 class III – A 800	256
TABLA No. 22 : Datos de horas en el año que entra en funcionamiento el parque eólico	257
TABLA No. 23 : Precio de energías renovables no convencionales	259
TABLA No. 24 : Gastos operacionales	265

TABLA No. 25 : Ingresos totales netos por año	266
TABLA No. 26 : Flujo de caja del proyecto eólico San Cristóbal	270
TABLA No. 27 : Valor anual neto	271
TABLA No. 28 : Tasa interna de retorno	273
TABLA No. 29 : Costo de producción de un Kwh	274

ÍNDICE DE GRÁFICAS

GRÁFICA No. 1	: Potencia efectiva por tipo de central e interconexión	25
GRÁFICA No. 2	: Potencia efectiva en los sistemas incorporados y no incorporados al SNI	26
GRÁFICA No. 3	: Potencia nominal según su naturaleza de origen y de energía renovable por tipo de central de generación	27
GRÁFICA No. 4	: Potencia eólica instalada en el mundo	30
GRÁFICA No. 5	: Capacidad anual instalada por región	32
GRÁFICA No. 6	: Capacidad instalada en 2008 de diferentes fuentes de energía	33
GRÁFICA No. 7	: Parque eólico con utilización agrícola del suelo	41
GRÁFICA No. 8	: Aves de tránsito a través de un parque eólico ..	44
GRÁFICA No. 9	: Aerogeneradores sobre el océano	46
GRÁFICA No. 10	: Comparación del nivel de ruido (en dB) de un aerogenerador con acciones cotidianas	47
GRÁFICA No. 11	: Curva de nivel de ruido de un aerogenerador NM 750/48	47

GRÁFICA No. 12 : Molino Persa de eje vertical	51
GRÁFICA No. 13 : Molino de eje horizontal	52
GRÁFICA No. 14 : Molino de granos utilizados en el Mediterráneo	54
GRÁFICA No. 15 : Molino para bombear agua utilizados en la zona Ibérica	55
GRÁFICA No. 16 : Molino Mallorquín	56
GRÁFICA No. 17 : Molino Manchego	57
GRÁFICA No. 18 : Molino apoyado sobre un pivote	59
GRÁFICA No. 19 : Molino apoyado sobre un trípode	59
GRÁFICA No. 20 : Molino apoyado sobre un trípode con adaptación para almacén o vivienda	61
GRÁFICA No. 21 : Molino con sistema de auto orientación	64
GRÁFICA No. 22 : Pala construida en base a un entramado de varillas	65
GRÁFICA No. 23 : Pala con mástil colocado en el borde de la misma	65
GRÁFICA No. 24 : Pala con freno aerodinámico	65
GRÁFICA No. 25 : Pala con sistema de regulación automática	66

GRÁFICA No. 26 : Molino con rotor de eje vertical	67
GRÁFICA No. 27 : Molino con rotor de eje vertical con tecnología mejorada	67
GRÁFICA No. 28 : Bomba eólica con rotor de múltiples álabes	68
GRÁFICA No. 29 : Molino “multipala americano”	69
GRÁFICA No. 30 : Aerogenerador tripala de Jacobs	72
GRÁFICA No. 31 : Molino con rotor de eje vertical “Savonious”	73
GRÁFICA No. 32 : Rotor Darrieus original	74
GRÁFICA No. 33 : Molino con rotor de eje vertical “Darrieus”	74
GRÁFICA No. 34 : Aerogenerador de Balaklava Crimea (Rusia) ...	75
GRÁFICA No. 35 : Aerogenerador de Grandpa’s Knob	78
GRÁFICA No. 36 : Aerogenerador Andreau Enfield	79
GRÁFICA No. 37 : Aerogenerador Danés de Gedser	81
GRÁFICA No. 38 : Aerogeneradores franceses de St. Rémy des Landes	82
GRÁFICA No. 39 : Aerogeneradores NASA/DOE MOD-1 y MOD-2	87

GRÁFICA No. 40 : Vista general del parque eólico de Middelgrunden cercano a Copenhague	98
GRÁFICA No. 41 : Desglose de la góndola de un aerogenerador ..	99
GRÁFICA No. 42 : Partes de un aerogenerador	100
GRÁFICA No. 43 : Eje de baja velocidad de una aeroturbina	102
GRÁFICA No. 44 : Esquema de transmisión del movimiento giratorio del rotor eólico hasta el generador	104
GRÁFICA No. 45 : Acoplamiento flexible a la salida de la caja multiplicadora	106
GRÁFICA No. 46 : Tubo de corriente en un aerogenerador	112
GRÁFICA No. 47 : Curva de potencia de un aerogenerador Gamesa G80 – 2Mw	116
GRÁFICA No. 48 : Dos distribuciones de Weibull: (-) factor de forma $a=1.94$, factor de escala $b=0.98$ m/s. (--) factor de forma $a=1.5$, factor de escala $b=4.39$ m/s	119
GRÁFICA No. 49 : Ejemplo de la evolución del coeficiente de potencia en función de la relación de velocidades λ	121
GRÁFICA No. 50 : Incidencia de los rayos solares en la superficie terrestre.....	123

GRÁFICA No. 51 : Formación de las células convectivas.....	125
GRÁFICA No. 52 : Desviaciones que se producen por la fuerza de Coriolis	125
GRÁFICA No. 53 : Circulación de la corriente en chorro.....	126
GRÁFICA No. 54 : Circulación general de la atmósfera.....	127
GRÁFICA No. 55 : Efectos de Coriolis.....	132
GRÁFICA No. 56 : Células que se forman en atmósfera.....	133
GRÁFICA No. 57 : Vientos locales (Foehn).....	137
GRÁFICA No. 58 : Brisa de tierra y de mar.....	140
GRÁFICA No. 59 : Veleta.....	141
GRÁFICA No. 60 : Escala de viento BEAUFORT, usada en tierra.....	146
GRÁFICA No. 61 : Velocidad del viento en un ambiente con rugosidad 2.....	148
GRÁFICA No. 62 : Rosa de los vientos.....	152
GRÁFICA No. 63 : Variabilidad del viento	154
GRÁFICA No. 64 : Líneas de viento frente a un obstáculo como.....	155

GRÁFICA No. 65 : Gráfica de simulación de velocidad del viento frente a obstáculos	157
GRÁFICA No. 66 : Efecto estela en un generador eólico.....	158
GRÁFICA No. 67 : Disposición de aerogeneradores para disminuir el efecto parque	160
GRÁFICA No. 68 : Efecto túnel.....	162
GRÁFICA No.69 : Efecto colina.....	163
GRÁFICA No. 70 : Sistema de conexión directa para la transmisión por el interior del parque hasta la subestación	167
GRÁFICA No. 71 : Esquema de un sistema de generación eólica que utiliza un generador asíncrono conectado directamente a la red	168
GRÁFICA No. 72 : Sistema con máquina asíncrona de rotor bobinado con disposición de anillos colectores	173
GRÁFICA No. 73 : Esquema de un sistema de velocidad variable ..	175
GRÁFICA No. 74 : Curva de potencia de una máquina eólica	177
GRÁFICA No. 75 : Espectro de frecuencia de un aerogenerador ...	179
GRÁFICA No. 76 : Diagrama de estados típico del sistema de control de un aerogenerador	207

GRÁFICA No. 77 : Curva de potencia de un aerogenerador controlado por entrada en pérdida aerodinámica	209
GRÁFICA No. 78 : Característica par/velocidad de una turbina de velocidad variable	211
GRÁFICA No. 79 : Control de la velocidad del rotor	212
GRÁFICA No. 80 : Control de la tensión en la etapa de continua ...	213
GRÁFICA No. 81 : Esquema de un AE de paso variable (o con aerofrenos) y velocidad fija	217
GRÁFICA No. 82 : Esquema de un AE de paso y velocidad variables	219
GRÁFICA No. 83 : Análisis de sensibilidad y riesgo	232
GRÁFICA No. 84 : Principales productores de turbinas eólicas en el año 2006	242
GRÁFICA No. 85 : Porcentaje de gastos de instalación	248
GRÁFICA No. 86 : Ubicación de parque eólico Cerro Tropezón	252
GRÁFICA No. 87 : Curva de potencia para una turbina eólica AE-59 class III –A 800	257

INTRODUCCIÓN

Vivimos en un mundo en el que la tecnología marca el ritmo del progreso y las pautas de vida, en otras palabras; un mundo modelado por la tecnología.

La idea del progreso tal como la concebimos hoy, está íntimamente asociada a la idea de la tecnología, por consiguiente a la idea de ciencia y de técnica. Estas tres palabras claves, ciencia, técnica y tecnología están vinculadas a actividades específicas del hombre, éstas se encuentran indisolublemente ligadas al mundo, un mundo más artificial que natural, un mundo creado por el hombre en sus ansias de dominar las fuerzas de la naturaleza, donde el hombre cree que puede explotar a la tierra a sus anchas sin que la tierra pida nada a cambio.

Durante siglos se ha podido observar el progreso intelectual que ha tenido el hombre, manifestándose de diversas formas, por ejemplo: en las revoluciones industriales y tecnológicas. Todo esto apuntando a un solo objetivo, el desarrollo económico y social.

Toda persona, entidad, comunidad, ciudad o país, sin importar su condición social, o si pertenece al primer o tercer mundo han enfocado sus esfuerzos en el desarrollo económico y social.

Algunos de los indicadores utilizados para medir el desarrollo económico y bienestar humano de un país son: la educación, la salud y el desarrollo industrial. Los cuales se hayan asociados a la disponibilidad de una fuente de energía primaria.

Datos como la demanda de energía eléctrica de un país constituyen el mejor indicador para medir el bienestar humano del mismo, de forma similar la tasa de crecimiento de la demanda es el indicador que nos permite medir el progreso de la nación.

La energía primaria es aquella que está disponible directamente en la naturaleza y su disponibilidad se mide por la cantidad de recursos naturales. Por ejemplo: recursos hídricos como el caudal de los ríos, combustibles fósiles (en estados sólido, líquido y gaseoso), recursos eólicos como la corriente de los vientos, energía térmica producida por rayos solares o por el calor interno de la corteza terrestre y la energía producida por reacciones nucleares.

En la actualidad la demanda de energía eléctrica en el Ecuador posee una tasa de crecimiento promedio anual del 6%, este porcentaje en naciones desarrolladas es mucho mayor. La crisis económica que envuelve al planeta

desde mediados del 2007 ha dejado evidenciado que la prioridad de las naciones más fuertes es reactivar sus economías.

Las energías renovables han constituido una parte importante de la energía utilizada por los humanos desde tiempos remotos, especialmente la solar, la eólica y la hidráulica. La navegación a vela, los molinos de viento o de agua y las disposiciones constructivas de los edificios para aprovechar la energía del sol, son buenos ejemplos de ello.

Debido a la primera revolución industrial (siglo XVIII) y con ello la invención de la máquina de vapor creada por James Watt, se han dejado a un lado estas formas de aprovechamiento de energía ya que se consideran inestables en el tiempo. A su vez se ha vuelto muy popular la utilización de motores térmicos y eléctricos, sin embargo con el paso de los años el uso de esta tecnología ha provocado serios estragos ambientales. A pesar de los daños al medio ambiente y los desastres naturales provocados a partir de este, las naciones con alto nivel de producción industrial han hecho caso omiso puesto que lo más importante es la reactivación de sus economías.

La cumbre sobre el clima en Copenhague dejó a la vista que las relaciones entre los países centrales y periféricos continúan siendo violentamente asimétricas, uno de los capítulos fue la decisión de los países desarrollados de movilizar hasta 100.000 millones de dólares hacia las naciones pobres

afectadas por el cambio climático, como si la deuda ecológica pudiera subsanarse con la chequera del primer mundo.

La contaminación ambiental ha provocado que disminuya el ozono estratosférico que es vital para la salud humana y que se incremente el nocivo ozono troposférico.

En los últimos 400.000 mil años las cantidades de bióxido de carbono en nuestra atmósfera han oscilado en periodos de 100.000 mil años en correlación directa con los cambios de temperatura pero siempre se habían mantenido dentro de los mismos límites. Los niveles más altos de bióxido de carbono nunca habían sobrepasado las 300 ppm (partes por millón) en volumen en todo este periodo. Pero a partir del siglo XXI cuando la humanidad incrementó la quema de petróleo, gas natural y carbón mineral y aceleró la destrucción de los bosques que son sumideros de bióxido de carbono, los niveles del mismo han llegado a las 370 ppm, en un siglo se han alcanzado registros que no se habían manifestado en por lo menos 400.000 años.

El efecto directo en la temperatura típica de la tierra ha sido un aumento sin precedente al que se le ha llamado calentamiento global, en los últimos 100 años la temperatura típica ha aumentado medio grado centígrado, se calcula que de seguir las cosas como están aumentará en un siglo de 2 a 5°C. A

gran escala la temperatura típica rara vez ha pasado de 1 o 2°C en periodos de 100.000 años.

Lo más grave del calentamiento global es la velocidad en la que está sucediendo y como hemos visto no tiene precedentes en la historia del planeta. Las consecuencias del calentamiento global son impredecibles pero con lo que se ha estimado y con lo que ya está sucediendo se ha determinado que los polos se derritan rápidamente, y en consecuencia aumente el nivel del mar lo que a su vez provocará inundaciones. Además al evaporarse mayor cantidad de agua es probable que se refuerce el efecto en la atmósfera, aun hoy en día con los numerosos estudios realizados no es fácil predecir las consecuencias.

La Comisión Económica para América Latina (CEPAL) estimó que el cambio climático podría costar 137 por ciento del actual Producto Interno Bruto (PIB) de la región para el 2100.

La investigación concluyó que si la temperatura planetaria sube por encima de 3° centígrados, algunos países perderían el 40 % de su biodiversidad. Y calculó que para el 2100 en Bolivia, Chile, Ecuador, Paraguay y Perú las tierras degradadas oscilarían entre 22 y 62 por ciento del territorio.

El documento de la CEPAL advierte que los costos por desastres climáticos aumentarían de un promedio anual de 8.600 millones de dólares (2000-2008)

a un máximo de 250.000 millones. Otros miles y miles de personas caerían bajo el umbral de la pobreza en la región.

Por todo lo indicado anteriormente, se pretende formar parte de la solución ante un problema del cual somos parte todos los seres humanos, ya que la generación de energía eléctrica es la primera razón de contaminación ambiental.

No se puede detener el incremento de generación de energía eléctrica pero si se puede mejorar su generación, se deben buscar formas de obtener energía eléctrica sin contaminar al planeta tierra, en la actualidad esta capacidad la tienen las energías renovables, energía de disponibilidad presente y futura garantizada, a diferencia de los combustibles fósiles que precisan de miles de años para su formación.

Se presentarán los Aspectos Técnicos y económicos de la Energía Eólica, el aprovechamiento de los beneficios económicos de los países desarrollados por la no contaminación del medio ambiente y las regulaciones nacionales con el CONELEC en la fijación del Kwh por uso de fuentes primarias renovables.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES SOBRE LA ENERGÍA EÓLICA

1.1 Generalidades

La Energía eólica es la energía cinética que se genera por efecto de los movimientos de la masa de aire en la atmósfera las cuales se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión.

Los vientos son generados a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre por parte de la radiación solar, entre el 1 y 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento. En el día, las masas de aire sobre los océanos, los mares y los lagos se mantienen frías con relación a las áreas vecinas situadas sobre las masas continentales.

Los continentes absorben una menor cantidad de luz solar, por lo tanto el aire que se encuentra sobre estos se expande, y se hace por lo tanto más liviano y se eleva. El aire más frío y más pesado que proviene de los mares, océanos y grandes lagos se pone en movimiento para ocupar el lugar dejado

por el aire caliente, produciendo así las corrientes de aire, esta es transformada en otras formas útiles de energía para satisfacer las diversas actividades humanas.

La energía del viento es utilizada mediante el uso de aeromotores los cuales son capaces de transformar la energía eólica en energía mecánica rotativa la que es utilizable, ya sea para accionar directamente los generadores eléctricos, para la producción de energía eléctrica.

A finales del año 2007, la capacidad instalada alrededor del mundo en generadores eólicos fue de 94.1 giga vatios. Este tipo de energía genera alrededor del 1% del consumo de electricidad en todo el planeta, pero existe un gran desarrollo de esta en países del primer mundo como Dinamarca donde representa alrededor del 19% de la producción eléctrica Total, un 9% en España y Portugal, y un 6% en Alemania e Irlanda.

La energía eólica es un recurso abundante, renovable, limpio y ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por las plantas termoeléctricas que consumen combustibles fósiles, lo que la convierte en un tipo de energía verde. Lamentablemente es una energía que

varia con el tiempo, localización, temperatura ambiental, condiciones de presión del aire, y por esto no ha sido desarrollada con facilidad.

La energía eólica es una energía renovable que posee muchas aplicaciones como:

1.1.1 Bombeo de agua de zonas profundas o pozos , utilización de la fuerza mecánica del viento para moler granos (molino de viento)

Una de las aplicaciones más frecuentes es el bombeo de agua, para lo cual se utilizan turbinas de baja potencia ya que esta demanda un par alto de arranque y una baja velocidad específica de viento, con esto se reduce el consumo de energía en zonas aisladas.

Además de esto existen sistemas eléctricos que poseen la ventaja de ubicarse en un sitio distante a la ubicación del pozo, para aprovechar un sitio más ventoso, pero tiene la desventaja de poseer costos de instalación más elevados, mayor complejidad en comparación a un sistema mecánico simple.

Costos

Igual que los sistemas eléctricos, los costos del sistema eólico para bombeo de agua pueden variar dependiendo de varios factores, sobre todo de la capacidad de bombear agua en litros por segundo.

Se estima que el costo total para un sistema mecánico es alrededor de US\$ 2.500 a \$10.000, mientras que uno eléctrico para bombeo de agua suele costar entre US\$ 8.000 y \$25.000. La inversión en mantenimiento y reemplazo, generalmente, es más baja para sistemas mecánicos, porque no tienen componentes eléctricos.

1.1.2 Aplicaciones térmicas

Esta energía se la puede utilizar directamente para el calentamiento del agua por rozamiento mecánico o compresión de un fluido refrigerante de una bomba de calor, en ambos casos el calor producido se envía a través de un cambiador de calor a un sistema de calefacción convencional, sin embargo el desarrollo de esta aplicación es bajo y su costo es muy elevado.

1.1.3 Generación eléctrica para satisfacer la demanda de una pequeña población en zonas rurales o áreas remotas (sistema aislado)

Las pequeñas turbinas eólicas que poseen un rango entre 0,3-100kw son una fuente de electricidad mas económica para los sitios aislados de una red eléctrica, ya que poseen una operación simple y económica.

La generación eólica es mas económica cuando la demanda aumenta, se estima que si la demanda es superior a 10kwh por día un sistema eólico es más económico que un sistema fotovoltaico aunque esto depende de la disponibilidad de los recursos energéticos de las 2 fuentes. Esto sirve para viviendas que se encuentren próximas entre sí debido a la concentración de equipos y energía lo cual ofrece ventajas en el punto de vista económico y técnico

Existen sistemas individuales que sirven para la generación eléctrica de una vivienda, estas cuentan con un pequeño aerogenerador, un banco de baterías, un regulador que controla la carga y descarga de las baterías, dependiendo del sistema eléctrico de la vivienda puede incluir un inversor y transformador para transformar energía de corriente directa de las baterías a corriente alterna 110-220V.

Sistemas híbridos

Debido a la fluctuación del viento no se permite obtener una producción de electricidad constante, por lo que generalmente se combinan un sistema

eólico con otra fuente de generación, como paneles fotovoltaicos o generación a base de diesel. Este tipo de sistema se lo denomina sistema híbrido, este posee la ventaja de aumentar la confiabilidad de la generación eléctrica.

La combinación de energía eólica con paneles fotovoltaicos es muy apropiada para zonas aisladas porque no requiere de transporte de combustible fósiles y la disponibilidad del viento complementa con la del sol. Esto es muy bueno para la electrificación de comunidades que posean industria agrícola ya que estas requieren un sistema de energía más estable y confiable.

Costos

El costo de un proyecto eólico eléctrico aislado puede variar considerablemente dependiendo de varios factores, entre los cuales se destacan la capacidad eléctrica a instalar en kw, la inclusión de un banco de baterías, el uso de un inversor y aspectos relacionados con la instalación, como la distancia del centro de venta y el acceso al proyecto.

El costo de una pequeña turbina eólica oscila entre US\$ 1.500 y \$3.000 por kilovatio (Kw). A esto hay que agregarle los costos de los otros componentes, como la torre, las baterías, el inversor, los materiales eléctricos y la instalación en el sitio.

El costo de la turbina representa del 25 al 50% del valor total del sistema, dependiendo de su capacidad eléctrica y de la inclusión de otros componentes. Un sistema completo típico cuesta entre US\$ 2.000 y US\$ 4.000 por Kw.

La vida útil de un sistema eólico completo se estima entre 15 y 20 años, con un mantenimiento adecuado.

Adicionalmente, hay que considerar el valor de la operación y mantenimiento del sistema, el reemplazo de algunos componentes que tengan una vida útil más corta. La inversión en operación y mantenimiento es necesaria para conservar el sistema en buenas condiciones; representando de un 3% a un 5% del costo total a lo largo de toda su vida útil.

Los costos por reemplazo se refieren más que todo al cambio de las baterías, las cuales, generalmente, tienen una vida útil de entre tres y cinco años.

1.1.4 Generación eléctrica a gran escala conectada a un sistema de interconexión nacional (sistema interconectado)

Pequeños sistemas conectados a la red

Si la legislación del sector eléctrico lo permite, existe la oportunidad de suministrar energía a la red con pequeños sistemas eólicos. Esto es aplicable

en los casos en que exista una red en las proximidades del centro de consumo.

En este esquema, la energía requerida por el usuario sería suministrada por el sistema eólico y por la red eléctrica. Si el aerogenerador produce energía en exceso se entrega el excedente a la red eléctrica y si se produce menos energía de la requerida, esta se toma de la red. El almacenamiento de la electricidad en baterías es opcional, pero su inclusión exige dispositivos rectificadores de corriente alterna para la carga de las baterías y onduladores de corriente continua (inversores).

Parque eólico

Un parque eólico usa la misma tecnología básica que un pequeño sistema, aunque a una escala mayor. Generalmente, se coloca una serie de turbinas grandes (desde 100 hasta 2.000 Kw), que pueden ser de decenas a centenares, en un sitio con condiciones de viento muy favorable. Aparte de la escala, la otra gran diferencia con sistemas pequeños es la ausencia de baterías, y que se conectan directamente a la red eléctrica existente

La variabilidad del viento tiene un impacto en la calidad de la electricidad que se pueda suministrar a la red con la energía eólica; la estabilidad del voltaje y la frecuencia. Sin embargo, las turbinas modernas son diseñadas específicamente para manejar estas variaciones y producir electricidad de

forma constante. El uso de varias turbinas también ayuda a disminuir la fluctuación en la generación, porque la turbulencia de una, cancela la de otra. No necesariamente todo el grupo de turbinas que abastece la red eléctrica tiene que operar de forma simultánea algunos equipos periódicamente están fuera.

Los principales componentes de un generador eólico son:

Rotor

Es el elemento principal de una máquina eólica, siendo su función la transformación de la energía cinética del viento en mecánica utilizable. Existe gran variedad de rotores y su clasificación más usual se realiza en función de la disposición del eje: horizontal o vertical.

Los rotores de eje horizontal tienen aspas que giran en un plano vertical como las hélices de un avión. Para sistemas de generación eléctrica, el rotor consiste generalmente en dos o tres aspas y está hecho de fibra de vidrio con poliéster o epoxi; además el cubo que conecta las aspas al eje.

Los rotores de sistemas para aplicaciones mecánicas suelen tener más aspas (10 a 20), y giran a velocidades más bajas.

El rotor de una turbina eólica puede variar en tamaño, lo cual afecta la cantidad de energía correspondiente que se puede generar.

Tren de potencia o conversión mecánica

El tren de potencia está constituido por el eje de velocidad baja, la caja de cambios de velocidad, el eje de velocidad alta y los cojinetes que soportan los ejes. Se aplica en sistemas eléctricos grandes para adaptar la velocidad del eje a la del generador. Algunas turbinas no contienen la caja de cambios.

Generador

En sistemas de generación eléctrica, éste se refiere al generador, el cual está acoplado al eje para transformar la energía mecánica en eléctrica. Además, consiste en las interfaces para la conexión a las aplicaciones o a la red eléctrica. Este puede ser de dos tipos sincrónico o de inducción.

Chasis

Contiene los elementos claves de la turbina, como la caja de cambios y el generador. En turbinas grandes, el chasis puede tener el tamaño de un microbús y el personal de mantenimiento entra a él desde la torre.

Usualmente, es una pieza metálica forjada sobre la cual se montan las diferentes partes del tren de conversión modularmente, al mismo tiempo que lo protege del ambiente externo y sirve de aislante al ruido mecánico de la caja de cambios y del generador.

Sistema de orientación

Las máquinas de eje horizontal tienen este componente, el cual detecta la orientación del viento y coloca el rotor en su misma dirección para aprovecharlo al máximo. El sistema de orientación está compuesto por el cojinete, los motores eléctricos, sensores y un freno mecánico.

Torre

Las máquinas eólicas deben estar situadas sobre una estructura de soporte capaz de aguantar el empuje del viento que transmiten el sistema de captación y las eventuales vibraciones. Su altura debe ser suficiente para evitar que las turbulencias, debidas al suelo, afecten a la máquina y para superar los obstáculos cercanos.

El uso de torres más altas significa un costo mayor al inicio, pero éste disminuye el período de la recuperación de la inversión, debido a que la velocidad del viento aumenta con la altura y logra generar más energía.

Sistema de seguridad (Protección)

Este pone la turbina en una situación estable y segura de operación, en caso de que ocurran anomalías tales como pérdida de carga, pérdida de velocidad de rotación o aumento de temperatura del generador o de la caja de cambios.

Costos

El costo para producir electricidad generada por el viento en sistemas grandes se ha reducido en más de un 80% en los últimos 20 años. Bajo las condiciones actuales, las plantas de energía pueden generar electricidad con precios de entre US\$ 0,03 y \$0,05 por kilovatio-hora producido

Actualmente, los proyectos eólicos suelen financiarse a plazos relativamente cortos y a tasas de interés comerciales, lo cual implica, generalmente, una elevada carga de deuda en los primeros diez años; por ello se busca que los arreglos financieros cuenten con un financiamiento a largo plazo, como los de proyectos energéticos convencionales.

Se ha estimado que, si los parques eólicos se financiaran con condiciones iguales a las plantas de gas natural, por ejemplo, el costo de generación bajaría en casi un 40%.

Si los costos de generación internalizan los costos ambientales, la energía eólica sería aún más competitiva por los bajos impactos que produce.

1.2 Ventajas de la energía Eólica

Es un tipo de energía renovable ya que tiene su origen en procesos atmosféricos debidos a la energía que llega a la Tierra procedente del Sol.

Al ser una energía renovable también es una energía limpia ya que no produce emisiones atmosféricas ni residuos contaminantes.

No requiere una combustión que produzca dióxido de carbono (CO₂), por lo que no contribuye al incremento del efecto invernadero ni al cambio climático.

La instalación de los aerogeneradores es rápida, entre 6 meses y un año.

Su inclusión en un sistema interconectado permite, cuando las condiciones del viento son adecuadas, ahorrar combustible en las centrales térmicas y/o agua en los embalses de las centrales hidroeléctricas.

Su utilización combinada con otros tipos de energía, habitualmente la energía solar fotovoltaica, permite la autogeneración en viviendas, terminando así con la necesidad de conectarse a redes de suministro eléctrico, pudiendo

lograrse autonomías superiores a las 82 horas, sin alimentación desde ninguno de los 2 sistemas.

Puede instalarse en espacios no aptos para otros fines, por ejemplo en zonas desérticas, próximas a la costa, en laderas áridas y muy empinadas para ser cultivables.

Puede convivir con otros usos del suelo, por ejemplo prados para uso ganadero o cultivos bajos como trigo, maíz, patatas, remolacha, etc.

Crea un elevado número de puestos de trabajo en las plantas de ensamblaje y las zonas de instalación.

Existe la posibilidad de construir parques eólicos en el mar, donde el viento es más fuerte, más constante y el impacto social es menor, aunque aumentan los costos de instalación y mantenimiento. Los parques offshore son una realidad en los países del norte de Europa, donde la generación eólica empieza a ser un factor bastante importante.

1.3 Desventajas de la energía eólica

Debido a la variabilidad de las condiciones favorables para la existencia del viento, la energía eólica no puede ser utilizada como única fuente de energía eléctrica. Por lo que, para salvar la escases en la producción de energía

eólica en alguna hora del día es indispensable un respaldo de las energías convencionales, como por ejemplo las centrales que consumen combustibles fósiles, sin embargo, cuando estas respaldan la generación eólica, las centrales térmicas no pueden funcionar a su rendimiento óptimo.

Estas tienen que quedarse muy por debajo de este porcentaje, para poder aumentar sustancialmente su producción en el momento en que se incrementa el viento. Por tanto, en el modo de respaldo, las centrales térmicas consumen más combustible por Kw/h producido. Además, al subir y bajar su producción cada vez que cambia la velocidad del viento, se desgasta más la maquinaria y causa así mayores costos de mantenimiento.

Es necesario suplir las bajadas de tensión eólicas, ya que al variar las condiciones del viento, se necesita mayor potencia para mantener el voltaje y la frecuencia estables. Para esto se debe aumentar la producción de las centrales térmicas, pues si no se hace esto, se producirían apagones generalizados por bajada de tensión. Este problema podría solucionarse mediante dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica. Pero la energía eléctrica producida no es almacenable: es instantáneamente consumida o perdida.

Uno de los grandes inconvenientes de este tipo de generación, es la dificultad de planificar la generación con anticipación. Dado que los sistemas eléctricos convencionales son operados calculando la generación con un día

de anticipación en vista del consumo previsto, la variabilidad del viento plantea serios problemas. Igualmente, grupos de generación eólica no pueden utilizarse como barra oscilante de un sistema de potencia.

Además del límite mínimo de energía cinética producida por el viento para mover las aspas del aerogenerador, existe también una limitación superior: una máquina puede estar generando al máximo de su potencia, pero si el viento aumenta lo justo para sobrepasar las especificaciones técnicas del aerogenerador, es obligatorio desconectar ese circuito de la red eléctrica o cambiar la inclinación de las aspas para que dejen de girar, puesto que con viento de altas velocidades la estructura puede resultar dañada por los esfuerzos mecánicos que aparecen en el eje.

La consecuencia inmediata es un descenso evidente de la producción eléctrica, a pesar de que existe viento en abundancia, y otro factor que hace más complejo el problema es la incertidumbre a la hora de contar con esta energía en la red eléctrica de consumo.

CAPÍTULO 2

2. ESTADO DE LA TECNOLOGÍA

[1]

En la actualidad la energía eólica es principalmente utilizada para mover aerogeneradores. Los aerogeneradores son molinos que a través de un generador eléctrico conectado a su eje producen energía eléctrica. Estas máquinas diseñadas para aprovechar la energía del viento se suelen agrupar en parques eólicos, es decir concentraciones de aerogeneradores diseñadas para suplir la necesidad de producción de energía que resulte rentable.

Este tipo de generadores se popularizó de forma rápida debido a las ventajas que proporciona la energía eólica por ser un tipo de energía renovable, a diferencia de la quema de combustibles fósiles. A la energía eólica se la considera una energía limpia ya que no requiere de una combustión que produzca dióxido de carbono (CO_2), y no produce residuos contaminantes. Sin embargo, la cantidad de energía producida por este medio es aún una mínima parte de la que consumen los países desarrollados.

Los científicos calculan que hasta un 10% de la generación de electricidad mundial se podría obtener de generadores de energía eólica, los generadores de una turbina de viento tienen varios componentes: El mecanismo convierte la fuerza del viento en energía rotatoria del eje, una caja de engranajes aumenta la velocidad y un generador transforma la energía del eje en energía eléctrica.

En algunas máquinas de eje horizontal la velocidad de las aspas se puede ajustar y regular durante su funcionamiento normal, así como cerrarse en caso de viento excesivo, otras emplean un freno aerodinámico que con vientos fuertes reduce de forma automática la energía producida.

Las máquinas modernas comienzan a funcionar cuando el viento alcanza una velocidad de unos 19 km/h, logran su máximo rendimiento con vientos de entre 40 y 48 Km/h y dejan de funcionar cuando los vientos alcanzan los 100 Km/h. Los lugares ideales para la instalación de los generadores de turbinas son aquellos en los que el promedio anual de la velocidad del viento es de por lo menos 21 km/h.

Además la energía eólica, que no contamina el medio ambiente con gases ni agrava el efecto invernadero, es una valiosa alternativa frente a los combustibles no renovables como el petróleo. Los generadores de turbinas de viento para producción de energía a gran escala y de rendimiento

satisfactorio tienen un tamaño mediano (de 15 a 30 metros de diámetro, con una potencia entre 100 y 400 Kw).

El precio de la energía eléctrica producida por ese medio resulta competitivo con otras muchas formas de generación de energía. En la actualidad Dinamarca sufre más del 2% de su demanda de electricidad con las turbinas de viento, también empleadas para aumentar el suministro de electricidad a comunidades insulares y en lugares remotos. En Gran Bretaña, país característico por ser uno de los más ventosos del mundo, los proyectos de turbinas de viento, especialmente en Gales y en el noroeste de Inglaterra, generan una pequeña parte de la electricidad procedente de fuentes de energía renovable. La energía eólica supone un 6% de la producción de energía primaria en los países de la Unión Europea.

2.1 Situación actual a nivel mundial

La energía eólica es la fuente de energía de mayor crecimiento porcentual del mundo. En Europa se acumulan las tres cuartas partes de la generación eólica mundial. Europa y Estados Unidos cuentan con más del 90% mundial.

Al finalizar 2002 la energía eólica acumulada en el mundo era de 31.128 Mw de potencia (30.379 según EurObsev'ER 03). A lo largo de 2002 se instalaron 6.868 MW, lo que supuso un aumento del 28% respecto de la cifra del año anterior (23.000MW) (según las asociaciones europeas y norteamericana de energía eólica, EWEA y AWEA). Esto supuso una inversión de unos 7.000 millones de euros.

La media de crecimiento anual es de un 32% entre los años 1998 y 2001, aunque en 2002 el porcentaje bajó al 28% (como consecuencia de la ralentización en el mercado de EEUU donde los proyectos se paralizaron a la espera de que se revisaran los incentivos fiscales a esta fuente de energía).

A pesar del auge, el último barómetro de EurObserver (consorcio de cuatro organizaciones europeas cuyo objetivo es la promoción del uso de las energías renovables en la UE) indica que la producción de electricidad a partir de la energía eólica sólo representa un 1.5% del total de la producción eléctrica de la UE.

En la UE se instalaron en el año 2002 5.781 MW, sumando una potencia total instalada de 23.056 Mw (aumento del 33% respecto a 2001).

El 89% de la potencia instalada en Europa está en tres países (Alemania, España y Dinamarca).

Alemania añadió 3.247MW a su parque eólico alcanzando los 12.000 Mw. Según el Deutches Wind-Energy Institut (DEWI) en los próximos años la instalación de aerogeneradores en tierra firme irá decreciendo (hasta cero en 2012) debido a la falta de emplazamientos adecuados. Pero los parques eólicos marinos (offshore) aumentarán. En 2004 Alemana añadirá 50Mw offshore, hasta llegar a 1200 Mw eólicos instalados en el mar en 2013 (según DEWI).

En Dinamarca, con 2.880 Mw, se cubre el 20% de la demanda eléctrica del país. El sector eólico danés da empleo a 20.000 personas, que supera incluso el empleo del sector eléctrico convencional del país. En Diciembre del 2002 se conectó a la red el parque marino más grande del mundo (Horns Rev), de 160 MW, y en 2003 entró en funcionamiento el de Rodsand, de 165,5 MW, situado en el mar Báltico.

En USA, (4.685 MW) más de la tercera parte de la potencia se encuentra en California.

País	Potencia (Mw)
Unión Europea	23065
Resto de Europa	235
USA	4685
Canadá	238
Norteamérica	4923
India	1702
Japón	415
China	468
Australia	104
Total Mundial	31128

Tabla No. 1 : Potencia instalada (MW) a finales de 2002 (Estimaciones de EWEA y AWEA)

Los cinco mayores países por potencia instalada (MW) en el año 2002, fueron:

País	Potencia (Mw)
Alemania	12001
España	4830
Estados Unidos	4685
Dinamarca	2880
India	1702

Tabla No. 2 : Potencia instalada (MW) en los 5 mayores productores a finales de 2002

El parque situado a mayor altura del mundo es el de Oberzeiring, en Austria, a 2332 m de altitud

El sistema, más usado de apoyo a la energía eólica es el denominado REFIT (Renewable Energy Feed-in Tariffs) que trata de compensar la producción limpia, y permite a los generadores de renovables vender toda su producción a la red eléctrica cobrándola a un precio fijo (como sucede en Alemania,

Francia, Austria o Portugal) o como en el caso de España, de acuerdo a un incentivo compensatorio fijo, más el precio de mercado del pool general (en la actualidad casi la totalidad de los parques se acogen a esa modalidad porque es más ventajosa que el precio fijo).

Otros países como Bélgica, Italia y Suecia, han apostado por establecer cuotas y certificados verdes, estas cuotas imponen a las eléctricas que un porcentaje de su suministro provenga de fuentes renovables y los certificados verdes garantizan que cumplen la obligación.

El mercado mundial de aerogeneradores está integrado por no más de 30 compañías, pero el negocio está dominado por 10, que en conjunto acaparan el 95% del total. En especial destacan la danesa Vestas (22.2% de las ventas), la alemana Enercon (18.5%), danesa NEG Micon (14.3%), la española GAMESA (11.8%) y la estadounidense GE Wind. cuanto a crecimiento relativo, cabe destacar a la firma española Ecotecnia y a la alemana Repower.

Según EurObserv'ER, los 10 fabricantes principales en 2001 fueron (junto a su cuota de mercado):

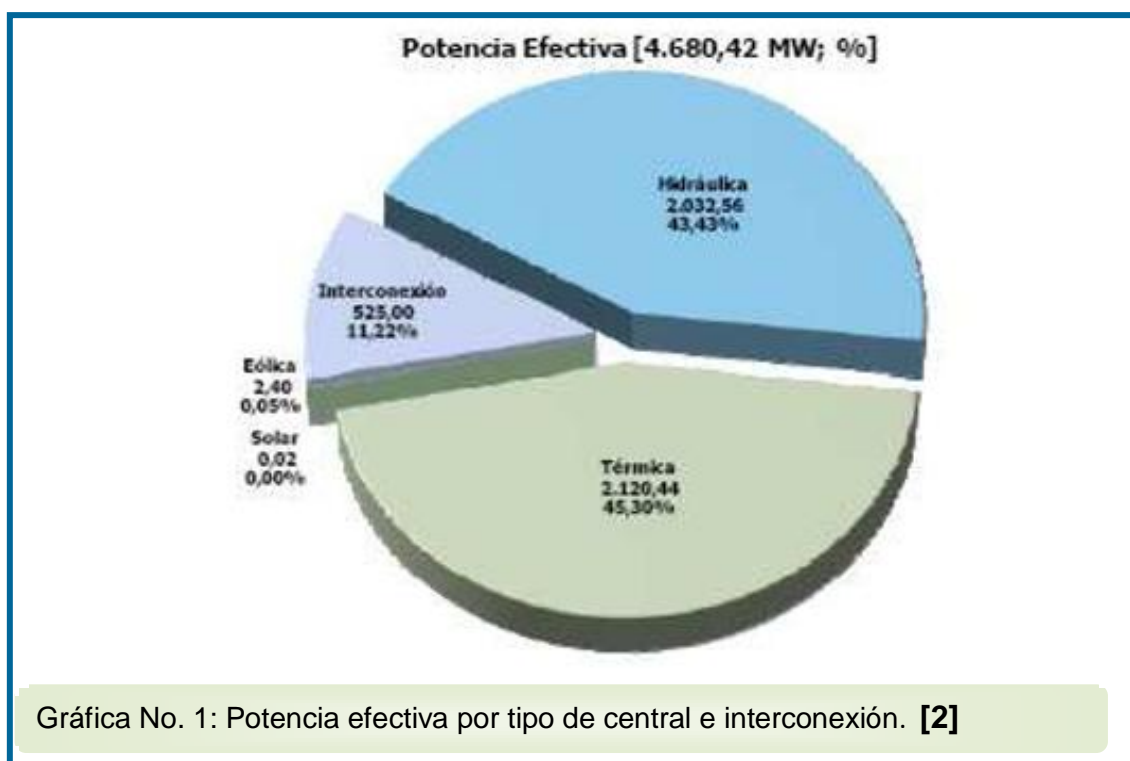
Nombre de Compañía	Porcentaje	Potencia (MW)
Vestas (DK)	23,30%	1630
Enercon (AL)	14,10%	989
Neg-Micon (DK)	12,50%	875
Enron Wind * (USA)	12,30%	861
Gamesa (ES)	9,30%	649
Bonus (DK)	8,50%	593
Nordex (AL)	6,60%	461
Made (ES)	2,70%	191
Mitsubishi (JPN)	2,50%	178
Repower (AL)	1,90%	133

Tabla No. 3 : Principales fabricantes de aerogeneradores en el año 2001.

Globalmente la industria emplea a unas 70.000 personas, factura más de 5.000 millones de euros y está creciendo a una tasa de casi un 40% anual.

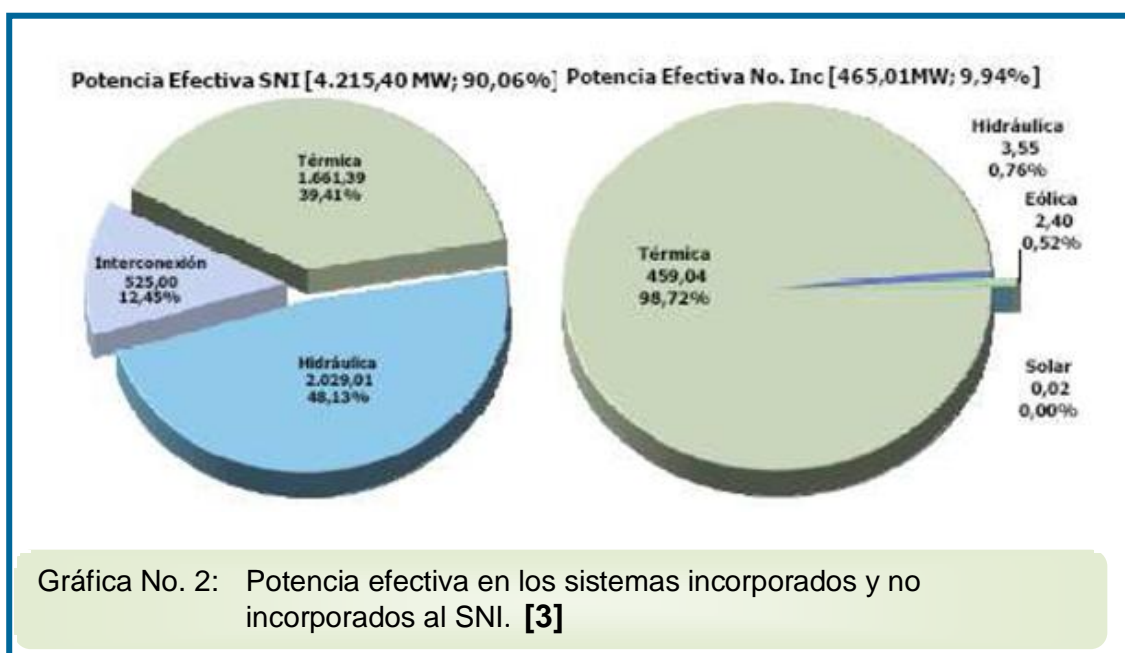
2.2 Situación actual en el Ecuador

La realidad nacional actual de acuerdo al Consejo Nacional de Electrificación mediante su publicación anual “estadística del sector Eléctrico Ecuatoriano del año 2008” presenta en lo que se refiere a generación eléctrica con energías renovables los siguientes aportes respecto a la generación total: hídrica:43.43%, biomasa 2.02%, eólica 0.05% y solar 0.00043%.

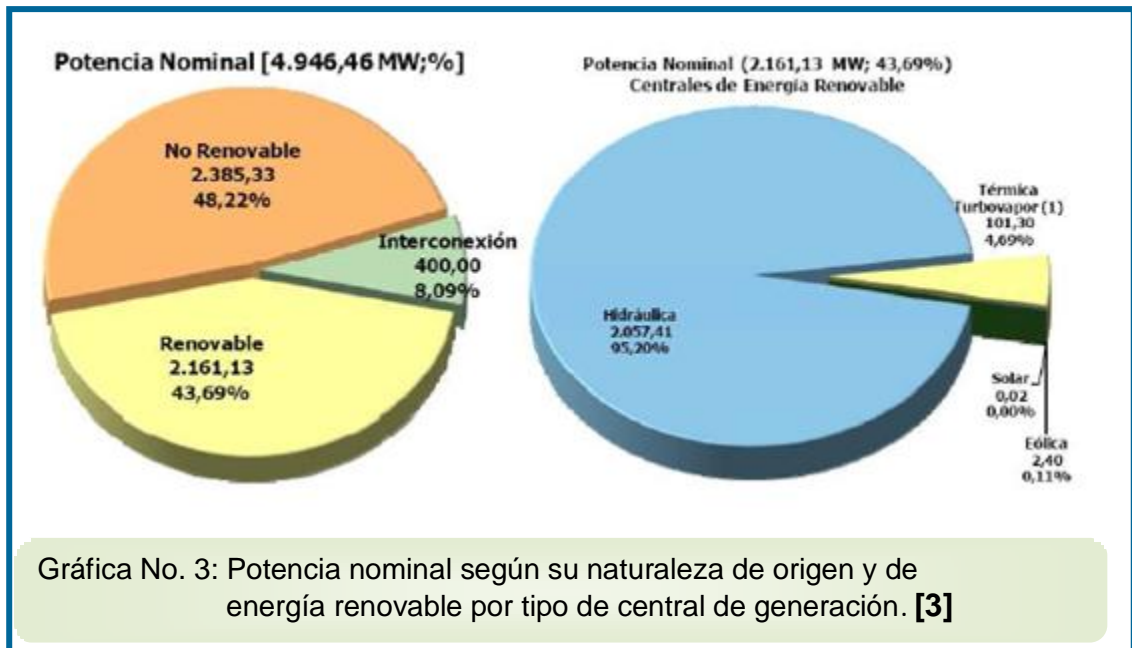


Del total de la potencia efectiva de la generación hídrica existente, apenas el 0.76% no está incorporada al SIN. La energía de la biomasa es considerada como parte de la energía térmica debido al tipo de maquinaria empleada para generar la energía eléctrica. No obstante, en lo que respecta a la producción

de energía eólica y a la energía solar, toda la potencia efectiva generada por este medio es empleada en sistemas aislados, es decir que no está incorporada al SNI.



El total de potencia nominal de centrales de energía renovable en el Ecuador es de 2161.13 Mw, correspondiente al 43.69% de la potencia nominal existente. Del total de la potencia nominal de energía renovable la predominante es la hídrica con un 95.20%, seguida de la biomasa con un 4.69%, la eólica con 0.11% y la solar con apenas 0.000923%.



En lo que respecta a generación eólica, el Ecuador cuenta desde el primero de octubre del año 2008 con el primer proyecto eólico. Este proyecto está ubicado en la región insular de Galápagos, precisamente en la Isla San Cristóbal. El primer parque eólico cuenta con tres generadores aéreos de 800 Kw cada uno, para un total de 2.4 Mw que ayudan a suplir parte de la demanda de las islas.

La granja eólica de San Cristóbal es la única instalada y en funcionamiento en todo el Ecuador. Existen otros proyectos que cuentan con estudios definitivos pero no se han llegado a concretar. La siguiente tabla muestra las características de los proyectos que cuentan con la concesión respectiva emitida por el CONELEC.

Empresa	Proyecto / Central	Potencia (Mw)	Tipo de generación	Ubicación geográfica del proyecto	Plazo de duración (años)
ELECTROVIENTO	Salinas	10.00	Eólica	Cantón Salinas, provincia de Imbabura	30
Villonaco Wind Power S.A.	Villonaco	15.00	Eólica	Cantones Loja y Catamayo, Provincia de Loja	25

Tabla No. 4 : Proyectos eólicos que cuentan con concesión por parte del CONELEC.

Existen proyectos eólicos en diferentes fases de estudios:

- Huascachaca entre las provincias de Loja y Azuay. El estudio lo lleva a cabo la Corporación para la investigación energética a pedido de ELECAUSTRO. Se estima que el parque tendrá una potencia instalada de 50 Mw con opción de ampliarse a 200 Mw.
- Membrillo en la potencia de Loja. Proyecto de inversión privada con una potencia de 45 Mw.
- La Chinchas de inversión privada en la provincia de Loja con una potencia de 10 Mw.
- Ducal de 6 Mw. Inversión privada en la provincia de Loja.
- Baltra – Santa Cruz desarrollado por el estado en las Islas galápagos con 3.5 Mw de potencia.

2.3 Crecimiento de la generación eólica

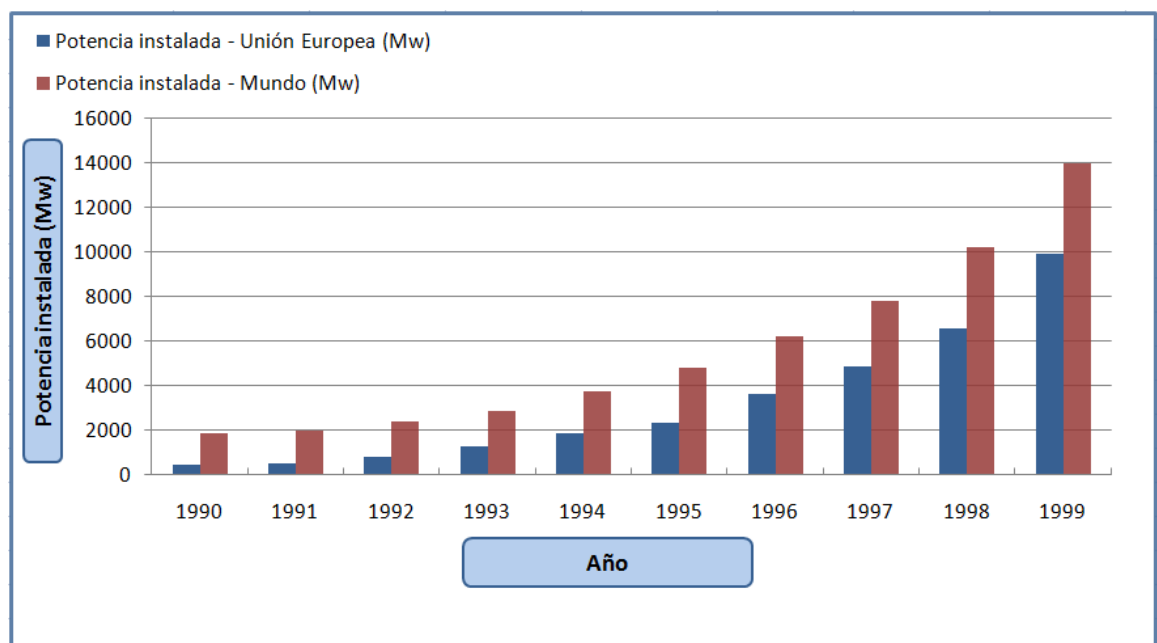
El crecimiento de la generación eólica en el mundo se debe fundamentalmente a una decisión de los gobiernos que reconocen sus beneficios (reducir los cambios climáticos; crear nuevos empleos; diversificar las fuentes de energía eliminando la importación de combustibles fósiles; disminuir el efecto de la volatilidad del precio de los combustibles fósiles, y, por su carácter de renovable, ser inextinguible y abundante). [4]

La declaración política de Bonn exime de mayores comentarios la causal de esta política mundial:

“Los Ministros y Representantes Gubernamentales de 154 países reunidos en Bonn, Alemania, del 1 al 4 de junio de 2004, en la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables reconocen que las energías renovables, combinadas con una mayor eficiencia energética, pueden contribuir significativamente al desarrollo sostenible, a proveer acceso a la energía especialmente para los pobres, a mitigar las emisiones de gases de efecto de invernadero y a reducir la perjudicial contaminación del aire, creando así nuevas oportunidades económicas y aumentando la seguridad energética a través de la cooperación y la colaboración”

La potencia eólica instalada en el mundo ha crecido de manera exponencial en las últimas dos décadas. Este proceso ha sido especialmente significativo en Europa, donde la potencia eólica ha crecido un 40% anual en los últimos seis años, pero también ha podido observarse en Estados Unidos y en numerosos países en vías de desarrollo, especialmente en China, India y Suramérica.

La siguiente gráfica muestra la evolución de la potencia eólica instalada durante la década de los noventa. Cabe notar que al terminar el año 1999 superó los 13.500 MW, de los cuales 9.500 MW pertenecían a la Unión Europea. [5].



Entre los países europeos el mayor crecimiento de generación de energía eólica se ha producido en Alemania, España y Dinamarca, como puede observarse en la tabla mostrada a continuación. En particular, Dinamarca es el país con mayor porcentaje de generación eólica, con un 10% de penetración media, que aumenta significativamente en periodos de poca carga y mucho viento. [6]

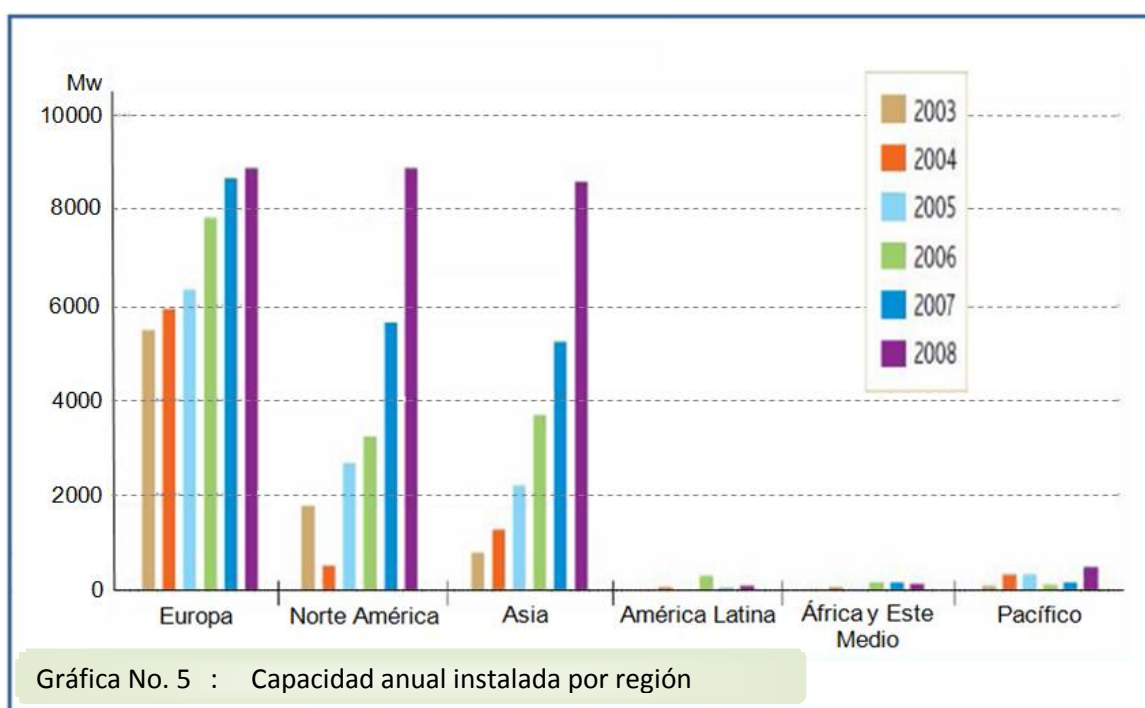
El crecimiento durante los últimos años ha sido superior a las previsiones: la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) calculó en 1991 que la potencia instalada en Europa alcanzaría los 4.000 MW en el año 2000, pero esta cifra se superó en 1997. La misma asociación aumentó su predicción hasta 8.000 MW en el año 2000, pero ese año se superaron los 9.500 MW.

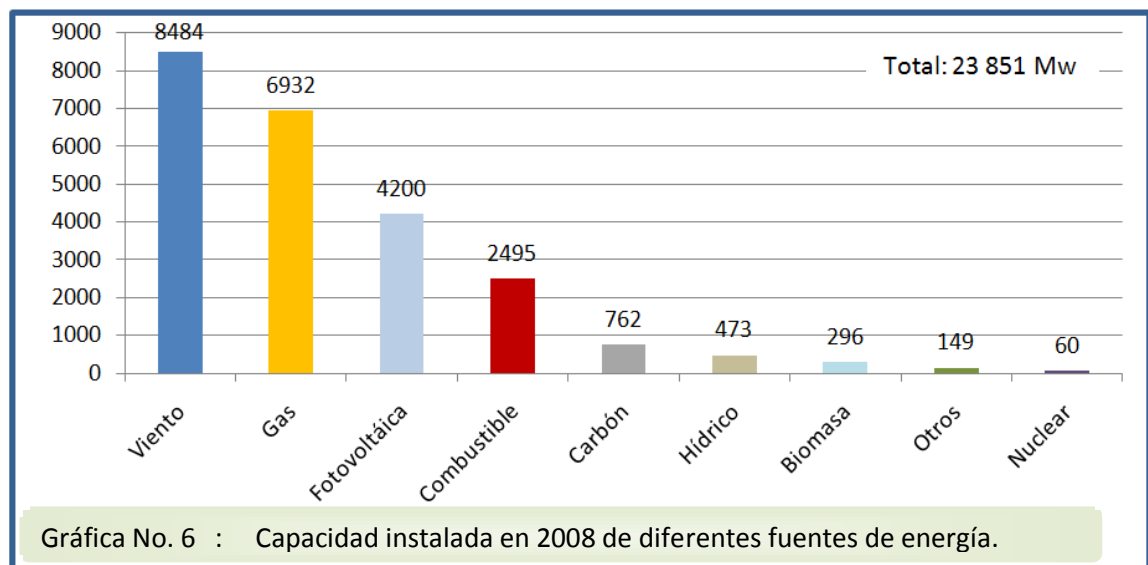
[7]

País	Potencia (Mw)	País	Potencia (Mw)
Alemania	12001	Irlanda	194
España	4830	Portugal	145
Dinamarca	2880	Austria	137
Italia	785	Francia	135
Holanda	688	Finlandia	41
Reino Unido	522	Bélgica	44
Suecia	328	Luxemburgo	16
Grecia	276		
Total	13606 Mw		

Tabla No. 5 : Potencia eólica instalada a finales del 2002 en la Unión Europea

Remontándonos a datos más actuales podemos observar que en países de Europa, Estados Unidos y Asia, se ha registrado un crecimiento importante en la potencia instalada de energía eólica. Durante el año 2008 la potencia eólica ha crecido un 35.57 % (un 6.51 % más que la potencia instalada que usa gas). [8]





[9]

El crecimiento regional (Latinoamérica + Caribe) se observa en tabla mostrada a continuación:

	Final 2007 (Mw)	Total final 2008 (Mw)
Brasil	247	341
México	87	87
Costa Rica	70	70
Caribe	55	55
Argentina	29	31
Otros	45	45
Total	533	629

Tabla No. 6 : Distribución de potencia eólica instalada para la región Latinoamericana y Caribe.

[4]

La siguiente tabla resume datos estadísticos sobre potencia, energía, contaminación evitada y movimiento económico, que producirá la generación eólica hacia el año 2020.

Total de Mw instalados	1 254 030
Mw instalados anualmente	158 728
Twh generados para conseguir el 12% de la demanda global	3054
Reducción de CO ₂ (millones de toneladas anuales)	1832
Reducción de CO ₂ (millones de toneladas acumuladas)	10771
Inversión total por año	€80 billones
Total de años de trabajo	2.3 millones
Costo de instalación en el 2020	€512 / Kw
Costo de generación de electricidad en el 2020	€ 2.5 ctvs./Kwh

Tabla No. 7 : Datos estadísticos proyectados al 2020.

[10]

Entre las razones que explican el rápido crecimiento de la energía eólica, tenemos:

- 1) Ha sido favorecida por diversos estados a causa de su escasa repercusión sobre el medio ambiente. Las medidas adoptadas varían según el país. Entre ellas se encuentran los subsidios a la generación eólica, el apoyo a la investigación, y la obligación por parte de las compañías eléctricas de permitir la conexión de nuevos parques y comprar su producción.
- 2) Los recursos eólicos están repartidos de una manera bastante uniforme por todo el mundo, al contrario que los combustibles fósiles. Recientemente, la instalación de parques en el mar ha permitido aprovechar un potencial que hasta hace poco permanecía inaccesible.

- 3) Las instalaciones requieren una escasa inversión inicial, comparada con las centrales clásicas, lo cual favorece su instalación en países en vías de desarrollo.

El avance tecnológico también ha contribuido con el crecimiento de la generación eólica. Los aerogeneradores actuales presentan características distintas a los fabricados hace pocos años: son más ligeros, mejoran el aprovechamiento de la energía cinética contenida en el viento, y su potencia nominal es mayor, por otro lado, el coste de producción de los aerogeneradores se ha reducido considerablemente. Gracias a ello, la energía eólica puede competir con otras fuentes de energía en emplazamientos con buenas condiciones de viento.

[6].

En general, las predicciones de crecimiento eólico en numerosos países son optimistas. La Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) prevé un 10% de generación eólica sobre el total mundial en el 2020, este objetivo se basa en consideraciones económicas, de consumo energético, y en la evolución reciente de la generación eólica y de su tecnología.

La tendencia alcista de los precios de las fuentes de energía tradicionales, unida al probable descenso del precio de la energía eólica, favorecen las

expectativas de crecimiento. Las expectativas de la EWEA para Europa son 60.000 MW instalados en el año 2010 y 150.000 MW en el año 2020. En Dinamarca el objetivo oficial es aún más ambicioso, un 50% de la generación total en 2030.

2.4 Aspectos medioambientales

La energía eólica es beneficiosa porque frena el agotamiento de los combustibles fósiles, que se caracterizan por estar disponibles en una cantidad limitada, además, es inagotable y está exenta de problemas de contaminación.

Por cada Kwh de electricidad producido en un parque eólico se evita la generación de una unidad de electricidad que podría haber procedido de una central convencional. No se puede predecir con exactitud la cantidad de contaminante que se deja de producir, puesto que este valor depende de características como la eficiencia de la planta, el régimen de operación o la composición del combustible. En la tabla siguiente [11] queda reflejado como, varía la cantidad de contaminante, en función de país.

Elemento	Países Bajos (g/Kwh.)	Reino Unido (g/Kwh.)	Dinamarca (g/Kwh.)
CO ₂	872	936	850
SO ₂	0,38	1,079	2,9
NO _x	0,89	1,4	2,6
Cenizas	-----	2,5 - 5,3	55
Escombros	-----	-----	0,1
Polvo		-----	-----

Tabla No. 8 : Contaminación emitida por cada Kwh.

2.4.1. Evitando emisiones

– **No se contribuye a la lluvia ácida.**

De este modo, se reducen efectos negativos que recaen sobre la salud humana, los bosques, y los cultivos, además de disminuir el impacto que se ocasiona sobre los ecosistemas.

– **No se contribuye al efecto invernadero.**

La concentración de CO₂ en la atmósfera ha aumentado en un 25% desde los orígenes de la industria. Se estima que éste valor se duplicará en el año 2.050. El IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) estimó en 1996 que la temperatura promedio global se había incrementado en 0.3-0.6 °C y prevé un aumento durante el periodo comprendido entre 1.990 y 2.100 de 1.0-3.5 °C. Para el nivel medio del mar se espera un aumento de 15-95 cm.

En la Unión Europea aproximadamente un tercio de las emisiones de CO₂ proceden de la generación de energía. Por cada 1% de energía procedente de centrales convencionales que sea reemplazada por energías renovables, se produce una reducción del CO₂ en un 0.3%. En particular, una turbina de 600 Kw en una localización promedio, en función del régimen de viento de la zona, evita la emisión de 20.000-36.000 toneladas de CO₂, durante sus 20 años de vida.

– **Es una fuente de energía segura, renovable, limpia e inagotable.**

Está exenta de contaminación atmosférica, vertidos tóxicos, a excepción de la fabricación de los equipos y el aceite de los engranajes, residuos radiactivos, riesgos de accidentes nucleares y de contribución al cambio climático; véase la tabla que sigue, en la que se comparan el impacto ambiental de las diferentes formas de producir electricidad y considerando los valores de las emisiones emitidas durante el período de construcción de los equipos [12]:

Fuente de energía	CO ₂	NO ₂	SO ₂	Partículas	CO	Hidrocarburos	Residuos nucleares	Total
Carbón	1058	2.986	2.971	1.626	0.267	0.102	--	1066.1
Gas natural	824	0.251	0.336	1.176	TR	TR	--	825.8
Nuclear	8.6	0.034	0.029	0.003	0.018	0.001	3.641	12.3
Fotovoltaica	5.9	0.008	0.023	0.017	0.003	0.002	--	5.9
Biomasa	0	0.614	0.0154	0.512	11.36	0.768	--	13.4
Geotérmica	56.8	TR	TR	TR	TR	TR	--	56.8
Eólica	7.4	TR	TR	TR	TR	TR	--	7.4
Solar térmica	3.6	TR	TR	TR	TR	TR	--	3.6
Hidráulica	6.6	TR	TR	TR	TR	TR	--	6.6

Tabla No. 9 : Impacto ambiental de diferentes formas de producción de energía. Datos en t/Gwh producido (TR ≡ trazas).

2.4.2. Ejemplo de un parque eólico de 10 Mw

[13]

–Toneladas de CO₂

Evita 28480 toneladas anuales de CO₂.

–Toneladas de petróleo

Sustituye 2447 t.e.p. (toneladas equivalentes de petróleo).

–Número de empleos

Aporta trabajo a 130 personas al año durante el diseño y la construcción.

–Desarrollo

Proporciona industria y desarrollo de tecnología.

–Producción de energía

Genera energía eléctrica para 11000 familias.

–Uso de recursos no renovables

No hay combustión, fisión ni transformación de combustible.

–Uso de terrenos

Se trata de instalaciones móviles, cuya desmantelación permite recuperar totalmente la zona.

–Tiempo de construcción

El tiempo de construcción es rápido (inferior a 6 meses).

–Beneficio económico para comunidades

Beneficio económico para los municipios afectados (canon anual por ocupación del suelo); es un recurso autóctono.

–Bajo daño ambiental

Su instalación es compatible con otros muchos usos del suelo.



Gráfica No. 7 :Parque eólico con utilización agrícola del suelo.

La instalación de un parque eólico está precedida por un Estudio de Impacto Ambiental, estudio que ha de ser aprobado por las autoridades de la Comunidad Autónoma correspondiente con el objetivo de obligar a los promotores de la instalación a adoptar las medidas pertinentes para aminorar los posibles impactos negativos que pudieran producirse sobre el medioambiente local; la realización de este tipo de estudios se justifica más por la sensibilidad social en las áreas geográficas donde se ubican que por las características de este tipo de instalaciones, cuyos efectos ambientales negativos suelen ser muy inferiores a los producidos por cualquier otra actividad de producción energética. La aprobación medioambiental suele estar acompañada tanto de medidas correctoras para el diseño global de la instalación como para el posicionamiento de los aerogeneradores, restauración de la cubierta vegetal, formas de las torres, pinturas o enterramiento de líneas eléctricas, así como de un plan de vigilancia cuya función básica es garantizar la afectación mínima del parque al entorno en el que está situado.

2.4.3. Afecciones al medio ambiente

La compatibilidad entre la instalación de parques eólicos y el respeto por el medioambiente parece ser aceptada por la sociedad actual, si bien existen ciertos impactos derivados del aprovechamiento de la energía eólica que no deben ser obviados en un esfuerzo por reducir el impacto medioambiental de la generación de energía eléctrica.

Como afecciones al medioambiente se puede nombrar las siguientes:

– Alteración Paisajística

Un parque eólico tiene una afección clara que es la paisajística. Es inevitable, pero indudablemente es subjetiva, ya que diferentes observadores la valoran de manera distinta.

– Reducida afección sobre las aves

Las afecciones de los parques sobre las aves se están demostrando reducidas pese a que en España hubo un precedente negativo en uno de los parques de Tarifa. Esa instalación estaba ubicada junto a un vertedero y los buitres que iban a alimentarse al mismo, se encontraban con unas corrientes de aire que les impulsaban hacia las palas de los aerogeneradores, lo que produjo la muerte de más de 40 rapaces. Constatada la gravedad del hecho, se cerró el vertedero y la mortandad de aves disminuyó de forma

extraordinaria, para evitar accidentes similares a éste, se toman medidas cautelares, como distancias de seguridad a puntos de agua y a vertederos.



– Otras posibles Afecciones

El ruido ha dejado de ser considerado una afección ya que el nivel sonoro del aerogenerador a pie de torre y en las condiciones más desfavorables oscila entre 54 y 60 decibelios. Cuando el viento sopla con fuerza se oye el viento pero no el ruido de las palas, que es audible a velocidades más bajas.

Los usos agrícolas de la zona en que se implanta un parque eólico pueden seguir desarrollándose salvo en la zona ocupada por el molino y la zapata de cimentación, y en los caminos que recorren el parque eólico. En cuanto al ganado, no se presenta afección alguna.

– **Las acciones de obra civil**

Tanto como son obras viales, zanjas, edificio de control y subestación, causan una alteración del suelo y de la cubierta vegetal y en ocasiones pequeñas modificaciones geomorfológicas provocadas por desmontes o aplanamientos; sin embargo, en la mayoría de los casos el acceso principal lo constituyen carreteras ya existentes, mientras que los accesos interiores a las líneas de aerogeneradores se construyen aprovechando el trazado de las pistas forestales y de accesos de uso.

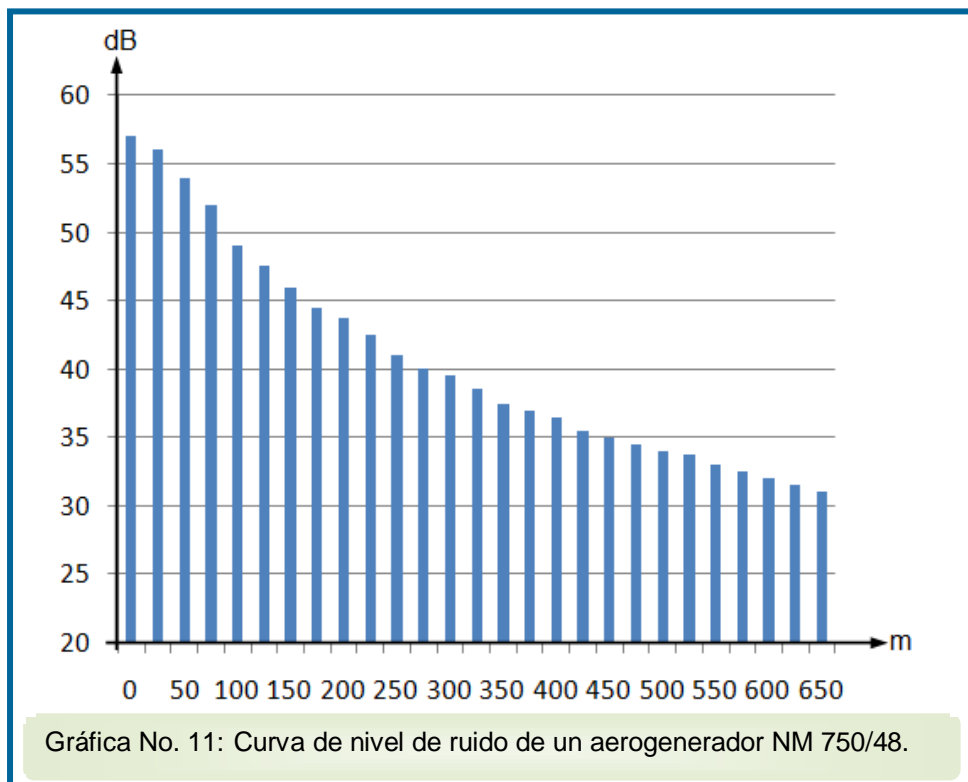
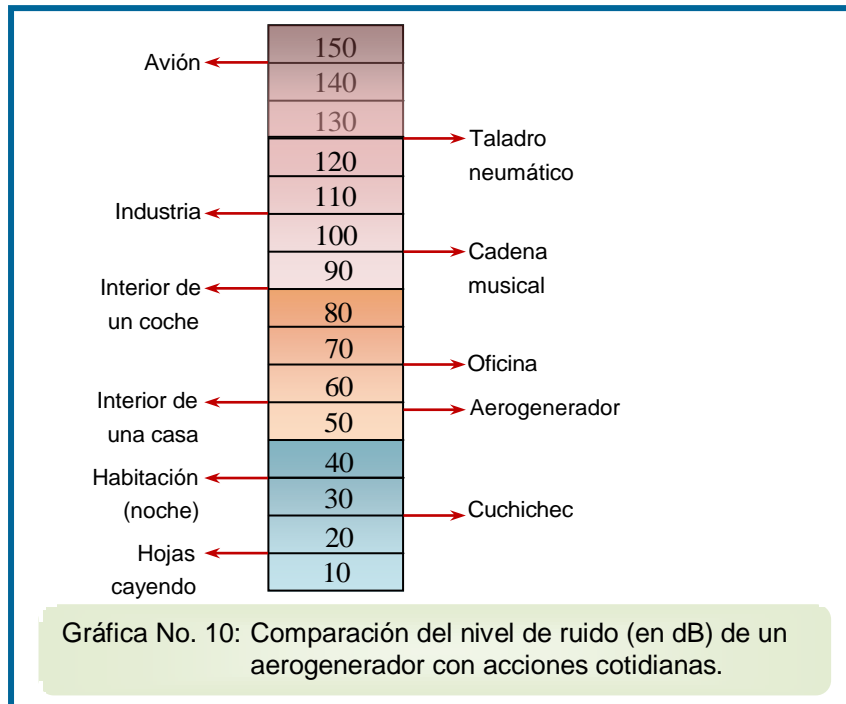
– **El impacto visual**

Esto es, la modificación de la calidad estética del escenario paisajístico ocasionado por la introducción de los aerogeneradores en un paisaje natural es, frecuentemente, causa de estudios dedicados a analizar la visibilidad para definir e interpretar las cuencas visuales en el caso del mejor fondo escénico, mejores condiciones meteorológicas y ausencia de cualquier pantalla que no sea la topográfica; no obstante, en las zonas con altitud sobre el nivel del mar superior a los 1500 m el análisis medio-ambiental se extrema, debido a que en estas áreas si se produce intervención humana es a pequeña escala; en estas zonas se producen, frecuentemente, tormentas con abundante aparato eléctrico; los aerogeneradores son puntos de atracción de rayos y las pendientes pronunciadas acentúan más el alto riesgo de impacto en estas zonas, alejadas generalmente de los medios de

protección contra incendios. La densidad del aire disminuye con la altitud y los aerogeneradores disminuyen la producción energética.



Los niveles de ruido producido tanto mecánica como aerodinámicamente por los componentes en rotación: tanto la calidad de los mecanizados y tratamientos superficiales como los materiales que constituyen las palas permiten que, en ausencia de barreras orográficas o vegetales, los niveles de ruido. Véase la figura que sigue no superen los 48 dB a una distancia de 200 metros del aerogenerador



Leq dB (A)	Calificación
< 40	Idílico
40-45	Bueno
45-55	Claramente aceptable
55-65	Aceptable
65-70	Tolerable
70-80	Intolerable
>80	Torturador

Tabla No. 10 : Niveles sonoros.

2.5 Evolución de la Energía Eólica

[16]

INTRODUCCIÓN HISTÓRICA

En la evolución histórica de los molinos de viento se puede diferenciar cuatro etapas definidas por acontecimientos históricos o técnicos.

- La primera etapa comprende desde las primeras máquinas conocidas hasta el siglo XIV o XV y se caracteriza por una lenta evolución técnica.
- La segunda etapa empieza en el Renacimiento y termina en plena Revolución industrial. En esa etapa, hay un gran interés por la maquinas eólicas. Se produce una rápida evolución técnica y ello permite al hombre introducir importantes mejoras en los molinos. Se desarrollan los sistemas de orientación, se define el diseño de las palas, etc.
- La tercera etapa comprende desde la mitad del siglo XIX hasta mediados del siglo veinte. Durante esa época se desarrolla la teoría aerodinámica y se efectúan otros descubrimientos de carácter técnico. Los molinos de viento sufren una transformación completa en su diseño.
- La cuarta y última etapa empieza con la crisis energética de 1973 y llega hasta la actualidad. No se aprecian grandes modificaciones en el diseño pero se produce una evolución tecnológica, se elaboran métodos de

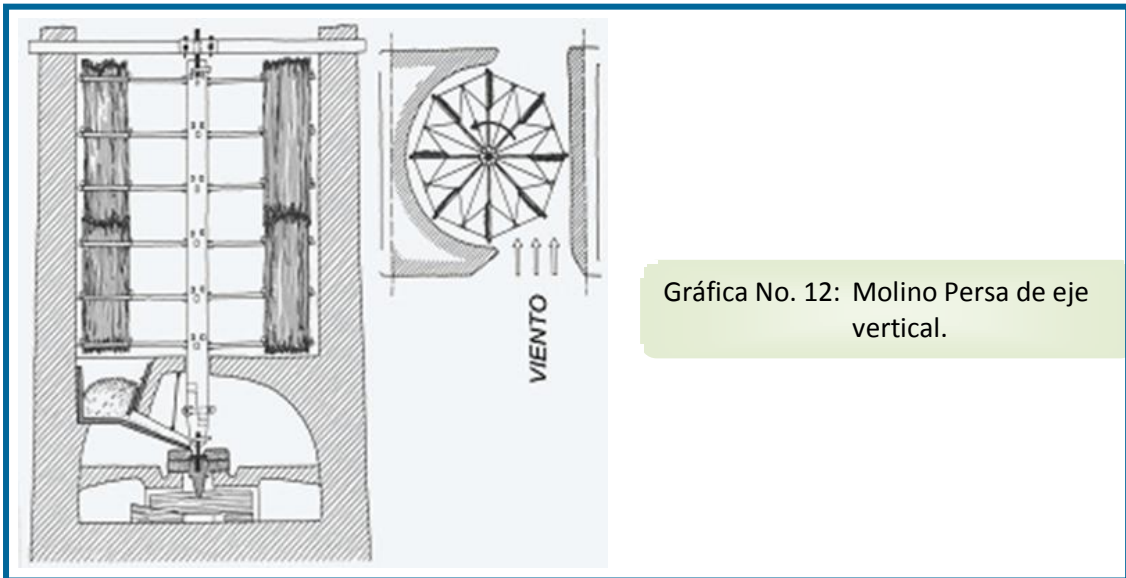
cálculo más rigurosos, se utilizan materiales más ligeros y más resistentes, aparecen los sistemas electrónicos de regulación y control, etc.

PRIMERA ETAPA: La primera era de la energía eólica

El documento histórico más antiguo que se conoce acerca del aprovechamiento de la energía eólica son unos grabados egipcios que tratan de la navegación a vela del cuarto o quinto milenio antes de Cristo.

La primera referencia histórica sobre una posible aplicación de la energía eólica que no fuera la navegación, data del año 1700 a.C., siendo los babilonios los pioneros en utilizar molinos de viento para bombear agua con el fin de regar sus campos.

El primer molino de viento de aplicaciones utilitarias que se conoce con cierto detalle es el molino persa de eje vertical que se utilizó posiblemente varios siglos antes de nuestra era. Este molino se empleaba para moler grano y fue de uso corriente en el Sijistán, zona situada en la antigua Persia en lo que hoy en día es Irán y Afganistán, donde se dice que soplaba un viento muy constante llamado de los 120 días. Se cree que la aparición de este molino tiene alguna relación con la rueda hidráulica aparecida anteriormente.

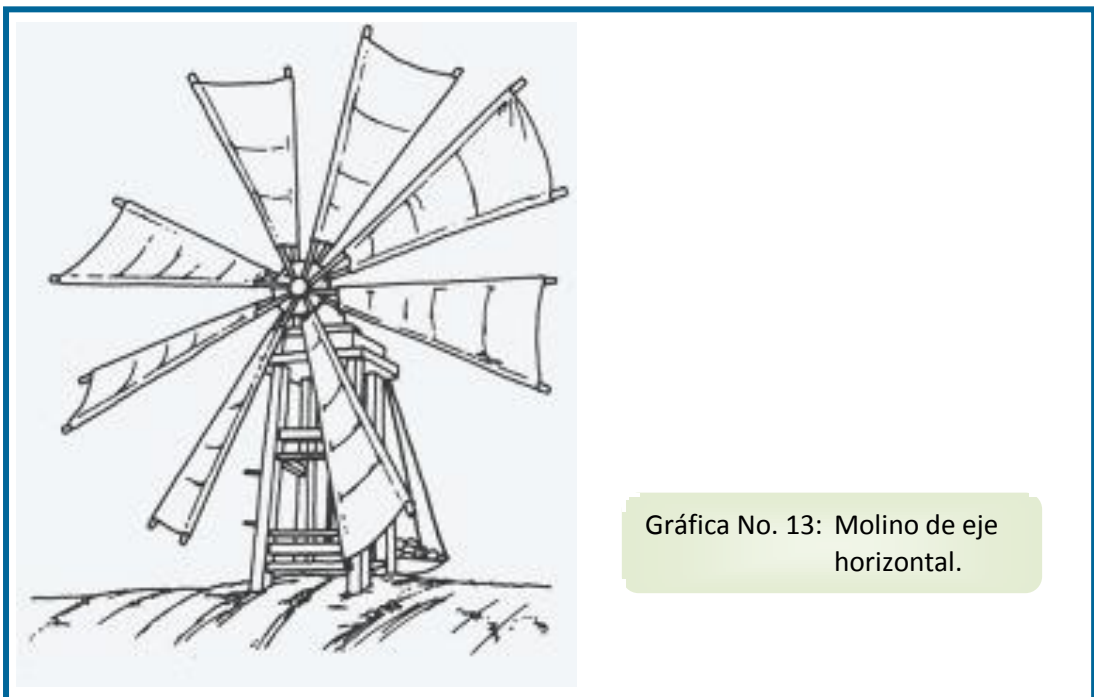


El molino Persa estaba formado por una torre de mampostería provista de una pared frontal que permitía dirigir el viento sobre las palas, el rotor estaba formado por unas ocho palas de madera que se unían en el eje central, comunicando el movimiento a las muelas situadas en la base.

Los molinos de eje horizontal debieron surgir por primera vez en la antigua Persia, probablemente con anterioridad a la época islámica. Su invención debió responder a la necesidad de adaptar las máquinas eólicas de eje vertical al bombeo de agua.

La disposición del rotor, en los sistemas de eje horizontal, es más adecuada para mover una noria sin tener que variar la dirección de la fuerza motora mediante un engranaje, que sin duda supondría una complicación técnica para la época.

En los primeros molinos de eje horizontal el rotor estaba formado por unas velas que guardaban cierta similitud con las que se utilizaban en la navegación. El eje sobre el que se unían las seis u ocho palas, movía una rueda a la que se acoplaba la noria, este conjunto se apoyaba en un trípode de madera que se situaba sobre la boca del pozo



A partir del siglo XI-XII la evolución de los molinos de viento se desarrolla a través de dos caminos aparentemente sin ninguna relación entre si. Por un lado podemos hablar de un tipo de molino que se desarrolla dentro de la civilización islámica, que ocupa todo el mediterráneo meridional (molino mediterráneo), llegando hasta la mitad sur de la Península Ibérica (molino

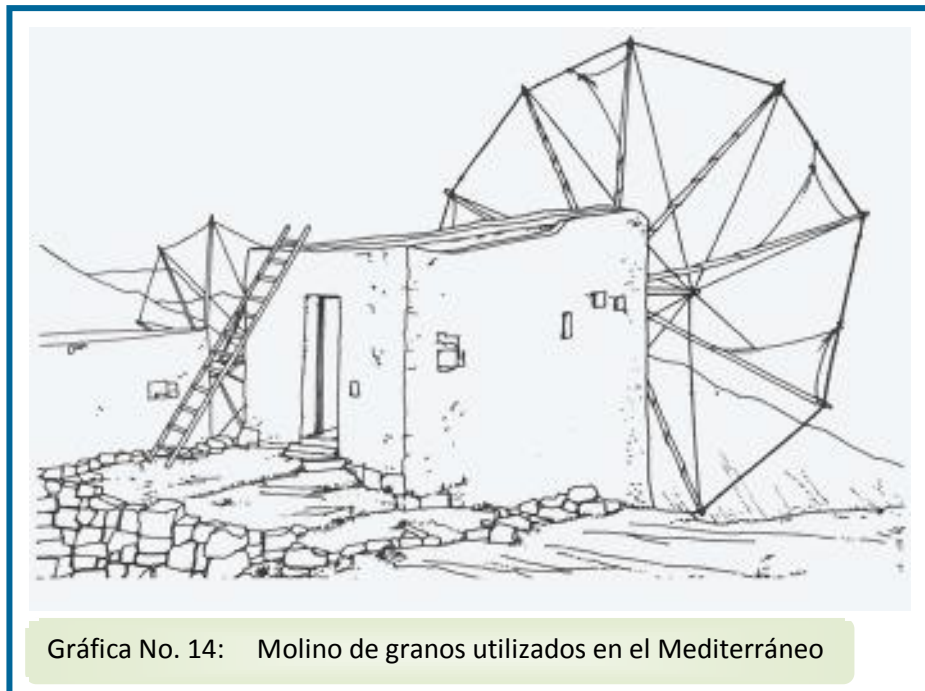
ibérico), por otro lado, en la zona norte de Francia, Inglaterra y Países Bajos aparecen unos molinos de vientos de diferente construcción (molino europeo). Se cree que la aparición de esos molinos de viento pudo haber llegado a través de los cruzados que volvían de Palestina, o bien, haber surgido de forma espontánea.

Los Molinos Mediterráneos

El molino mediterráneo se utilizó para bombear agua y para moler grano en toda la extensión del imperio musulmán.

El modelo más sencillo era el que se utilizaba para sacar agua de los pozos. Las aspas de estos molinos se fabricaban atando telas a los palos del rotor, de forma similar a los molinos persas de eje horizontal, de los que sin duda proceden. El rotor se apoyaba sobre un trípode de madera, desde donde se movía la noria o una rueda con cangilones que permitía sacar el agua, la velocidad de giro podía regularse por el procedimiento de soltar o recoger las velas.

Los primeros molinos de grano eran máquinas con un rotor fijo, sin posibilidad de orientarse en la dirección del viento.



Con el tiempo estos molinos se perfeccionaron hasta convertirse en los molinos de tipo torre. La torre, construida en mampostería, estaba coronada por una cúpula orientable donde se alojaban el eje, los engranajes y demás mecanismos que transmitían el movimiento a las muelas situadas más abajo. Las operaciones de orientación se realizaban con la ayuda de una palanca

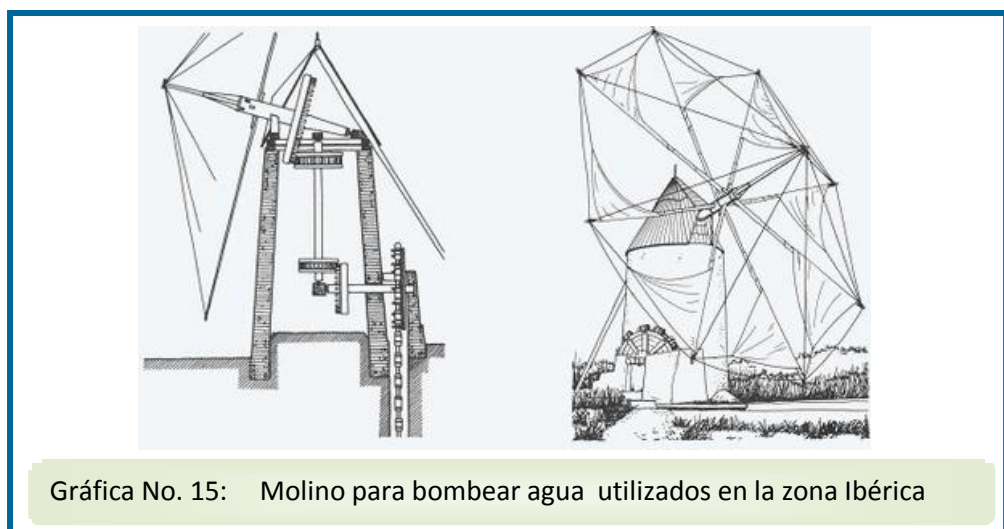
Los Molinos Ibéricos

En todos los molinos del sur de la Península Ibérica se conservan las características esenciales del molino mediterráneo, en lo que se refiere a su sistema de aspas de vela y a la torre, sin embargo, en cuanto al número y

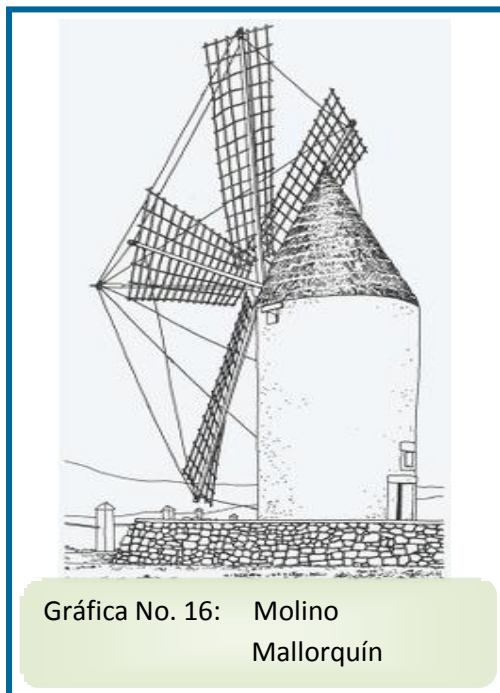
disposición de las velas y a los detalles arquitectónicos de la torre, existen grandes diferencias, no solo con los modelos mediterráneos, sino también entre los modelos ibéricos situados en regiones próximas.

En la baja Andalucía, se utilizó un tipo de molino con un rotor de ocho velas, montadas sobre un eje de dos etapas de cuatro velas cada una.

En la zona de Murcia y Cartagena, se utilizaron unos molinos (Ver gráfica No: 15) muy similares a los andaluces pero adaptados para bombear agua. El movimiento del eje descendía a lo largo de la torre mediante engranajes y acababa impulsando una noria, que elevaba el agua mediante cangilones a un estanque donde se almacenaba



En los reinos cristianos de la Península Ibérica, los molinos de vientos aparecieron con posterioridad a los reinos musulmanes, posiblemente en los siglos XIII y XIV. El molino manchego y el mallorquín constituyeron un nexo de unión entre las dos culturas.

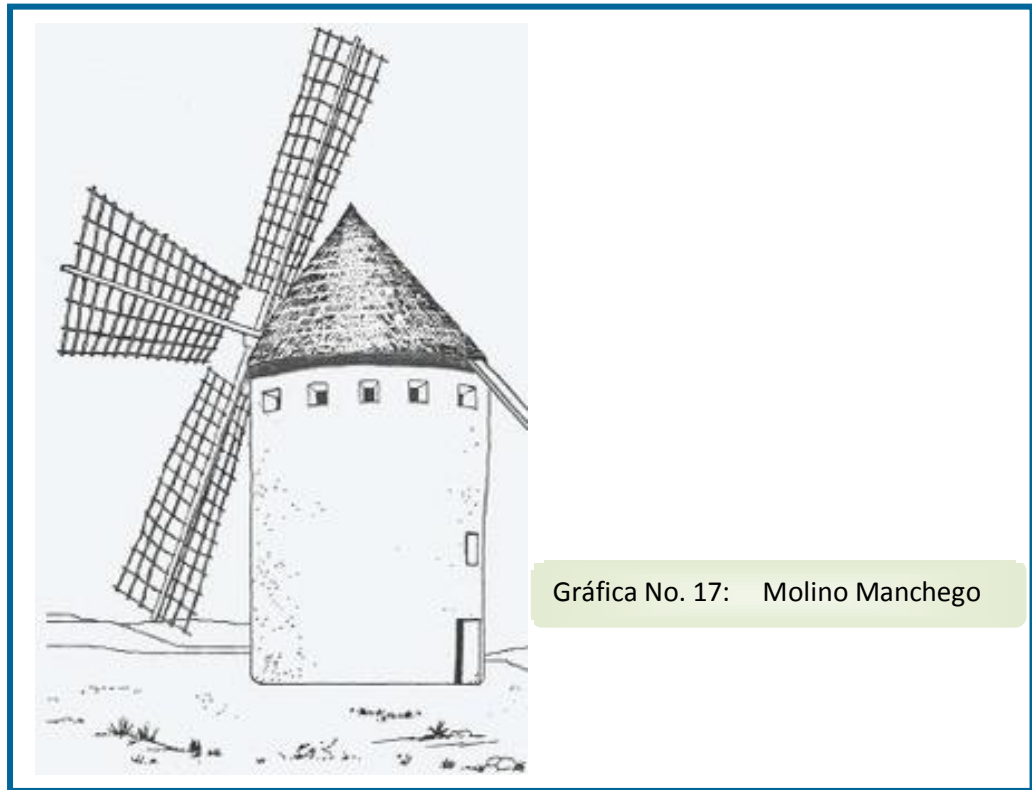


Gráfica No. 16: Molino
Mallorquín

– El molino mallorquín generalmente iba situado sobre la casa del molinero. El rotor llevaba seis palas que se parecían a las de los molinos europeos, es decir, las palas estaban fabricadas con entramado de madera y recubiertas con tela. Las palas disponían de unos tirantes que proporcionaban una mayor rigidez al conjunto.

– El molino manchego estaba formado, como los andaluces, de una torre de mampostería construida a base de piedra y adobe, la torre del molino manchego era menos esbelta que la del molino mallorquín. Sobre la torre iba situada una techumbre cónica en cuyo interior se alojaban los ejes y engranajes de transmisión, el rotor se componía de cuatro palas hechas mediante un entramado de madera e iban recubiertas tela.

- En zonas como Campo de Criptana, Mota del Cuervo o Consuegra, se conservan o se han reconstruido muchos molinos de la época.



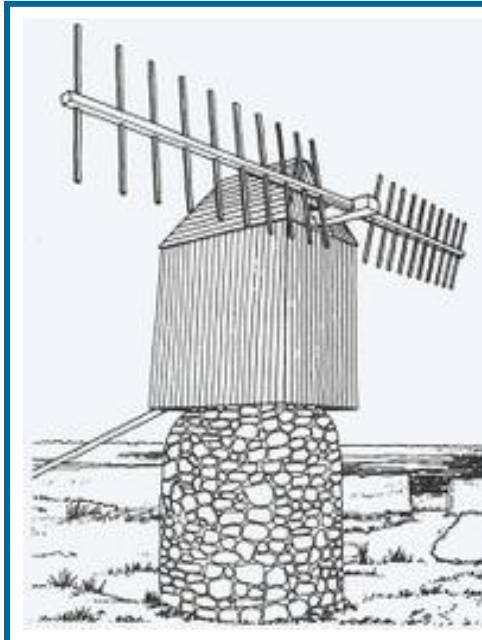
Los Molinos Europeos

En Europa, el molino de viento aparece a mediados del siglo XII. El primer molino europeo del que se tiene pruebas documentales fue construido en Francia en 1180, y a partir de esa fecha se extendieron rápidamente.

Existen dos hipótesis acerca de la aparición de estos molinos. Por un lado, se cree que podría estar relacionada con las cruzadas y la coincidencia cronológica es el principal argumento en que se apoya esa hipótesis. La primera cruzada tuvo lugar en el año 1095, la segunda en 1147 y la tercera a finales de ese mismo siglo; por otro lado, también es posible que los molinos de viento surgieran de forma espontánea ya que Europa disponía en aquella época de la suficiente capacidad técnica como para haber desarrollado un molino de viento a partir de mejoras realizadas en molinos hidráulicos.

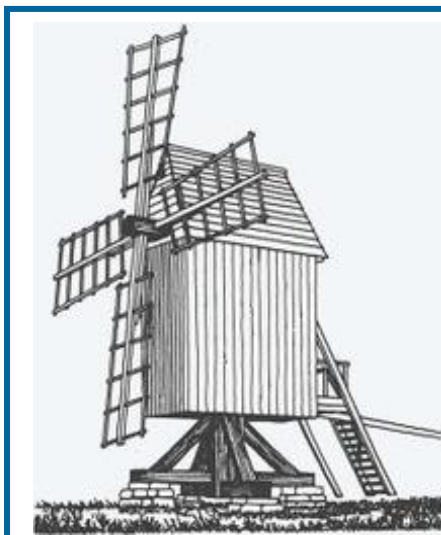
En un principio, los molinos del norte de Europa solían tener un rotor de cuatro aspas realizadas mediante un entramado de madera que iba recubierto de telas o tablas. Las palas se unían en el eje principal y transmitían el empuje del viento a las muelas a través de un engranaje, el eje principal y los engranajes iban colocados en un recinto que se apoyaba sobre un pivote. La orientación de dicho recinto en la dirección del viento se realizaba con la ayuda de una palanca, girando sobre el pivote que

generalmente se hincaba en tierra o se hundía dentro de un apilamiento de piedras.



Gráfica No. 18: Molino apoyado sobre un pivote.

En poco tiempo, el sistema de pivote evolucionó hacia un trípode, lo cual proporcionó al molino una mayor facilidad a la hora de su orientación.



Gráfica No. 19: Molino apoyado sobre un trípode.

A este tipo de molino de pivote o de trípode responden la mayoría de los molinos del norte de Europa entre los siglos XIII y XVI.

A pesar de que la utilización de los molinos de viento llegó a generalizarse en toda Europa, durante este periodo, la evolución tecnológica fue muy lenta. Hubo que esperar hasta el siglo XV para que los molinos de trípode, o los de tipo torre mejorasen realmente y pudieran llegar a convertirse en una de las más importantes fuentes de energía.

SEGUNDA ETAPA: Mejoras en el aprovechamiento de los molinos

A partir del siglo XV se extienden por Europa dos tipos de molinos estructuralmente bien diferenciados, y que se desarrollan hasta mediados del siglo XIX. Estos son los molinos de trípode y los de torre, los molinos de trípode habían sustituido a los de pivote consiguiendo una sustancial mejora en el sistema de apoyo, lo que hizo posible la construcción de máquinas de mayor tamaño.

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



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

Los primeros molinos torre europeos aparecen en la zona de Bretaña (Francia) a principio del siglo XV, extendiéndose su uso rápidamente hacia Inglaterra y los Países Bajos. Las torres se hacen de ladrillo o piedra y adaptan una sección circular u octogonal.

A partir del siglo XVII el molino de viento se emplea a gran escala para el bombeo de agua.

El siglo XVIII es un siglo de innovaciones tecnológicas, los molinos de viento europeos alcanzan un alto nivel de perfeccionamiento. Aparecen por primera vez los sistemas mecánicos de orientación y regulación, y también se empieza a sustituir las piezas de madera por elementos metálicos que permitieron obtener de los molinos de vientos actuaciones cada vez más eficaces.

Durante el siglo XVIII se empezaron a publicar los primeros tratados teóricos sobre molinos de viento, se trataba de estudios en profundidad sobre el comportamiento aerodinámico de los rotores, sobre los sistemas de regulación automática o de orientación. Algunas de las primeras obras que llegaron a convertirse en clásicos de la literatura eólica fueron *Theatrum Machinarum Hydraulicorum*, de Leopold Jacobs, que se publicó en 1724,

Architectura Mechanica of Moole-Boek, de P. Linperch publicada en 1729 y la Architecture Hydraulique de Belidor publicada en 1759.

La obra más importante del siglo XVIII la desarrolló el inglés Smeaton, con sus trabajos "On the construction and effects of the windmills sails y An experimental enquiry concerning the natural powers of wind and water". Con sus trabajos Smeaton fue el primero en demostrar que los rotores con un elevado número de palas no proporcionaban mayor potencia que los que solo disponían de tres o cuatro con iguales características. También fue el primero en utilizar piezas de hierro colado para la construcción de molinos de viento.

Evolución De Los Sistemas De Orientación

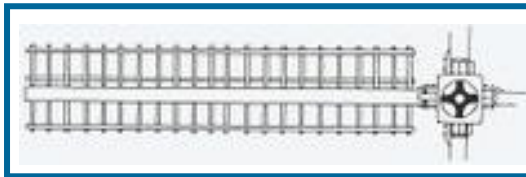
Desde la aparición de los molinos de viento, la orientación del rotor fue el problema más importante que impidió su desarrollo. Desde los sistemas de orientación mediante palanca de los primeros molinos, se han inventado numerosos artilugios pero la verdadera solución al problema la aportaron las mejoras de diseño que estaban dirigidas a reducir el volumen y el peso de la parte del rotor que había de orientarse y la introducción de rodamientos y piezas deslizantes.

El primer sistema de auto-orientación lo invento el inglés Edmund Lee en 1745. El mecanismo consistía en un rotor auxiliar, dispuesto perpendicularmente al rotor principal, que iba montado sobre la escalera de acceso al molino y acoplado a unas ruedas apoyadas sobre el suelo. Cuando el molino no estaba debidamente orientado, el viento incidía sobre el rotor auxiliar, y este actuaba sobre las ruedas y movía a la máquina. Este sistema automático de orientación se utilizó, en principio, en Inglaterra durante el siglo XVIII, y en el siglo siguiente se extendió por Holanda y los Países Bajos.



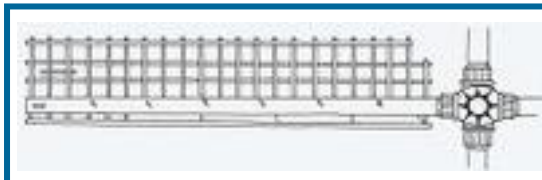
Evolución De Las Palas

Las palas de los molinos anteriores al siglo XVI se construían con un entramado de varillas a ambos lados de un mástil principal, cubriéndose posteriormente con una tela.



Gráfica No. 22: Pala construida en base a un entramado de varillas.

Más tarde, el mástil se colocó en el borde de ataque de la pala, de forma que soportara mejor la entrada de aire y le diera cierta torsión a la pala a lo largo de su envergadura, con el fin de mejorar su rendimiento aerodinámico (Ver gráfica No. 23). Las palas con torsión se desarrollaron en el siglo XVII y la incorporación de los sistemas de regulación aerodinámica en el XVIII.



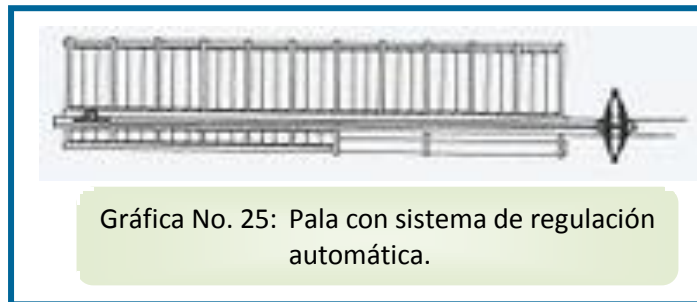
Gráfica No. 23: Pala con mástil colocado en el borde la misma.

La pala con freno aerodinámico incorporado fue inventada por Andrew Meikle en 1772. Estas palas llevaban un flap en el extremo que actuaba mediante un resorte cuando el viento era demasiado fuerte



Gráfica No. 24 : Pala con freno aerodinámico.

En 1807, Sir Eilliam Cubitt incorporó unas masas de acción centrífuga en el extremo del mecanismo y consiguió así, por primera vez, un sistema de regulación automática



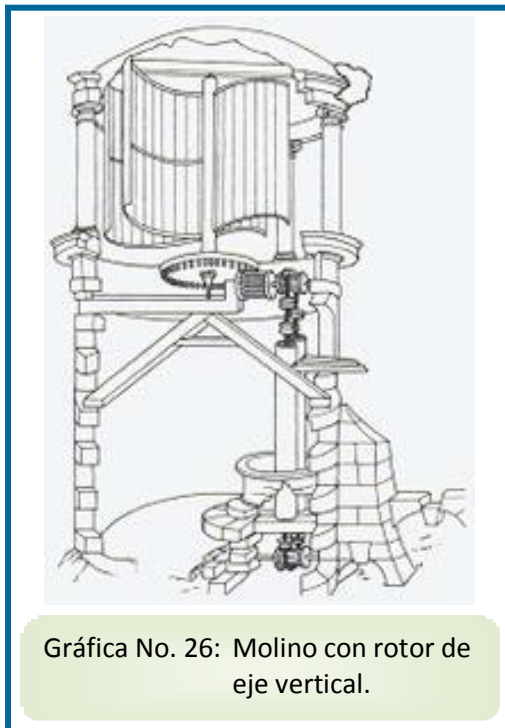
Molinos De Eje Vertical

A pesar de los avances técnicos conseguidos para los molinos trípode y los de tipo torre, la orientación de estas máquinas, que cada vez eran de mayor tamaño, constituía un problema de difícil solución, tal vez por esta razón los sistemas de eje vertical nunca llegaron a desaparecer, a pesar de ser, por su aerodinámica, menos eficaces. Las mayores aportaciones en lo que se refiere a los molinos de eje vertical se deben al francés Jacques Bressons y al obispo polonés Verancio.

Bressons, en su obra *Théâtre des instruments mathématiques et mécaniques* publicada en 1578, desarrolló un sistema de rotor de eje vertical (Ver gráfica No. 27) que posiblemente fue el antecesor del que desarrollaría el ingeniero finlandés Sigurd Savonius en 1924.

Bressons, en su obra *Théâtre des instruments mathématiques et mécaniques* publicada en 1578, desarrollo un sistema de rotor de eje vertical que posiblemente fue el antecesor del que desarrollaría el ingeniero finlandés Sigurd Savonius en 1924.

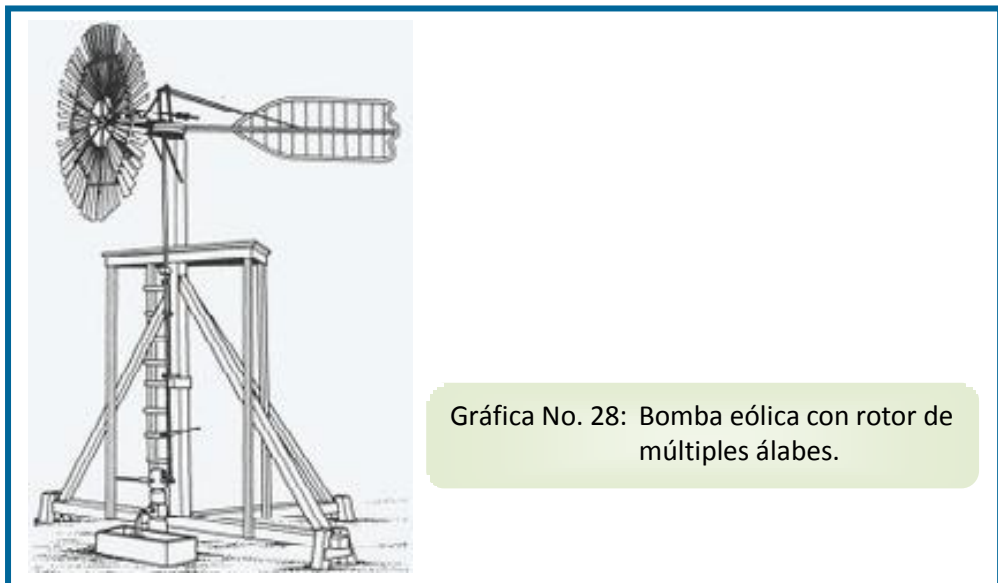
El obispo Verancio, publicó en 1616 una obra titulada *Machinae Novae*; en ella recogía gran parte de los conocimientos de su época sobre las máquinas eólicas y describía algunas turbinas desarrolladas por él.



TERCERA ETAPA: Una nueva concepción de los molinos.

En la segunda mitad del siglo XIX empieza a aparecer una nueva generación de turbinas eólicas, con una diferente concepción de diseño. Son máquinas sencillas y su ámbito de aplicación se reduce a zonas rurales más o menos aisladas, donde las ventajas de la industrialización no se han hecho notar y en general se utilizan para bombear agua de los pozos.

Las primeras bombas eólicas aparecieron en Estados Unidos en 1854, y fueron desarrolladas por Daniel Halladay. Se trataba de rotores de múltiples alabes (multipala) acoplados a una bomba de pistón.



En 1884, Steward Perry fabricó otro modelo con alabes metálicos. Ese molino, conocido como "multipala americano", era un molino mucho más ligero que sus antecesores y llegó a convertirse en el molino de viento más extendido de cuantos hayan existido. Tenía un rotor de 3 metros de diámetro, un número de palas que oscilaba entre 18 y 24 e iba montado sobre un eje horizontal en la parte superior de una torre metálica.



Gráfica No. 29: Molino "multipala americano"

De los molinos de viento a las turbinas Eólicas

Al final del siglo XIX hubo un interés creciente en utilizar la energía del viento para producir electricidad debido a la enorme inversión que se requería para llevar energía eléctrica a las zonas rurales. Hubo en el mundo dos proyectos importantes de los que hoy se denominan aerogeneradores, el primero se refiere al molino Brush desarrollado en los EEUU y patentado por Charles F. Brush famoso inventor eléctrico americano. Brush montó un aerogenerador

de 12 Kw que movía una dínamo y que cargaba unas baterías alimentando 350 lámparas incandescentes.

El otro proyecto de aerogenerador se refiere al diseñado por el profesor Poul LaCour en Dinamarca en 1891 en la que incluyó todos los adelantos en estudios aerodinámicos para construir el molino LaCour y que fue el primero del mundo que se ensayó en un túnel de viento ideado por él mismo.

LaCour utilizó un rotor formado por 4 palas en cruz siguiendo la construcción tradicional de los molinos europeos y años después de ardua experimentación llegó a proponer, una serie de reglas para conseguir un mejor comportamiento del rotor y observando las ventajas de la baja solidez de las palas (cociente entre el área de una pala y el área barrida por la misma). Se construyeron aerogeneradores basados en sus diseños con potencias comprendidas entre los 5 y los 25 Kw, ya para el año de 1910 existían en Dinamarca varios centenares de aerogeneradores que se utilizaban en granjas y zonas agrícolas, pero entonces aparecieron los motores de combustión interna y la importancia de los aerogeneradores disminuyó ostensiblemente. De hecho estos dos proyectos mencionados fueron las únicas aplicaciones de los molinos de viento para producir electricidad hasta el comienzo de la Segunda Guerra Mundial.

El desarrollo de pequeños aerogeneradores

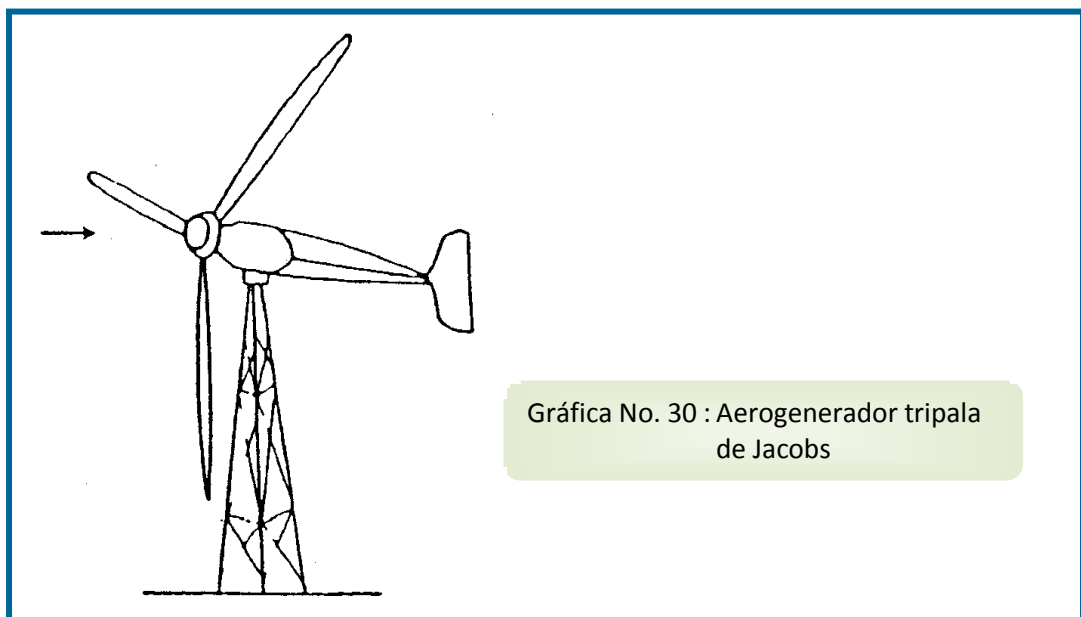
El desarrollo y construcción en los primeros años del siglo XX de los aeroplanos fue un incentivo para lograr un diseño eficaz de las alas y del sistema de propulsión del avión y que podía utilizarse para la construcción de aerogeneradores. El profesor alemán Albert Betz llegó a deducir en 1926 su cociente mágico $16/27$ para señalar el límite de la potencia que puede obtenerse de un aerogenerador (y que en honor a él se denomina límite de Betz), es decir el cociente entre la potencia máxima obtenida respecto a la potencia mecánica incidente del viento.

En esta época se introducen en algunos países turbinas de viento con dos y tres palas con perfiles aerodinámicos similares a los que se empleaban para la construcción de las alas de los aeroplanos.

En los EEUU para el año de 1925, Marcellus Jacobs, hijo de un ganadero de Montana, empezó a trabajar en un generador de electricidad, utilizó una hélice de tres palas, semejante a la de un avión, para que girase a velocidad mucho mayor que la de los molinos convencionales o las bombas accionadas por viento. Era un generador eólico para carga de baterías y comenzó su producción industrial en 1931 que duró hasta 1957. Los aerogeneradores de

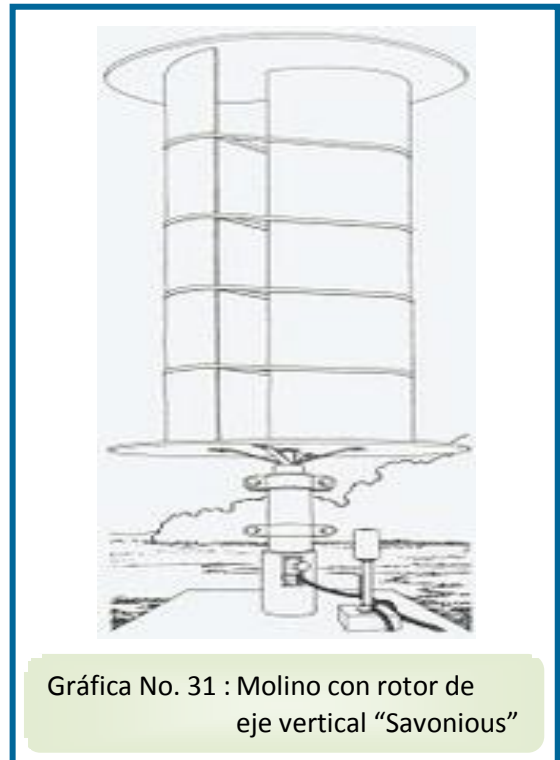
Jacobs tenían una buena reputación por su buen comportamiento, bajo mantenimiento y excelente integridad estructural. Existía un modelo que generaba una tensión continua de 32 V con una potencia eléctrica de salida de 2500 W y que a 110 V de c.c. llegaba a los 3000 W.

Un aspecto importante de la construcción, es la elección que se hizo de un rotor formado por tres palas ya que se había observado que el sistema con dos palas presentaba unas vibraciones muy fuertes cuando se experimentaban cambios en la dirección del viento (esta dificultad se ha resuelto hace sólo muy pocos años empleando rotores bipala de diseño especial con bujes basculantes). En la gráfica No. 30 se muestra un aerogenerador Jacobs tripala que dispone de una aleta posterior estabilizadora.



Gráfica No. 30 : Aerogenerador tripala de Jacobs

Un tipo nuevo de rotor de aerogenerador, es el denominado rotor Savonius y fue propuesto en 1924 por el ingeniero finlandés Sigurd J. Savonius; este rotor se muestra en la Gráfica No. 31 y consiste en dos semicilindros de eje vertical unidos con las curvaturas opuestas pero además separados una pequeña distancia entre sí, resultando una sección transversal en forma de ese.

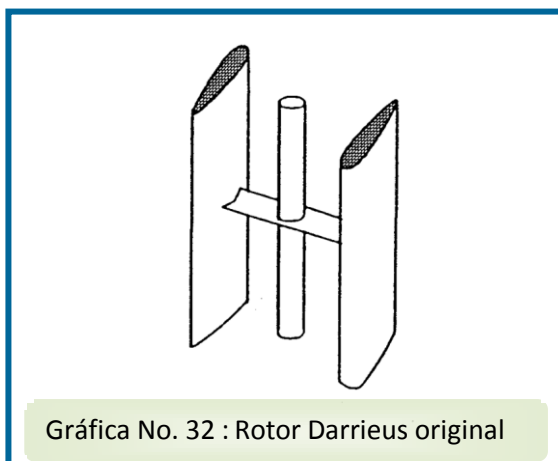


Gráfica No. 31 : Molino con rotor de eje vertical "Savonius"

El rotor Savonius logró cierta fama en Finlandia, pero no prosperó comercialmente como máquina productora de electricidad, sin embargo se puso de moda a raíz de la crisis del petróleo de 1973 debido a su simplicidad constructiva y se está utilizando desde entonces en países en vías de desarrollo para suministrar energía en áreas rurales. Diversos centros de investigación de EEUU y Canadá han realizado en los últimos años experiencias con rotores Savonius especiales y una versión avanzada se instaló en Manhattan, Kansas, en el año 1970 y generaba una potencia de 5 Kw con un viento de 12m/s.

Otro diseño especial de rotor de eje vertical fue propuesto por el científico francés G.J.M. Darrieus, quien registró una patente en EEUU con fecha 8 de diciembre de 1931 (patente n° 1.835.081).

Darrieus utilizó un eje vertical en cuyo centro fijó una barra horizontal y en cada extremo de ésta un aspa vertical cuya sección era semejante a la del ala de un avión. La ventaja de esta disposición es que la dirección del viento carece de importancia, por lo que el molino no necesita ningún aspa de control adicional. En 1980, los Laboratorios Sandia instalaron en Nuevo México (USA) una turbina Darrieus con palas de aluminio parabólicas que producía 60kW con un viento de 12,5 m/s. El inconveniente es que la mayoría de los molinos tipo Darrieus no arrancan solos y necesitan un impulso inicial para funcionar. Este impulso lo puede proporcionar un motor eléctrico.

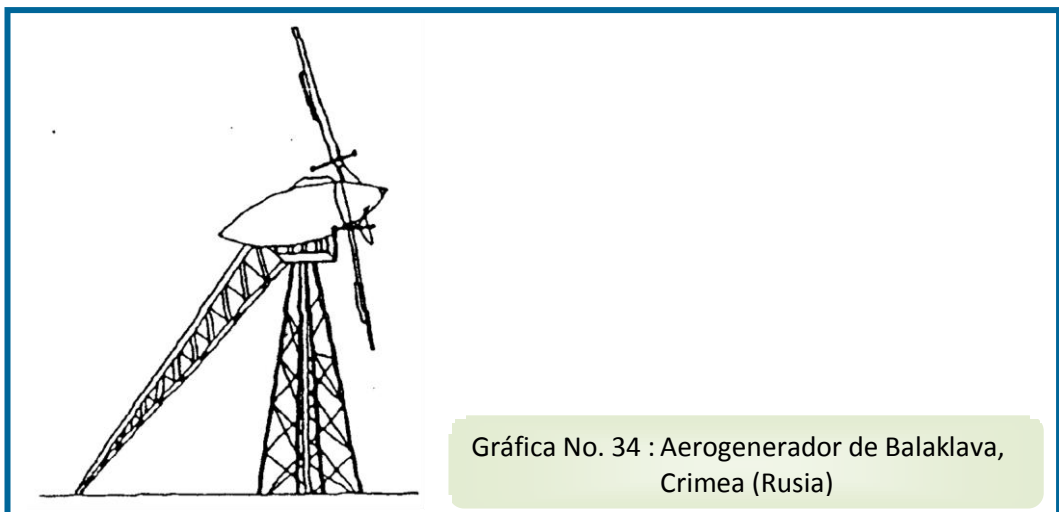


Los primeros aerogeneradores de gran potencia (Desde 1931 a 1960)

▪ RUSIA. Aerogenerador de Balaklava, Crimea

Uno de los primeros pasos en la construcción de grandes aerogeneradores para suministrar energía a redes eléctricas fue desarrollado en Rusia en el año 1931, este fue el aerogenerador tripala de paso variable de Balaklava situado en la península rusa de Crimea cerca del Mar Muerto.

El esquema de este generador se muestra en la gráfica, tenía un diámetro de las palas de 22 m y desarrollaba una potencia eléctrica de 100 Kw con un viento de 10.5 m/s y 50 Kw con vientos de 8 m/s, tenía una velocidad de rotación era de 30 r.p.m. para el primer caso y de 25 r.p.m. para el segundo. Disponía de un generador asíncrono con velocidad nominal de 600 r.p.m. y la altura de la estructura era de 25m y funcionó hasta 1942.



▪ **ESTADOS UNIDOS. Aerogenerador de Grandpa's Knob, Vermont**

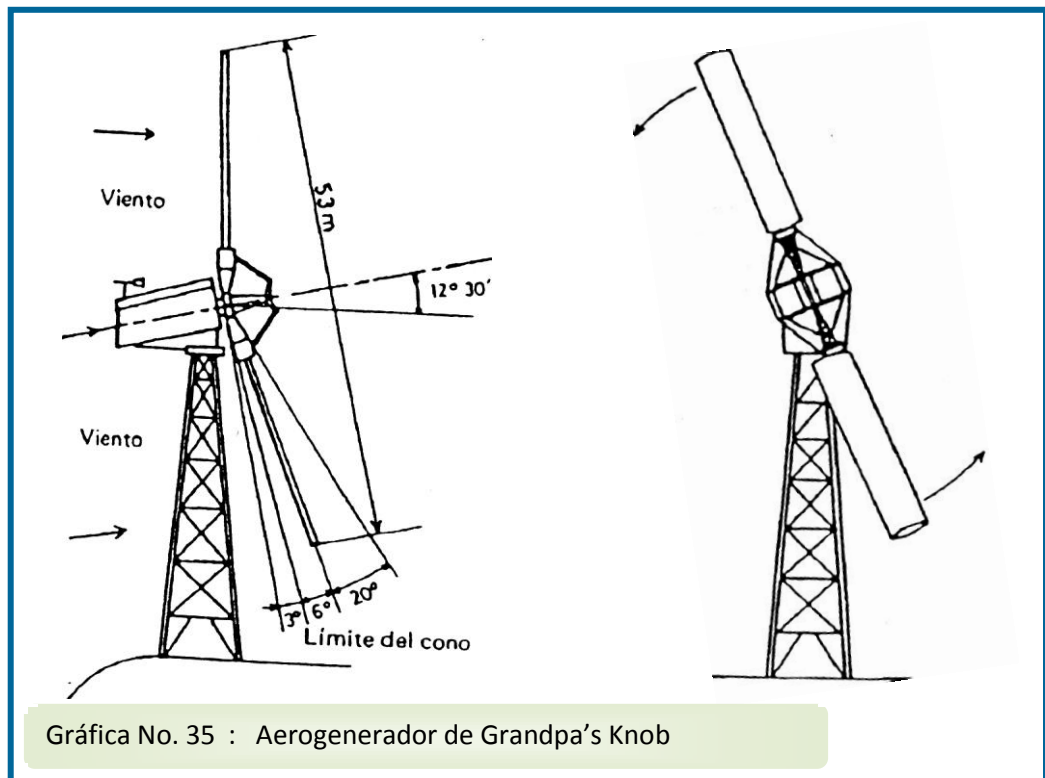
En los años cuarenta, el ingeniero estadounidense Palmer C. Putman organizó la construcción del primer generador eólico de gran tamaño en colaboración con la Compañía S. Morgan Smith (una Empresa que tenía una gran experiencia en la construcción de centrales hidroeléctricas).

El aerogenerador Smith-Putman que se muestra en la gráfica No. 35, consistía en una torre de 33 m de altura con una gran hélice de dos aspas en la parte superior de 53 m de diámetro, su construcción se llevó a cabo sobre una colina de 600 m de altura en las Montañas Verdes de Vermont y estaba proyectado para reforzar con 1250 Kw la red eléctrica de la zona. Putman hizo un gran esfuerzo de diseño para preparar esta instalación, buscó un equipo de asesores entre los que se encontraba el profesor de aerodinámica del Instituto de Tecnología de California: Theodore von Karman, profesores del MIT e ingenieros de la oficina técnica de la General Electric.

Las innovaciones tecnológicas más importantes de este aerogenerador fueron: el control activo del ángulo de pala y el control activo del cabeceo del rotor por medio de un servomotor.

Las palas las construyó la Compañía Budd de Filadelfia con un recubrimiento de acero inoxidable para resistir la corrosión aplicando una tecnología que se había utilizado en la construcción de vagones de ferrocarril, los ensayos se realizaron por la empresa Wellman de Cleveland. Este aerogenerador entró en servicio con carácter experimental el 10 de octubre de 1941, pero sufrió una avería en los rodamientos durante el año 1943 que no pudo repararse hasta dos años más tarde por las dificultades de suministro de piezas en tiempos de guerra.

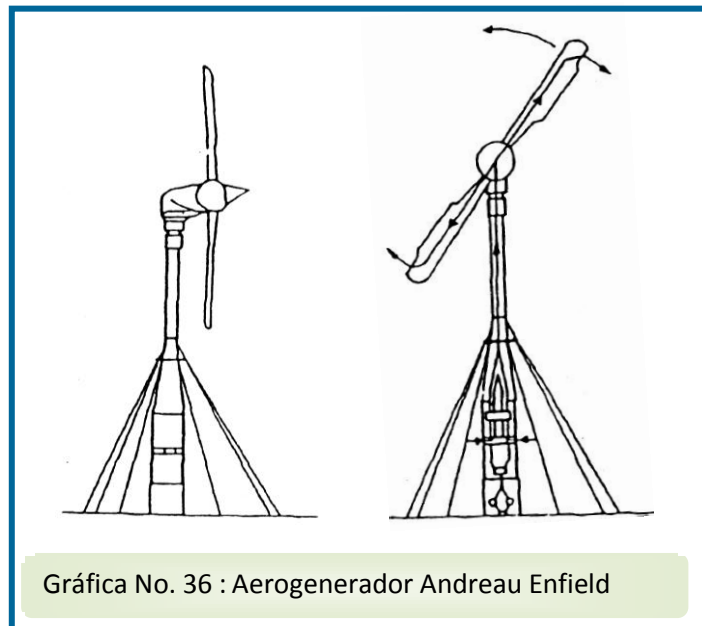
Como quiera que la instalación se quedó sin mantenimiento, al volver a iniciar su funcionamiento en 1945 se observó una grieta en el entronque de una pala que se soldó convenientemente (no se podía sustituir por falta de fondos económicos), así que se optó por seguir el programa de ensayos durante varias semanas, pero finalmente la pala dañada (que pesaba cerca de 8 toneladas) se desprendió durante una fuerte tormenta dejando de funcionar la instalación el 26 de marzo de 1945. La turbina Smith-Putman fue un esfuerzo aislado en un período en que casi nadie se interesaba por la energía eólica.



▪ **REINO UNIDO. Aerogenerador Andreau Enfield, St Albans**

Este aerogenerador concebido por el ingeniero francés Andreau lo construyó en 1950 la sociedad británica Enfield para la British Electricity Authority. Dicha máquina fue instalada primero en St-Alban (Inglaterra), pero al ser una zona con muchos árboles, la circulación del viento se perturbaba mucho por lo que la experiencia no fue aprovechable debido a esto la máquina fue utilizada de nuevo en 1957 por Electricidad y Gas de Argelia en Granel Vent, su diseño era bipala de 25m de diámetro como se muestra en la Gráfica N° 36 era muy especial ya que las palas eran huecas y al girar, la fuerza centrífuga expulsaba el aire por la extremidad;

esta depresión servía para arrastrar una turbina colocada en la torre del aerogenerador. El rendimiento era bajo (del orden del 22%) y La potencia nominal era de 100 Kw para una gama de viento variable entre 13,5 y 29 m/s.



En el Reino Unido se construyeron también en esa época dos aerogeneradores más de 160 Kw, el primero de ellos lo construyó la Compañía John Brown y se instaló en Costa Hill, islas Orkney el año 1954, era un rotor tripala de 15 m de diámetro en el que se realizaron modificaciones para resolver problemas estructurales en el buje y las vibraciones en la torre; esta máquina funcionó hasta 1966. El otro aerogenerador lo construyó la Empresa Smith y se colocó en la isla de Man el año 1959 funcionando hasta 1963, se utilizaron palas de aluminio extruido.

▪ **ALEMANIA. Aerogenerador Stötten**

Este aerogenerador lo diseñó el profesor alemán Ulrich Hütter, tenía una potencia de 100 Kw con un rotor bipala de 34 m de diámetro y se instaló en Stötten en 1957, su diseño era muy adelantado para la época con avances tecnológicos muy significativos, entre las principales características estaban:

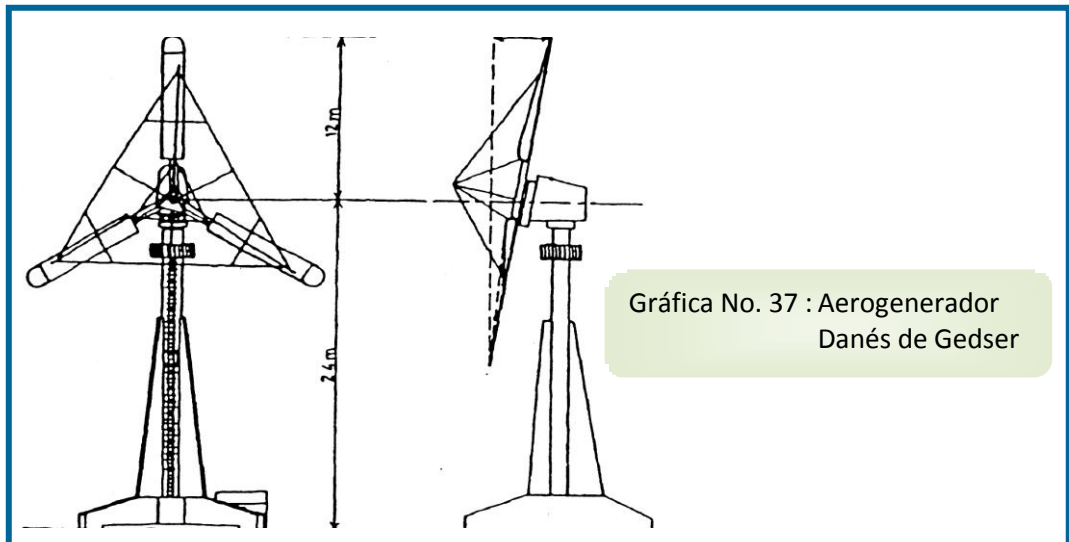
Las palas, las cuales eran de paso variable construidas con fibra de vidrio y con buje basculante, el rotor se situaba a sotavento y tenía una conicidad de 7 grados con respecto a la torre, en definitiva este aerogenerador sirvió de banco de ensayos para los aerogeneradores alemanes futuros.

▪ **DINAMARCA. Aerogenerador Gedser**

Este aerogenerador que se muestra en la Gráfica No. 37 fue diseñado por M.J. Juul y funcionó desde 1957 a 1966, como característica principal se tenía que la hélice era tripala de 24 m de diámetro y de paso fijo, la construcción de las palas se inspiraba directamente en las técnicas utilizadas por los molinos de viento y llevaban una armadura de madera sujeta por placas de acero de 10 y 16 mm.

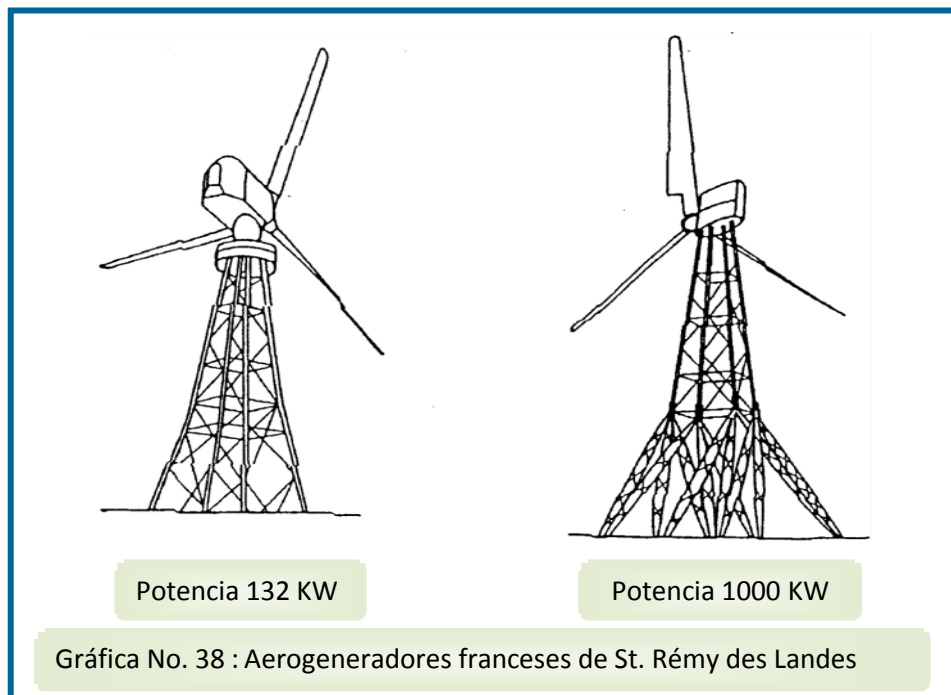
El generador era una máquina de inducción conectada a la red eléctrica y la velocidad se mantenía bastante constante debido a la reducción en el rendimiento aerodinámico de las palas a medida que aumentaba la velocidad del viento, al momento de una desconexión eléctrica con la red, los alerones móviles que cubrían el 12% de la superficie útil de las palas giraba a 60° bajo la acción de un servomotor accionado por un regulador de bolas provocando así el frenado aerodinámico del conjunto. La parada de la máquina se obtenía por la intervención de un freno mecánico.

La potencia nominal era de 200 Kw con generador asíncrono de 200 Kw y 8 polos; la velocidad de rotación nominal era de 30 r.p.m. por lo que la caja de engranajes tenía un factor de multiplicación de 25. El deslizamiento del generador oscilaba entre 0 y 1%.



▪ **FRANCIA. Aerogenerador Neyrpic de 132 Kw y 1000 Kw de St. Rémy des Landes**

El aerogenerador Neyrpic de 132 Kw es de tipo tripala y está representado en la gráfica No. 38, fue proyectado por Louis Vadot y funcionó satisfactoriamente desde noviembre de 1962 hasta marzo de 1966. Durante este período su producción alcanzó 700.000 Kwh. El aerogenerador se orientaba con ayuda de eólicas auxiliares. La potencia nominal era de 132 Kw con una velocidad nominal del viento de 12,5 m/s y una velocidad de rotación de las palas de 56 r.p.m. El diámetro del rotor era de 21.2 m y se conseguía un rendimiento máximo de cerca del 60% para un viento de 10 a 13 m/s.



El aerogenerador Neyrpic de 1000 Kw fue diseñado como el anterior por el ingeniero Louis Vadot de la empresa Neyrpic, este aerogenerador tripala que se muestra en la gráfica No. 38 funcionó durante los años 1963 y 1964. Su funcionamiento que era muy satisfactorio, hubo de suspenderse al cabo de 2000 horas a causa de una avería producida en el multiplicador de velocidad y no se reparó nunca, desmontándose en junio de 1966. El diámetro del rotor era de 35 m, con una potencia nominal de 1000 Kw para un viento de 17 m/s. La altura de la torre era de 61 m y el peso del conjunto era de 96 toneladas.

En la siguiente tabla se muestra de un modo resumido las características de los aerogeneradores mencionados para facilitar un análisis comparativo entre los mismos.

Año	País	Lugar	Potencia (Kw)	Velocidad de viento (m/s)	Diámetro de turbina (m)	Número de palas	Velocidad de rotación r.p.m.	Tipo de Generador Sinc. (S) Ind. (I)
1931	Rusia	Yalta	100	10.5	30	3	30	I
1941	USA	Granpa's Knob	1250	13.5	53.3	2	26	S
1954	Reino Unido	Costa Hill	100	15.25	15.3	3	130	I
1955	Reino Unido	St. Albans y Grand Vent (Argelia)	100	13.5	24.4	2	95.4	S
1957	Dinamarca	Gedser	200	15	24	3	30	I

1957	Alemania	Stötten	100	8	34	2	42	
1958	Francia	St. Rémy- des Landes	132	12.5	21.2	3	56	1
1959	Reino Unido	Isla de Man	100	18.5	15.2	3	75	1
1963	Francia	St. Rémy- des Landes	1000	17	35	3		1

Tabla No. 11 : Aerogeneradores de gran potencia construidos en el mundo entre 1931 y 1965.

CUARTA ETAPA: Desarrollo a partir de 1973.

La crisis energética mundial de octubre de 1973 sirvió para avisar al mundo occidental de la naturaleza finita de los combustibles fósiles que se estaban consumiendo a una gran velocidad y es a partir de esta fecha clave cuando los Gobiernos, Ministerios de Industria y Centros de Investigación de muchos países occidentales inician la oferta de proyectos públicos de investigación para desarrollar fuentes de energías alternativas. Por su importancia se van a analizar los programas de grandes aerogeneradores desarrollados por diversos países comenzando por Estados Unidos y por los países europeos.

Programas de desarrollo de grandes aerogeneradores en Estados Unidos

El desarrollo norteamericano de grandes aerogeneradores se inició en 1975 y fue patrocinado por el Departamento de Energía de EEUU (Energy, Research and Development Administration, ERDA). El primer año de aplicación de este programa fue el año 1976 y se destinaron al proyecto 17 millones de dólares, los principales aspectos del programa de investigación fue la construcción de aerogeneradores de eje horizontal y algunas unidades de pequeña potencia de eje vertical y alta velocidad.

A continuación se nombran y se hace una pequeña descripción de algunos de los modelos desarrollados.

a) Aerogenerador Modelo MOD-0 de 100 Kw

Fue construido por la Compañía de aviación Lockheed y se instaló en el Centro de Investigación de la NASA, Plum Brook, situado cerca de Sandusky, Ohio. Entró en servicio el 4 de septiembre de 1976 y el diseño original de la máquina incorporaba una hélice bipala de paso variable y buje rígido con un diámetro del rotor de 38.1 m y una velocidad nominal del viento de 8 m/s a la altura de elevación del buje.

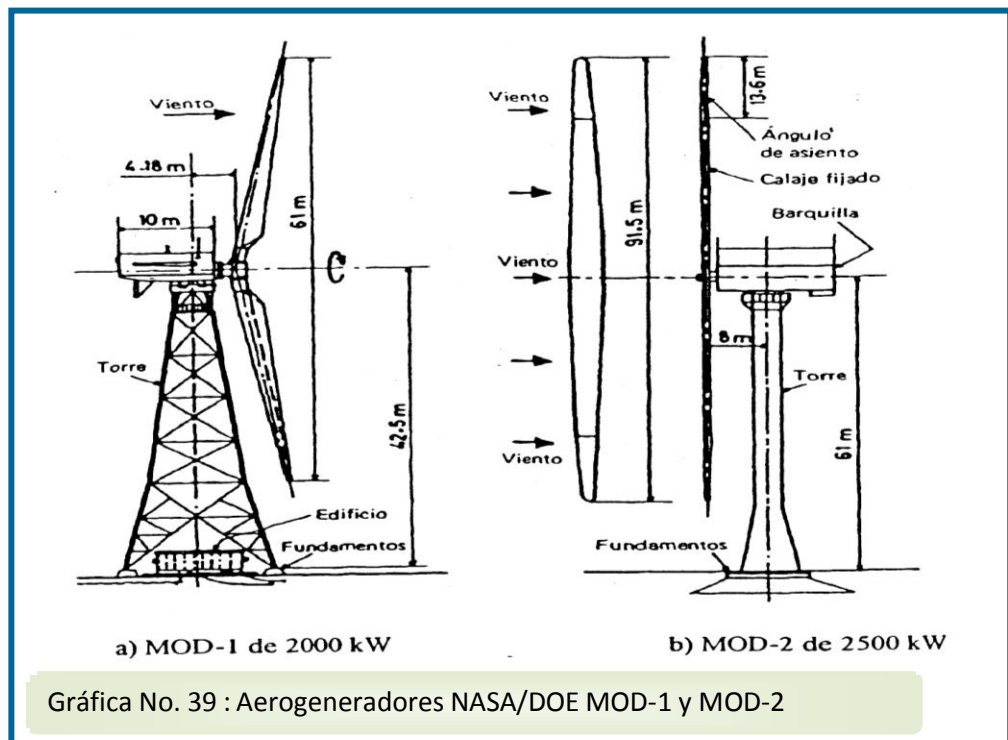
b) Aerogeneradores NASA/DOE MOD-OA de 200 Kw

Como continuación del programa descrito en el apartado anterior, el Departamento de Energía de EEUU decidió instalar dos aerogeneradores réplica del MOD-O (más tarde el Congreso EEUU aprobó un proyecto de cuatro unidades), pero de potencia doble (200kW). La NASA contrató en 1977 la fabricación de las cuatro unidades a la Compañía Westinghouse. Los aerogeneradores eran del tipo bipala de 38.2 m de diámetro del rotor (y dispuestas a sotavento) con una velocidad nominal de 40 r.p.m. La torre era de celosía de 30.5 m de altura hasta el eje del rotor. Se emplearon alternadores tetrapolares de 250 KVA y una tensión nominal de 480 V.

c) Aerogenerador NASA/DOE MOD-1 de 2000 Kw.

En paralelo con el programa de las máquinas MOD-OA, la Compañía General Electric, inició el desarrollo de un nuevo prototipo (Gráfica No. 39a), que se completó el año 1979 y se instaló en monte Howrad's Knob cerca de Boone, en Carolina del Sur, las características de diseño de esta máquina constituían un cambio de escala en cuanto a tamaño y el diseño original del prototipo MOD-O (hélice bipala, buje rígido, rotor posicionado a sotavento, torre rígida en celosía), su diámetro del rotor alcanzaba los 61 m con una velocidad nominal de 35 r.p.m. y la altura de la torre hasta el eje del rotor era de 43 m.

Los resultados de operación pusieron de manifiesto la compatibilidad de generador con la red eléctrica y la estabilidad de tensión y frecuencia. Este diseño contaba con un alternador de 2000 KVA con una velocidad del viento para la conexión de 7 m/s, una velocidad nominal viento de 14,6 m/s y una velocidad de desconexión de 19 m/s.



d) Aerogenerador NASA/DOE MOD-2 de 2500 Kw

El programa de desarrollo de este prototipo incluía la fabricación de tres unidades por la Compañía BOING que se instalaron en la localidad de Goldendale, estado de Washington, en el año 1980. El aerogenerador de 91 metros de diámetro incorporaba los resultados de las experiencias realizadas en la máquina MOD-0, habiéndose cambiado drásticamente el

diseño con relación a los prototipos MOD-OA y MOD-1. Estos cambios se traducían en:

- Mecanismo para bascular el rotor.
- Posicionado de la hélice a barlovento.
- Torre tubular flexible.

Otros desarrollos americanos

Además de los importantes aerogeneradores anteriores, se prepararon después modelos de más potencia como son los tipos MOD-5A y MOD-5B concedidos respectivamente a las Compañías General Electric y Boeing, estos aerogeneradores eran del tipo bipala: El primero con un diámetro de 107 m y dotado de alternador de 5000 Kw y el segundo también bipala de 4400 Kw de 93 m de diámetro con un generador de inducción. También EEUU ha construido unidades con rotor Darrieus Y parque eólicos importantes con aerogeneradores de menor potencia.

En definitiva, Estados Unidos ofrece desde el año 1984 Un continuo crecimiento y el mayor escaparate mundial de instalaciones eólicas configuradas como parques eólicos de gran, dimensión. En 1982 había menos de 100 MW instalados y en 1990 se habían alcanzado los 1600 MW.

Programas Europeos de grandes aerogeneradores de eje horizontal

▪ Dinamarca

Este país es considerado el pionero de la industria eólica en Europa, siendo el primero como suministrador en el sector de bienes de equipo y actualmente también en número de instalaciones y potencia total instalada.

Las bases de esta posición de liderazgo a nivel internacional han sido el interés popular por esta forma de energía y el apoyo estatal a la investigación y desarrollo de aerogeneradores.

Dinamarca, un país con escasos recursos energéticos propios utilizó la energía del viento de un modo significativo en el periodo entre-guerras. Cuando finalizó la ocupación nazi de la 1ª Guerra Mundial, la Compañía F.L. Smidth comenzó la construcción de una serie de aerogeneradores en el entorno de los 45 Kw con dinamos acopladas que produjeron más de cuatro millones de Kwh por año en ese periodo.

Las torres de los aerogeneradores daneses se construían de hormigón, y es algo que siguen haciendo en la actualidad con los equipos modernos. Al principio los rotores eran de tipo bipala, pero enseguida se pasaron a los

tripala para reducir los problemas de vibración. Con la ayuda del Plan Marshall y la experiencia de J. Juul (discípulo de LaCour) se construyó en 1957 un aerogenerador de 200 Kw que se instaló en la isla de Gedser al sureste de Dinamarca y que estuvo funcionando entre los años 1956 y 1966. Debido a los bajos precios del petróleo, la investigación sufrió una fuerte caída hasta mitad de los 70.

En diciembre de 1976, el Gobierno danés propuso un Plan Nacional de Investigación dotado de 1,1 millones de libras para un periodo de dos años. Las compañías eléctricas financiaron la tercera parte del presupuesto y que se destinó a:

- Recuperación de la máquina de Gedser
- Diseño y construcción de nuevos prototipos.

Casi al mismo tiempo y por iniciativa privada se puso en marcha en 1978 un aerogenerador de 2000 Kw con un rotor de 54 m que se instaló en Tvind cerca de Ulfborg, en la costa noroeste de Dinamarca. La hélice empleada era tripala de plástico armado con fibra de vidrio y una altura de la torre de 53 m.

Todo este esfuerzo de investigación danés supuso en la década de 1980 un florecimiento de la industria con grandes partidas de suministro a países como Estados Unidos y otros, y acuerdos de colaboración en el campo de la investigación con varias naciones.

En diciembre de 1991, Dinamarca contaba con un total de 3230 aerogeneradores de distintos tamaños conectados a la red. La potencia total instalada era de casi 400 Mw. Es interesante destacar que aproximadamente el 85% de la potencia eólica instalada en Dinamarca es de propiedad particular, lo que refleja el gran interés económico, social y ecológico existente en este país hacia la energía eólica.

▪ **Holanda**

En Holanda, el Gobierno aprobó un programa de investigación nacional en febrero de 1976, con el objetivo principal de estudiar la posibilidad técnica y económica de utilización a gran escala de la energía eólica para la producción de electricidad. El proyecto tuvo una duración inicial de cinco años y se destinó para ello un presupuesto de 15 millones de florines. Se construyeron unidades pequeñas y en 1980 entró el generador más potente de 300 Kw instalado en Petten.

Este país contaba a finales de 1991 con 80 Mw instalados y otros 10 Mw en ejecución y también, como Dinamarca, tiene gran experiencia histórica en el aprovechamiento de la energía del viento. Actualmente se sitúa en segundo lugar europeo, en Holanda gran parte de sus instalaciones han sido situadas junto al mar, empleándose la energía eléctrica generada en bombeo de agua para desecar terrenos ganados al mar y aproximadamente el 80% de la capacidad instalada en la actualidad corresponde a 20 parques eólicos cuya potencia en todos los casos superan 1 Mw.

▪ Alemania

La experiencia de este país está basada fundamentalmente en el desarrollo de grandes aerogeneradores, realizados normalmente con presencia de grandes grupos industriales alemanes. En febrero de 1977 el Ministerio Federal para la Investigación y Tecnología anunció diversos proyectos para la construcción de grandes aerogeneradores, primeramente se diseñó y construyó una unidad de 200 Kw y se hizo un estudio de diseño para potencias de 2 a 3 Mw que se completó a mitad de 1978. También se construyó y ensayó un pequeño aerogenerador Darrieus de 5.5 m con una ayuda Federal de medio millón de marcos alemanes.

Es importante destacar el programa alemán GROWIAN (Grosse Windenergie Apilage). El Growian I es un aerogenerador de tipo bipala con

un diámetro del rotor de 100.4 m que entró en servicio el año 1982 y representó el salto tecnológico más grande y osado que se había realizado hasta esa época, la máquina tenía una potencia de 3 Mw y está dotada de palas de 100 m de diámetro y una torre de 100 m de altura, el rotor dispone de dos palas de paso variable en toda su longitud, fabricadas con fibra de carbono con un alto grado de conicidad y dispuestas a sotavento. La torre está formada por cilindro soldados de acero de 3.5 m de diámetro y mantenida verticalmente por medio de tirantes de acero.

En 1989, con independencia de las máquinas experimentales de este tipo, se disponía en el país de 50 Mw instalados con tamaños menores de aerogeneradores. Actualmente el esfuerzo de penetración eólico en Alemania se centra principalmente en instalaciones de desarrollo tecnológico, ocupando una parcela muy importante las nuevas aplicaciones. Durante 1991 fueron iniciados 79 Mw de los que actualmente están en explotación 34 Mw, lo que significa 334 aeroturbinas instaladas en 245 ubicaciones diferentes

▪ Reino Unido

El desarrollo eólico de este país ha sufrido múltiples altibajos y aunque posee un potencial eólico muy destacable sólo totaliza 10 Mw instalados,

habiéndose dedicado su esfuerzo hasta ahora, al desarrollo y seguimiento de prototipos de media-alta potencia, contando con fabricantes de máquinas. Al amparo de NFFO (siglas inglesas que responden a un programa estatal que obliga a las empresas abastecedoras a comprar un mínimo de electricidad de origen no fósil a un precio relativamente elevado) se comenzó en otoño de 1991 la instalación de un parque eólico de 4 Mw en Cornwall, condado de Delabole. De los otros cuatro proyectos aprobados en el primer NFFO, tres de ellos fueron sometidos a encuesta pública durante 1991 y todos ellos han sufrido notables retrasos debidos a consideraciones relacionadas con el impacto ambiental.

▪ Suecia

El programa de energía eólica se inició en 1973 a través de la Comisión Nacional Sueca para el Desarrollo Tecnológico destinándose 211 millones de coronas suecas para un proyecto de tres años de duración. Este programa contemplaba los aspectos siguientes:

- a) Una mejor comprensión de los regímenes de viento, incluyendo prospección de zonas eólicas potencialmente explotables y estudios de los problemas aerodinámicos de palas y torre. Este trabajo fue dirigido por el Instituto de Meteorología de Suecia con la colaboración de las Universidades de Upsala y Estocolmo.

- b) Estudios sobre el diseño y construcción de palas, tipos de torre y sistemas de control, que fueron realizados por Saab-Scania.
- c) Diseño y construcción de una pequeña unidad experimental de 50 Kw, con turbina bipala de aluminio de 18m de diámetro y conexión a la red a 140 km al norte de Estocolmo.

Más tarde se formó un consorcio denominada KaMeWa que construyó dos aerogeneradores de gran potencia.

▪ **Canadá**

En Canadá, la ruta tecnológica ha sido diferente a otros países. Sus principales investigaciones fueron el desarrollo de rotores Darrieus parabólicos (de forma troposkien es como técnicamente la denominan en inglés) de eje vertical. En 1977 se puso en servicio un aerogenerador Darrieus de 230 Kw, de 24.4m de diámetro en la zona más ancha y de 37 m de altura. Se instalaron en las islas Magdalenas, en el golfo de San Lorenzo. La máquina accionaba un generador de inducción que actuaba como motor para arrancar el rotor (debido a la falta de capacidad de autoarranque que presenta esta máquina). En 1987 se instaló el aerogenerador vertical Eolé en el río San Lorenzo; es una máquina gigantesca de 64m de diámetro máximo y 96m de altura, con una potencia nominal de 4 Mw. Representa el primer aerogenerador del tipo Darrieus que

supera el megavatio. No tiene caja de engranajes y el rotor mueve directamente un alternador de gran diámetro con 162 polos situados al nivel del suelo y que se conecta a la red eléctrica de Hydro-Quebec a través de un convertidor AC-DC-AC, de este modo se tiene una interfaz para pasar de velocidad variable a frecuencia constante. De momento la potencia se ha limitado a 2.5 Mw para estudiar el impacto sobre la red.

▪ España

En España el desarrollo moderno de la energía eólica se inicia en los años 1978-79 de la mano del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, dando lugar a la instalación de un prototipo de aerogenerador de 100 Kw en el término municipal de Tarifa (Cádiz). Este aerogenerador es una aeroturbina tripala de eje horizontal y 20 m de diámetro con una velocidad nominal de 48 r.p.m. Las palas son de paso variable y de plástico armado, y mueven a través de una caja de engranajes un alternador de 4 polos. La góndola está soportada por una torre cilíndrica metálica de 20 m de altura y de 1.80 m de diámetro. La velocidad nominal del viento es de 12 m/s.

En el año 1981, el Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial (CDTI), dependiente del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, convocó dos concursos para el desarrollo de prototipos de aerogeneradores de 5 a 10 Kw y de 25 Kw, realizándose de esta forma algunas de las

primeras máquinas nacionales de pequeña potencia. Paralelamente, el programa energético UNESA-INI posibilitó el desarrollo de otro modelo de aerogenerador de 24 Kw, que fue instalado en Mallorca (Alfabia), sirviendo además para sentar las primeras bases del futuro desarrollo de aerogeneradores de elevada potencia

CAPÍTULO 3

3. PROCESOS EN LA PRODUCCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

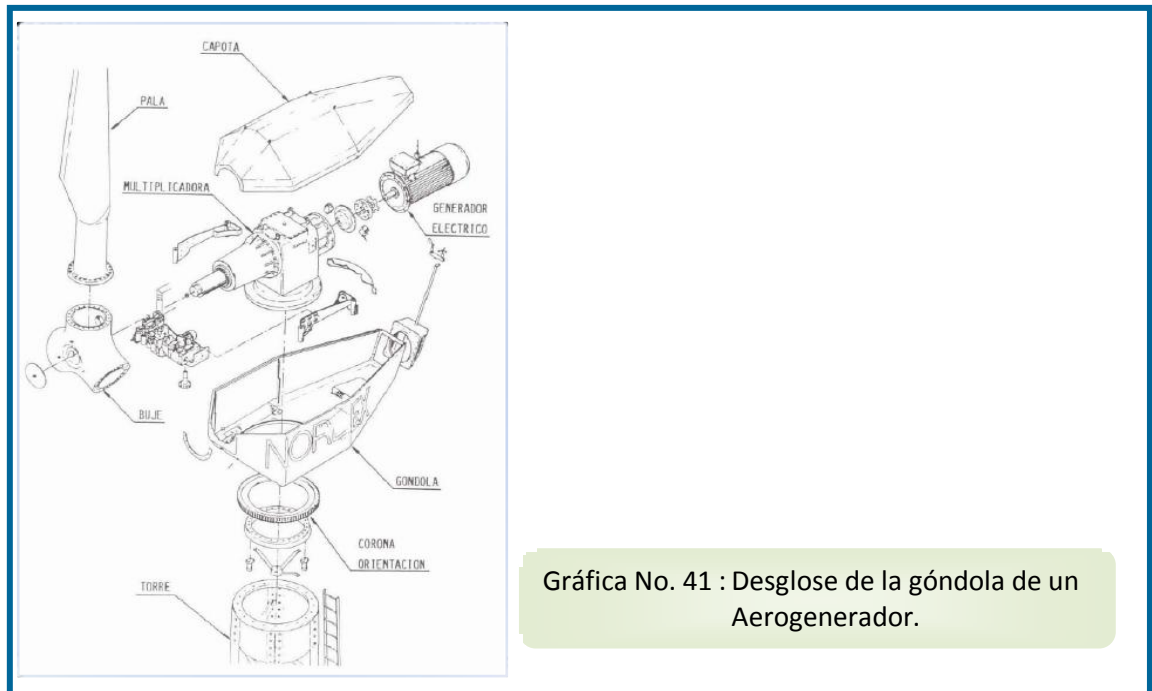
3.1 Constitución de aerogeneradores

Un aerogenerador consiste en un rotor o turbina eólica que convierte la energía cinética del viento en potencia sobre un eje giratorio, un sistema de generación que convierte esa potencia en electricidad y un cierto número de componentes auxiliares necesarios para un adecuado funcionamiento del conjunto.



A lo largo de los años, han surgido numerosas y diversas arquitecturas de aerogeneradores, aunque la mayor parte de ellos presentan ciertos aspectos

comunes. La mayoría de las aeroturbinas instaladas poseen eje horizontal, con las palas a barlovento y un sistema de orientación para posicionar a la máquina cara al viento en todo momento.



La constitución típica de un aerogenerador incluye principalmente los siguientes elementos:

– **Palas del Rotor:**

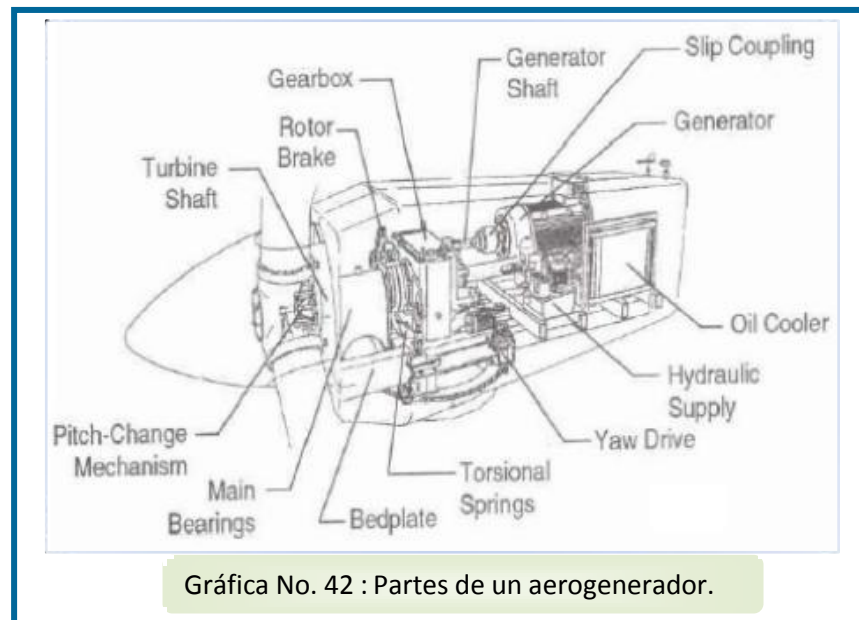
Las palas del rotor capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje.

– **Buje:**

El buje del rotor permite acoplar el rotor al eje de baja velocidad del aerogenerador.

– **Sistema Activo de Giro de Pala (PITCH CHANGE MECHANISM):**

Sistema activo de giro de las palas sobre su eje longitudinal que controla las actuaciones de la máquina. Cuando el generador funciona a carga parcial se mantendrá el ángulo de ataque del perfil de tal manera que se extraiga la máxima potencia del viento. Cuando las velocidades del viento son muy elevadas se disminuye el ángulo de ataque, manteniendo la potencia constante y reduciendo las fuerzas sobre el rotor eólico.



Gráfica No. 42 : Partes de un aerogenerador.

– **Sistema Hidráulico:**

Dentro del buje hay un sistema hidráulico que permite el movimiento de las palas en torno a su eje longitudinal. Se puede acceder a él desde una entrada en el propio buje.

– **Sistema de Bloqueo del Rotor:**

Cuando es necesario realizar algún tipo de mantenimiento dentro del buje, existen sistemas que permiten mantenerlo bloqueado.

– **Mecanismo de Control de Balanceo:**

En una aeroturbina la conexión entre el rotor eólico y el eje de baja velocidad es uno de los puntos más críticos. A esta interfaz se la conoce habitualmente como buje, y se caracteriza por incorporar un mecanismo de control del balanceo que controla el movimiento del rotor perpendicular a su plano de rotación, permitiendo reducir las cargas de fatiga en toda la aeroturbina.

El coste, la complejidad y el peso del buje son aspectos importantes que deben ser considerados en el diseño de una aeroturbina eficiente.

La experiencia dice que han aparecido serios problemas en la integración de la raíz de las palas al buje, la propia conexión del buje al aerogenerador, las conexiones para configurar el mecanismo de cambio de paso de pala, así como el acoplamiento adecuado de las juntas y cojinetes de los sistemas de balanceo y sus sistemas de control.

– **Góndola:**

La góndola contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina.

– **Acoplamiento Fijo entre el Buje y el eje de Baja Velocidad:**

Permite transmitir el movimiento del rotor eólico, al capturar las palas la energía del viento.

– **Cojinete Delantero del Eje de Baja Velocidad**

– **Eje de Soporte y Protección del eje de Baja Velocidad**



Gráfica No. 43 : Eje de baja velocidad de una aeroturbina.

– **Eje Torsor:**

Un eje torsor (quill shaft), es por definición un eje delgado y sólido diseñado y conformado para transmitir el mismo par que el que transmitiría un eje más largo sometido a niveles de carga superiores. En la transmisión del par el eje torsor actúa como un muelle torsor girando alrededor de su eje longitudinal.

– **Cojinete Trasero del Eje de Baja Velocidad**

– **Dispositivos de Acoplamiento del Eje:**

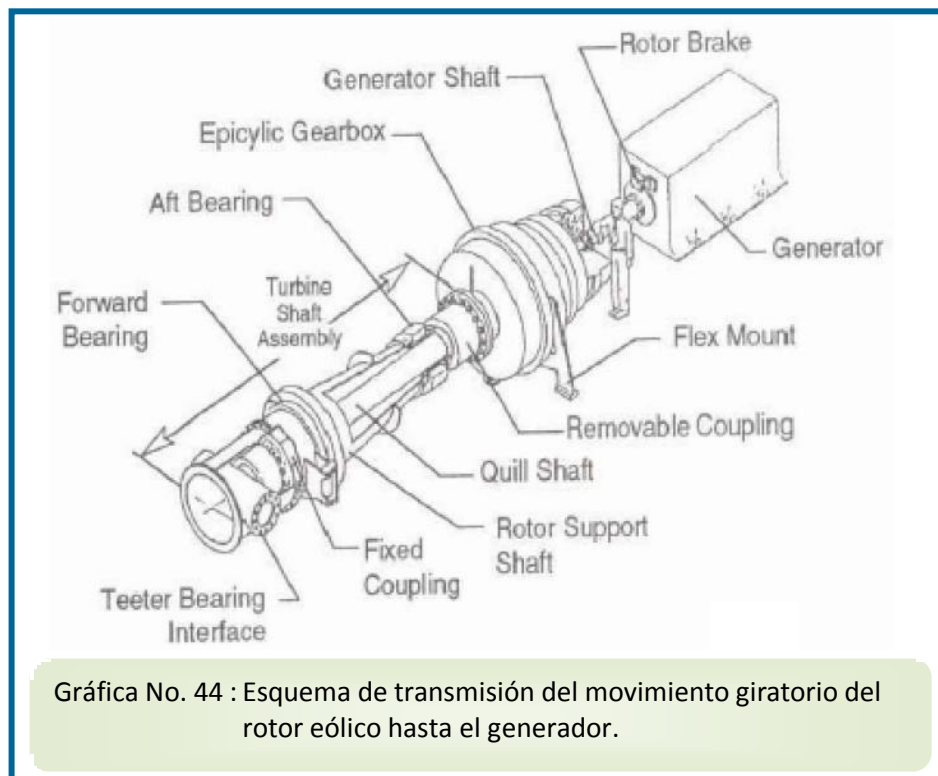
Un dispositivo de acoplamiento en el que el eje está acoplado a un cojinete cuyas bolas, dispuestas en agujeros radiales, engranan en un surco del propio eje. Una serie de anillos deslizantes fuerza el acoplamiento selectivo de las bolas con la ranura o surco del eje apropiado. El conjunto de anillos puede moverse en ambas direcciones hacia las ranuras.

– **Muelles Torsos:**

Un muelle torsor es un dispositivo de material elástico que reacciona contra la torsión o un movimiento giratorio.

Son muelles helicoidales que ejercen un par o fuerza rotatoria ofreciendo resistencia a un par externo aplicado. El final de los muelles torsos está

unido a otros componentes, y cuando esos componentes rotan alrededor del centro del muelle helicoidal, el muelle trata de llevarlos a su posición original. A pesar de lo que el nombre que tienen implica, los muelles torsores están sometidos a esfuerzos flectores más que a esfuerzos torsores.



– **Caja Multiplicadora:**

La caja multiplicadora como elemento del tren de potencia aparece como una opción de diseño habitual ya desde las primeras turbinas eólicas concebidas para producir energía eléctrica. La necesidad de este

elemento se justifica por el diferente régimen de giro que requiere un rotor eólico y un generador eléctrico de diseño convencional.

Suele estar formado por engranajes epicicloidales. Un engranaje planetario o engranaje epicicloidal es un sistema de engranajes (o tren de engranajes) consistente en una rueda dentada interior más tres engranajes externos o satélites que rotan sobre un engranaje central o planeta.

Típicamente, los satélites se montan sobre un brazo móvil o portasatélites que a su vez puede rotar en relación al planeta. Los sistemas de engranajes planetarios pueden incorporar también el uso de un engranaje anular externo o corona, que engrana con los satélites.

Es esta construcción, con tres ruedas pequeñas moviéndose en órbita alrededor de una rueda común central, la que ha dado lugar al nombre de la caja multiplicadora planetaria.

– **Base Vibratoria de Sujeción:**

Es una base vibratoria de sujeción diseñada para absorber cargas radiales y longitudinales excepcionalmente altas. Desarrollado para aeroturbinas y especialmente para aquellas con buje integrado y caja multiplicadora.

– **Acoplamiento Flexible:**

Acoplamiento flexible del eje de salida de la multiplicadora con el eje de alta velocidad del generador.



Gráfica No. 45 : Acoplamiento flexible a la salida de la caja multiplicadora

– **Eje del Generador:**

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

– **Freno del Rotor:**

El eje de alta velocidad está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

– **Acoplamiento Deslizante:**

El acoplamiento deslizante (slip coupling) sirve como limitador de par actuando de la misma manera que el acoplamiento de dos ejes colineales.

Cuando la carga excede el par máximo que puede soportar el acoplamiento los dos ejes rotan uno respecto a otro hasta alcanzar el valor de par máximo.

Un acoplamiento de este estilo está diseñado para operar con un desalineamiento angular de hasta 3° y lineal de hasta 2,5 mm, entre los dos ejes. Las características de este componente permiten acoplar ejes de distintos diámetros.

– **Generador:**

Convierte la energía mecánica en eléctrica.

– **Unidad de Refrigeración:**

La unidad de refrigeración contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad de refrigeración del aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador.

Algunas turbinas tienen generadores enfriados por agua.

– **Sistema Hidráulico:**

El sistema hidráulico es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador.

– **Mecanismo de Orientación (Yaw Drive) :**

El mecanismo de orientación es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta. Normalmente, la turbina sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección.

– **Anemómetro y Veleta:**

El anemómetro y la veleta se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/s. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de aproximadamente 25 m/s, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para girar al aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

– **Controlador Electrónico:**

El controlador electrónico tiene un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente para el aerogenerador y avisa al ordenador del operario encargado de la turbina.

– **Plataforma:**

Es la plataforma que sirve de soporte a la máquina.

– **Torre :**

Estructura metálica que soporta la góndola. Para aerogeneradores grandes, suele tener una primera franja de hormigón para dar mayor solidez estructural.

3.2 Principio de funcionamiento de los aerogeneradores

3.2.1 La ley de Betz - Teoría de la cantidad de movimiento

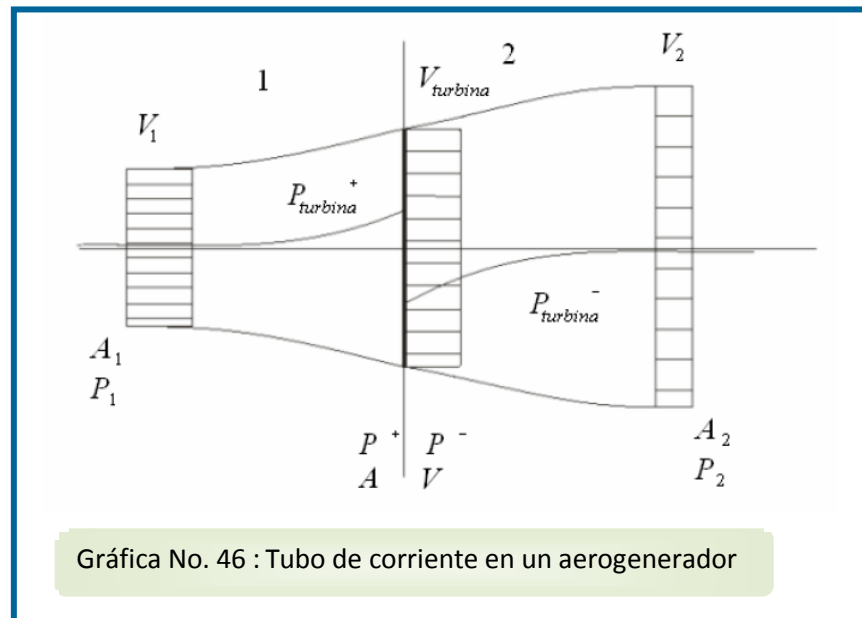
La formulación de esta teoría se basa en las siguientes hipótesis:

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

Sea una aeroturbina inmersa en el seno de una corriente de aire. La velocidad en la sección A_1 en el infinito aguas arriba es la velocidad incidente del viento V_1 , por definición. Se aprecia que a medida que nos vamos acercando al rotor, viniendo de la sección A_1 , la velocidad va decreciendo paulatinamente, de manera que cuando llegamos a la propia sección A del rotor la velocidad tiene un valor de V y su módulo es menor que V_1 . Si seguimos viajando aguas abajo pasado el rotor la velocidad sigue decreciendo progresivamente también, hasta llegar al infinito aguas abajo a la sección A_2 , donde la velocidad tiene un valor de V_2 , siendo su módulo menor que el de la velocidad V .

Si estudiamos ahora la magnitud de presión, vemos que su variación a lo largo del tubo de corriente es muy distinta a la de la velocidad. La presión en la sección A_1 tiene un valor P_1 , que es la presión atmosférica del aire en el infinito aguas arriba. A medida que viajamos hacia el rotor, la presión comienza a subir progresivamente hasta tomar un valor P^+ en la cara anterior al rotor, por lo que hay una sobrepresión respecto a la atmosférica P_1 en dicha cara. A continuación, a través del rotor hay un salto de presiones y la presión decrece a un nivel por debajo de la atmosférica, siendo su valor P^- justo en la cara posterior del rotor. Finalmente si seguimos viajando hasta el infinito aguas abajo, la presión crece siempre progresivamente hasta llegar

en el infinito aguas abajo a la sección A_2 al valor P_2 , que es exactamente igual a P_1 .



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

Planteando las principales ecuaciones de esta teoría:

Conservación del gasto másico:

El caudal másico \dot{m} se ha de mantener a lo largo del tubo de corriente.

Como tan sólo la velocidad axial contribuye a él se cumplirá:

$$\dot{m} = \rho \cdot A_1 \cdot v_1 = \rho \cdot A \cdot v = \rho \cdot A_2 \cdot v_2 \quad 1$$

Por lo tanto:

$$A_1 \cdot v_1 = A \cdot v = A_2 \cdot v_2 \quad 2$$

Cantidad de movimiento

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

$$T = -\dot{m} v_2 - v_1 = \rho A v v_1 - v_2 \quad 3$$

Energía

Corresponde a la aplicación de Bernoulli entre A_1 y A , y entre A y A_2 .

$$p^+ + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 = p + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 \quad 4$$

$$p^- + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 = p + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_2^2 \quad 5$$

Equilibrio del disco

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

$$T = p^+ - p^- A \quad 6$$

Restando miembro a miembro las ecuaciones 4 y 5 obtenemos una expresión del salto de presiones a través del disco:

$$p^+ - p^- = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 - v_2^2 \quad 7$$

Velocidad en el plano del rotor

Según lo visto en el párrafo anterior, podemos calcular la velocidad del viento en el plano del rotor, igualando las ecuaciones 3, 6 y 7 :

$$T = \rho \cdot A \cdot v \cdot v_1 - v_2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^2 - v_2^2 \quad 8$$

Por lo tanto:

$$v = \frac{1}{2} v_1 + v_2 \quad 9$$

Esto es, la velocidad en el plano del rotor es la suma de los valores de velocidad de viento aguas arriba y abajo del mismo (en los extremos del tubo de corriente) dividido para dos.

Potencia aerodinámica extraída por el rotor del viento

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

$$W_R = T \cdot v = \rho \cdot A \left(\frac{v_1^2}{2} + \frac{v_2^2}{2} \right) \frac{v_1 + v_2}{2} \quad 10$$

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

$$W_R = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad 11$$

Límite de Betz

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

$$C_p = \frac{W_a}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3} \quad 12$$

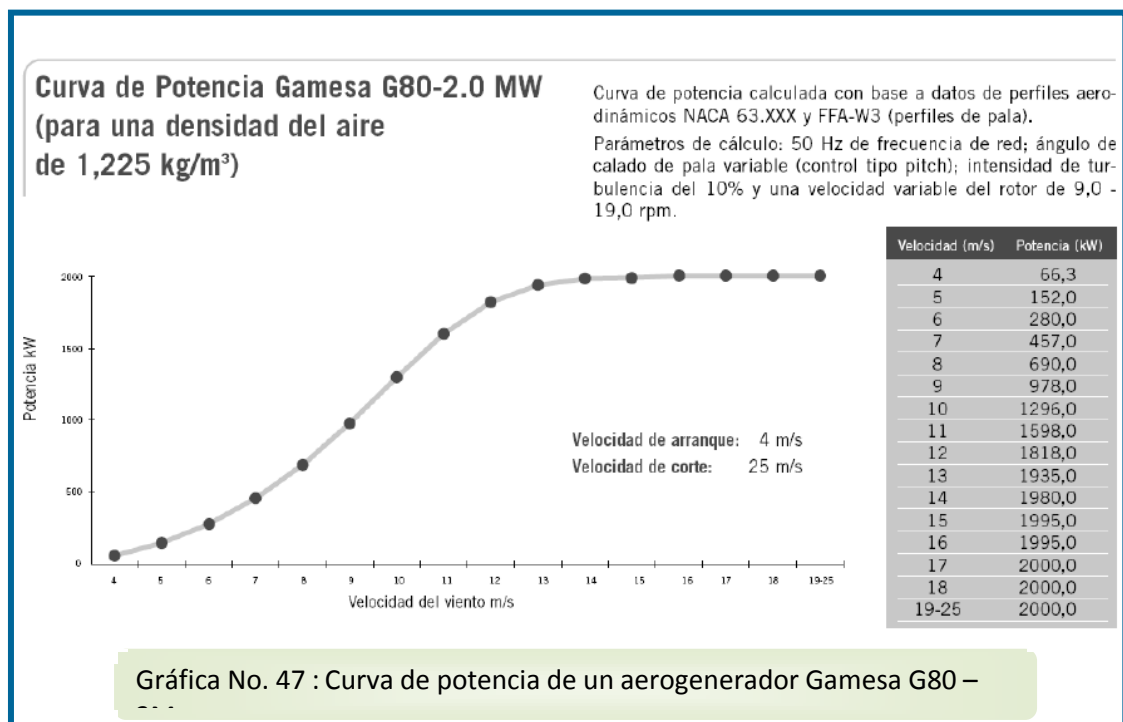
Si en esta expresión introducimos en el numerador la potencia máxima que se puede conseguir con un aerogenerador para la velocidad de viento incidente v_1 queda:

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

0.6 es conocido como el límite de Betz.

3.2.2 Curva de potencia

La potencia mecánica disponible en el eje de una aeroturbina puede ser expresada en función de la velocidad del viento V y de la velocidad ω de rotación del eje, tal que la potencia mecánica $P_m v, \omega$ aumentará con la velocidad de viento, para una velocidad de rotación ω determinada, hasta que se alcance un máximo a partir del cual comience a disminuir. Esta relación queda definida en la curva de potencia propia del aerogenerador.



La mayor parte de los aerogeneradores actualmente en servicio están equipados con generadores de inducción y han sido concebidos para su funcionamiento a una velocidad de rotación ω variable. En estos aerogeneradores la potencia mecánica es cero cuando la turbina está frenada o cuando gira libremente sin carga, y existe un punto de operación en el cual la conversión de potencia es máxima y en torno a él suele definirse la velocidad nominal y la potencia nominal del aerogenerador.

En la práctica los aerogeneradores operan habitualmente entre un valor mínimo v_{min} y un valor máximo v_{max} de la velocidad de viento. Para $v < v_{min}$ la energía obtenida es nula o muy pequeña y el aerogenerador permanece en reposo a fin de minimizar esfuerzos innecesarios y alargar su vida media.

Para $v > v_{max}$, el aerogenerador también es conducido al reposo, para evitar sobreesfuerzos, así como por escasa la posibilidad de que se presenten vientos muy elevados que hace que no resulte económico construir una turbina a tal fin.

3.2.3 La energía del viento

Debido a que la energía del viento depende de la velocidad del mismo, esta no puede modelarse de forma determinista se emplean distribuciones de

probabilidad para modelar su comportamiento. Uno de los métodos estándar para determinar la distribución de velocidades del viento es medir valores medios durante 10 minutos con un anemómetro y aproximar dicha serie por la distribución de Weibull o la distribución de Rayleigh

La función de densidad de Weibull viene dada por la expresión:

$$f_w(v_w) = ab^{-a} v_w^{a-1} e^{\left(\frac{-v_w}{b}\right)^a} \quad [14]$$

Donde a es el parámetro de forma y es a dimensional, y b es el parámetro de escala y su valor es cercano a la velocidad media, v_w es la velocidad del viento (ver Gráfica No 48). La media y la varianza vienen dadas por las expresiones [15] y [16], respectivamente:

$$\text{Media} = \mu = \frac{b}{a} \Gamma\left(\frac{1}{a}\right) \quad [15]$$

$$\text{Varianza} = \sigma^2 = \frac{b^2}{a} \left[2\Gamma\left(\frac{2}{a}\right) - \frac{1}{a} \left[\Gamma\left(\frac{1}{a}\right) \right]^2 \right] \quad [16]$$

Donde $\Gamma(x)$ es la función gamma y se define como:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad [17]$$

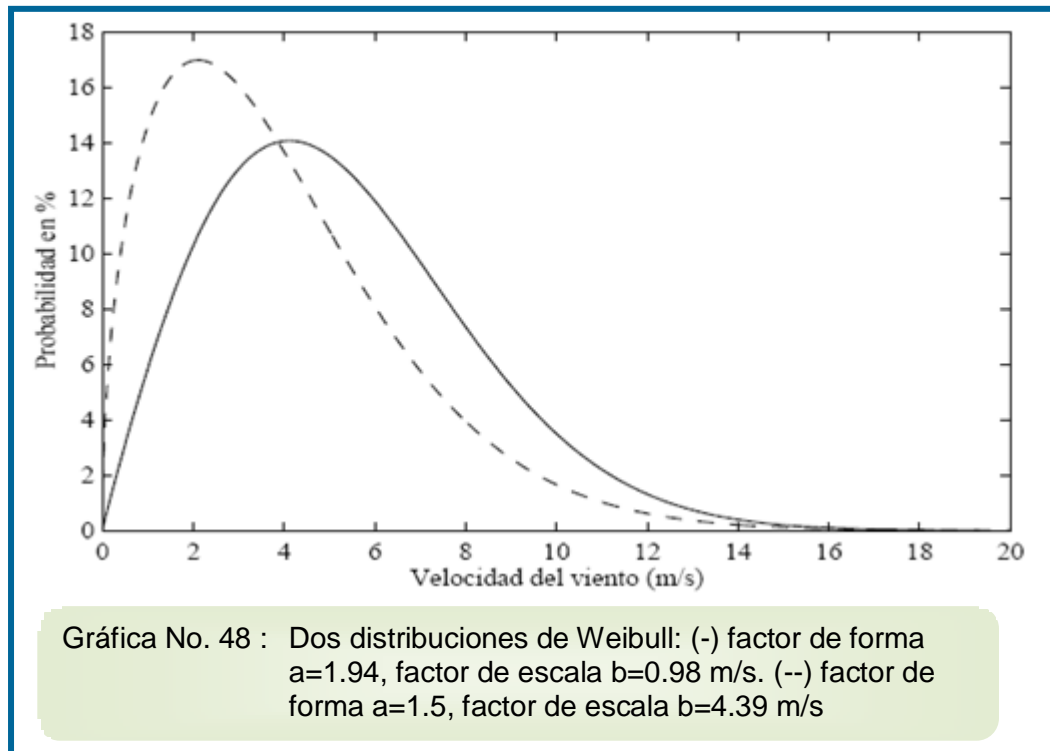
En siguiente gráfica, se han representado dos ejemplos de distribuciones de Weibull para valores distintos de los parámetros de escala y de forma.

La distribución de Rayleigh es un caso particular de la distribución de Weibull en el que el factor de forma es igual a 2:

$$f_w(v_w) = 2b^{-2} v_w e^{\left(\frac{-v_w}{b}\right)^2} \quad [18]$$

La potencia que posee una determinada corriente de viento al atravesar una sección A es proporcional a la velocidad del viento al cubo:

$$P_{\text{wind}} = \frac{1}{2} \rho A_w v_w^3 \quad [19]$$



Donde p es la densidad del aire (aproximadamente $1,225 \text{ kg/m}^3$). Si se multiplica la función de densidad de la distribución de velocidades de viento [14] (considerando la distribución de Weibull) por la potencia del viento obtenida en la ecuación [19], se obtiene la función de densidad de la distribución de energía del viento. Por lo tanto la cantidad de energía total de un emplazamiento puede calcularse como:

$$E_w = \int_0^{\infty} f_w(v_w) P_w(v_w) dv_w \quad [20]$$

Este dato es importante a la hora de considerar un posible emplazamiento para un generador eólico, ya que la potencia mecánica que una turbina eólica puede capturar se puede calcular como:

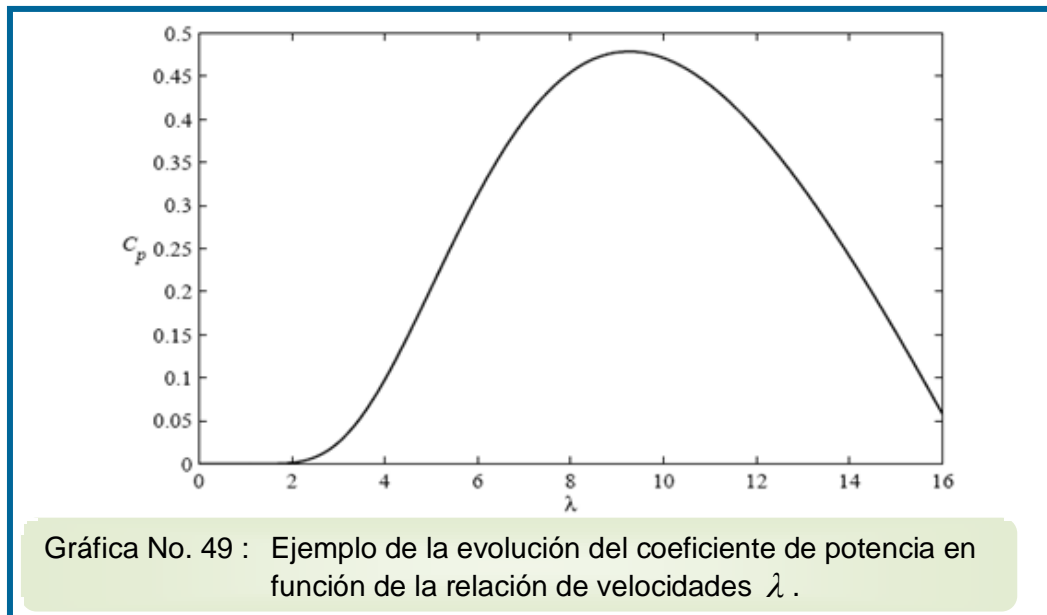
$$P_w = P_{wind} C_p = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p v_w^3 \quad [21]$$

Donde R es el radio de las palas, C_p es el coeficiente de potencia, que expresa la fracción de potencia extraída por el aerogenerador, y v_w es la velocidad del viento. El valor teórico máximo del coeficiente de potencia es el límite de Betz, cuyo valor es $16/27$. Los factores de los que depende el coeficiente de potencia son: geometría de las palas, ángulo de paso de las palas, la relación entre la velocidad lineal en la punta de pala v_u y la velocidad del viento:

$$\lambda = \frac{v_u}{v_w} = \frac{\Omega_R R}{v_w} \quad [22]$$

Donde Ω_R es la velocidad de giro de las palas.

En la siguiente gráfica, se representa un ejemplo de la evolución del coeficiente de potencia, C_p , en función de la relación de velocidades, A , para un determinado ángulo de paso. El máximo valor del coeficiente de potencia se obtiene para un valor de $\lambda_{opt} = 9,25$ y vale $C_{pmax} = 0,48$.



Obviamente, el generador eólico maximiza la energía que captura del viento cuando trabaja con máximo coeficiente de potencia, por lo que es deseable operar en ese punto dentro de un amplio rango de velocidades de viento. No obstante, esta condición solo pueden cumplirla los generadores eólicos de velocidad variable.

Cuando el generador está conectado a una red eléctrica, lo más común es utilizar un generador de inducción cuya excitación es provista por la misma red, es decir la potencia reactiva que se necesita para mantener el flujo magnético del generador es provista por la red eléctrica, lo cual restringe la turbina a una velocidad casi constante. En este caso el control y optimización de potencia se realiza por medio del ángulo de incidencia de las palas lo cual requiere servomecanismos muy complejos. Sin embargo también se usan

técnicas de velocidad variable, las cuales requieren de generadores de rotor devanado o generadores conectados a la red por medio de convertidores estáticos de frecuencia, los cuales pueden ser costosos para grandes potencias.

La técnica de velocidad variable se basa en el hecho que, para una determinada velocidad de viento, diferentes velocidades angulares de la turbina producen diferentes potencias generadas, y existe una velocidad óptima que produce la máxima potencia. Para encontrar la máxima potencia hay métodos de búsqueda dinámica del punto óptimo y técnicas basadas en el modelo que pueden ser con medición de la velocidad del viento , usando estimadores de velocidad de viento o por imposición de la carga óptima que maximice la captación de energía

[17]

3.2.4 Dinámica atmosférica horizontal origen de los vientos

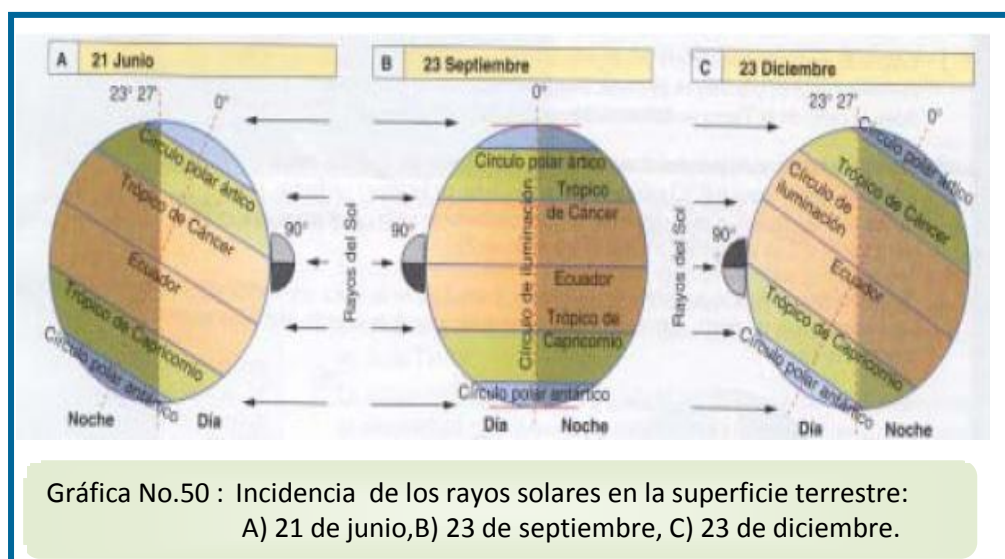
Distribución latitudinal de la energía solar

La circulación atmosférica viene determinada por:

- La diferencia constante de temperatura que existe entre el ecuador y los polos
- La rotación de la Tierra.
- La presencia de masas continentales.

La Tierra es una esfera por lo que los rayos del Sol sólo dan perpendicularmente en un punto.

El eje de la Tierra está inclinado con respecto al plano de giro alrededor del Sol, por lo que los rayos inciden de forma perpendicular en diferentes puntos según la época del año.



Células convectivas

La cantidad de insolación recibida en un día y en un lugar determinado depende de:

Tiempo de exposición: Es el número de horas en que los rayos del sol impactan la masa de aire, este dependerá de la inclinación del eje terrestre o la estación del año.

Ángulo de Incidencia: La intensidad es menor a medida que aumenta el ángulo de inclinación, ya que la radiación se reparte en una superficie más amplia. Además al estar inclinados los rayos recorren mayores distancias y hay más absorción.

Debido a todo esto la zona tropical recibe mayor cantidad de energía solar por unidad de superficie. Mientras que en los polos hay grandes diferencias.

La atmósfera está compuesta por fluidos, por lo que debe existir una circulación convectiva de distribución del calor, desde el Ecuador a los polos. Según esto el aire caliente ascendería a las capas altas de la atmósfera desde el Ecuador y se movería hacia los polos, al ir enfriándose descendería y se movería de nuevo hacia el Ecuador.

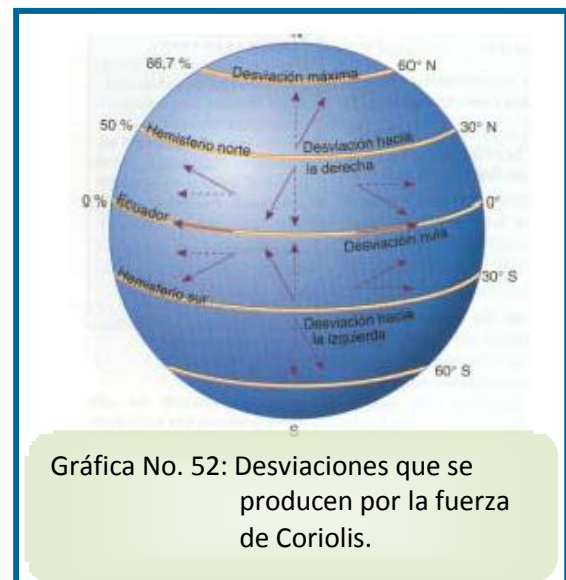
Pero la situación es más compleja, al parecer hay al menos tres células convectivas en cada hemisferio, estas células convectivas se mueven originando zonas de anticiclones y borrascas (Altas y bajas presiones).



Efecto de coriolis

La Tierra gira de Oeste a Este, (en sentido contrario a las manecillas del reloj). Además la velocidad de rotación es menor en los polos que en el ecuador.

Debido a las fuerzas de Coriolis cualquier fluido que se desplaza horizontalmente sobre la superficie de la Tierra tiende a desviarse hacia la derecha en el hemisferio Norte y hacia la izquierda en el hemisferio Sur.

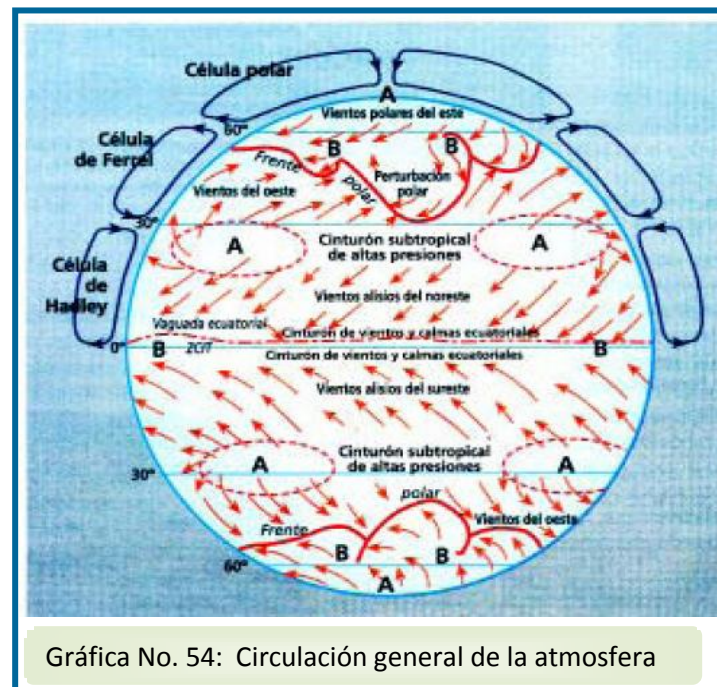


Circulación general de la atmósfera

El aire que está en contacto con la superficie terrestre en la región ecuatorial se calienta y sube a la troposfera superior fluyendo hacia los polos. Por el contrario el aire frío de las zonas polares se hunde hacia la superficie y fluye hasta el ecuador.



Sin embargo estos movimientos no son regulares debido entre otras cosas a las fuerzas de Coriolis. Si observamos los fenómenos que ocurren en el hemisferio Norte veríamos lo mismo que en el hemisferio Sur, pero de forma inversa.



3.2.5 Anomalías locales y regionales de la circulación atmosférica

La circulación atmosférica descrita tiene gran cantidad de peculiaridades debidas a:

- La presencia de masas continentales.
- Los océanos
- La presencia de sistemas montañosos.

El agua es capaz de absorber una gran cantidad de energía, por lo que se calientan y enfrían más lentamente que los continentes, viéndose menos afectados por las variaciones diarias.

Al haber más continentes en la zona Norte del planeta, hay mayores diferencias de temperaturas que en el Sur.

En los continentes, las zonas templadas, el enfriamiento del suelo en la época invernal, produce anticiclones sobre ellos, lo que se traduce en escasas lluvias y muchas heladas y nieblas.

Como el agua y el suelo se calientan desigualmente, se produce una circulación entre ambas zonas para regular la temperatura, lo que produce, las brisas y los monzones.

Brisas marinas

Se producen en las zonas costeras debido a la diferencia de temperaturas entre el mar y el continente. Por el día el océano se calienta menos que el continente.

El aire sobre el continente se calienta y asciende, siendo sustituido por aire marino más frío. Durante la noche el continente se enfría más rápidamente que el océano que va desprendiendo su calor poco a poco, el aire marino se calienta y asciende siendo sustituido por aire continental.

Monzones

Es un fenómeno parecido pero a mayor escala, se produce con ritmos estacionales, no diariamente, entre el Océano Índico y los continentes: africano y asiático. Durante el invierno el continente Asiático sufre un fuerte enfriamiento, el aire frío provoca situaciones anticiclónicas sobre el continente, con un tiempo seco y frío.

Las masas de aire se desplazan hacia el sur, empujando la ZCIT por debajo del Ecuador. MONZÓN DE INVIERNO.

En verano el aire caliente del continente asciende y la circulación se invierte con la entrada de aire oceánico húmedo.

Este aire produce abundante nubosidad y lluvias. MONZÓN DE VERANO.

En Asia la presencia de la Cordillera del Himalaya, detiene la circulación y desplazamiento de las nubes y las lluvias son especialmente abundantes.

Parámetros físicos del viento

Definimos el viento como aire en movimiento. Su importancia es enorme, ya que es un regulador de las distintas temperaturas debidas a la diferente radiación solar que llega a la superficie terrestre y por supuesto de la cantidad de vapor de agua presente en la atmósfera.

El movimiento del aire es debido a la diferencia de presión que existe en los distintos puntos de la atmósfera. El viento se desplaza de las zonas de altas presiones (anticiclones) a las zonas de bajas presiones (borrascas) y así intenta contrarrestar la diferencia existente entre ellas.

De este "aire en movimiento" lo que nos interesa conocer en primer lugar es su velocidad, que será mayor cuanto mayor sea la diferencia de presión atmosférica entre dos puntos. Para facilidad de cálculo, la mediremos en metros por segundo o en kilómetros por hora o en nudos, medida anglosajona que representa las millas marinas por hora, (La equivalencia entre todas ellas es: 1 nudo = 1,852 kilómetros/hora = 0,515 metros/segundo)

En segundo lugar lo que nos interesa del aire en movimiento es su dirección, que es de donde procede el viento.

Se expresa en grados, contados en el sentido de las manecillas del reloj a partir del norte geográfico; a ese punto se le asigna el valor de 0° o 360°, al Este 90°, al Sur 180° y al Oeste 270°. El viento, al moverse desde las altas a las bajas presiones, no sigue una Trayectoria rectilínea como en un principio podíamos pensar, sino espiral.

Como nuestro planeta gira sobre su eje de Oeste a Este, influye en el movimiento del viento, impidiendo que se desplace en línea recta y dándole un giro hacia la derecha en el Hemisferio Norte y hacia la izquierda en el Hemisferio Sur.

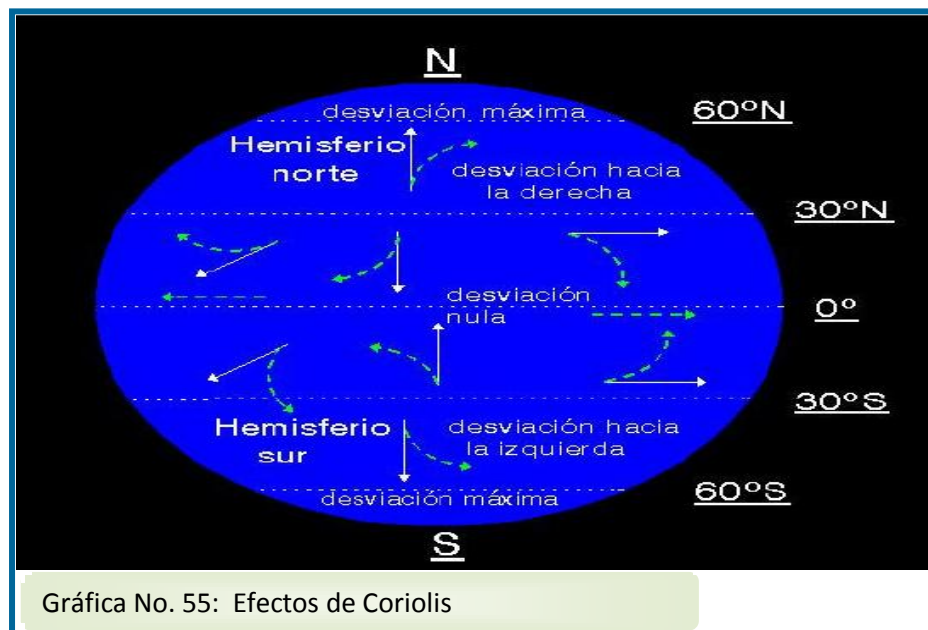
Por tanto el aire se dirige con velocidad creciente hacia el centro de las bajas presiones, girando en sentido contrario a las agujas del reloj en el Hemisferio Norte, y al revés en el Sur. Por el contrario en las anticiclones el sentido de giro es inverso al de las borrascas, siendo la velocidad del viento que sale de su centro muy escasa en general.

El camino que sigue el aire en su movimiento podemos considerar que es paralelo a las líneas de presión o isobaras, aunque cruzándolas ligeramente por influencia del rozamiento con el suelo en las capas bajas de la troposfera.

Pero además de este desplazamiento del viento de las altas a las bajas presiones, hay un movimiento global que abarca a todo nuestro planeta, a modo de una "red de carreteras atmosféricas", es la CIRCULACIÓN GENERAL.

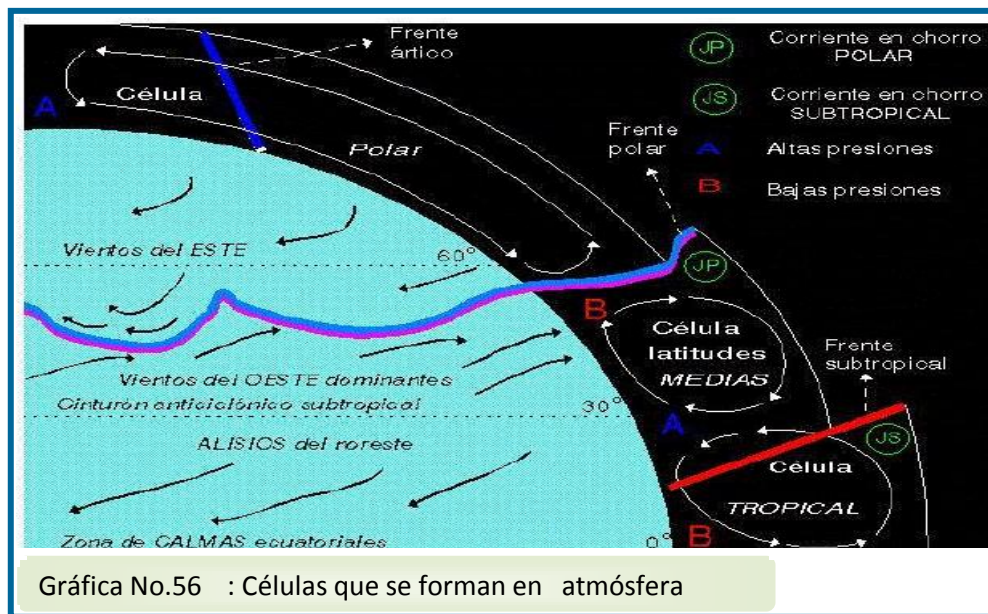
Para entenderla en su totalidad hay que considerar lo que ocurre junto al suelo y también, lo que sucede en las capas más altas de la atmósfera.

Todo fluido que se desplace sobre la superficie terrestre tiende a desviarse hacia la derecha en el Hemisferio Norte y hacia su izquierda en el Hemisferio Sur. La desviación es resultante de la fuerza ejercida por el movimiento de rotación de la Tierra, y se la conoce con el nombre de fuerza de Coriolis. Su valor es máximo en los Polos y mínimo en el Ecuador.



Por lo que *Consideramos una masa de aire cálida que asciende desde el Ecuador*, y se desplaza hacia los Polos. Según avanza se va enfriando y parte comienza a descender, esto sucede alrededor de los 30° de latitud norte o sur, dando lugar a una zona de altas presiones en superficie; se trata del cinturón anticiclónico subtropical, que produce normalmente cielos despejados, pocas precipitaciones y vientos casi encalmados y que coincide con las grandes zonas desérticas del planeta.

Esta primera célula, llamada tropical, se cierra al emitir vientos hacia el Ecuador con dirección nordeste-suroeste en nuestro Hemisferio, los llamados vientos alisios, de gran importancia en la navegación a vela, con una intensidad media de 10 a 15 nudos y que suelen ser más intensos en verano.



Al converger hacia el Ecuador crean una zona permanente depresionaria, es la zona de convergencia intertropical o zona de calmas ecuatoriales. Zona con precipitaciones muy regulares y fuertes ascendencias verticales de aire. En esta zona se producen los contra alisios, vientos en altura que viajan hacia los Polos.

En los anticiclones subtropicales hay una parte del aire en superficie que continua su camino hacia los Polos y forma la zona de los Oestes predominantes situada en las latitudes medias de ambos Hemisferios.

Forman la célula de las latitudes medias, caracterizada por las bajas presiones relativas.

La Circulación General se completa con la célula polar. En ella el aire se eleva de las zonas de bajas presiones de las latitudes medias, se va enfriando en altura y desciende sobre los Polos, dando lugar a los anticiclones polares, con aire muy frío y muy seco, y que en las capas bajas atmosféricas desciende de latitud, tomando una dirección este y dirigiéndose, aproximadamente, hacia los 60° de latitud, dependiendo de la época del año, donde se acumula y forma el frente polar, línea que separa el aire frío y seco procedente de los Polos del aire más cálido y húmedo de la zona de los Oestes predominantes.

Es en esta latitud donde se forman la mayoría de las perturbaciones que afectan a nuestro país. Es una zona con un equilibrio muy inestable, porque si los anticiclones subtropicales avanzan hacia el norte pueden llegar a interrumpir los vientos del Oeste y la llegada de las borrascas, con lo cual se establecen períodos secos; o si el frente polar desciende de latitud alcanzándonos, nos encontraremos con períodos muy fríos y variabilidad de precipitaciones.

En la alta troposfera, en la zona de la célula subtropical y en la de la de latitudes medias, se encuentran las corrientes en chorro que actúan a modo de "grandes ríos" por donde circula el aire a gran velocidad, superando los

300 kilómetros por hora. La corriente situada en nuestras latitudes se encuentra a una altura de 5.000 metros y es utilizada a veces por los aviones comerciales en su viaje desde América hacia Europa para ahorrar combustible. La corriente subtropical, situada a unos 30° en cada hemisferio, discurre a una altitud entre 9.000 y 10.000 metros.

Vientos locales

La naturaleza del flujo atmosférico se ve modificada de sus trayectorias teóricas por todas las variaciones que tiene la superficie terrestre: discontinuidades océano-tierra, diferencias de altitud, bosques, ciudades, etc.; provocando la existencia de los vientos locales, que aunque no suelen afectar a grandes extensiones de terreno, suelen ser más predominantes en ciertas zonas que el flujo general.

Se destacan entre los más importantes: Brisa de montaña y de valle:

En las cercanías de los sistemas montañosos se observa en el transcurso de las noches claras, como el aire se mueve a lo largo de las pendientes de las colinas más escarpadas y desciende hacia los valles donde continúa moviéndose hasta los llanos. Este viento se llama brisa de montaña o viento catabático.

Este fenómeno se produce porque en las horas nocturnas el aire cercano al suelo se enfría por radiación, volviéndose más denso que el aire que le rodea; entonces la gravedad le obliga a descender por la pendiente del terreno, en dirección al valle, refrescando su temperatura. En general suele ser débil, pero si la pendiente es fuerte y lisa (como sucede cuando el suelo se encuentra cubierto de hielo o nieve) o si el valle encauza el viento, puede alcanzar fuerza considerable.

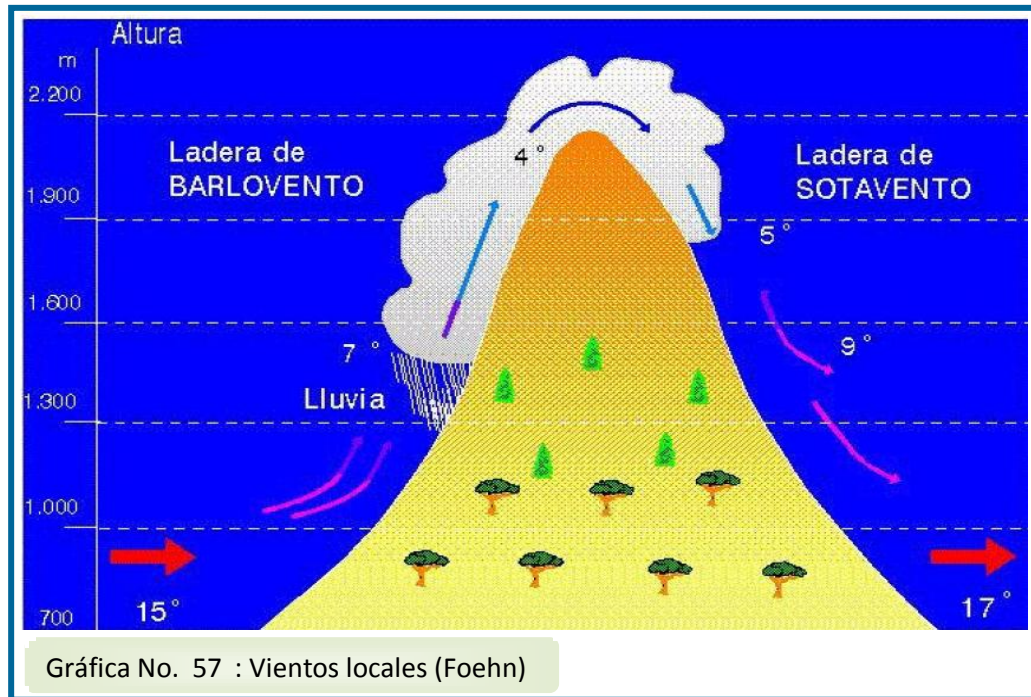
Durante el día, en especial si son calurosos, se establece el movimiento contrario, la brisa de valle o viento anabático, estableciéndose un flujo ascendente por la pendiente de las montañas. Esta brisa suele ser débil, aunque en los días muy calurosos se refuerza y llega a formar movimientos de inestabilidad convectivos con la formación de pequeños cúmulos.

Foehn

Son vientos fuertes, secos y cálidos que se desarrollan en las laderas del lado contrario de donde sopla el viento o de sotavento de las grandes cordilleras. Es un nombre genérico que se ha adoptado del viento del Sur típico que sopla sobre la vertiente norte de los Alpes.

Es el enemigo de los esquiadores, porque produce temperaturas altas en breves períodos de tiempo, con rápidos deshielos. También es considerado

perjudicial para la salud en muchos países del mundo y se realizan estudios para averiguar a qué son debidos los problemas que origina.



Este fenómeno se produce cuando una masa de aire en movimiento se encuentra con una barrera montañosa que la obliga a elevarse y por tanto a enfriarse.

Si el enfriamiento es suficiente, se produce la condensación, la formación de las nubes y la precipitación. Esto sucede en la ladera expuesta al viento o de barlovento, con lo cual en la masa de aire se reduce la cantidad de agua para el posterior descenso por sotavento.

Cuando éste se inicia, el aire comienza a calentarse produciéndose la evaporación de las gotitas nubosas, pero la masa de aire tiene menos

cantidad de agua que en el ascenso y no puede contrarrestar dicho calentamiento, esto provoca que la base de la nube a sotavento este más alta que a barlovento.

Por debajo del nivel de la nube, el viento continúa calentándose rápidamente. Al llegar al llano, el aire tiene una temperatura superior a la que tenía antes de franquear la montaña. Esto es debido al intercambio de calor que se produce con las precipitaciones y que se ha quedado en el aire al cruzar el obstáculo montañoso, por eso el viento que llega al lado de sotavento es cálido y seco.

Cuando se produce el efecto Foehn aparecen algunos signos muy característicos, como la nubosidad que se estanca en la vertiente de barlovento y se deshace enseguida al pasar la montaña; que la zona de sotavento esté despejada con una atmósfera muy limpia y seca y por último, la formación de nubes con aspecto lenticular que se observan más o menos paralelas a la cordillera.

El efecto Foehn será más acusado cuando el viento obligado a ascender sea ya por sí cálido y seco, por ejemplo el viento del sur.

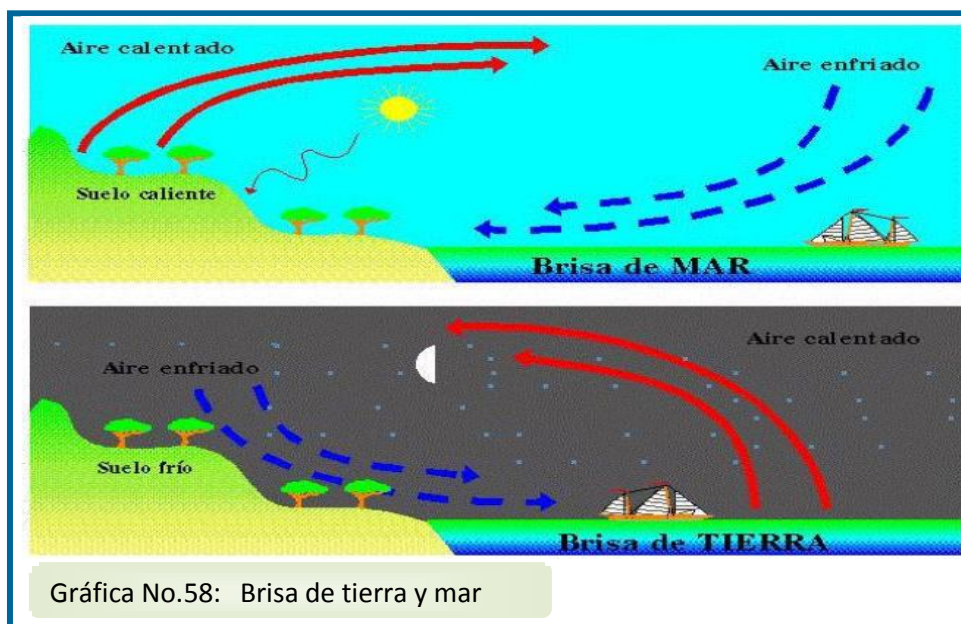
No todas las veces que se produce viento de montaña se da el efecto Foehn, debe producirse la formación de la nube y darse precipitación.

Brisa de tierra y de mar

Al viento que se establece en las zonas costeras entre la tierra y el mar se le conoce con el nombre de brisa de tierra o de mar, según de donde proceda el aire. En las proximidades de las costas, frecuentemente al final de la mañana, se establece un viento que sopla del mar, alcanza su máxima intensidad al comienzo de la tarde para ir disminuyendo progresivamente y finalizar al anochecer. Es la brisa de mar, su intensidad es mayor en los días calurosos y refresca las zonas próximas a la costa.

La causa básica de este movimiento del aire es el diferente calentamiento causado por la radiación solar, que hace que suba con más rapidez la temperatura en la superficie de la tierra que en la del mar. Esto provoca que el aire más cercano al suelo se caliente con facilidad, se inestabilice y tienda a elevarse; por tanto se crea un vacío en superficie, que será llenado por el aire más fresco y más denso procedente del mar.

Durante la noche se establece un flujo en dirección contraria al anterior, debido al más rápido enfriamiento de la superficie terrestre, es la brisa de tierra; generalmente más débil que la de mar, ya que las diferencias de temperaturas establecidas son menores que durante el día.



3.2.6 Medición del recurso del viento

Los aparatos utilizados para medir el viento son el anemómetro y la veleta, siendo el primero el que mide la velocidad y el segundo la dirección de donde sopla el viento. El anemómetro más usado es el de cazoletas, que consiste en una cruz o molinete horizontal móvil alrededor de un eje vertical; cada brazo de la cruz lleva en su extremo una cazoleta o semiesfera hueca, estando todos los huecos dirigidos en el mismo sentido. En estas condiciones el viento encuentra siempre una cazoleta por su cara cóncava y la opuesta por la convexa; como la primera opone mucha mayor resistencia que la segunda, el aparato se pone a girar; además, cualquiera que sea la dirección del viento, el sentido de la rotación es siempre el mismo. Las cazoletas están calibradas de tal manera que una vuelta completa sea un

metro de recorrido del viento y con un sensor acoplado que cuente las vueltas por segundo, obtendremos el valor de la velocidad.

En la actualidad se utilizan anemómetros de tres brazos y las cazoletas tienen forma cónica en vez de esférica.



Gráfica No. 59 : Veleta

Importancia de la calidad de anemómetros

Los anemómetros de hilo electro calentado detectan la velocidad del viento mediante pequeñas diferencias de temperatura entre los cables situados en el viento y en la sombra del viento (cara a sotavento). La ventaja de los anemómetros no mecánicos es que son menos sensibles a la formación de hielo. Sin embargo en la práctica los anemómetros de cazoletas son ampliamente utilizados, y modelos especiales con ejes y cazoletas eléctricamente calentados pueden ser usados en las zonas árticas.

Cuando compra algo, a menudo obtendrá un producto acorde a lo que ha pagado por él. Esto también se aplica a los anemómetros. Se pueden

comprar anemómetros sorprendentemente baratos de algunos de los principales vendedores del mercado que, cuando realmente no se necesita una gran precisión, pueden ser adecuados para aplicaciones meteorológicas, y lo son también para ser montados sobre aerogeneradores.

Sin embargo, los anemómetros económicos no resultan de utilidad en las mediciones de la velocidad de viento que se llevan a cabo en la industria eólica, dado que pueden ser muy imprecisos y estar pobremente calibrados, con errores en la medición de quizás el 5 por ciento, e incluso del 10 por ciento.

Si está pensando construir un parque eólico puede resultar un desastre económico si dispone de un anemómetro que mide las velocidades de viento con un error del 10%. En ese caso, se expone a contar con un contenido energético del viento que es $(1,1^3 - 1) = 33\%$ más elevado de lo que es en realidad. Si tiene que recalcular sus mediciones para una altura de buje del aerogenerador distinta (digamos de 10 a 50 metros de altura), ese error podrá incluso multiplicarse por un factor del 1,3, con lo que sus cálculos de energía acabarán con un error del 75%.

Se puede comprar un anemómetro profesional y bien calibrado, con un error de medición alrededor del 1%, por unos 700-900 dólares americanos, lo que no es nada comparado con el riesgo de cometer un error económico potencialmente desastroso. Naturalmente, el precio puede no resultar

siempre un indicador fiable de la calidad, por lo que deberá informarse de cuáles son los institutos de investigación en energía eólica bien reputados y pedirles consejo en la compra de anemómetros.

El anemómetro de un aerogenerador realmente sólo se utiliza para determinar si sopla viento suficiente como para que valga la pena orientar el rotor del aerogenerador en contra del viento y ponerlo en marcha.

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

Colocando el anemómetro en la parte superior del mástil se minimizan las perturbaciones de las corrientes de aire creadas por el propio mástil. Si el anemómetro está situado en la parte lateral del mástil es fundamental enfocarlos en la dirección de viento dominante para minimizar el abrigo del viento de la torre.

Qué mástil elegir?

Para evitar el abrigo de viento, en lugar de utilizar torres de celosía, normalmente se utilizan postes cilíndricos delgados, tensados con vientos, en

los que se colocan los mecanismos de medición del viento. Los postes son suministrados en kits de fácil ensamblaje, por lo que se puede instalar un mástil para mediciones de viento en la altura del buje de una (futura) turbina sin necesidad de una grúa. El anemómetro, el poste y el registrador de datos (que veremos a continuación) suele costar alrededor de 5.000 dólares americanos.

El registrador de datos ('data logger')

Los datos de las velocidades y direcciones del viento obtenidos por el anemómetro son recogidos en un chip electrónico en una pequeña computadora, el registrador de datos ('data logger'), que puede funcionar con batería durante un largo período de tiempo.

Es posible que una vez al mes sea necesario ir hasta el registrador a recoger el chip y remplazarlo por otro virgen que recoja los datos del mes siguiente (cuidado: el error más común de la gente que realiza mediciones de viento es mezclar los chips y volver de nuevo con el chip virgen).

Condiciones árticas

Si hay muchas lluvias heladas en la zona o escarcha en las montañas, puede necesitar un anemómetro calentado, que requiere una conexión a la red eléctrica para hacer funcionar el calentador.

Medias de 10 minutos

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

Escalas de viento

En el caso de la veleta existen muchos tipos, desde la que tiene forma de gallo hasta la utilizada en los observatorios, pasando por las mangas de los aeródromos. Todas están construidas de igual forma; constan de un pivote vertical, donde puede girar libremente una pieza de forma variada, normalmente por uno de sus extremos termina en punta de flecha y por el otro lleva dos paletas que forman un ángulo bastante cerrado.

Cuando sopla el viento, el aparato tiende a colocarse en la posición de mínima resistencia, y como el lado de las paletas ofrece la máxima, es la

punta de flecha la que nos indica la dirección de procedencia del viento. Normalmente sobre el mismo eje de la veleta y por debajo de ella va montada una cruz con los cuatro puntos cardinales para facilitar la observación.

Pero si no tenemos un anemómetro que nos indique la velocidad del viento, existen dos tablas de equivalencias que nos ayudarán a conocerla, basadas en los efectos producidos por el viento en tierra o en el mar, que respectivamente reciben el nombre de ESCALA BEAUFORT y de ESCALA DOUGLAS.

GRADO	NOMBRE USUAL	EFECTOS APRECIABLES EN TIERRA	VELOCIDAD (Km/h)
0	Calma	Humo verti-cal.	0 a 1
1	Ventolina	Se inclina el humo, las ban-de-ras y las veletas no se mueven.	1 a 5
2	Flojito -brisa muy débil	Se siente el viento en la ca-ra. Se mueven las hojas de los árboles, las banderas y las veletas.	6 a 11
3	Flojo -brisa débil	Se agitan las hojas de los árboles. Las banderas ondean.	12 a 19
4	Bonancible – brisa moderada	Se levanta polvo y papeles pe-que-ños. Se mueven las ra-mas pe-queñas.	20 a 28
5	Fresquito – brisa fresca	Se mueven los árboles pequeños. Pequeñas olas en los estanques	29 a 38
6	Fresco – brisa fuerte	Se mueven las ramas grandes. Silban los hilos del teléfono. Dificultad con los paraguas.	39 a 49
7	Frescachón – viento fuerte	Todos los árboles en movimiento. Es difícil andar contra el viento.	50 a 61
8	Temporal – duro	Se rompen las ramas delgadas de los árboles. Generalmente no se puede andar contra el viento.	62 a 74
9	Temporal fuerte – muy duro	Arboles arrancados y daños en edificios.	75 a 88
10	Temporal duro – temporal	Graves daños en edificios.	89 a 102
11	Temporal muy duro – borrasca	Destrozos generalizados.	103 a 117
12	Temporal huracanado - huracán	Enormes daños.	Más de 118

Gráfica No. 60 : Escala de viento BEAUFORT, usada en tierra

3.2.7 Factores considerados para la ubicación de los aerogeneradores

Rugosidad y cizallamiento del viento

A una gran altura de la superficie del suelo, alrededor de un kilómetro, la superficie terrestre apenas ejerce influencia alguna sobre el viento. Sin embargo, en las capas más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre. En la industria eólica se distingue entre rugosidad del terreno, la influencia de los obstáculos, y la influencia del contorno del terreno, también llamada orografía del área. Trataremos de la orografía cuando investigamos los llamados efectos aceleradores, a saber, el efecto túnel y el efecto de la colina.

Rugosidad

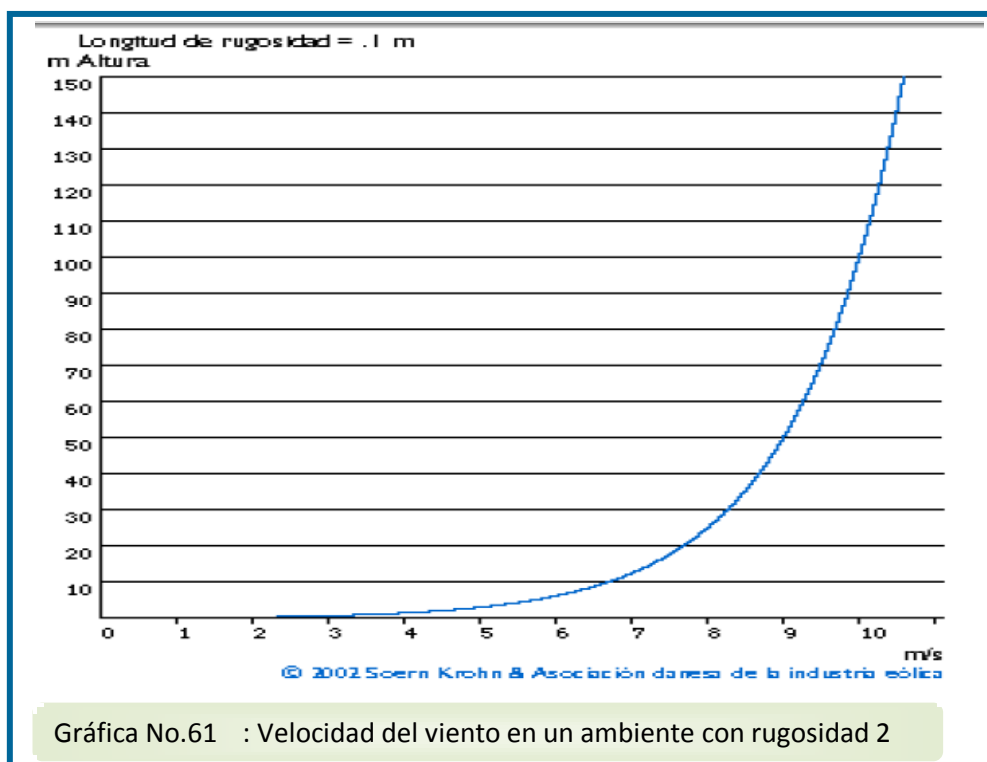
En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento.

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

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

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

La definición exacta de clase de rugosidad y longitud de rugosidad puede ser encontrada en el manual de referencia. El término longitud de rugosidad es en realidad la distancia sobre el nivel del suelo a la que teóricamente la velocidad del viento debería ser nula.



El gráfico ha sido trazado con el programa de cálculo de la velocidad del viento. Muestra como varía la velocidad del viento en una rugosidad de clase 2 (suelo agrícola con algunas casas y setos de protección a intervalos de unos 500 metros), considerando que el viento sopla a una velocidad de 10 m/s a 100 metros de altura.

Formula del perfil vertical del viento

El hecho de que el perfil del viento se mueva hacia velocidades más bajas conforme nos acercamos al nivel del suelo suele llamarse cizallamiento del viento. El cizallamiento del viento también puede ser importante en el diseño de aerogeneradores. Considerando un aerogenerador con una altura del buje de 40 metros y con un diámetro del rotor de 40 metros observará que el viento sopla a 9,3 m/s cuando el extremo de la pala se encuentra en su posición más elevada, y sólo a 7,7 m/s cuando dicho extremo se encuentra en la posición inferior. Esto significa que las fuerzas que actúan sobre la pala del rotor cuando está en su posición más alta son mucho mayores que cuando está en su posición más baja.

La velocidad del viento a una cierta altura sobre el nivel del suelo es:

$$v = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_{ref}}{Z_0}\right)}$$

v = velocidad del viento a una altura z sobre el nivel del suelo.

v_{ref} = velocidad de referencia, es decir, una velocidad de viento ya conocida a una altura. z_{ref} .

z = altura sobre el nivel del suelo para la velocidad deseada, v .

z_0 = longitud de rugosidad en la dirección de viento actual.

Programa de cálculo de la velocidad del viento

Puede encontrar las longitudes de rugosidad en el Manual de Referencia.

z_{ref} = altura de referencia, es decir, la altura a la que conocemos la velocidad de viento exacta v_{ref} .

En el ejemplo de arriba, asumimos que sabemos que a 20 m el viento que está soplando es de 7.7 m/s. Queremos conocer la velocidad del viento a 60 m de altura. Si la longitud de rugosidad es de 0.1 m, entonces $v_{ref} = 7.7$ $z = 60$ $z_0 = 0.1$ $z_{ref} = 20$ por lo que $v = 7.7 \ln(60/0.1) / \ln(20/0.1) = 9.2966$ m/s

En la fórmula se consideran las llamadas condiciones de estabilidad atmosférica neutra, es decir, que la superficie del suelo no está ni más caliente ni más fría, comparada con la temperatura del aire. Encontrará más

detalles en el manual de ingeniería *Guidelines for Design of Wind Turbines* del Laboratorio Nacional de Risoe y DNV.

Prepare una hoja en excel, que permita introducir sus mediciones de la velocidad del viento en cualquiera de las columnas para la altura correspondiente, p.ej. 10 metros, la hoja le permitirá aplicar la formula y realizar la velocidad del viento para diferentes alturas. Las velocidades de viento medias suelen obtenerse a partir de datos meteorológicos medidos a una altura de 10 metros. Sin embargo, las alturas del buje de los aerogeneradores modernos de 600 a 1500 kW son normalmente de 40 a 80 metros.

La hoja de cálculo hallará las velocidades de viento medias a diferentes alturas y clases de rugosidad.

Rosa de los vientos

Así como usamos una rosa de los vientos para trazar el mapa de la cantidad de energía procedente de diferentes direcciones, usamos una rosa de las rugosidades para describir la rugosidad del terreno en diferentes direcciones desde el futuro emplazamiento de una turbina eólica.

Normalmente, la rosa se divide en 12 sectores de 30° cada uno, como en el dibujo de la izquierda, aunque también son posibles otras divisiones. En cualquier caso, deberán ser las mismas que las que tengamos en nuestra rosa de los vientos.

En la mayoría de los casos, la rugosidad no caerá exactamente dentro de una de las clases de rugosidad, por lo que tendremos que hallar una rugosidad media. Nos preocuparemos sobretodo de la rugosidad en las direcciones de viento dominante.

En esas direcciones consultaremos una mapa para medir a que distancia tendremos una rugosidad invariable.

Imaginemos que tenemos la superficie del mar o de un lago en el sector oeste (clase 0) a unos 400 m del emplazamiento de la turbina y dos kilómetros más allá se encuentra una isla arbolada. Si el oeste es una dirección de viento importante, deberemos representar los cambios de clase de rugosidad de 1 a 0 y de 0 a 3.



Representación de los obstáculos al viento

Esto precisa de unos modelos y de un software más avanzado que los expuestos. También es útil poder utilizar programas informáticos para gestionar todos nuestros datos de viento y de turbina, ya que en la próxima actualización de este sitio web explicaremos cómo funcionan los programas de cálculo eólico profesionales., hasta entonces puede consultar el modelo de Risoe WAsP y con el programa de entorno Windows "WindPro" de EMD. Es muy importante representar los obstáculos del viento locales en la dirección de viento dominante cerca de la turbina (a menos de 700 m) si se quieren hacer predicciones exactas sobre producción de energía.

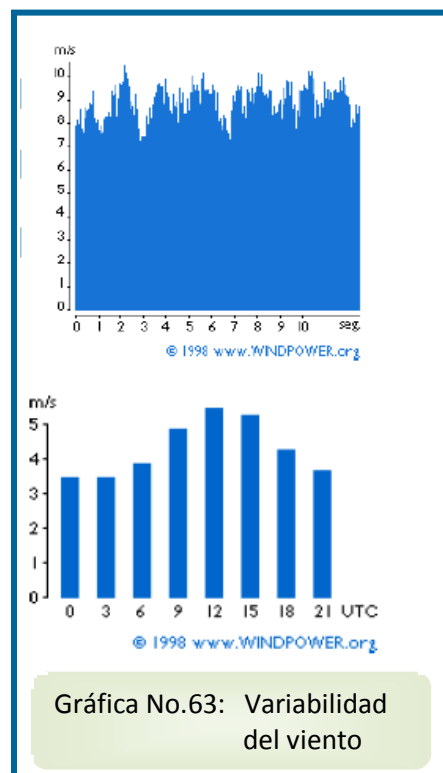
Variabilidad del viento

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

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

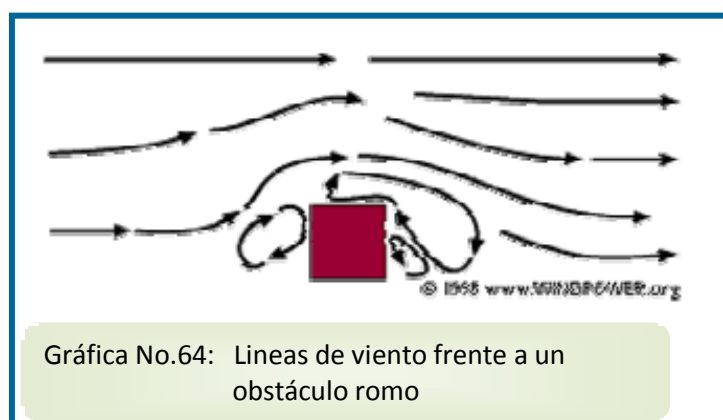
En la mayoría localizaciones del planeta el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche. El gráfico se muestra, en intervalos de 3 horas, como varía la velocidad del viento a lo largo del día en Beldringe (Dinamarca) (Información obtenida del Atlas Eólico Europeo). Esta variación se debe sobre todo a que las diferencias de temperatura, p.ej. entre la superficie del mar y la superficie terrestre, son mayores durante el día que durante la noche.

El viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente durante el día que durante la noche.



Las turbulencias disminuyen la posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva en un aerogenerador. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica, tal y como se explica en la sección sobre cargas de fatiga. Las torres de aerogeneradores suelen construirse lo suficientemente altas como para evitar las turbulencias del viento cerca del nivel del suelo.

Como puede verse en este dibujo de típicas corrientes de viento alrededor de un obstáculo, la zona de turbulencias puede extenderse hasta una altura alrededor de 3 veces superior a la altura del obstáculo. La turbulencia es más acusada detrás del obstáculo que delante de él. Así pues, lo mejor es evitar grandes obstáculos cerca de las turbinas eólicas, y en particular si se encuentran en la parte donde sopla el viento dominante, es decir, "enfrente de la turbina".



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

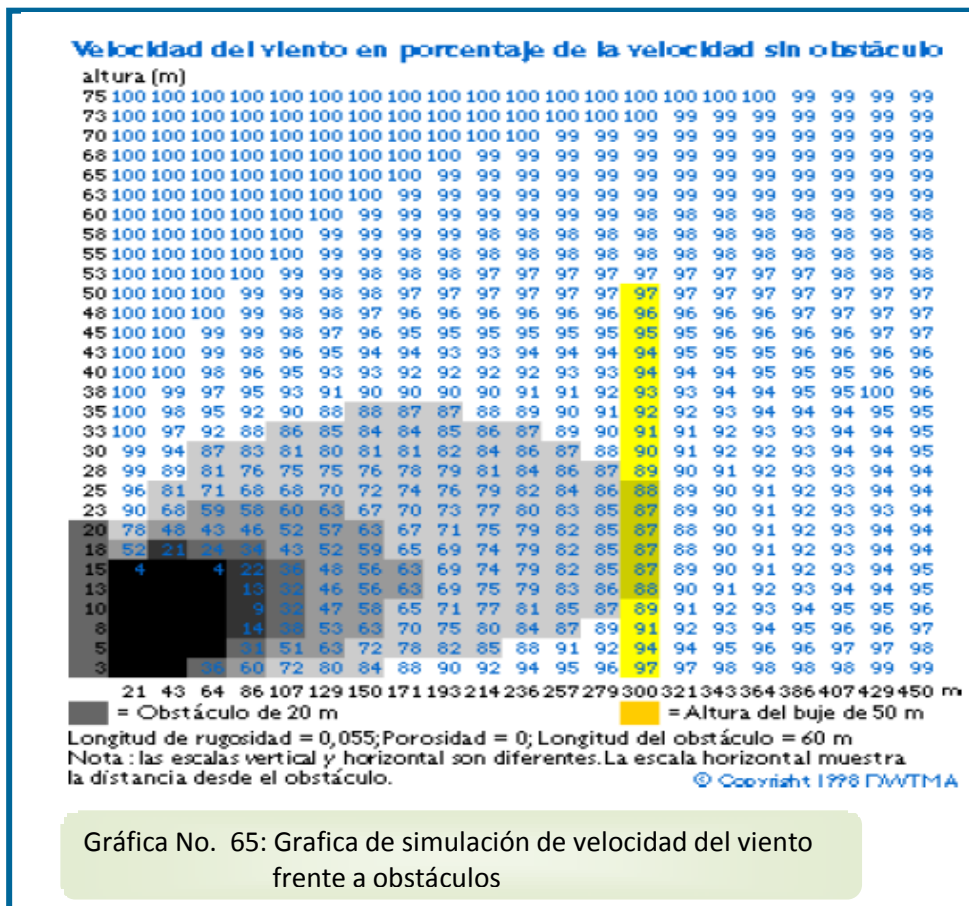
Obviamente un edificio es sólido y no tiene porosidad mientras que un árbol completamente abierto en invierno (sin hojas) puede dejar pasar a su través más de la mitad del viento. Sin embargo, en invierno el follaje puede ser muy denso, con lo que puede hacer disminuir la porosidad hasta dejarla en una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

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

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

Este gráfico le proporciona una estimación de cómo disminuye el viento tras un obstáculo romo, es decir, un obstáculo que no es aerodinámico. En este

caso se ha tomado un edificio de oficinas de 7 plantas, de 20 metros de alto y 60 de ancho, situado a una distancia de 300 metros de un aerogenerador con una altura de buje de 50 m. El abrigo del viento puede verse literalmente en diferentes tonos de gris. Los números en azul indican la velocidad del viento en tanto por ciento de la velocidad.



3.2.8 Diversos efectos debido a los obstáculos

Efecto estela

En la parte superior de la torre de aerogenerador amarillo la velocidad del viento a disminuido en un 3 por ciento (hasta el 97 por ciento) de la velocidad del viento sin el obstáculo. Observe que esto representa una pérdida de energía del viento de alrededor del 10 por ciento, es decir $1,03^3 - 1$, tal y como puede verse en la gráfica de la parte inferior.

Dado que un aerogenerador produce energía a partir de la energía del viento, el viento que abandona la turbina debe tener un contenido energético menor que el que llega a la turbina.

Esto se deduce directamente del hecho de que la energía ni se crea ni se destruye.

Un aerogenerador siempre va a crear un abrigo en la dirección a favor del viento. De hecho, habrá una estela tras la turbina, es decir, una larga cola de viento bastante turbulenta y ralentizada, si se compara con el viento que llega a la turbina (la expresión estela proviene, obviamente, de la estela que deja un barco tras de sí).



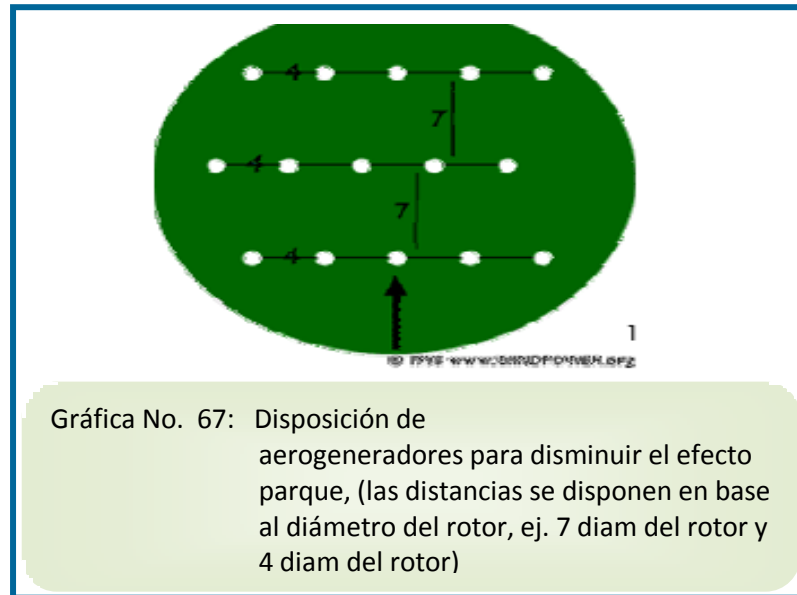
Efecto del parque

Realmente puede verse la estela tras un aerogenerador si se le añade humo al aire que va a pasar a través de la turbina, tal y como se ha hecho en la imagen anterior. (esta turbina en particular fue diseñada para girar en sentido contrario al de las agujas del reloj, algo inusual en los aerogeneradores modernos).

En los parques eólicos, para evitar una turbulencia excesiva corriente abajo alrededor de las turbinas, cada una de ellas suele estar separada del resto una distancia mínima equivalente a tres diámetros del rotor.

Por tanto, lo ideal sería poder separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de viento dominante. Pero por otra parte, el costo del terreno y la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica aconsejan instalar las turbinas más cerca unas de otras.

Como norma general, la separación entre aero-generadores en un parque eólico es de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes, y de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes.



Conociendo el rotor de la turbina eólica, la rosa de los vientos, la distribución de Weibull y la rugosidad en las diferentes direcciones, los fabricantes o proyectistas pueden calcular la pérdida de energía debida al apantallamiento entre aerogeneradores.

La pérdida de energía típica es de alrededor del 5 por ciento

Efectos aceleradores

Efecto túnel

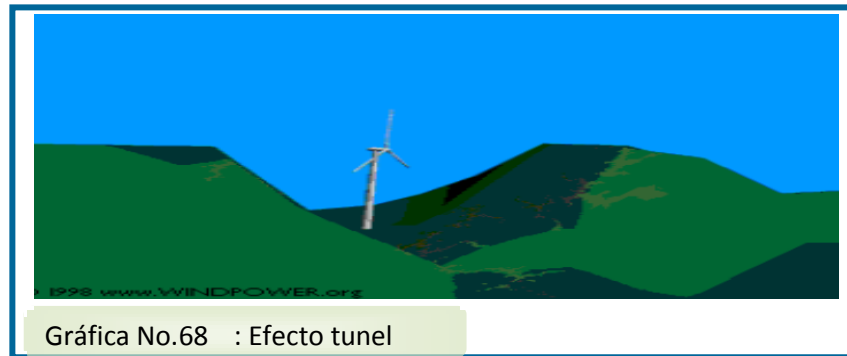
Al utilizar un inflador de bicicleta corriente observará que el aire que sale por la boquilla se mueve mucho más rápidamente que la velocidad a la que

estamos bombeando. Por supuesto, la razón es que la boquilla es mucho más estrecha que el cilindro del inflador.

Si toma un camino entre dos edificios altos o en un paso estrecho entre montañas observará que se da el mismo efecto: el aire se comprime en la parte de los edificios o de la montaña que está expuesta al viento, y su velocidad crece considerablemente entre los obstáculos del viento. Esto es lo que se conoce como "efecto túnel". Así pues, incluso si la velocidad normal del viento en un terreno abierto puede ser de, digamos, 6 metros por segundo, en un "túnel" natural puede fácilmente alcanzar los 9 metros por segundo.

Situar un aerogenerador en un túnel de este tipo es una forma inteligente de obtener velocidades del viento superiores a las de las áreas colindantes. Para obtener un buen efecto túnel el túnel debe estar "suavemente" enclavado en el paisaje. En el caso de que las colinas sean muy accidentadas, puede haber muchas turbulencias en ese área, es decir, el viento soplará en muchas direcciones diferentes (y con cambios muy rápidos).

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

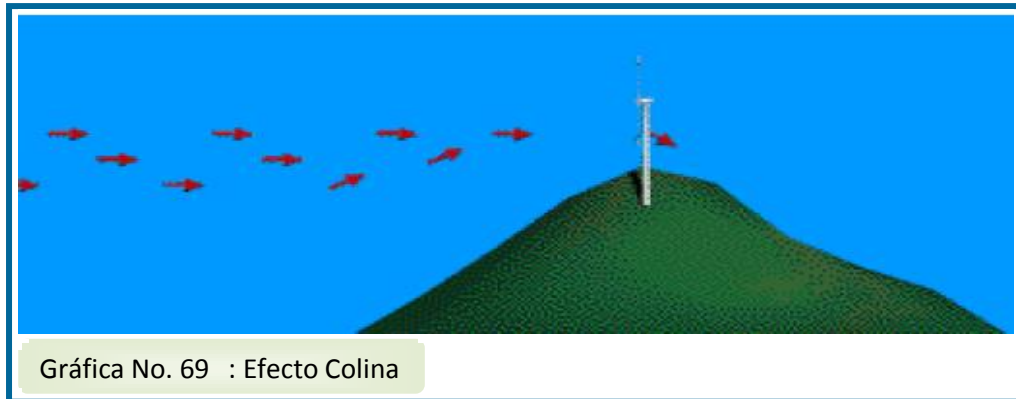


Efecto colina

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

En las colinas, siempre se aprecian velocidades de viento superiores a las de las áreas circundantes. Una vez más, esto es debido a que el viento es comprimido en la parte de la montaña que da al viento, y una vez el aire alcanza la cima de la colina puede volver a expandirse al descender hacia la zona de bajas presiones por la ladera a sotavento de la colina. Tal y como puede observar en el dibujo, el viento empieza a inclinarse algún tiempo antes de alcanzar la colina, debido a que en realidad la zona de altas presiones se extiende hasta una distancia considerable enfrente de la colina. También se dará cuenta de que el viento se hace muy irregular una vez pasa a través del rotor del aerogenerador.

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



3.3 Calidad de la energía suministrada por parques eólicos

3.3.1 Actualidad

La energía eólica ha sido empleada desde hace siglos para aplicaciones diversas que van desde el transporte marítimo y aplicaciones agrícolas hasta la generación de energía eléctrica a gran escala. Pero la finalidad se mantiene: aprovechar la energía que posee el viento, un recurso energético que la naturaleza nos ofrece de forma completamente gratuita.

Hoy en día, la energía eólica es una de las fuentes energéticas renovables que ha producido un mayor crecimiento tecnológico, sobre todo en estos últimos años.

El aprovechamiento de la energía eólica se realiza mediante el empleo de aeroturbinas o turbinas eólicas, que pueden ser de diversos tipos, tamaños y potencias. Para diferentes aplicaciones pueden instalarse individualmente o conectando muchas de ellas.

Un Parque Eólico es la instalación integrada de un conjunto de varios aerogeneradores interconectados mediante redes eléctricas propias, y que comparten una misma infraestructura de accesos y control. La energía eléctrica producida es evacuada hacia la red de transporte de energía eléctrica.

En el caso de un parque eólico, la energía eléctrica se evacúa hacia la red de transporte de energía eléctrica, lo cual debe hacerse, lógicamente, al nivel de tensión y frecuencia de dicha red.

La conexión de parques eólicos afecta a la red de suministro. El término calidad de potencia de una turbina eólica describe el desempeño eléctrico del sistema de generación de electricidad de la turbina. Refleja la generación de perturbaciones en la red, y por tanto la influencia sobre la calidad de la energía y la tensión en la red. Especialmente en áreas con condiciones de red débil y creciente penetración de energía eólica, la calidad de energía se convertirá en uno de los factores principales para la instalación de parques. El desempeño de calidad de energía de los aerogeneradores afecta los

requerimientos para conexión a la red y por tanto la situación económica de los proyectos de energía eólica.

Entre los efectos que pueden advertirse cabe citar

- Variaciones en los flujos de potencia
- Fluctuaciones de tensión resultado de dichas variaciones de potencia
- Flicker
- Asimetrías en la tensión
- Armónicos e interarmónicos
- Problemas derivados de las conexiones y desconexiones

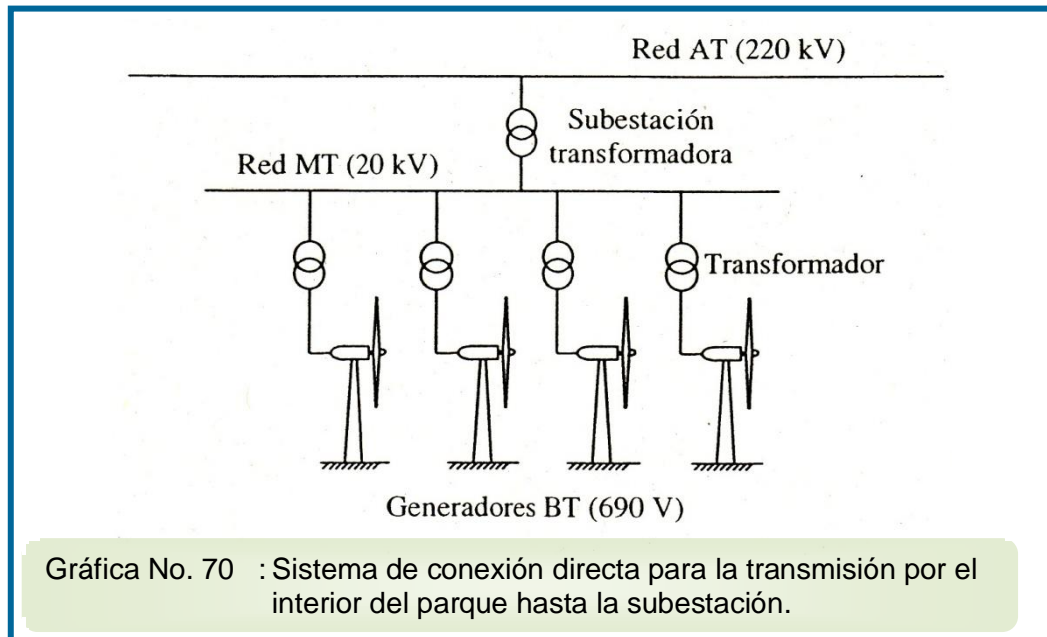
Así como los derivados de cambios en la potencia de cortocircuito.

3.3.2 Sistemas de generación eólica

Los sistemas de generación eléctrica eólica pueden clasificarse en función del tipo de generador que incorporen, de la velocidad de operación, y del tipo de control de la potencia que utilizan. Se describe brevemente los diversos tipos, porque estos afectan a la calidad de la potencia entregada por el aerogenerador al sistema eléctrico.

Primero se exceptúa los aerogeneradores de muy pequeña potencia, los generadores utilizados serían: Trifásicos asíncronos o síncronos. Respecto a la velocidad de operación podemos encontrarnos con sistemas de velocidad constante o casi constante (acoplados directamente a la red eléctrica, que es quien determina dicha velocidad de rotación, en función del número de polos de la máquina, etc.) o de velocidad variable, es decir que cambia en función de la velocidad del viento en cada instante, y que requieren un convertidor electrónico para poder conectarse al sistema de frecuencia constante que es la red eléctrica.

Adaptarse a las condiciones de nivel de tensión de la red eléctrica no supone un problema ya que ésta se modifica mediante transformadores tanto en el aerogenerador como en la subestación transformadora. En un sistema de conexión directa, la generación suele producirse en Baja Tensión (generalmente a 690 V) y transformándose primero a Media Tensión para la transmisión por el interior del parque hasta la subestación, y elevándose de nuevo hasta el nivel de tensión de la red eléctrica en ese punto, como se muestra en la siguiente figura.



Sin embargo, la transformación de frecuencia es más compleja, y si se desea realizar una generación a velocidad variable es necesario utilizar un sistema convertidor para adaptar la frecuencia de generación (variable), a la de red (50 Hz).

Sistema de generación a velocidad fija utilizando máquinas asíncronas de rotor en cortocircuito.

El motor asíncrono de rotor en cortocircuito es el motor más utilizado actualmente en la industria debido fundamentalmente a su bajo coste y peso por kilovatio y a su robustez, ya que la sencillez de su rotor y la ausencia de contactos móviles reducen enormemente la posibilidad de averías y la necesidad de mantenimiento.

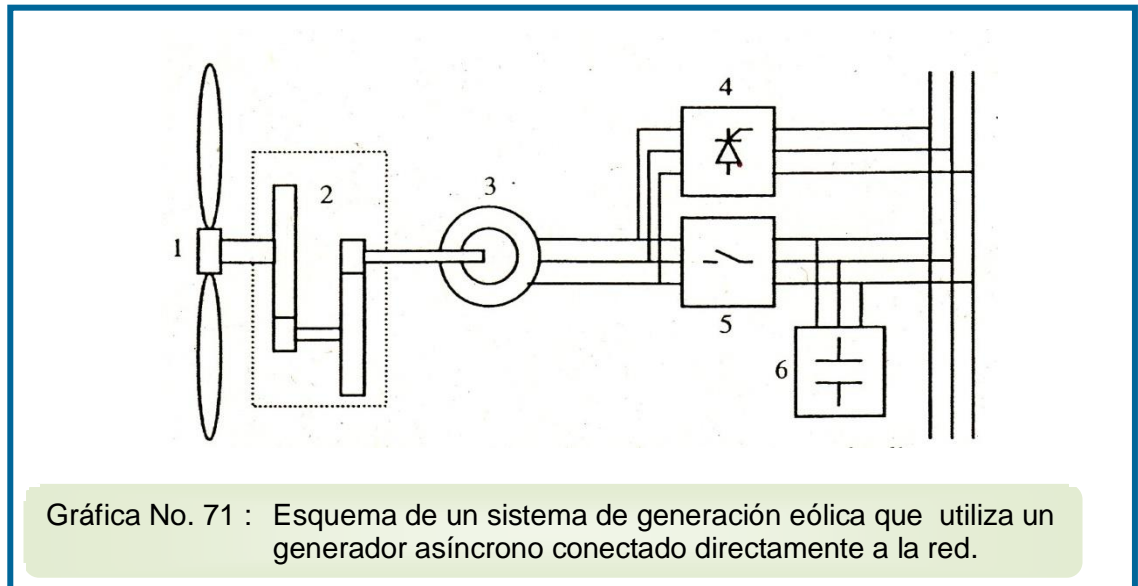
Cuando una máquina de este tipo es utilizada como generador, además de las características favorables que ya se han nombrado, presenta la ventaja de permitir un cierto amortiguamiento debido al deslizamiento.

Sin embargo, estas máquinas presentan también algunos inconvenientes, entre los que destacan dos:

- Un generador asíncrono no sólo no es capaz de generar energía reactiva, sino que la consume y por tanto se necesita una fuente adicional de reactiva para corregir el factor de potencia. Esa corrección suele realizarse utilizando una o varias baterías de condensadores conectados en paralelo con el generador.
- La frecuencia de la red viene determinada por las máquinas síncronas y por tanto, la generación asíncrona (directa) no puede sobrepasar un cierto porcentaje de la potencia total en una determinada línea, para no provocar inestabilidades en el sistema de transporte de energía eléctrica.

A pesar de estos inconvenientes, el sistema de generación mediante máquinas asíncronas conectadas directamente a red ha sido y es ampliamente utilizado en los aerogeneradores de potencia.

La figura siguiente muestra un esquema de un sistema de generación eólica que utiliza un generador asíncrono conectado directamente a red.



Esquema de un aerogenerador con generador asíncrono conectado directamente a red.

En él puede observarse que el rotor de la turbina eólica (1) se une al generador (3) a través de un multiplicador (2) que eleva la velocidad de giro de unas 20-30 rpm a unas 1000-1500 rpm. Otro de los bloques que se pueden ver en el esquema es un puente de tiristores (4) cuya misión es permitir realizar una conexión suave del aerogenerador a la red, ya que un arranque directo provocaría sobre-intensidades muy elevadas que perturbarían la red eléctrica a la que esté conectada la máquina.

Una vez se ha producido la conexión del generador, éste se une directamente a red a través de los interruptores (5) que puentean el convertidor de tiristores.

Además se ha representado el bloque de condensadores (6) que se utilizan para compensar el factor de potencia del sistema.

En la generación a velocidad fija, el principal problema es la pérdida de eficiencia energética debida a la imposibilidad de mantener el denominado coeficiente de potencia en su valor óptimo. Para solucionar este problema se han desarrollado diversos sistemas de generación a velocidad variable, ya sea de forma discreta (variación del número de polos) o continua (aplicación de convertidores de potencia), varios de los cuales se describen muy brevemente a continuación.

Puede conseguirse una modificación de velocidad mediante un sistema compuesto por dos generadores conectados al eje de la turbina eólica o mediante un único generador en el que la conexión de sus devanados pueda modificarse de forma que pueda variarse el número de pares de polos.

En una máquina eléctrica giratoria se define la velocidad síncrona como la velocidad a la que gira el campo magnético en su interior. Esta velocidad es función de la frecuencia de alimentación y del número de pares de polos de la máquina.

$$n_s = \frac{60 * f}{p}$$

Donde: n_s : Velocidad síncrona en revoluciones por minuto

f : Frecuencia de alimentación

p : Número de pares de polos de la máquina

Así se tiene que una máquina de cuatro polos conectado a una red de 50 Hz tendrá una velocidad de sincronismo de 1500 rpm, mientras que para una máquina de ocho polos será de 750 rpm.

De este modo, en un aerogenerador podremos utilizar una máquina con un alto número de pares de polos para velocidades de viento bajas y otra con un menor número de pares de polos para velocidades de viento elevadas. Lógicamente la primera máquina será de una potencia sensiblemente inferior a la segunda, ya que la potencia del viento varía con el cubo de la velocidad.

También puede lograrse una modificación de velocidad mediante resistencia rotórica en una máquina asíncrona de rotor bobinado

En una máquina asíncrona, la velocidad de giro varía en torno al sincronismo en un porcentaje denominado deslizamiento (s)

$$s = \frac{n_s - n}{n_s}$$

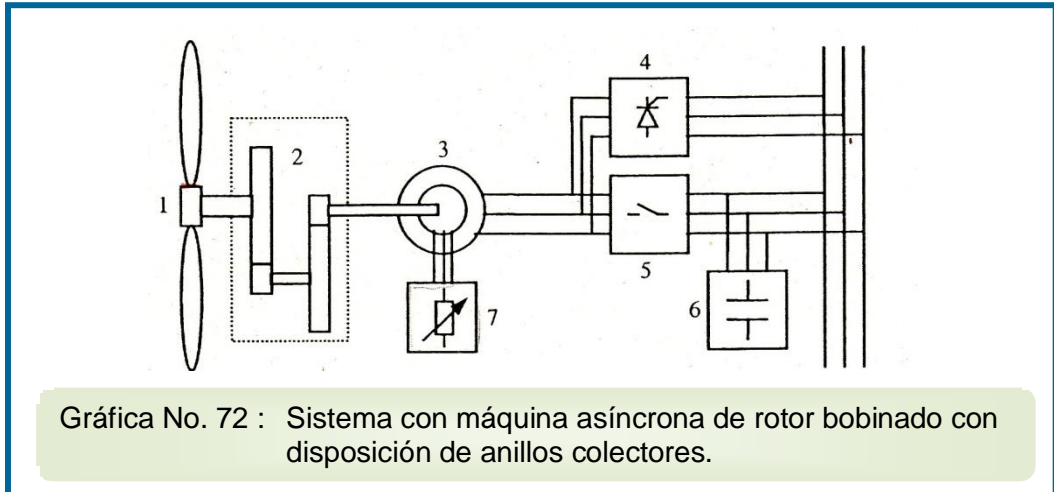
Donde: n : es la velocidad de giro

n_s : es la velocidad de sincronismo.

Si el deslizamiento es positivo, es decir, si la velocidad de giro es inferior a la de sincronismo, la máquina se comporta como motor. Por el contrario, si la velocidad es superior a la de sincronismo (deslizamiento negativo), la máquina se comporta como generador. El valor del deslizamiento para unas condiciones de funcionamiento viene determinado por el equilibrio entre el par ejercido por la máquina asíncrona y el ejercido motor o carga al que esté conectado. El deslizamiento depende de la forma de la curva de par de la máquina asíncrona, y ésta es función, entre otros parámetros del valor de la resistencia rotórica. En concreto, si se incrementa el valor de la resistencia rotórica se disminuye la pendiente de la curva en la zona estable, con lo que el deslizamiento aumenta.

De este modo, si se dispone de una máquina asíncrona de rotor bobinado, cuyos terminales rotóricos son accesibles a través de unos anillos colectores, insertando una resistencia variable en el rotor, lograremos modificar la

velocidad de giro de la máquina, adaptándola a las condiciones óptimas para cada velocidad de viento.



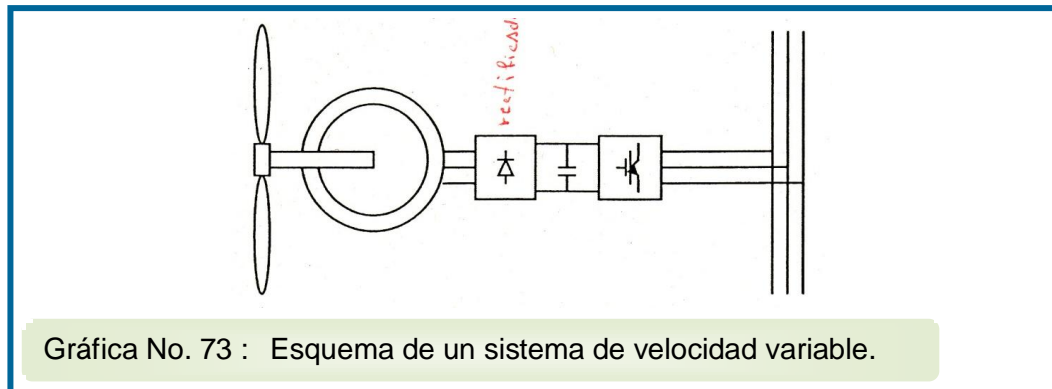
Sistema de generación a velocidad variable por modificación de la resistencia rotórica.

El sistema descrito presenta dos inconvenientes:

- El sistema sólo puede trabajar a velocidades superiores a la de sincronismo, ya que incrementando la resistencia del rotor se incrementa la velocidad de giro del generador (se aumenta el valor absoluto del deslizamiento).
- El incremento en la velocidad de giro se logra aumentando la energía disipada en la resistencia del rotor, lo que limita el incremento de la eficiencia.

Sistemas de velocidad variable

Por último los sistemas de velocidad totalmente variable, requieren un convertidor electrónico para poder conectarse al sistema de frecuencia constante que es la red eléctrica. En la figura se muestra el esquema de un sistema de velocidad variable, que utiliza un generador síncrono (que como se ve no tener multiplicador de velocidad).



Los aerogeneradores cuentan además con sistemas de regulación, que tienen por objeto controlar la velocidad de rotación y el par motor en el eje del rotor, evitando las fluctuaciones producidas por la velocidad del viento. Como se ha dicho, los sistemas se pueden clasificar atendiendo al tipo de control aerodinámico para limitar la extracción de potencia a la potencia nominal del generador y evitar también sobrecargas mecánicas podemos encontrarlos, básicamente, con sistemas de regulación por entrada en pérdidas de las palas (control stall) o bien con sistemas de paso variable (control de paso o control por variación del ángulo de pitch).

En este último, las palas del rotor cambian su ángulo de ataque del flujo de aire entrante para variar las fuerzas impulsoras aerodinámicas y, en consecuencia, la extracción de potencia de la turbina. En las denominadas máquinas de paso variable existen lógicamente un conjunto de mecanismos que permiten que las palas modifiquen ese ángulo de ataque del viento

incidente sobre ellas para regular la potencia de salida (disminuyendo el rendimiento aerodinámico). La desaceleración del rotor se produce al llevar las palas a situación de bandera, esto es, oponiendo mínimo perfil a la dirección del viento. En tal caso, el rotor sigue girando, pero sin riesgos.

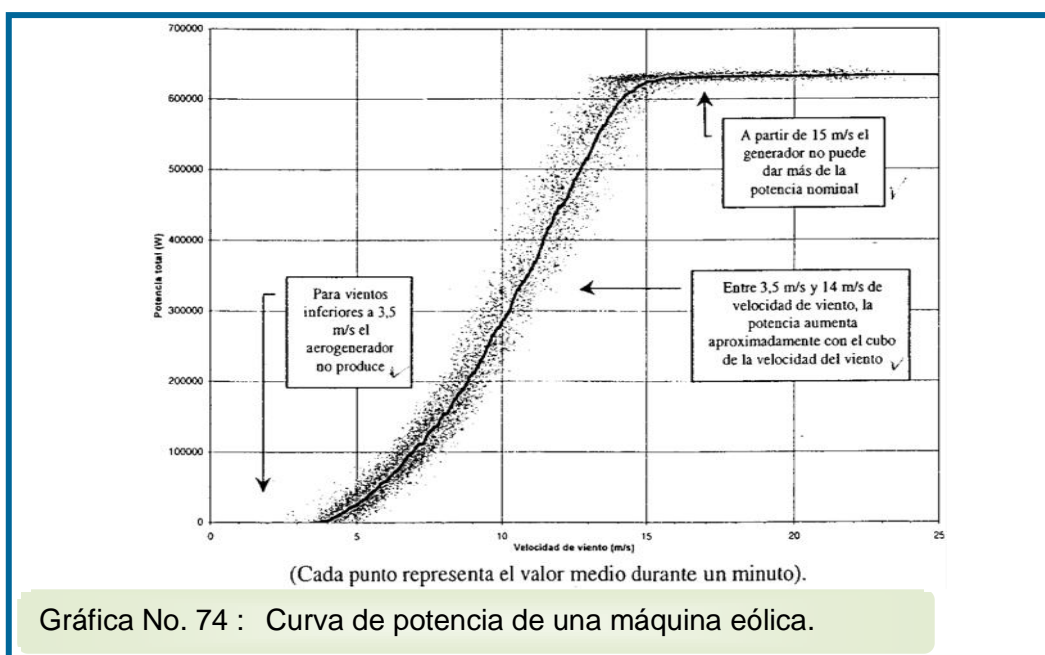
En el sistema stall, o de paso fijo, en cambio, las palas del rotor están fijas en su ángulo de paso. Se aprovechan las condiciones aerodinámicas de la propia pala. Diseñando adecuadamente el perfil, con un calaje adecuado y fijo, puede conseguirse que en unas determinadas condiciones la pala entre en pérdida, variando de esta forma su rendimiento y la potencia absorbida. Para velocidades de viento mayores que la nominal, el flujo alrededor del perfil de pala se separa de la superficie de la pala (stall), reduciendo así las fuerzas de sustentación y aumenta el arrastre, evitando que se produzcan potencias superiores a la nominal. La desaceleración más brusca del rotor se consigue mediante la apertura, controlada o automática, de los frenos aerodinámicos situados en cada una de las palas.

3.3.3 Variación de la potencia activa generada por un aerogenerador y por un parque eólico

Aparte de los procedimientos de conexión, las desconexiones de emergencia y otros cambios de condición, las plantas eólicas en operación normal a

plena carga o carga parcial, dan normalmente origen a variaciones en la salida eléctrica en el rango de entre 10 Hz y 1 KHz, dependiendo del diseño de la planta, así como a fluctuaciones prolongadas. Las fluctuaciones en la salida se determinan por sus amplitudes y la velocidad de cambio, y son causadas principalmente por gradientes (periódicos y no periódicos) en la velocidad del viento.

Las fluctuaciones que se producen están influidas por la distribución de los flujos de aire en el área de la turbina y el comportamiento de la transmisión del tren de engranajes y del generador por cambios en el ángulo de desplazamiento del rotor en sistemas con máquinas síncronas y variaciones del deslizamiento en sistemas de máquinas asíncronas. El comportamiento de la máquina eólica frente a la velocidad del viento se presenta en la denominada curva de potencia, como la que se muestra a continuación.



Cuando se tienen sistemas de velocidad fija con generadores asíncronos directamente conectados a la red se ven las mayores variaciones. En sistemas con velocidad variable se obtienen valores más favorables gracias a las medidas de control.

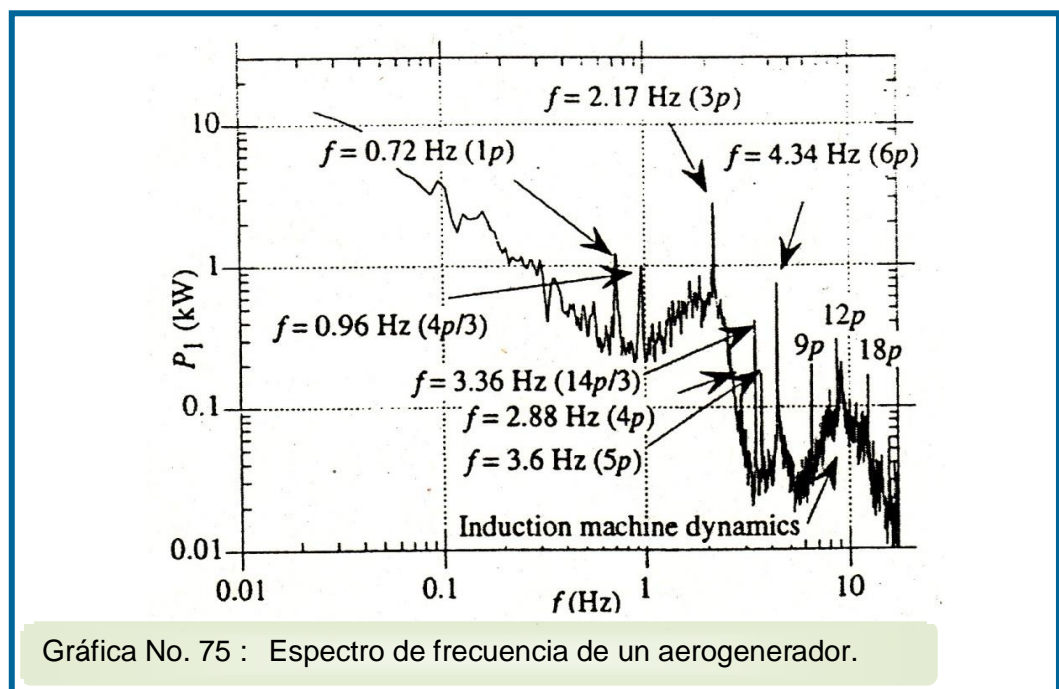
Con grandes aerogeneradores (del orden de Mw), hay más diferencias que con máquinas pequeñas. Un rango menor en el deslizamiento en las máquinas asíncronas más grandes, y por tanto una conexión a la red más rígida, puede conllevar fluctuaciones más elevadas en la salida. Por otro lado, al tener el rotor unas constantes de tiempo más elevadas, y el consiguiente efecto de suavizamiento, los sistemas de velocidad variable tienen un mejor suavizamiento de la salida.

Cuando las palas pasan por delante de la torre está sometida a menor velocidad de viento. Esto resulta en una modulación periódica de la potencia de salida. Como lo más habitual son los aerogeneradores de tres palas, se tiene que los pasos de las palas por delante de la torre produce en el espectro de potencia un pico en una frecuencia tres veces superior a la rotacional de las palas. Esta frecuencia se denomina frecuencia $3p$. También la frecuencia $1p$, es decir, la de rotación es visible si el rotor no está perfectamente equilibrado.

También aparece la frecuencia de resonancia de la torre.

La velocidad de viento normalmente aumenta con la altura (wind shear), lo que resulta en una modulación sinusoidal de la potencia de salida. La pala que pasa por la posición más elevada está sometida a un viento más fuerte que la velocidad media, y las palas están orientadas un pequeño ángulo al viento. Esto también resulta en una pequeña modulación sinusoidal.

Los fallos y defectos en los componentes del aerogenerador pueden reconocerse de forma sencilla, por lo que este espectro de frecuencia puede utilizarse para predicción de fallos. A continuación se muestra un ejemplo de espectro de potencia. Debe notarse que los máximos son visibles gracias a la representación logarítmica.



3.3.4 Variación de la potencia reactiva

Las turbinas de velocidad constante y variable tienen características de potencia reactiva que es necesario considerar. Las turbinas eólicas de velocidad constante se han construido tradicionalmente como generadores de inducción directamente conectados a la red síncrona. La demanda de reactiva de los generadores de inducción se compensa con bancos de condensadores conectables de forma que el factor de potencia sea 1.0 p.u. a plena potencia. Los aerogeneradores convencionales se compensan de forma que el factor de potencia sea 1 cuando no hay producción, y por encima de 0,95 a la producción nominal.

La demanda de reactiva en la subestación se corrige mediante bancos adicionales.

Evolución de la potencia activa y reactiva en la subestación de 1

Utilizando este método, un parque puede generar a casi factor de potencia unidad a cualquier nivel de potencia. Durante periodos de vientos débiles, cuando las turbinas no están operando, la capacidad está disponible para ser conectada por la compañía eléctrica para ayudar a la estabilidad en la tensión.

3.3.5 Fluctuaciones en la tensión

Si una gran proporción de la carga de la red se alimenta de los parques eólicos, las variaciones de la salida debido a los cambios en la velocidad del viento pueden producir fluctuaciones en la tensión. Estas vienen determinadas por la evolución de la potencia aparente frente al tiempo, su relación con la potencia de cortocircuito de la red, y el ángulo de fase.

Cuando las turbinas operan con baja velocidad del rotor producen demasiado poca potencia como para afectar significativamente la tensión de la red, pero cambios en la tensión pueden ocurrir también en situaciones específicas, como por ejemplo la conexión de una carga o un generador, o en el caso de desconexión (cut-off), cambio entre niveles de generación, fluctuaciones de la velocidad del viento, efecto de la torre, etc.

Especialmente en sistemas asíncronos de velocidad fija y conexión directa a la red, los cambios en la potencia de salida debido a fluctuaciones en la velocidad del viento pasan directamente a la red debido a sus bajos valores de deslizamiento.

En una conexión a velocidad variable entre el rotor y la red, se obtiene un significativo suavizamiento o alisamiento de la salida por el almacenamiento de energía intermedio en las masas rotantes del tren de potencia. Los rotores

de los aerogeneradores exhiben más grandes constantes de tiempo cuanto más grande es su tamaño y su potencia nominal. Por tanto los aerogeneradores grandes obtienen un mejor alisamiento de la potencia utilizando sistemas de velocidad variable, (especialmente a corto plazo, del orden de Hz) que los pequeños. El rango de regulación de la velocidad es también un factor que contribuye al grado de alisamiento.

Normalmente, los aerogeneradores de pequeña y mediana potencia pueden influir en la red sólo cuando se conectan en grandes grupos. Sin embargo, la conexión de muchas unidades, que pueden exhibir grandes fluctuaciones de potencia individualmente, conlleva como se ha dicho un mejor suavizamiento.

Para determinar los cambios de la tensión producidos por la conexión de aerogeneradores, deben considerarse las caídas de tensión en los transformadores y las líneas. Puede darse el caso de que la tensión disminuya al aumentar la potencia, debido a que la caída de tensión producida por la corriente reactiva (al pasar por la inductancia del transformador y las líneas) sea menor que el aumento debido a la corriente activa (y la resistencia del transformador). En el generador asíncrono, al aumentar la potencia, la demanda de reactiva también aumenta. La relación X/R gobierna fuertemente la variación de tensión producida por turbinas eólicas equipadas con generadores de inducción con conexión directa a red.

La relación X/R aumenta con la tensión de la red y también puede ser mayor, cerca de los transformadores.

3.3.6 Producción de Flicker

El Flicker es una medida de las fluctuaciones de tensión que producen una variación en la luminosidad en lámparas de incandescencia. El término se refiere, de hecho a la apreciación visual de esa variación de luz por el ojo humano, la percepción fisiológica visual humana es especialmente sensible a fluctuaciones de luminosidad en el entorno de los 8.8 Hz.

Las razones principales de Flicker de aerogeneradores son las operaciones de conexión y el efecto sombra de la torre. Las fluctuaciones lentas de la potencia debida a variaciones de velocidad de viento, aunque sean elevadas, tienen menos influencia sobre el Flicker, al tener una frecuencia distante de esos 8,8 Hz. En cambio, las fluctuaciones debidas al efecto sombra suelen estar en frecuencias en torno a 1,5 Hz (la frecuencia de giro del rotor partido por tres si se trata, como es habitual, de un rotor de 3 palas).

El Flicker puede deberse a variaciones de potencia causadas por el efecto sombra de la torre, el wind shear, el desalineamiento de ángulos de pala del rotor, la intensidad de turbulencia de la velocidad del viento, o bien de operaciones de conexión. Aunque existan variaciones de un 10 % en la

potencia, las variaciones de tensión son inferiores, por lo que puede que el Flicker esté dentro de las prescripciones.

El riesgo de Flicker aumenta si la relación X/R de la red es baja.

Generalmente, con generadores asíncronos directamente conectados, el Pst aumenta linealmente con la potencia generada. También se tienen valores de Pst algo altos aún con poca producción, debido a operaciones de conexión. El coeficiente de Flicker se calcula como el percentil 99% de los valores de Pst, lo que significa que el 1% de valores más elevados no se tienen en consideración (el Flicker se permite ser superado durante el 1 % del tiempo en una semana).

3.3.7 Generación de distorsiones

Para aerogeneradores con generadores asíncronos y conexión directa a la red no hay generación de armónicos apreciable. Cuando hay un mayor número de aerogeneradores, se tienen incluso menores amplitudes de armónicos e interarmónicos, especialmente de bajo orden. Este fenómeno puede atribuirse a un incremento en la potencia de cortocircuito así como un efecto de cancelación al aumentar el número de aerogeneradores. Los aumentos de armónicos individuales pueden reducirse si se considera necesario mediante filtrado.

Es decir, con conexión directa a red de generadores asíncronos, se tiene una reducción de las componentes armónicas cuantos más aerogeneradores y por tanto potencia conectada.

En contraste, cuando la conexión se realiza mediante un convertidor, se tiene un diferente comportamiento en relación a los armónicos. El uso de la electrónica de potencia trae ventajas técnicas y económicas como una buena controlabilidad y alta eficiencia, pero también tiene inconvenientes, en particular debido a la distorsión en la tensión de la red. Los efectos dependen del tipo de semiconductores de potencia empleados y de la conexión, así como de los parámetros de la red en el punto de conexión. La operación de los convertidores de frecuencia en conexión con redes débiles, puede llevar a un incremento de los niveles de armónicos en la red, lo que tendría efectos negativos para los consumidores conectados.

3.3.8 Desequilibrios en las tensiones

Solo se utilizan generadores trifásicos con arrollamientos simétricos. En las máquinas que no haya sufrido ningún accidente, los efectos de asimetrías pueden despreciarse en la operación normal.

Las cargas asimétricas en la red pueden empeorar la función de las líneas y transformadores así como los generadores tanto síncronos como asíncronos. Los desequilibrios producen componentes de secuencia inversa, dando lugar a un campo rotativo en sentido contrario al campo de excitación a doble de su velocidad. Esto produce pérdidas adicionales, especialmente en el rotor, lo que reduce el límite de carga de la máquina. Las asimetrías específicas de la localización deben tenerse en cuenta si son conocidas, para el dimensionamiento del generador.

3.3.9 Estabilidad de Frecuencia

Para una operación con frecuencia de red estable es que demanda y operación sean exactamente casadas en bases instantáneas. En un sistema típico, una o más plantas generadoras se controlan para entregar una cantidad de potencia constante para satisfacer la carga base, altamente predecible. Estas unidades de base operan cerca de su potencia nominal y son las más eficientes económicamente. La porción de carga variable se obtiene de las unidades más ágiles en términos de su respuesta a órdenes de control.

Las componentes de potencia que varían, como las fluctuaciones normales de carga, tienen poco impacto sobre la frecuencia del sistema ya que las

unidades que siguen la carga pueden aumentar o disminuir para compensar los cambios.

Por el momento, un parque eólico aparece como una carga negativa para el centro de operación de la red. Cada turbina es vista como una reducción de carga cuando entra en línea y como un incremento de carga cuando se desconecta, con una capacidad máxima igual a su potencia nominal. El centro de control de la red trabaja con este tipo de cambio de carga como parte de sus operaciones normales y esta nueva fuente se maneja fácilmente mediante procedimientos de operación que están ya bien establecidos por el centro de control.

Un número grande de pequeños aerogeneradores conectados a una red amplia y estable tiene un impacto despreciable sobre la estabilidad en la frecuencia del sistema.

En una red en isla hace falta mayor evaluación del impacto sobre la estabilidad. Si el desplazamiento en la generación proporcionado por los aerogeneradores cae dentro de la capacidad de control de potencia de las unidades seguidoras de carga no afectarán negativamente a la estabilidad del sistema. Si el desplazamiento de generación como porcentaje sobre la capacidad global de generación es grande (por ejemplo de más del 10%),

entonces puede requerirse alguna cantidad de almacenamiento de energía para reducir las fluctuaciones de, potencia.

3.3.10 Operaciones de Conexión

En la conexión de generadores asíncronos se presentan corrientes de entre 5 y 8 veces la corriente nominal. Las corrientes de conexión se limitan mediante los controladores de tiristores de arranque suave, con lo que la corriente inrush alcanza como máximo 2 o 2,5 veces la nominal (la potencia se limita durante los primeros ciclos). En aerogeneradores de velocidad variable es posible limitar esta corriente hasta el valor nominal.

Las conexiones con vientos elevados producen mayores corrientes de arranque, pero estas operaciones de conexión no son muy frecuentes. Lo que ocurre más a menudo son operaciones de conexión con bajo viento, lo que da lugar a corrientes de conexión inferiores a 2 veces la corriente nominal.

La conexión comienza antes de que el generador de inducción alcance la velocidad de sincronismo. Por tanto, la potencia activa es baja al principio. La reactiva aumenta mucho más bruscamente debido a que el generador de inducción necesita una corriente reactiva transitoria para ser magnetizado.

3.3.11 Normativas

La normativa IEC-61400 consiste de las siguientes partes bajo un Título General:

Wind Turbine Generator System

Parte 1: Requisitos del Diseño.

Parte 2: Requisitos de Diseño de pequeñas Turbinas de Viento.

Parte 11: Técnicas de medición de Ruido Acústico

Parte 12: Prueba de Rendimiento de una Turbina de viento

Parte 13: Medición de cargas mecánicas

Parte 14: Declaración de aparente nivel de potencia acústica y valores de Tonalidad

Parte 21: Medida y evaluación de las características de calidad de potencia de turbinas eólicas conectadas a la red.

Parte 23: Escala completa de ensayos estructurales de pala de rotor

Parte 24: Protección contra rayos

IEC-61400-1

Ámbito de aplicación

Esta parte de la IEC 61400-1 especifica los requisitos de diseño esencial para garantizar la integridad de ingeniería de las turbinas de viento. Su propósito es proporcionar un nivel adecuado de protección contra los daños de todos los riesgos durante la vida útil prevista.

Esta norma se ocupa de todos los subsistemas de las turbinas de viento, tales como mecanismos de control y protección interior, sistemas eléctricos, mecánicos y estructuras de apoyo.

Esta norma se aplica a las turbinas de viento de todos los tamaños. Para las turbinas de viento pequeñas IEC 61400-2 puede ser aplicado. Esta norma debe ser utilizada junto con el IEC y las normas ISO apropiadas.

IEC-61400-21

Este parte atañe principalmente a fabricantes de turbinas eólicas que desean tener sus máquinas certificadas, es decir, examinadas para determinar un conjunto de parámetros que son característicos de su impacto en la red eléctrica con respecto a la calidad de potencia.

Utilizando los parámetros asegurados a través de estos tests, será posible a los operadores del sistema evaluar fácilmente la contribución de uno o varios aerogeneradores a diversas perturbaciones. Esto simplificará los estudios de

conexión. Los parámetros propuestos por el IEC son resultados de test para que el mismo trabajo pueda realizarse con simples reglas de tres. Los métodos de medida y los límites propuestos están de acuerdo con los standards elaborados por el IEC SC77A (61000-3-6/7, 61000-4-7, etc.). Se centra en perturbaciones que actualmente producen las molestias más severas (fluctuaciones de tensión, Flicker), en lugar de las que son menos probables (ej. armónicos).

El propósito de esta parte del IEC 61400 es proporcionar una metodología uniforme que asegure la consistencia y precisión en la medida y evaluación de las características de la calidad de potencia de los aerogeneradores (WTGS, wind turbine generator systems) conectados a la red eléctrica. A este respecto, el término calidad de potencia incluye aquellas características eléctricas de los aerogeneradores que influyen en la calidad de la tensión de la red a la que se conectan.

El standard ha sido preparado para que puede ser aplicado por:

Fabricantes de WTGS que tratan de satisfacer características de calidad de potencia bien definidas.

Compradores para especificar tales características.

Operadores que pueden ser requeridos para verificar que las características de calidad establecidas o requeridas se cumplen-

Planificador o regulador que debe ser capaz de determinar de una manera precisa y correcta el impacto de un aerogenerador sobre la calidad de la tensión para asegurar que la instalación está diseñada de forma que los requerimientos de calidad de tensión se respetan

La autoridad certificadora de WTGS o la organización de testing de componentes para evaluar las características de calidad del tipo de turbina eólica

El planificador o regulador de la red eléctrica que debe ser capaz de determinar la conexión a red requerida por un WTGS.

Este standard proporcionará recomendaciones para preparar las medidas y la evacuación de la calidad de potencia. Beneficiará a las partes involucradas en la fabricación, planificación de instalación, obtención de permisos, operación, utilización, comprobación (test) y regulación de WTGS.

3.4 Control de aerogeneradores

Desde el punto de vista del control, según estadísticas internacionales, la mayoría de los aerogeneradores instalados en el mundo son de velocidad fija. Entre estos, aproximadamente la mitad limitan la potencia por entrada en

pérdida, y la mitad emplean un control activo de ángulo de pala. No obstante, la tendencia actual es que cada vez se construyen más aerogeneradores de velocidad variable. La tabla que se muestra a continuación resume las ventajas e inconvenientes de los distintos métodos de control de potencia.

[18]

Tipo de control	Ventajas	Inconvenientes
Entrada en pérdida	<ul style="list-style-type: none"> ▫Simplicidad ▫Palas fijas 	<ul style="list-style-type: none"> ▫Bajo aprovechamiento a vientos altos
Ángulo de pala	<ul style="list-style-type: none"> ▫Mejor aprovechamiento a vientos altos 	<ul style="list-style-type: none"> ▫Más caro ▫Averías en el mecanismo
Velocidad variable	<ul style="list-style-type: none"> ▫Menos ruido ▫Control de factor de potencia ▫Menos esfuerzos mecánicos ▫Reducción de fluctuaciones de tensión ▫Mejor aprovechamiento a todas las velocidades de viento. 	<ul style="list-style-type: none"> ▫Más complejo ▫Ligera pérdida de potencia en el convertidor

Tabla No. 12 : Comparación entre los métodos de control de potencia de aerogeneradores.

Atendiendo al generador eléctrico, la mayoría de los sistemas de velocidad fija emplean generadores de inducción. Las principales ventajas frente al generador síncrono son menor precio, ausencia de circuito de excitación, mejor comportamiento transitorio y mejor comportamiento ante sobrecarga

[19]

No obstante, también existen turbinas de velocidad fija con generador síncrono, como los prototipos MOD instalados en Estados Unidos [48, 104, 13]. Entre los sistemas de velocidad variable, los generadores más

empleados en la Unión Europea son los asíncronos doblemente alimentados, pero también existen modelos comerciales con generador síncrono multipolar [20]

Por último, aunque menos frecuentes, también existen turbinas con generadores de inducción con convertidores electrónicos entre el estator y la red y con generadores de reluctancia.

A continuación se enumeran las características más frecuentes de los aerogeneradores actuales [21].

Potencia nominal: La potencia media es aproximadamente 600 Kw, pero existen modelos comerciales que superan los 2 Mw.

Diámetro del rotor: Hasta 66 m. La tendencia es hacia modelos mayores.

Número de palas: La mayoría tiene 3, algunas 2, muy pocas 1.

Material de la pala: La mayoría son de plástico reforzado con fibra de vidrio, pero cada vez más son de resina-epoxy.

Situación del rotor: Normalmente viento arriba respecto a la torre, algunas, viento abajo.

Velocidad de las palas: La mayoría de los aerogeneradores son de velocidad fija, pero cada vez hay más máquinas de velocidad variable. El rango de velocidades es aproximadamente entre 15 y 50 revoluciones por minuto, un valor típico es 25 r.p.m. en una turbina de 52 m de diámetro. Las palas giran más rápido cuanto más pequeña es la turbina. Algunas turbinas pueden girar a dos velocidades, sustituyendo el generador sin detener la operación.

Acoplamiento mecánico: Normalmente existe una caja multiplicadora que eleva la velocidad de giro en el generador. Algunos generadores contienen un elevado número de polos, lo que permite el acoplamiento directo con el buje.

Generador: Las máquinas de velocidad fija suelen utilizar generadores de inducción, con 4 ó 6 polos. Las máquinas de velocidad variable utilizan convertidores electrónicos y generadores de distintos tipos, principalmente asíncronos doblemente alimentados y

síncronos multipolares. Existen algunas turbinas con otros tipos de generadores, como el generador de reluctancia [78] o el generador asíncrono de doble bobinado en el estator [22].

Orientación del rotor: Generalmente mediante sensores de dirección del viento y motores en la góndola. Algunas máquinas se orientan de forma pasiva.

Torre: Suelen ser cilíndricas y de acero, con una altura de entre 25 y 80 metros. Existen máquinas antiguas con torres de celosía, y algunas turbinas grandes con torres de cemento.

3.4.1 El sistema de control

El tipo de sistema de control que se analizara es de los aerogeneradores de eje horizontal conectados a una red eléctrica.

Inicialmente se hará una breve descripción de lo que es un sistema de control de aerogeneradores, sus funciones, las distintas estrategias, los elementos que normalmente lo componen y los parámetros principales de la máquina que deben medirse, supervisarse y controlarse.

A continuación se efectúa un breve análisis de los métodos de regulación de potencia haciendo hincapié en los sistemas de regulación de potencia mediante el cambio de ángulo de paso de la pala. Se describe de una forma superficial los métodos clásicos, hasta llegar a los métodos modernos de regulación electrónica y accionamientos normalmente hidráulico o eléctrico.

Como ejemplo práctico, se presenta el algoritmo de control y una muestra del funcionamiento máquina comercial con paso de pala variable.

Por último se describe el sistema de orientación de góndola, su función y los métodos de control del mismo finalizando al igual que en la descripción anterior con el método actual más ampliamente utilizado.

Los principales objetivos de los sistemas de control de aerogeneradores son:

- Obtener un funcionamiento automático y fiable del aerogenerador
- Conseguir que la turbina funcione en consonancia con el viento (orientación, control de potencia, etc.).
- Decidir la conexión/desconexión del generador y realizar correctamente los arranques y paradas del aerogenerador.
- Proteger al sistema (frente a sobre-velocidades, vibraciones, sobrecalentamientos, enrollamientos de los cables de interconexión, embalamientos y otros imprevistos).
- Maximizar el rendimiento del sistema.
- Señalizar posibles averías o funcionamientos incorrectos disminuyendo los costes de mantenimiento y los tiempos de reparación.
- Aumentar la vida útil del aerogenerador (minimizando las cargas imprevistas que se puedan presentar).

En la actualidad, la contribución a la estabilidad transitoria del sistema eléctrico no es un objetivo de los sistemas de control actuales. En caso de situación anormal, los aerogeneradores simplemente son desconectados.

Todos estos objetivos nos llevan a un tratamiento global, flexible de las estrategias posibles de control sobre todo en grandes máquinas.

Un buen diseño de un aerogenerador puede tener un funcionamiento incorrecto o llegar a destruirse si no se desarrolla un sistema de control adecuado.

El sistema de control deberá ser diferente en función del tamaño del aerogenerador. Para pequeñas máquinas, el control será simple y normalmente pasivo, por el contrario, para grandes máquinas (media y alta potencia), el sistema de control será más complicado debido a los múltiples parámetros a medir y el aumento de precisión requerido, pero representará un coste, que aunque sea alto, es pequeño en comparación con el coste total del sistema.

Así, los controles pasivos hacen sus medidas de la manera más simple posible y utilizan fuerzas naturales para actuar, mientras que los sistemas de control activos utilizan sistemas eléctricos, mecánicos, hidráulicos, neumáticos o combinaciones de los anteriores para alcanzar su propósito.

En el control activo se deberán medir múltiples variables que darán información sobre el estado del sistema, al control central. Estas señales (velocidad del viento, orientación, velocidad del rotor, ángulo de paso, temperatura del generador, tensión y corriente de salida, etc.) se captarán mediante sensores o transductores que deberán ser suficientemente fiables y

precisos, ya que toda la estrategia de control puede ser inútil si las medidas son erróneas. También se deberán proteger los elementos electrónicos y el cableado contra posibles descargas de origen atmosférico o contra interferencias electromagnética que puedan producirse (en las máquinas con convertidores electrónicos, el nivel de ruido electromagnético puede ser considerable y habrá que proteger las señales más sensibles).

El sistema de control deberá diseñarse para proteger a todo el sistema, pero de forma que la instalación de múltiples protecciones, no interfiera en la correcta operación de la máquina haciendo que su funcionamiento sea a veces pesado (continuos arranques y paradas). Esto se consigue haciendo que las protecciones del sistema sean selectivas (deben actuar de acuerdo con el problema detectado) y estén coordinadas (cuando se produzca un error, debe actuar la protección que supervisa el sistema que ha fallado). Sólo cuando falla el control normal deberá actuar el sistema de emergencia, que es redundante y que funciona independientemente del sistema de regulación habitual.

Existen múltiples métodos y estrategias de control de aerogeneradores, casi tantos como tipos de máquinas, en este documento se presenta una visión general de los sistemas más utilizados actualmente.

El sistema de control integra los dispositivos necesarios de seguridad para garantizar la parada del aerogenerador en caso de producirse alguna condición anormal (falta de tensión de red, vibración excesiva, calentamiento excesivo del generador eléctrico, velocidad del viento o de giro del rotor excesiva, etc.).

Los sistemas de control actuales se basan normalmente en microprocesadores, específicamente desarrollados para su uso en control de aerogeneradores. Estos sistemas de control permiten integrar de forma eficiente todos los subsistemas que intervienen en la correcta operación del aerogenerador, permitiendo además modificaciones de programas por el usuario, centralizado de la comunicación y recogida de datos, telecontrol de varios aerogeneradores en el caso de parques eólicos, interconexión con centrales meteorológicas, etc.

De cara a facilitar la maniobrabilidad del sistema, los sistemas de control actuales son modulares, incluyendo dispositivos de visualización de todas las variables que intervienen, así como las entradas y las salidas, permitiendo incluso la posibilidad de controlar manualmente la operación del aerogenerador. Para garantizar la fiabilidad de las señales de medida y control frente a perturbaciones de origen electromagnético, todas las entradas se suelen aislar mediante optoacopladores y las salidas mediante

relés libres de potencial. La transmisión de datos entre el aerogenerador y la subestación se suele realizar mediante salida serie (RS-232 ó RS-485) o fibra óptica. También es común tener instalado un módem en el ordenador de la subestación, que centraliza los datos del parque eólico.

El control suele estar físicamente realizado mediante uno o varios PLC. Un PLC (Control con Lógica Programable) está compuesto por uno o más microprocesadores que componen la unidad central de proceso, una etapa de memoria donde está el programa de control, un dispositivo de visualización y una etapa con entradas/salidas con sus respectivos convertidores, a través de la cual el sistema de control se comunica con los sensores y los sistemas que se desea gobernar. Asimismo, se puede conectar a un equipo de programación, mediante el cual se puede introducir o modificar el programa de control (es bastante habitual que ciertos parámetros del control deban ajustarse para obtener el funcionamiento óptimo dependiendo de las características de cada emplazamiento).

El programa de control necesariamente debe incluir un subprograma de autocomprobación o diagnóstico que detecte inmediatamente el mal funcionamiento tanto en el propio sistema de control como en los demás sistemas del aerogenerador, debiendo parar inmediatamente el

aerogenerador y señalar lo más preciso posible la causa del problema. De esta manera se garantiza la seguridad del sistema y se disminuyen los costes de operación y mantenimiento al permitir localizar rápidamente el origen del fallo.

Los parámetros límite que el sistema supervisa de modo continuo para evitar situaciones de emergencia suelen ser los siguientes:

- **Errores internos en el sistema de control.**
 - ✓ Problemas en la transmisión de datos, volcado de programa, etc.
 - ✓ Problemas en la lectura/escritura en memoria.
 - ✓ Fallo en alimentación.

- **Parámetros de red.**
 - ✓ Frecuencia de red máxima y mínima.
 - ✓ Tensión de red máxima y mínima.
 - ✓ Sobretensión.
 - ✓ Corrientes asimétricas.
 - ✓ Sobrecarga en el generador. (Normalmente se definen dos niveles de sobrecarga).
 - ✓ Corriente máxima.
 - ✓ Corriente máxima en monitorización.

- **Potencia de salida.**
 - ✓ Detección de fallo en anemómetro.
 - ✓ Potencia anormalmente baja para un determinado viento.

- **Velocidad del viento**
 - ✓ Velocidad mínima para arranque (normalmente denominada $V_{cut\ in}$).
 - ✓ Velocidad mínima para parada (cuando hay una disminución del viento en producción, velocidad algo menor que $V_{cut\ in}$).
 - ✓ Velocidad máxima para parada (cuando hay excesivo viento para un funcionamiento seguro de la turbina, $V_{cut\ off}$).
 - ✓ Velocidad máxima para nuevo arranque (cuando se ha producido una desconexión hace poco, la velocidad debe ser algo superior a $V_{cut\ in}$ para que no se produzcan muchas conexiones y desconexiones - algo así como una estrategia de control de histéresis-).

- **Velocidad de giro del rotor.**
 - ✓ Sobre velocidad en rotor de baja.
 - ✓ Sobre velocidad en rotor de alta.
 - ✓ Velocidad para actuación de freno eléctrico.
 - ✓ Máxima velocidad con fallo de freno.

- **Control de temperaturas.**
 - ✓ Temperatura máxima de los devanados del generador eléctrico.
 - ✓ Temperatura máxima del aceite de la caja multiplicadora.
 - ✓ Temperatura máxima de los dispositivos electrónicos.
 - ✓ Temperatura en el sistema de orientación y en el freno de emergencia.

- **Sensores comparadores.**
 - ✓ Relación de revoluciones eje alta/baja.
 - ✓ Enrollado/desenrollado de cables.
 - ✓ Detección de retraso en la comparación de sensores (cuando la medida de sensores la realiza otro módulo que se comunica con el autómata principal).

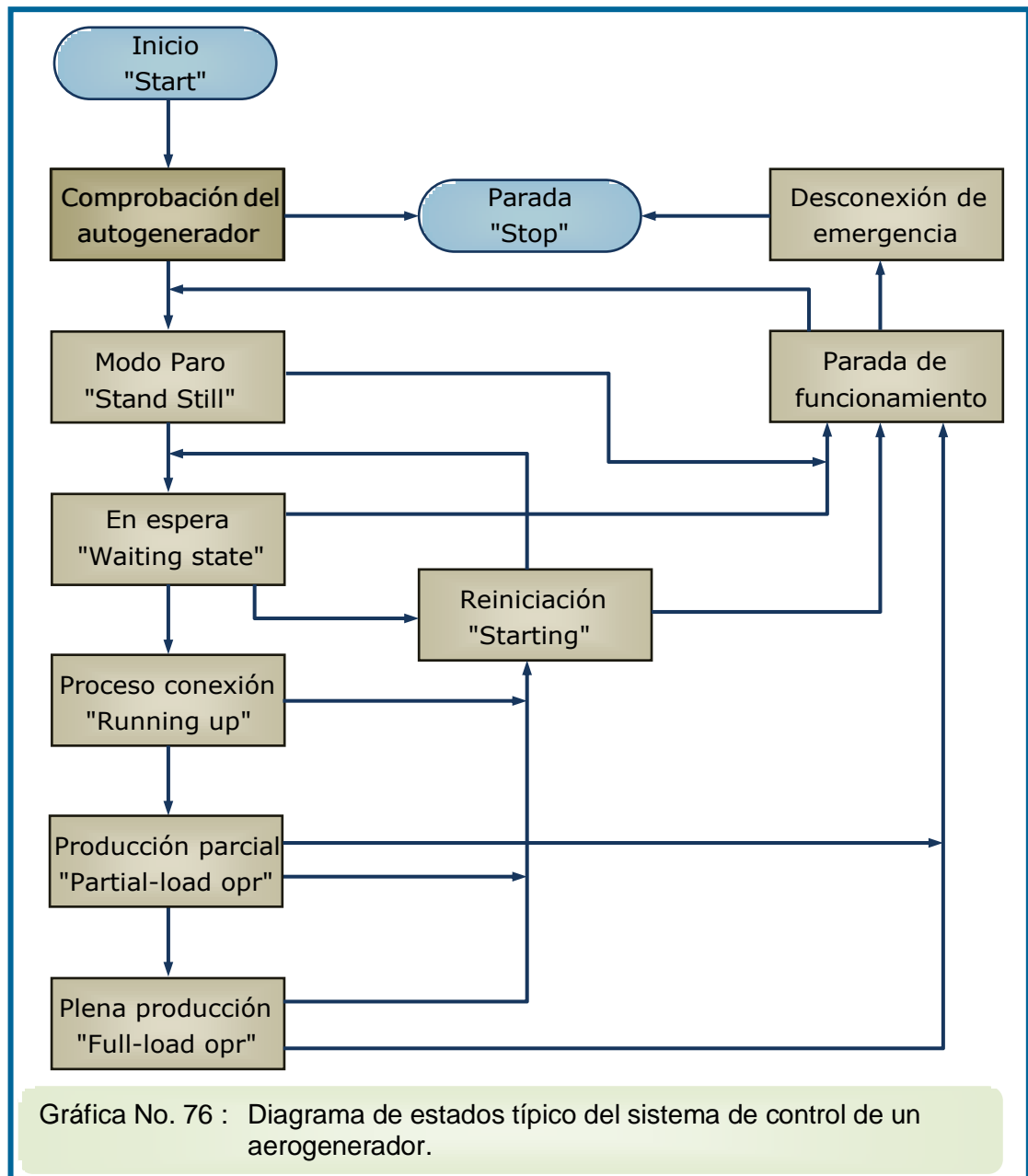
- **Sistemas hidráulicos.**
- **Bajo nivel de aceite.**

- **Excesivas conexiones/desconexiones.**

Todas las limitaciones anteriormente descritas que el sistema de control durante su operación puede detectar a través de anomalías, en el caso de que aparezcan, afectarán al aerogenerador de diversas formas. Se suelen

programar distintos niveles de alarmas como son las alarmas de parada de máquina, las cuales obligan a inspeccionar la máquina y puesta en operación manual. Otras alarmas permiten a la máquina conectarse automáticamente cuando desaparece la causa de la alarma. Otras solo informan de una anomalía pero sin parar la máquina.

La figura mostrada a continuación representa la estructura del sistema de control para un aerogenerador de velocidad variable con un convertidor electrónico. Esta figura presenta un esquema con los más importantes estados y evolución entre ellos. En un sistema con las palas fijas o de velocidad fija, el sistema de control se simplifica (no se distingue entre funcionamiento a carga parcial y a plena producción) aunque la filosofía del control sigue siendo la misma. La denominación de cada uno de los estados en el panel del aerogenerador o en el telemando puede variar de un fabricante a otro y normalmente se utiliza los términos en inglés.



Según el sistema de control, los sistemas de conversión de energía eólica pueden clasificarse en dos grandes grupos: sistemas de velocidad fija y sistemas de velocidad variable.

3.4.2 Sistemas de velocidad fija

Los sistemas de velocidad fija se caracterizan por girar en régimen permanente a una velocidad prácticamente constante e independiente de la velocidad del viento.

Los sistemas con generador síncrono giran a la velocidad $\omega_g = \omega_s$, donde ω_s es la frecuencia de sincronismo.

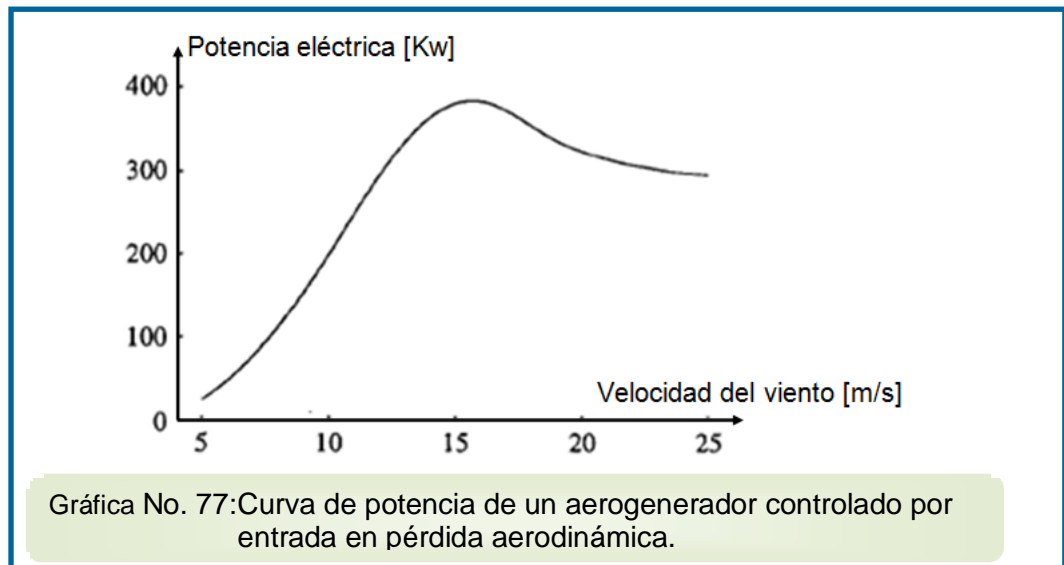
Los sistemas con generador de inducción giran a la velocidad $\omega_g = \omega_s (1-s)$, donde s es el deslizamiento.

En el caso de los generadores de inducción la velocidad no es estricta mente independiente del par aplicado por el viento, pero la variación de la velocidad del rotor con el viento es muy pequeña. El deslizamiento nominal de un generador de inducción en una turbina de velocidad típica es del orden de 0,6% a 1% [22].

Existen dos métodos principales de control para los sistemas de velocidad fija [23]

Control por entrada en pérdida: El par mecánico disminuye a partir de una determinada velocidad del viento, llamada velocidad de referencia, mediante

un diseño apropiado del perfil de la pala. La siguiente figura representa la curva de potencia de un aerogenerador comercial [64] controlado por entrada en pérdida [24]



Control por variación del paso de pala: El par mecánico entrante se controla mediante la variación del ángulo de ataque de las palas.

El tipo de aerogenerador más empleado en Europa es el compuesto por un generador de inducción controlado por entrada en pérdida. Este sistema presenta la ventaja de su sencillez.

El control de paso de pala puede emplearse para limitar el par mecánico y para reducir las fluctuaciones de potencia eléctrica. Este control es

deliberadamente lento con el fin de reducir esfuerzos y evitar fatigas en el mecanismo.

3.4.3 Sistemas de velocidad variable

La potencia mecánica entrante a la turbina depende de la velocidad del viento y del coeficiente de potencia C_P . Suponiendo que el ángulo de pala es mínimo y que la máxima extracción de potencia se obtiene en el punto de funcionamiento λ_{opt} , C_{Pmax} .

Este punto corresponde a la velocidad de giro de las palas ω_p , la cual está representada por la expresión: $\omega_p = \frac{\lambda_{opt} \cdot v}{R}$, donde v es la velocidad del viento y R es el radio de las palas.

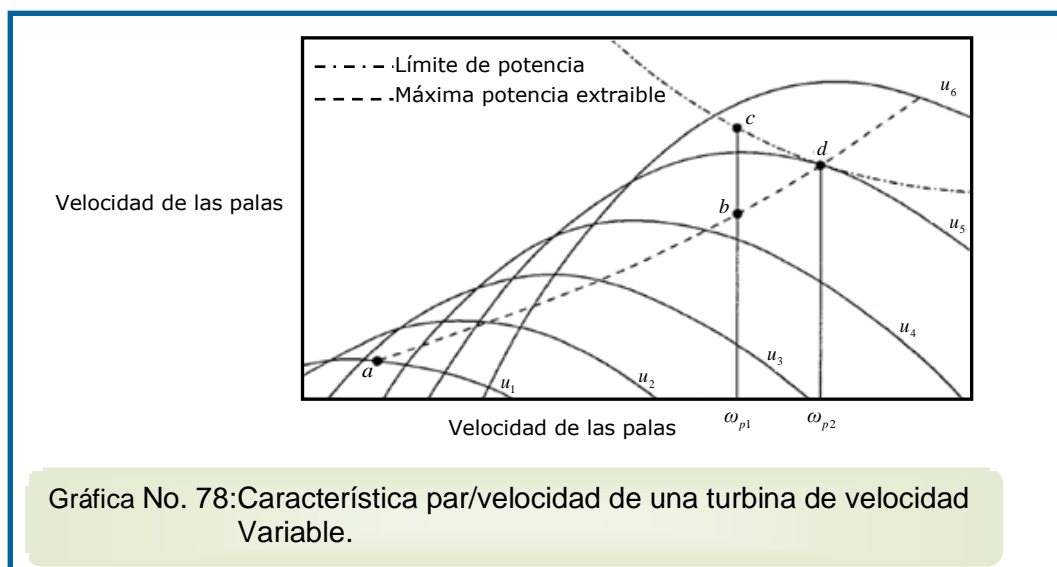
Los sistemas de velocidad variable permiten extraer más energía del viento por unidad de área, al acercar la velocidad de las palas ω_p al punto de C_P , máximo.

La gráfica mostrada a continuación se representa la relación entre el par mecánico, la velocidad del viento y la frecuencia en una turbina eólica. La velocidad del viento es creciente en el sentido $u_1 - u_6$. El límite de potencia,

determinado por la potencia nominal del generador, queda definido por una hipérbola, dado que:

$$P_v = r_v \omega_p$$

Donde P_v es la potencia extraída del viento y r_v es el par mecánico aplicado sobre las palas.



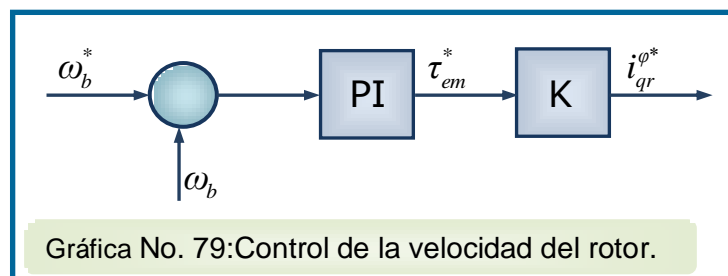
A velocidades de viento suficientemente bajas, los puntos de funcionamiento quedan definidos por la línea de máxima potencia extraíble. En el caso de que el límite máximo de velocidad de las palas sea ω_{p1} , la turbina sigue el camino abc , donde a es el punto de conexión.

A partir del punto b comienza a actuar el control de ángulo de pala, limitando la velocidad de giro. En el caso de que la frecuencia pueda crecer hasta ω_{p2} , la turbina sigue el camino abd y el control de ángulo de pala comienza a actuar a partir del punto d . [25]

El control de la velocidad de la turbina puede seguir dos esquemas principales [26]:

Control de par: A partir de la velocidad de giro, se obtiene el par correspondiente en la curva característica par-velocidad. Este par se toma directamente como par de referencia en el sistema de control.

Control de velocidad: A partir de la velocidad del viento medida en un anemómetro, se obtiene la velocidad de referencia. La velocidad es controlada mediante un regulador PI en un bucle externo al control de par, como se muestra en la gráfica presentada a continuación.

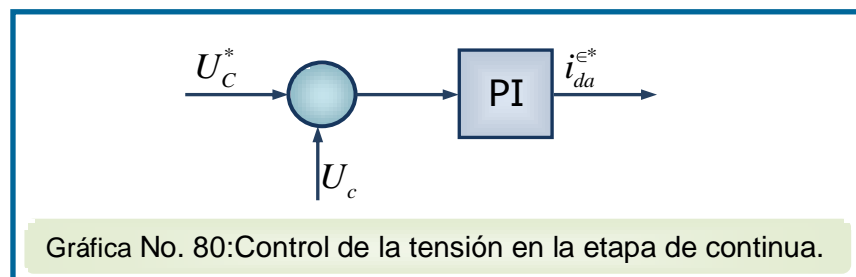


La rapidez del control no es un requerimiento del sistema, ya que la elevada inercia de las turbinas impide el seguimiento de las fluctuaciones del viento. Por el contrario, el amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia es importante.

La frecuencia natural del acoplamiento mecánico puede ser excitada por fluctuaciones del viento o por las oscilaciones de par a frecuencias múltiplos de $n_p \omega_p$ donde ω_p , es la velocidad de las palas y n_p el número de palas.

El control vectorial de par permite mayor ancho de banda con respecto al control escalar, lo que favorece un mayor amortiguamiento de las oscilaciones.

La tensión en la etapa de continua es controlada a través de la componente de la corriente en el convertidor del lado de la red $i_{da}^{\epsilon*}$. La consigna de $i_{da}^{\epsilon*}$ es establecida mediante un regulador PI, como lo indica la siguiente gráfica.



Por último, los convertidores electrónicos de los aerogeneradores de velocidad variable permiten controlar la potencia reactiva generada o absorbida por cada aerogenerador. A través de la potencia reactiva es posible regular el factor de potencia de los aerogeneradores o la tensión en los bornes de conexión.

3.4.4 Conexión a la Red

El proceso de conexión de un aerogenerador a la red eléctrica difiere según sea el tipo de la máquina, así máquinas de paso fijo y velocidad fija seguirán una estrategia, si disponen de sistema de cambio de paso seguirán otra y por último máquinas con cambio de paso y velocidad variable tendrán otra.

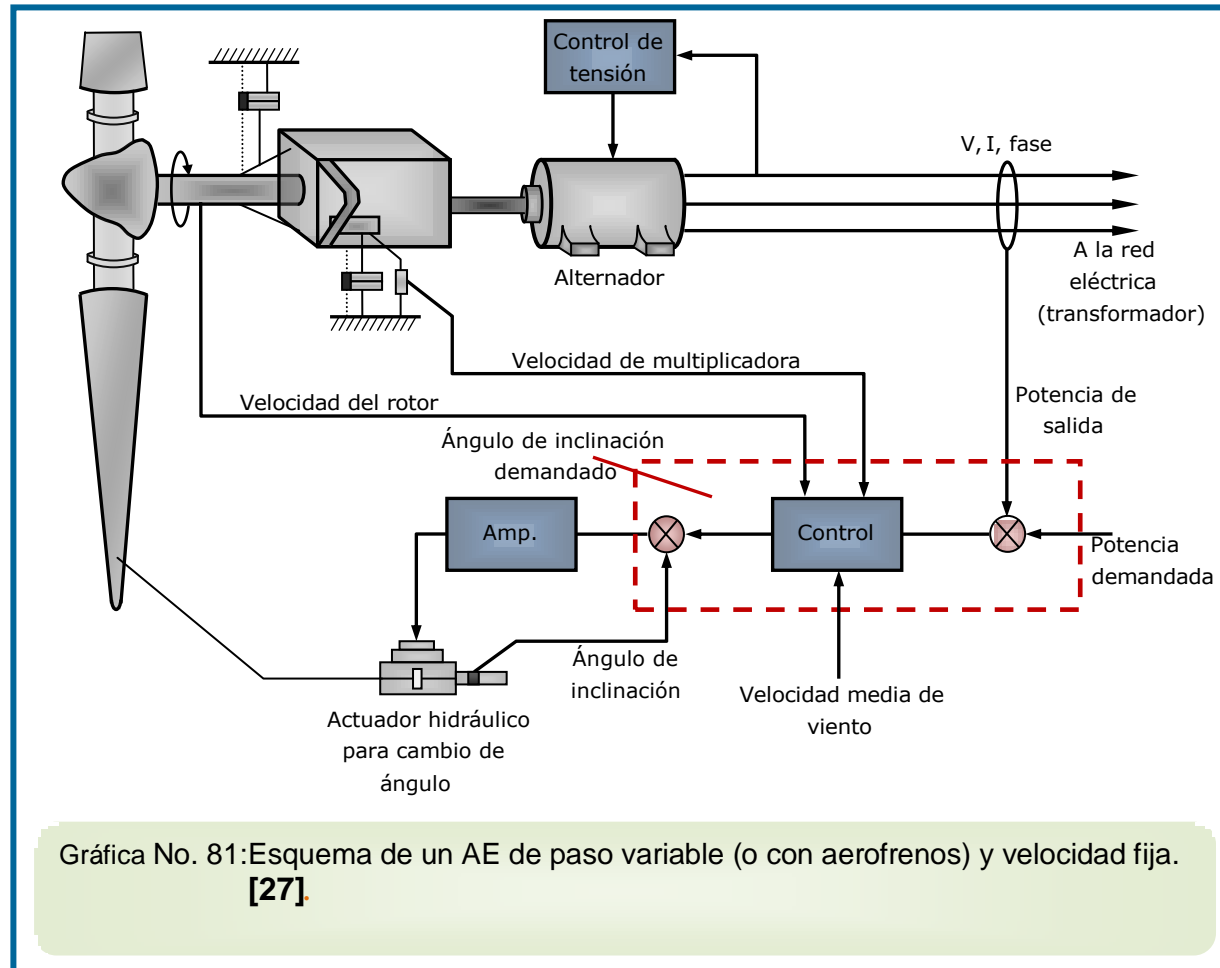
En cualquier caso, todos los sistemas intentarán realizar la operación lo más suave posible para evitar puntas de par, lo menos complejo posible y la menor cantidad de veces posible. Para ello se deberán implementar sensores de medida adecuados a los parámetros que se miden y deberán seleccionar valores adecuados de esos parámetros para que el control tome decisiones *correctas (evitar múltiples conexiones y desconexiones alarga la vida útil de los elementos de la máquina, en especial caja multiplicadora, ejes, rotor, generador, contactores, etc.).

Por ejemplo, la velocidad del generador se debe medir con suficiente precisión y fiabilidad ya que la conexión se debe producir a una determinada velocidad de giro de las palas, si se realiza antes el generador posiblemente funcionará como motor y después hay peligro de embalamiento. Además, en el momento óptimo se minimizan las corrientes de conexión y las oscilaciones de par.

En el caso de aerogeneradores con paso fijo y velocidad fija el proceso de arranque que se sigue es el siguiente:

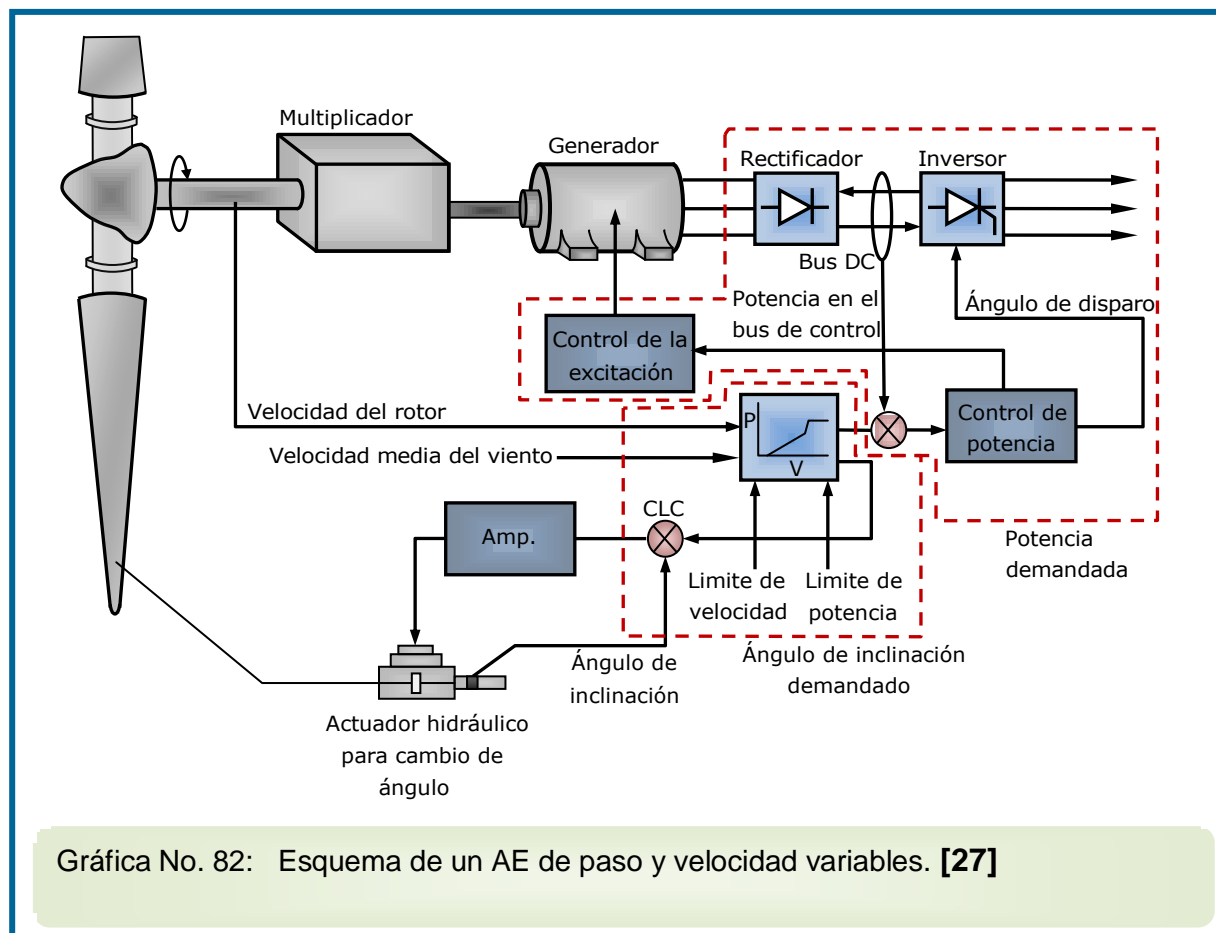
Una vez que el control ha chequeado todas las variables necesarias y no ha detectado ninguna anomalía, esperará a que se supere el límite mínimo de velocidad de viento para comenzar a generar. Si se cumple esta condición activa el sistema de orientación y una vez orientado libera el freno eléctrico a la vez que coloca las palas en posición de operación (mínimo ángulo) en el caso de máquina de paso variable a los aerofrenos en el caso de paso fijo. El aerogenerador de esta manera está ya preparado para efectuar la conexión a la red.

El aerogenerador comenzará a girar hasta alcanzar una velocidad mínima de rotación del eje de alta, momento en el cual activa el sistema de arranque suave para que la conexión se produzca sin esfuerzos mecánicos ni sobrecorriente de conexión. El sistema de conexión suave suele consistir en un puente trifásico de tiristores que van aumentando gradualmente la tensión en bornes del generador hasta que se iguala a la tensión de la red eléctrica. Una vez efectuada la conexión el sistema de control puentea el sistema de arranque suave y conecta las etapas de compensación de potencia reactiva.



En el caso de sistemas de paso variable y velocidad variable el proceso que se sigue es el siguiente:

El sistema mide la velocidad de viento continuamente. Si durante pocos minutos se detecta una velocidad de viento suficiente para el funcionamiento del aerogenerador, se inicia el proceso de arranque automático. Para ello se coloca en una determinada posición y se lleva a cabo un chequeo de los sensores por alrededor de un minuto. A continuación se alinea la góndola en la dirección del viento y las palas del rotor se ponen en posición de funcionamiento. Al alcanzar el límite inferior de revoluciones el aerogenerador comienza a inyectar potencia a la red (este proceso de conexión eléctrica depende tanto del tipo de generador como del convertidor electrónico empleado).



Gráfica No. 82: Esquema de un AE de paso y velocidad variables. [27]

3.4.5 Desconexión de la Red

El sistema de control está continuamente supervisando las revoluciones del rotor de alta, si las revoluciones disminuyen por debajo de un valor mínimo, se desconecta la compensación de potencia reactiva y a continuación el aerogenerador de la red.

En sistemas de paso fijo, en el caso de que se alcance el límite superior de revoluciones, se deberá actuar con el frenado de emergencia mediante aerofrenos en el primer momento hasta bajar un número de revoluciones suficiente, pero sin desconectar de la red al aerogenerador, con el fin de no perder el par resistente del generador y evitar un embalamiento. El aerogenerador se podrá desconectar de la red cuando la velocidad de giro del rotor sea como máximo la de sincronismo. Por último y ya a bajas revoluciones se puede aplicar el freno eléctrico para efectuar la parada total.

En sistemas de paso variable, por encima de la velocidad nominal se mantienen las revoluciones del rotor, mediante la regulación del ángulo de paso de las palas. Para parar la máquina ya sea de forma manual o por control se aumenta el ángulo de las palas y con ello se reduce para el viento la superficie de incidencia efectiva de las mismas, hasta que el aerogenerador reduce su velocidad hasta casi la parada total. Existen

sistemas de paso variable con palas independientes entre sí pero que actúan siempre sincrónicamente, en este tipo de sistemas se prevé que si falla una, las otras dos son suficientes para cambiando el ángulo de paso frenar la máquina.

Un problema en los aerogeneradores son las paradas por pérdida de red o salida de los límites de operación, en estos casos los sistemas de paso fijo deben actuar con los aerofrenos y en el caso de paso variable deben colocar inmediatamente las palas en bandera, ya que se pierde el par resistente del generador. El sistema de control deberá detectar rápidamente cualquier situación de este tipo, en el caso de sistemas de velocidad variable, la desconexión de la red es inmediata, en cuanto se ha superado algún límite de red.

Actualmente, la legislación para productores en régimen especial obliga a instalar en la subestación del parque eólico protecciones para desconectar automáticamente cuando la red eléctrica presenta un funcionamiento atípico (tensiones por debajo o por encima del valor nominal, funcionamiento en isla, frecuencia fuera de rango, tensiones no simétricas, etc).

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 Generalidades

El análisis económico que se debe hacer para la instalación de un sistema de generación eólica, ya sea este para suplir la demanda de una población situada en una región remota (Sistema aislado) o para proveer energía eléctrica a la red de una nación (Sistema con interconexión) estudia los beneficios y la evolución de los resultados de la instalación del sistema en un tiempo determinado.

Los temas de interés que comprende el análisis económico son:

- La productividad de la Instalación, que viene determinada por el grado de eficiencia, aprovechamiento de esta, reflejada en el factor de planta del sistema, la cantidad y calidad energía generada por el mismo.
- La tasa de retorno del capital, esta indica cuán rápido se recupera la inversión inicial y estima el tiempo donde la instalación del sistema empezara a generar ganancias al inversionista.

- Los costos de la producción de energía, costos de operación y mantenimiento, costos de inversión que comprende costos de instalación e interconexión con la red pública.
- La rentabilidad, la cual trata de medir el mayor o menor rendimiento de los capitales invertidos en el sistema, ya sean las ganancias obtenidas por la venta de energía o ingresos obtenidos gracias a subvenciones.

Cabe recalcar que el factor de planta promedio de un sistema de generación eólico oscila entre 20-40% de su capacidad instalada ya que la fuente de energía primaria no es constante en el tiempo y esta varía intermitentemente.

Sin embargo el factor de planta puede ser menor ya que se ve disminuido por las operaciones de mantenimiento, fallos de los equipos, la ausencia de demanda de electricidad que obliga a los administradores de red a disminuir o parar la producción en algunas unidades del sistema instalado. **[28]**

Subvenciones

Existen diversos organismos tanto a nivel mundial como nacional que ofrecen diversas subvenciones para la adquisición y montajes de equipos generadores de energía renovable, una de estas ejemplo son los Bonos verdes por reducción de toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera.

En el análisis económico se debe hacer constar estas subvenciones recibidas en el momento en que las mismas se materialicen , es decir, las tenemos que reflejar el año en que han sido percibidas por el sujeto pasivo , no en el momento de su aprobación por el organismo correspondiente.

La influencia de los bonos verdes en el análisis económico se debe tomarse con precaución, ya que no serán muchos los emprendimientos que lograrán el objetivo y, por lo tanto, no se puede basar la rentabilidad de un proyecto en este aspecto. [29]

4.1.1. Cálculo financiero a largo plazo importancia de la temporalidad

Normalmente los proyectos basados en Energías Renovables suelen tener unos periodos de vida largos a los que se puede llegar sin prácticamente ningún tipo de mantenimiento mecánico en las máquinas que los componen, como pueden ser los parques eólicos o las instalaciones hidráulicas, las de cogeneración, biomasa, etc.

En estos largos periodos de vida, cuando se pretenden comparar cantidades monetarias actuales con las que nos puede aportar nuestro proyecto dentro de por ejemplo diez años, surgen los problemas de temporalidad en las inversiones, de manera que tendremos que actualizar los importes que

nuestro proyecto nos vaya aportando en el tiempo para poderlo comparar con el valor de nuestra inversión a día de hoy.

Así por ejemplo si con una inversión de 100 u.m. medidas en dinero actual obtengo en el décimo año ingresos de 10 u.m. no seré capaz de comparar ambas cantidades hasta que actualice a día de hoy las 10 u.m. que recibiré dentro de diez años para saber exactamente a cuanto equivalen hoy en día. Parece lógico pensar que en una situación económica con inflación, esas 10 u.m. de dentro de 10 años hoy en día valdrán menos. Este es el primer principio financiero fundamental: un dólar de hoy vale menos que un dólar de mañana, ya que ese dólar puede ponerse a trabajar inmediatamente para obtener un capital mañana.

Las variaciones de precios (inflación) de hoy modifican el poder de compra y por lo tanto según las tasas de inflación de una economía se va a exigir mayor rentabilidad nominal a nuestro proyecto ya que según se ha visto anteriormente a mayor tasa de descuento menor es el valor del dinero actual.

Es importante diferenciar dos términos a la hora de medir la rentabilidad de un proyecto: la rentabilidad real y la nominal teniendo en cuenta por tanto los incrementos de precios (inflación) viene dada por la siguiente expresión:

$$(1 + i_n) = (1 + i_r) (1 + p)$$

Por lo que:

$$I_n = (1 + i_r) (1 + p) - 1 = i_r + p + i_r p$$

Donde:

I_n : tipo de interés nominal

I_r : tipo de interés real

P: variaciones en el nivel de precios (inflación)

Se observa además cómo el término $i_r p$, muchas veces despreciado, es importante a la hora de calcular la verdadera tasa de rentabilidad nominal.

[29]

Por ejemplo: Si exijo a mi proyecto una rentabilidad real de un 10% y la inflación en ese periodo está al 3% , el rendimiento nominal que le debo sacar a mi inversión no será un 13% sino un:

$$I_n = (1 + 0,1) (1 + 0,03) - 1 = 13,3\%$$

4.1.2. Costo de producir la energía

El análisis necesario para obtener la tarifa para la energía eólica se determina a partir de la determinación del costo de producirla, por lo que se debe considerar:

- Los Costos de la inversión inicial (costos de capital a invertir)
- Costos anuales de operación y mantenimiento
- Tasa de cargo fijo
- Producción anual de energía

El costo de producción de la energía se determina por la siguiente ecuación:

$$\text{COE} = [(\text{Cc} \times \text{TCF}) + \text{COyM}]/\text{Ea}$$

Donde:

- COE = Costo de producir energía (\$/kWh)
- Cc = Costo de capital a invertir en la instalación (\$)
- COyM = Costo anual de OyM (\$/año)
- TCF = Tasa de cargo fijo = fracción de los costos de capital pagados cada año por financiamiento.
- ✓ Esta es Mayor que la tasa de interés del préstamo, i
- ✓ Mayor que $1/N$, donde N = duración del financiamiento (años)
- ✓ Ejemplo: $i = 5\%$, $N = 20 \rightarrow \text{TCF} > 0.08024$

- $E_a = \text{Producción anual de energía (Kwh/año)} = \text{factor de Planta (0.2-0.4)} * \text{Pot. Eólica instalada (Kw)} * 8760 \text{ (hs/año)}$

4.1.3. Análisis de rentabilidad

El precio monódico de la tarifa corresponde a una combinación de energía y potencia en valor unitario de la energía y se utiliza para comparar costos y precios.

La variación del costo marginal y el precio de la energía es importante para determinar la posibilidad de las empresas de generar mayor cantidad de energía enfocado en el costo de cada nuevo Kwh generado. Si hay desbalance entre costo marginal y precio, las posibilidades de rentabilidad son nulas.

El análisis de la rentabilidad se efectúa mediante el método de flujo de caja (fondos en efectivo que se liberan a través de la vida del proyecto), calculando el VAN (Valor Actual Neto) para 'n' períodos (los períodos son elegidos por el calculista y el total de períodos en la vida útil del parque

eólico), genera un resultado de mayor exactitud permitiendo aplicar simulaciones con diversos escenarios de cálculo:

- El Peor Caso/ Caso pesimista
- Caso más probable/ El mejor estimado
- El Mejor Caso/ Caso Optimista

El análisis de escenarios no toma en cuenta la probabilidad de los casos que ocurren. La interpretación es fácil cuando los resultados son robustos:

1. Aceptar el proyecto si $VAN > 0$ aún en el peor caso.
2. Rechazar el proyecto si $VAN < 0$ aún en el mejor caso.
3. Si el VAN es a veces positivo o negativo, los resultados no son concluyentes

Por lo tanto, la forma de establecer la viabilidad económica de un parque eólico se basa en establecer si el flujo de caja es positivo y justifica la inversión ósea que la tasa de rentabilidad sea positiva y que el TIR (Tasa Interna de Retorno) sea mayor que el costo del capital. En los primeros períodos el VAN puede dar negativo. **[30]**

4.1.4. Método de análisis de sensibilidad y de riesgo

Análisis de sensibilidad.

En cada estudio de viabilidad que se realice es interesante hacer a posteriori un análisis de sensibilidad de diversos parámetros que se han considerado en el estudio como hipótesis o parámetros que pueden llegar a ser variables.

Fundamentalmente este análisis se centrará en analizar cambios en el tipo impositivo aplicado, en los tipos de interés de nuestro préstamo financiero (si el tipo elegido es variable), las variaciones en el IPC aplicado, diversas opciones de amortización lineal, acelerada o desacelerada.

Los parámetros de análisis de sensibilidad son escogidos de entre todos por el analista de manera que al dar un resultado se sea capaz de dar también las posibles soluciones ante eventuales cambios de escenario económico en los próximos años. **[29]**.

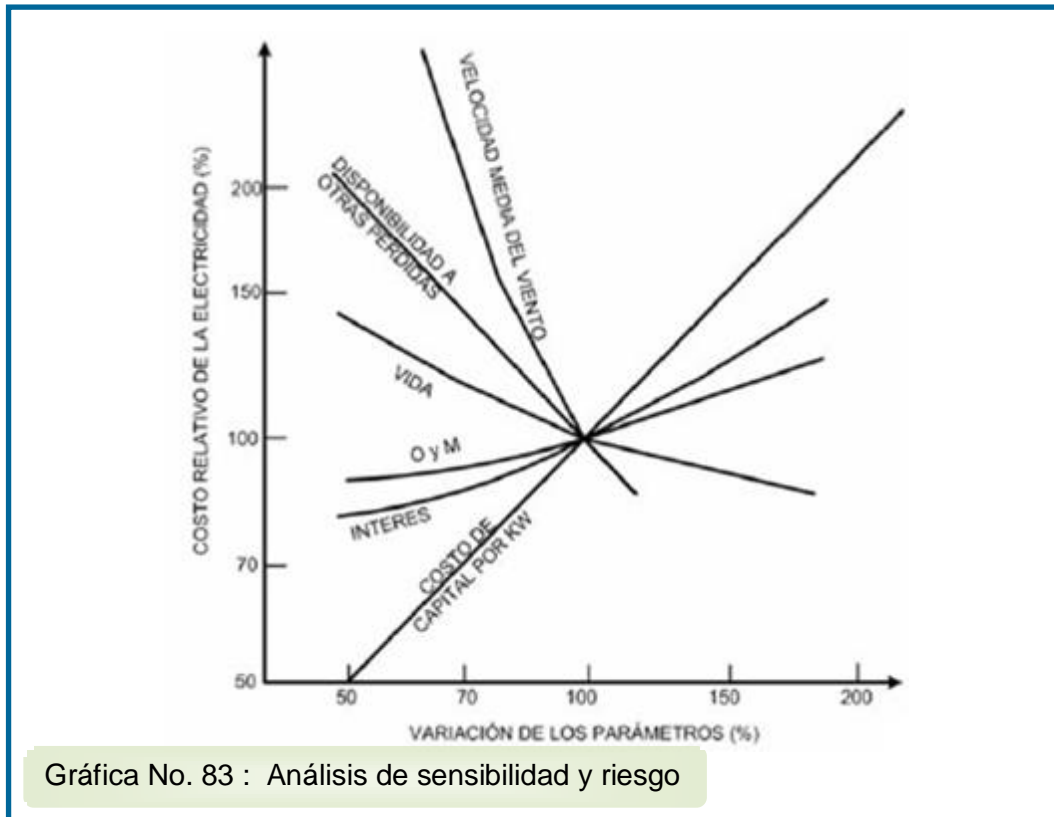
El análisis de la sensibilidad de las variables que estudia la reacción de las variables ante estímulos externos dependiendo del escenario de cálculo adoptado, dependerá del método adoptado.

Si se analizan los costos de generación (ejemplo: tarifa no regulada), las variables son: Disponibilidad Técnica, Vida Útil, Inversión, Operación y Mantenimiento, Velocidad Media del Viento e Interés.

La técnica basada en un posible escenario permite realizar un análisis del riesgo del proyecto simulando su comportamiento en diferentes entornos futuros. Esto implica la manipulación de variables críticas con el fin de determinar la viabilidad del proyecto en diferentes contextos futuros y la sensibilidad de los resultados respecto de las mismas.

Se modela el proyecto en función de diferentes variables consideradas relevantes. Los escenarios se definen por una distribución típica estocástica de las variables seleccionadas.

Para poder experimentar sobre el sistema se debe generar un modelo que no solo sea adecuado al mismo y refleje claramente su comportamiento y las múltiples interacciones entre las variables sino que además permita tomar decisiones sobre estas. **[30]**



Nivel de riesgo incertidumbre a largo plazo

Cuando se lleva a cabo una inversión, en el cálculo de los posibles beneficios futuros que va a reportar, siempre hay que elaborar una hipótesis y suposiciones de cuál va a ser el comportamiento del mercado del producto, en este caso la energía eléctrica, así como el comportamiento del sistema de producción en cuanto a expectativas y problemas técnicos que se traducen en una disminución de ingresos en cada año.

Esto depende del plazo de estudio, las estimaciones necesarias para poder determinar los rendimientos netos de cada periodo son mayores puesto que a mayor plazo, mayores estimaciones ya que la incertidumbre aumenta.

Se deben considerar los posibles acontecimientos que se puedan producir entre el momento de adoptar la decisión y momentos posteriores al poner en marcha el proyecto.

Además es necesario determinar la tasa de inflación para poder actualizar los precios y calcular los costos, así como estimar los posibles ingresos por la venta de electricidad y otros subproductos procedentes de nuestra explotación, como por ejemplo la reducción de toneladas de CO₂ a la atmosfera. También es necesario estimar la vida útil del mobiliario a adquirir y de la misma manera estimar costos de mantenimiento y sustitución de piezas periódicamente. Incluso en la venta de electricidad, regulada por el CONELEC, es necesario definir si las primas por la venta de electricidad se mantendrán en el tiempo o experimentarían cambios sustanciales que modifiquen nuestros ingresos y por tanto la rentabilidad del proyecto de generación.

Todas estas estimaciones, así como la indefinición del comportamiento futuro de ingresos y gastos de otros parámetros que componen el flujo de caja

hacen que debamos estimar un nivel de riesgo en los cálculos que se realizan para tener una mayor certeza de las decisiones a tomar en el proyecto. Si r_s es la rentabilidad antes de incluir un nivel de riesgo y R dicho nivel de riesgo, la rentabilidad nominal que se exige al proyecto sería:

$$r = r_s + R$$

Este nivel de riesgo es un poco complejo de calcular ya que depende de los mercados, las políticas energéticas, de la estabilidad de los precios. Por tanto el inversionista será el encargado de estimar el nivel de riesgo que debe asumir. Cuanto menor sea el nivel de riesgo que el inversor desee asumir, mayor será la R . Y viceversa. **[29]**

En el presente capítulo se tiene como finalidad evaluar la rentabilidad de un proyecto de generación eléctrica con energías renovables no convencionales, haciendo énfasis en el tema tratado a lo largo de los capítulos de la presente tesis, “energía eólica”. Como objetivo principal se tiene el conocer de forma clara y concisa los costos que implica el proyecto para su respectiva inversión así como los beneficios que la empresa administradora recibirá.

Es importante establecer que uno de los mecanismos para conseguir la inversión es a través del Mercado de Desarrollo Limpio (MDL), ya que proyectos de este tipo son los que resultan frecuentemente beneficiados por esta modalidad implantada por las Naciones Unidas.

A continuación se presenta un resumen de la inversión requerida para la implementación de generadores de energía renovable, dependiendo del recurso empleado.

El precio de la energía renovable radica en la tecnología empleada en el proceso y el tiempo que dicha tecnología se encuentra en el mercado, es así que día a día se mejoran y optimizan procesos en la línea de producción de los equipos asociados a la eficiencia energética.

4.2 Proceso de evaluación del proyecto

A nivel mundial, las grandes empresas fabricantes de turbinas eólicas han adoptado el sistema de entrega de proyectos eléctricos bajo la modalidad de “llave en mano”, es decir, que la empresa se encarga tanto las etapas previas al proyecto en sí, como son: la evaluación del potencial eólico y el estudio del terreno, pasando por la determinación y estimación de los costos de fabricación, transporte e instalación de las turbinas y su conexión con la red pública, hasta la determinación de los presupuestos estimados para el mantenimiento anual de los aerogeneradores.

Ahora, es requisito para la inversión demostrar que es factible aprovechar al viento para generar electricidad, este objetivo se logrará evaluando al proyecto como cualquier otro de generación eléctrica, esto es, comparar la inversión inicial requerida para la puesta en marcha del parque más los costos de operación y mantenimiento estimados durante su vida útil con relación al ingreso económico que se obtendrá por la venta de la energía producida durante el mismo período.

4.2.1 Análisis de la Demanda Eléctrica

Antes de iniciar cualquier negocio es de suma importancia determinar la demanda del producto, es decir, calcular que cantidad de gente quiere o necesita comprar lo que nos proponemos vender. Para el caso de un proyecto de generación eléctrica, lo que interesa es verificar si la demanda proyectada durante el ciclo de vida del proyecto será mayor a la capacidad de generación instalada.

Según datos del Plan de Electrificación del Ecuador 2006 – 2015 elaborado por el Consejo Nacional de Electrificación [2], la dolarización vigente desde inicios del 2000 ha traído grandes beneficios, como el de lograr que el tipo de cambio se haya mantenido estable, con lo que se espera que la reactivación económica del país continúe con una pendiente positiva, por lo que los crecimientos de las demandas de potencia y energía eléctrica, igualmente, deben ser compatibles con ese crecimiento.

En la siguiente tabla, pueden verificarse los datos y porcentajes de crecimiento de la demanda de Potencia para el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador; estimadas por el CONELEC y publicadas en el Plan de Electrificación del Ecuador 2006 - 2015.

Proyección de la demanda anual de potencia (Mw) a nivel de barras de subestación de entrega (crecimiento medio)									
Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total SNI	2.647	2.770	2.894	3.021	3.165	3.301	3.442	3.588	3.749
Variación		4.4 %	4.3 %	4.2 %	4.5 %	4.1 %	4.1 %	4.1 %	4.3 %

Tabla No. 13: Proyección de la demanda anual de potencia.

Como se puede ver, existe un crecimiento sostenido en la demanda de potencia, adicional al hecho de que a través del sistema nacional interconectado, los posibles excesos de producción eléctrica pueden ser canalizados a cualquier zona del país que la necesite.

Se puede asegurar entonces, que la demanda eléctrica futura será siempre superior a la capacidad actual instalada, volviéndose necesaria la inclusión de nuevos proyectos eléctricos como el propuesto en la presente tesis.

Además, como aliciente adicional para este tipo de generación eléctrica se puede destacar el artículo mencionado en la **REGULACIÓN No. CONELEC – 004/04** que dice:

“El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al Sistema, hasta el límite de capacidad instalada establecido en el Art. 21 (15 Mw) del Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista)”

4.2.2 Análisis de la capacidad de generación eléctrica a instalar

En este punto, se dejará de lado por un momento el aspecto económico y se analizarán 3 factores determinantes que limitan la cantidad de Megavatios que pueden ser instalados en el área predestinada para ello, los mismos se citan a continuación:

a) Número y capacidad de turbinas de acuerdo al espacio físico disponible.

Para poder determinar este dato es necesario haber evaluado el potencial eólico disponible así como las características del terreno. De esta manera se determinará el número de unidades que se podrán instalar de acuerdo al espacio físico así como el tamaño y peso de ellas de acuerdo a la composición del terreno.

b) Proyección de la demanda de potencia eléctrica.

En lo que respecta a la proyección de la demanda energética, tal y como se mencionó en los párrafos anteriores, el país en general muestra una pendiente muy pronunciada en el crecimiento del consumo energético hasta el año 2015, volviendo cada vez más crítica la diferencia en comparación con la capacidad actual del S.N.I, por lo que desde el punto de vista de los consumidores, lo ideal sería producir la mayor cantidad posible de energía,

c) Capacidad de la red de distribución.

Durante la etapa de evaluación de la zona en estudio se deben verificar datos como la distancia desde el punto de generación hasta la subestación de distribución a utilizar. Dependiendo de este dato podrían aumentar o disminuir en gran medida los costos de instalación del tendido eléctrico para la interconexión del parque a la red pública.

Se debe recalcar también que este es uno de los puntos que definirán la capacidad de generación que puede ser instalada, pues es imprescindible tomar en cuenta las características de la subestación disponible, caso contrario deberá construirse otra y los gastos se dispararían.

4.3 Estudio de mercado y selección de Turbinas Eólicas.

Como se mencionó anteriormente, la modalidad de “llave en mano” que han adoptado las grandes compañías fabricantes de turbinas eólicas, ha reducido el proceso de estudio y selección de equipos a la determinación de qué empresa responde de mejor forma a nuestras expectativas de instalación de un emplazamiento eólico.

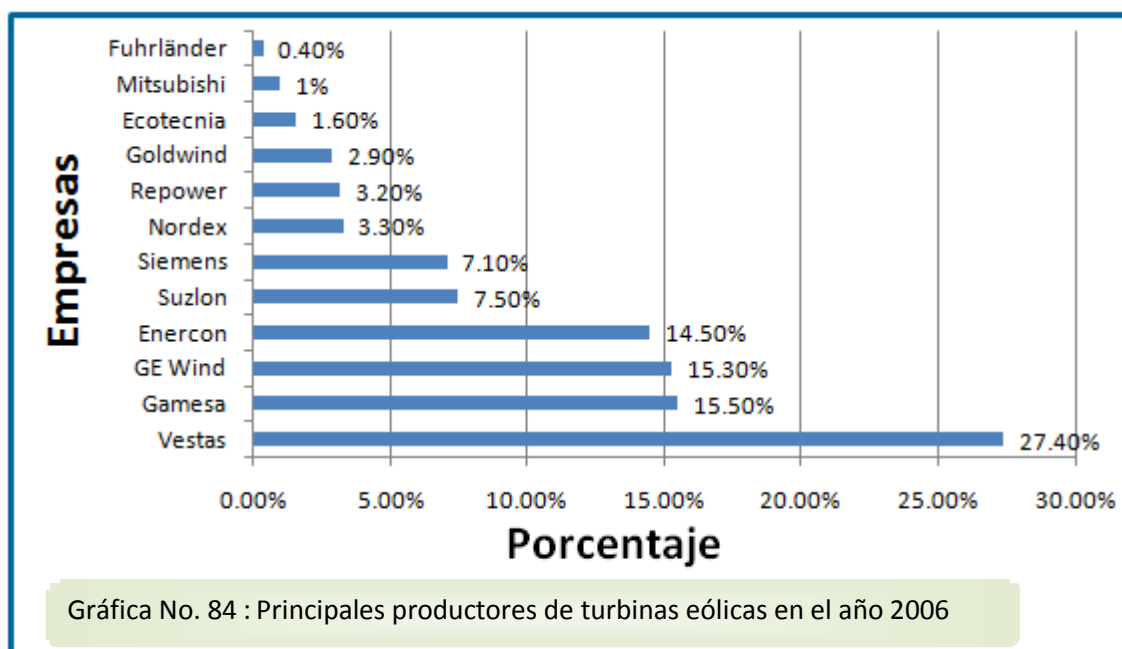
Este sistema también ha traído consigo una falta de información total en lo que respecta a datos económicos, costos y precios tanto de turbinas, torres, cimentaciones, sistemas de interconexión, etc., debido al hermetismo que deben guardar dichas compañías para mantener su nivel de competitividad en el mercado.

A pesar de esta falta de información económica directa (cifras reales), este aspecto se regirá en base a las recomendaciones de la Asociación Americana de Energía Eólica (A.W.E.A.), según la cual el costo de instalación promedio de cada Kw de potencia eólica se ubica alrededor del los 2400 dólares americanos, cifra que será utilizada en lo posterior.

Por otro lado, en lo que tiene que ver con el aspecto técnico, según estudios realizados por la Asociación Mundial de Energía Eólica (W.W.E.A.), el sostenido crecimiento del mercado de la generación eólica ha sido dominado

por 12 empresas de varias nacionalidades, a las cuales se les atribuyen la mayoría de adelantos tecnológicos que en los últimos años han logrado disminuir significativamente el costo de producción del Kwh.

A continuación se presenta una gráfica en donde se listan las empresas con mayor porcentaje de participación mundial, así como el porcentaje de participación de las mismas en el mercado mundial.



Debido a la extensa gama de productos ofrecidos por todas y cada una de las empresas detalladas en la gráfica anterior, en la tabla mostrada a continuación, se detallan los modelos de turbinas eólicas más comercializadas en los últimos años, provenientes de las cuatro primeras empresas, por considerarse de mayor importancia, ya que en conjunto

alcanzan a cubrir el 72,7% del total del mercado. Estas empresas son: Vestas (Dinamarca), Gamesa (España), GE Wind (Estados Unidos) y Enercon (Alemania).

Curva N°.	Fabricante	Modelo de turbina	Potencial nominal (Kw)
1	Vestas	V39-500	500
2	Vestas	V47-660	660
3	Vestas	V52-850	850
4	Vestas	V66-1650	1650
5	Vestas	V66-1750	1750
6	Vestas	V80-1800 I	1800
7	Gamesa Eólica	G52-850kW	850
8	Gamesa Eólica	G58-850kW	850
9	Gamesa Eólica	G80-2.0 MW	2000
10	Gamesa Eólica	G83-2.0 MW	2000
11	GE Wind	GE 900kW Series	900
12	GE Wind	GE 1.5 S, 70.5m rotor	1500
13	GE Wind	GE 1.5 SL, 77m rotor	1500
14	Enercon	E44	900
15	Enercon	E48	800
16	Enercon	E53	800
17	Enercon	E70	2300
18	Enercon	E82	2000

Tabla No. 14 : Principales modelos de turbinas eólicas.

El desarrollo de las curvas de operación de cada una de las turbinas listadas en la tabla anterior, se encuentra tabulado con intervalos de viento de 0,1 m/s en el Anexo A de la presente tesis. Del análisis de estas curvas se desprenden varios parámetros, explicados en la Tabla presentada a continuación, los mismos que influyen directamente en la decisión final de

cuál de estas turbinas es la que técnicamente se adapta de mejor forma al emplazamiento en estudio.

Coeficiente	Explicación	Influencia
Capacidad Nominal [Kw]	Según datos de Diseño de la Turbina	A mayor capacidad, mayor tamaño, peso y altura. Mayor costo de Instalación.
No. Turbinas (5000 Kw / Capacidad Nominal)	Cantidad de turbinas requerida para cubrir el límite de 5 MW, determinado como máximo para la instalación.	A mayor número de turbinas, mayores serán los costos de instalación de las bases y de interconexión.
Producción Unitaria con $V_m = 5,60$ m/s [Kw]	Producción de cada turbina a la velocidad media del viento para el emplazamiento.	A mayor producción unitaria de la Turbina a la V_m , mayor será el ingreso económico producto de la venta de electricidad
Producción Total con V_m (Prod. Unit x No. Turbinas) [kW]	Producto del número de turbinas por la producción Unitaria.	A mayor cantidad total de producción, mayores ingresos económicos.
Velocidad de Arranque de la Turbina [m/s]	Mínima velocidad del viento a la que empieza a generar electricidad.	Mientras menor sea la velocidad de arranque de la turbina, mayor probabilidad de empleo de la misma
Velocidad de Diseño para Potencia Máxima [m/s]	Velocidad de diseño para alcanzar la producción nominal al 100%.	Mientras menor sea la velocidad para potencia máxima, mayor probabilidad de que alcance altos valores de producción de energía.
Densidad de Potencia (Producida / Instalada)	Relación existente entre la cantidad de energía producida por la capacidad nominal instalada de cada turbina.	A mayor factor de densidad de potencia, mayor eficiencia en la producción de energía.

Tabla No. 15 :Parámetros de comparación de las turbinas eólicas.

El desarrollo de los parámetros descritos en la tabla anterior, se ha calculado para cada una de las turbinas en base las curvas de operación desarrolladas en el Anexo A, cuyo resumen de resultados se encuentra en la tabla No. 16.

Dada la gran variedad de modelos y capacidades, se considera que la Densidad de Potencia es el parámetro más importante al momento de la selección, debido a que representa la relación entre la producción real de energía de la turbina a la velocidad media de la zona con respecto a su capacidad nominal total, la cual a su vez tiene estrecha relación con el costo de la misma, por tanto, presenta de forma indirecta la cantidad de energía que puede obtenerse en relación con la inversión económica realizada para la instalación de determinada turbina.

Esto es de gran importancia, ya que no necesariamente debemos escoger una máquina con el generador lo más grande posible y por consiguiente con un alto costo, sino la que mejor respuesta tenga bajo las condiciones de viento dadas en el emplazamiento.

Curva No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
FABRICANTE	Vestas	Vestas	Vestas	Vestas	Vestas	Vestas	Gamesa Eolica	Gamesa Eolica	Gamesa Eolica	Gamesa Eolica	GE Wind	GE Wind	GE Wind	Enercon	Enercon	Enercon	Enercon	Enercon
MODELO	V39 500	V47 660	V52 850	V66 1650	V66 1750	V80 1800	G52 850kW	G58 850kW	G80 2.0 MW	G83 2.0 MW	GE 900kW Series	GE 1.5 S, 70.5m rotor	GE 1.5 SL, 77m rotor	E44	E48	E53	E70	E82
Capacidad Nominal [kW]	500	660	850	1.650	1.750	1.800	850	850	2.000	2.000	900	1.500	1.500	900	800	800	2.300	2.000
No. Turbinas (5000 kW / Capacidad Nominal)	10,0	7,6	5,9	3,0	2,9	2,8	5,9	5,9	2,5	2,5	5,6	3,3	3,3	5,6	6,3	6,3	2,2	2,5
Producción Unitaria con $V_m = 5,60$ m/s [kW]	42,82	75,06	112,00	131,50	201,75	194,14	99,41	119,65	229,95	241,74	87,50	160,00	196,82	78,80	98,40	115,40	194,80	262,20
Producción Total con V_m (Prod. Unit x No. Turbinas) [kW]	428,2	568,6	658,8	398,5	576,4	539,3	584,8	703,8	574,9	604,3	486,1	533,3	656,1	437,8	615,0	721,3	423,5	655,5
Velocidad de Arranque de la Turbina [m/s]	5,0	4,0	3,6	3,6	3,2	4,0	4,0	3,0	4,0	4,0	4,0	4,0	3,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Velocidad de Diseño para Potencia Máxima [m/s]	17,0	17,0	19,2	17,0	15,2	13,6	16,0	16,0	17,0	18,0	15,0	13,5	14,5	15,8	13,5	13,0	15,0	13,0
Densidad de Potencia (Producida / Instalada)	0,086	0,114	0,132	0,080	0,115	0,108	0,117	0,141	0,115	0,121	0,097	0,107	0,131	0,088	0,123	0,144	0,085	0,131

Tabla No. 16 : Parámetros para el análisis de las características de las turbinas eólicas.

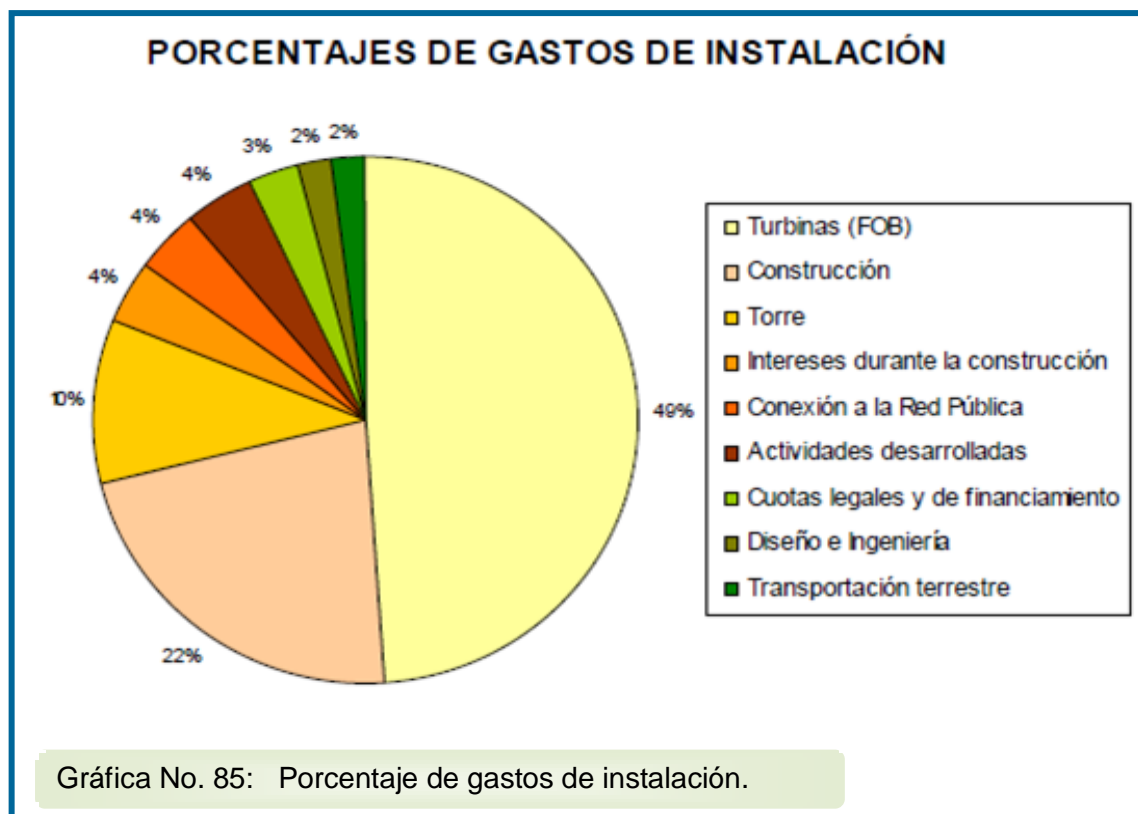
4.4 Determinación de los costos de instalación e interconexión con la red pública.

Los costos de instalación de un parque eólico incluyen a las cimentaciones, la construcción de carreteras adecuadas para transportar la turbina y las secciones de la torre hasta el lugar del emplazamiento, los costos de cableado e interconexión, costos financieros y la vida útil del proyecto dentro de los cuales debe amortizarse la inversión.

A pesar de todas las ventajas antes mencionadas y con la finalidad de trabajar con datos lo más apegados a la realidad, se recomienda para el análisis económico – financiero de cualquier proyecto utilizar los porcentajes que constan en el Global Wind Energy Market Report, 2001; elaborado por la Asociación Americana de Energía Eólica (A.W.E.A.), en el que se considera que actualmente los costos de capital de un proyecto de energía eólica, se ubican alrededor de los 2400 USD por Kw instalado, los mismos que se desglosan de acuerdo al detalle citado en la tabla mostrada a continuación, la cual está seguida de un gráfico en el cual se aprecia mejor dicha proporción.

Concepto	% del costo inicial
Turbinas (FOB)	49%
Construcción de Bases	22%
Construcción de Torre	10%
Intereses durante la construcción	4%
Conexión a la Red Pública	4%
Actividades desarrolladas	4%
Cuotas legales y de financiamiento	3%
Diseño e Ingeniería	2%
Transportación terrestre	2%

Tabla No. 17 : Desglose de gastos de instalación.



4.5 Determinación de los costos de operación y mantenimiento del parque.

Las turbinas modernas se diseñan para trabajar alrededor de 120.000 horas a lo largo de su tiempo de vida útil de 20 años, lo cual representa un alto grado de confiabilidad si se lo compara con un motor de automóvil que dura generalmente entre 4 a 6 mil horas.

En cuanto al mantenimiento que debe darse a las turbinas, la experiencia muestra que los costos son generalmente bajos cuando las turbinas son nuevas y van incrementándose paulatinamente conforme la turbina va envejeciendo.

Estudios llevados a cabo en Dinamarca en 500 aerogeneradores instalados desde 1975, muestran que los modelos más antiguos tienen costos de reparación y mantenimiento en promedio de alrededor del 3% anual con relación a la inversión inicial de la turbina, mientras que las nuevas generaciones de turbinas tienen relativamente menos costos de reparación y mantenimiento que las anteriores (los estudios comparan turbinas que tienen el mismo tiempo de funcionamiento pero que pertenecen a distintas generaciones).

Los costos estimados para las máquinas más nuevas varían del 1,5 al 2% al año con relación a la inversión inicial de la turbina. Para el caso en estudio, gracias a la utilización de un modelo de turbina sin caja multiplicadora, existen muchas ventajas en cuanto a la reducción de los costos de mantenimiento, debido a que se eliminan los cambios periódicos de aceite del reductor y dada su baja velocidad de operación las cargas de fatiga sobre los elementos móviles disminuyen considerablemente, alargando así su vida útil.

Por otro lado, tomando en cuenta también que estas turbinas presentan elementos eléctricos adicionales como transformadores y convertidores, que necesitan también de un cierto tipo de mantenimiento periódico, para cualquier análisis económico se deberá considerar que los costos de operación y mantenimiento anual como mínimo representan el 2% de la inversión inicial.

4.6 Análisis económico - financiero y vida útil del proyecto.

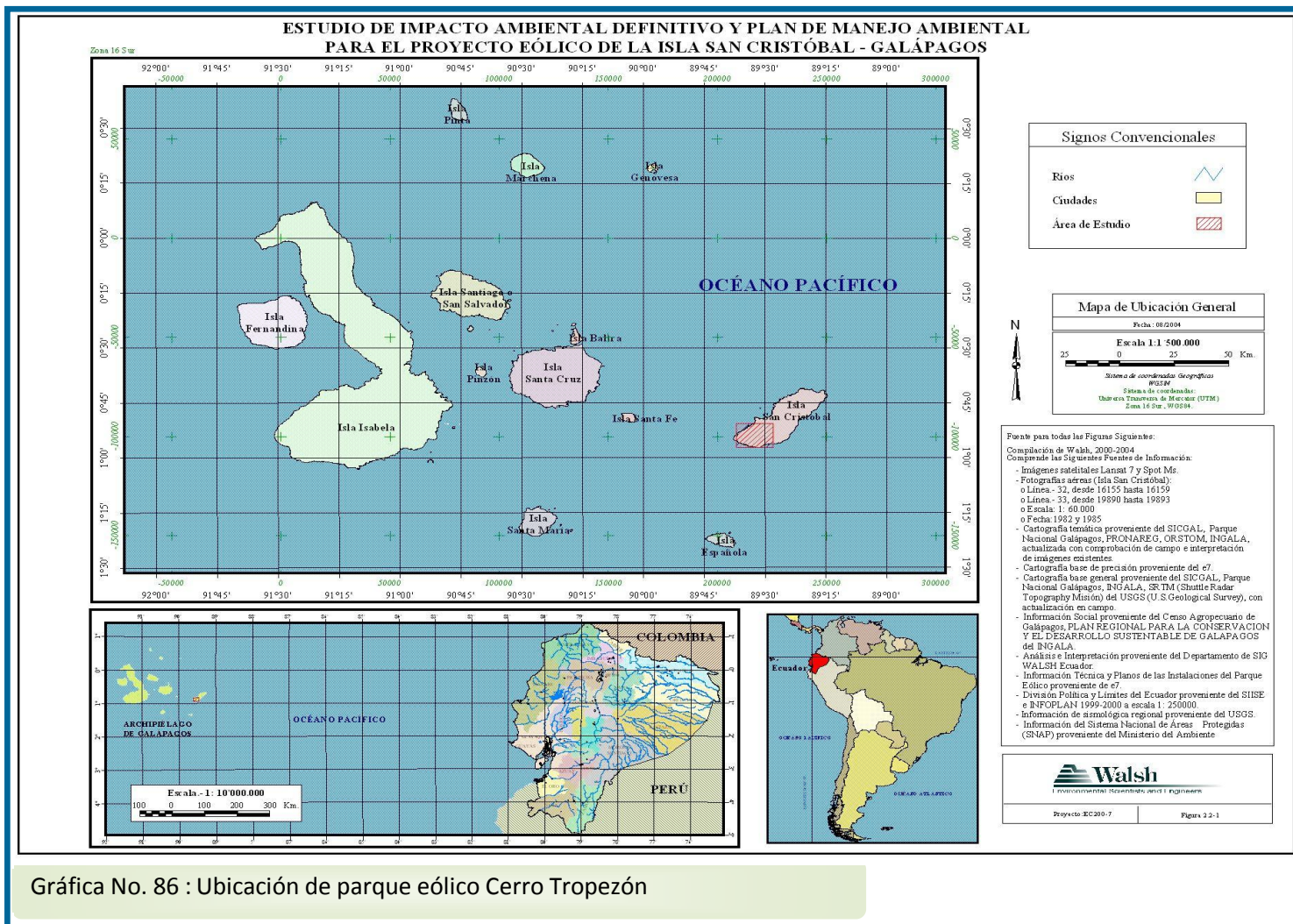
El método de evaluación económica que se aplicará en esta sección utiliza como base a la Tasa Interna de Retorno (T.I.R.), la cual es la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (V.A.N.) de una inversión sea igual a cero.

Siendo lo aconsejable que la T.I.R. resultante sea igual o superior a la tasa exigida por el inversor y, entre varias alternativas, la más conveniente será la que ofrezca una T.I.R. mayor.

Con el fin de facilitar la evaluación económica y mostrarle al lector un ejemplo útil, se presentará el caso del **PROYECTO EÓLICO SAN CRISTOBAL** ubicado en las Islas Galápagos y que cuenta con las características listadas a continuación:

Características generales del proyecto eólico San Cristóbal	
Parque Eólico	Cerro Tropezón
Velocidad del viento	3.3 – 32 m/s (en promedio 7.3m/s, de julio a diciembre)
Potencia instalada	2.4 MW (3 x 800 Kw)
Torres	51.5 m de altura
Palas	59 m diámetro
Desplazamiento anual de diesel	52% (se puede mejorar el aprovechamiento si se utiliza la energía excedente durante las noches en cargas especiales: p.ej. sistema de agua potable)
Reducción de emisiones de CO ₂	2800 toneladas / año aproximadamente
Línea de transmisión	12 km – 13.8 Kv (subterránea en el tramo inicial de 3 km para precautelar los “petreles”)
Ruta de las líneas de transmisión	Tropezón – Progreso – Central a diesel

Tabla No. 18 : Características generales del proyecto eólico San Cristóbal.



Gráfica No. 86 : Ubicación de parque eólico Cerro Tropezón

Características específicas de las turbinas	
Característica	Parámetros
Datos generales	
Turbina	AE-59 class III –A 800
Potencia promedio	800 Kw x 3
Rango de velocidad de rotación del rotor	11.33-24.93 rpm
Rango de velocidad del generador	750-1650 rpm
Control de potencia	Paso y velocidad variables
Diámetro del rotor	59 m
Número de palas	3
Tipo de frenado principal de la turbina	Cambio de ángulo de ataque de las palas
Altura del eje sobre el suelo	51 m
Condiciones de operación	
Velocidad de arranque del viento	3.5 m/s
Velocidad e corte del viento	25 m/s
Temperatura ambiente de funcionamiento	-10° C - 40°C
Rotor	
Diámetro del rotor	59 m
Área de barrido del rotor	2,732 m ²
Rango de velocidad rotacional del rotor	11.33 - 24.93 rpm
Velocidad promedio de punta de pala	70 m/s
Ángulo de inclinación	5°
Tipo de hoja	LM 28.6 p
Material de hoja	Fibra de vidrio y resina de poliéster
Peso de la pala	2,970 kg + 3 %
Peso de pala con rodamientos	5950 kg
Generador	
Tipo de generador	Síncrono - trifásico
Potencia activa máxima	880 Kw
Voltaje	1000 V + 2 %
Frecuencia	50 Hz
Sistema de enfriamiento	Air/air
Convertidor de frecuencia	
Potencia activa máxima	840 Kw
Voltaje	1,000 V +/- 10 %
Frecuencia	50 Hz +/- 2 % (Para San Cristobal, 60 Hz)
Topología	Diodo rectificador + puesta en giro + inversor
Torres	
Tipo	2 secciones tubulares en forma de cono
Altura	55 m
Acceso	a la góndola por una escalera interior

Tabla No. 19 : Características específicas de las turbinas eólicas.

En primera instancia se definirán los parámetros necesarios para la instalación de cada turbina, para posteriormente considerar que la capacidad de la subestación de interconexión del parque generador a diesel permite instalar un número total de 3 turbinas AE-59 class III –A 800.

4.6.1 Tiempo de vida del proyecto, vida de diseño

Aunque el tiempo de vida real de un aerogenerador depende tanto de la calidad de la turbina como las condiciones climáticas locales (turbulencia), los últimos avances tecnológicos permiten diseñar los componentes de los aerogeneradores para durar 20 años con un alto nivel de confiabilidad.

Para el caso en estudio, considerando los bajos niveles de turbulencia y en base a experiencias prácticas de turbinas instaladas alrededor del mundo desde los años 70 que siguen aún en operación, se podría asegurar que las turbinas instaladas en el Cerro Tropezón de la Isla San Cristóbal tendrán un tiempo de servicio superior al descrito, pero a fin de trabajar con datos lo más apegados a la realidad, se considerará una vida útil de las turbinas de 20 años.

4.6.2 Inversión inicial por turbina

Para determinar el costo de inversión por cada turbina es necesario revisar el registro de ingresos dispuestos por las fuentes de financiamiento para el Proyecto Eólico San Cristóbal y luego de esto desglosar por medio de los detalles descritos en la tabla No 17 los costos de cada uno de los rubros requeridos para la puesta en operación del parque eólico. Es necesario señalar que este proyecto fue financiado en base a donaciones realizadas por varios organismos internacionales y nacionales.

Fuente de financiamiento	Monto (USD)
Donación de E7 (adicional a los costos de desarrollo)	
– Por medio de UNF/UNDP al fideicomiso San Cristóbal	4 848 000
– Directamente al fideicomiso San Cristóbal	627 638
Subtotal de donación de E7	5 475 638
Donación del fondo de Naciones Unidas (UNF)	
– Por medio de UNF/UNDP al fideicomiso San Cristóbal	326 196
– Avance de fondos	605 792
Subtotal UNF	931 988
Fondos locales	
– Elecgalápagos: Fondos FERUM 2005	1 277 604
– Elecgalápagos: Fondos FERUM 2006	1 916 297
Subtotal Elecgalápagos	3 193 901
– Donaciones de impuesto a la renta 2004 por medio del Gobierno Municipal de San Cristóbal (recibido en 2005)	239 643
Subtotal donaciones IR	239 643
Subtotal de fondos locales	3 433 544
Total de fondos financiados	9 841 170

Tabla No. 20 : Fondos disponibles para la ejecución del Proyecto eólico San Cristóbal.

Inversión inicial		
Modelo de aerogenerador		AE-59 class III –A 800
Capacidad		800 Kw
Tiempo de vida útil de la Turbina		20 años
Inversión total	100%	\$ 9,841,170
Inversión por cada turbina	33.33%	\$ 3,280,061.96
Precios por cada turbina		
Precio Unitario por Turbina (FOB)	49%	\$ 1,607,230.36
Construcción de Bases	22%	\$ 721,613.63
Construcción de Torre	10%	\$ 328,006.20
Intereses durante la construcción	4%	\$ 131,202.48
Conexión a la Red Pública	4%	\$ 131,202.48
Actividades desarrolladas	4%	\$ 131,202.48
Cuotas legales y de financiamiento	3%	\$ 98,401.86
Diseño e Ingeniería	2%	\$ 65,601.24
Transportación terrestre	2%	\$ 65,601.24

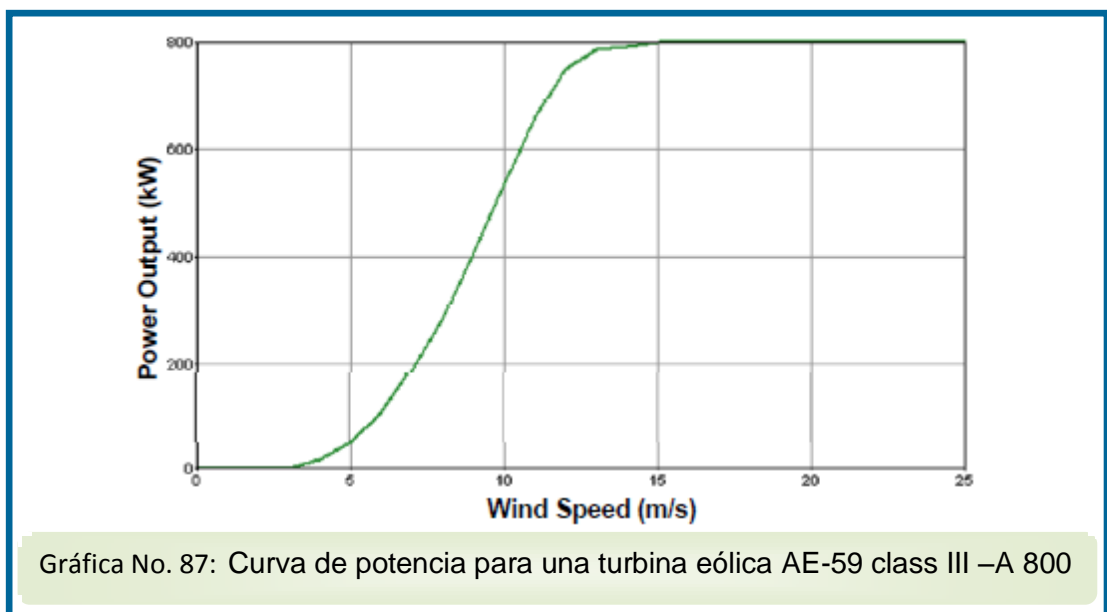
Tabla No. 21 : Inversión anual para una turbina AE-59 class III –A 800

4.6.3 Producción anual

Se considera que la velocidad promedio del viento es de 7.3 m/s, dato que fue obtenido evaluando la totalidad de los datos de viento para la zona (datos obtenidos por medio de las bases de datos proporcionadas por el software RETScreen). Se puede asegurar estadísticamente, también, que dicha intensidad experimentará cambios drásticos a lo largo del periodo anual teniendo a los meses de julio a diciembre como los meses con mayor intensidad de viento, resultando un total de horas de operación por año de 3960. Tal como se muestra en la siguiente tabla:

Año	Horas				Total de horas
	Operación	Mantenimiento	Fallas	No opera	
1	3960	315	45	4320	8760
2	3960	315	45	4320	8760
3	3960	315	45	4320	8760
...

Tabla No. 22 : Datos de horas en el año que entra en funcionamiento el parque eólico.



Por otro lado, según la curva de potencia de la Turbina AE-59 class III -A 800 podemos afirmar que con una velocidad promedio de 7.3 m/s, el parque eólico es capaz de generar energía con una potencia de 260 Kw por turbina, es decir 780 Kw en total, se tiene entonces que la producción anual de energía del parque eólico será:

$$\text{Producción anual de energía} : 260 \text{ Kw} \cdot 3 \times 3960 \text{ h/año} = 3088800 \text{ Kwh/año}$$

Cabe notar que el reducido tiempo de operación de las aeroturbinas (3960 horas) no se debe solo a los diferentes niveles de velocidad del viento y por ende a desconexión de las máquinas por tal motivo, sino también a los diferentes niveles de demanda de energía eléctrica a lo largo del año.

Por ejemplo, falencias como una poca eficiente coordinación entre la central de generación a diesel y la central eólica y la no implementación de un sistema alternativo de aprovechamiento de la energía hacen que el factor de utilización del parque eólico sea de aproximadamente 45%.

Por tal motivo la empresa distribuidora encargada de la administración y operación del parque eólico en la actualidad diseña planes de aprovechamiento de energía como por ejemplo la alimentación de bombas para el suministro de agua potable o la utilización de bombas para llenar un embalse y poder generar energía hidroeléctrica.

En la presente tesis se realizó un estudio más detallado acerca de la generación disponible con la ayuda del software RETScreen el cual se presenta en el ANEXO B.

4.6.4 Precio promedio de Venta del Kwh

El precio pronosticado de venta de cada Kwh entregado a la empresa distribuidora, sin considerar impuestos y costos de transmisión, que son asumidos por el cliente, se calculará en base a la REGULACIÓN No. CONELEC – 009/06 del Directorio del Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC), en la cual se aprobó los pliegos tarifarios para los consumidores finales de distribución, que entrarán en vigencia a partir del primero de enero del año 2008 con los mismos cargos vigentes en el año 2007.

En el Numeral 9 de la regulación antes citada, se indica que:

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por Kwh, son aquellos indicados en el cuadro que se presenta a continuación:

CENTRALES	PRECIO (cUSD/Kwh) Territorio Continental	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Insular de Galápagos
Eólicas	9.31	12.21
Fotovoltaicas	28.37	31.20
Biomasa y biogás	9.04	9.94
Geotérmicas	9.17	10.08
Pequeñas centrales hidroeléctricas hasta 5 Mw	5.80	6.38
Pequeñas centrales hidroeléctricas mayores a 5 Mw hasta 10 Mw	5.00	5.50

Tabla No. 23 : Precio de energías renovables no convencionales

Con respecto a la vigencia de los de los precios mencionados en la tabla No. 23, se tiene que en el Numeral 10 de la REGULACIÓN No. CONELEC – 009/06, se indica que:

Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 12 años a partir de la fecha de suscripción del contrato de permiso, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2008.

Cumplido el periodo de vigencia indicado en el párrafo inmediato anterior, las centrales renovables no convencionales operarán en el MEM, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha.

De igual forma, para el caso de las centrales renovables no convencionales que pertenezcan a los sistemas aislados, terminado el periodo de vigencia, seguirán operando con un tratamiento similar a las centrales convencionales, de acuerdo a las normas que rijan sobre la materia a esa fecha.

Según la resolución vigente No. 007/10 (18 de febrero de 2010), se conoce que:

El Precio Referencial de Generación vigente en el período enero – diciembre 2009, en un valor de 0,0468 USD/kWh.

4.6.5 Ingresos Anuales

Los ingresos anuales que se obtengan se originarán de tres fuentes, del resultado de la venta de la energía producida por cada aerogenerador, de los ingresos provenientes por la remuneración de potencia disponible y además de esto, los ingresos que se logren obtener por la reducción de gases de efecto invernadero.

Venta de energía producida

Los ingresos anuales obtenidos por la venta de la energía producida por el parque eólico será el resultado de multiplicar su producción anual por el precio promedio de venta del Kwh.

- Ingresos por venta de energía _{0 - 12 años} : $0.1221 \$/\text{Kwh} \times 3088800 \text{Kwh}/\text{año} = 377142.48 \$/\text{año}$
- Ingresos por venta de energía _{12 - 20 años} : $0.0468 \$/\text{Kwh} \times 3088800 \text{Kwh}/\text{año} = 144555.84 \$/\text{año}$

Remuneración por potencia disponible

Los ingresos anuales obtenidos por concepto de remuneración por la potencia disponible será el resultado de multiplicar la potencia efectiva promedio en los meses de noviembre, diciembre y enero por el precio unitario de potencia y por 12 (meses del año).

Según la resolución vigente No. 007/10 (18 de febrero de 2010), se conoce que:

El Precio Unitario de Potencia para Remuneración (componente de potencia), es de 5.70 USD/kW-mes, para el mercado de corto plazo.

Por lo tanto, se tiene:

- Potencia promedio: $\frac{1800\text{Kw} + 1050\text{ Kw} + 180\text{ Kw}}{3} = 1010\text{ Kw}$
- Ingreso por remuneración: $1010\text{Kw} \times 12\text{ meses} \times 5.70\text{\$/Kwxmes}$
Ingreso por remuneración = 69 084 $\text{\$/año}$

Venta de Certificados de reducción de emisiones en MDL

Para acceder a los CER's (Certificados de Reducción de Emisiones) se debe primero calcular el factor de emisiones del país en función de la generación que se dispone, este cálculo se presenta en el ANEXO C y arroja como resultado:

$$\text{Solar and wind}_{\text{Grid CM}} = 0.6421 \text{ Ton CO}_2/\text{Mwh}$$

En la sección 4.6.3 se concluyó que el proyecto eólico generará anualmente aproximadamente 3088.8 Mwh, lo cual indica una reducción de emisiones de alrededor de:

$$\text{Reducción de emisiones} = 3088.8 \text{ Mwh/año} \times 0.6421 \text{ Ton CO}_2/\text{Mwh}$$

$$\text{Reducción de emisiones} = 1983.31 \text{ Ton CO}_2/\text{año}$$

Una vez que se dispone de la cantidad de reducción de emisiones, se crea un pin, el cual se lo sube a la página de las Naciones Unidas en el portal de MDL en coordinación con el CORDELIM. En esta página se muestra el proyecto y la cantidad de certificados que se encuentra acreditado. Los países que firmaron el tratado de Kioto necesitan estos certificados para justificar los excesos de emisiones de gases de efecto invernadero.

El precio aproximado que se puede recibir por una tonelada de CO₂ en el mercado es muy variable. Se conoce que por cada tonelada se pagará USD \$15 hasta el 2012 y de allí en adelante solo USD \$10 (según datos proporcionados por el CORDELIM).

- Ingresos anuales por venta de CER's _{<2012} = $15 \frac{\$}{\text{Ton}} \times 1983.31 \text{ Ton CO}_2$
Ingresos anuales por venta de CER's _{<2012} = \$ 29749.77
- Ingresos anuales por venta de CER's _{>2012} = $10 \frac{\$}{\text{Ton}} \times 1983.31 \text{ Ton CO}_2$
Ingresos anuales por venta de CER's _{>2012} = \$ 19833.18

Ingreso anual

Es el resultado de sumar los ingresos por venta de energía, ingresos por remuneración de potencia disponible y los ingresos por ventas de CER's, tal y como se muestra a continuación:

- Ingresos anuales $\text{Año 1} - \text{Año 5} = \$ 377142.48 + \$ 69084 + \$ 29749.77$
 Ingresos anuales $\text{Año 5} - \text{Año 5} = \$ 475976.25$

- Ingresos anuales $\text{Año 6} - \text{Año 12} = \$ 377142.48 + \$ 69084 + \$ 19833.18$
 Ingresos anuales $\text{Año 6} - \text{Año 12} = \$ 466059.66$

- Ingresos anuales $\text{Año 13} - \text{Año 20} = \$ 144555.84 + \$ 69084 + \$ 19833.18$
 Ingresos anuales $\text{Año 13} - \text{Año 20} = \$ 233473.02$

Es necesario recalcar que para el análisis económico del proyecto consideraremos a los ingresos anuales mencionados como fijos, aunque es seguro que experimentarán cambios debido a variaciones de ciertos parámetros tales como energía generada, cambios en el precio de venta de la energía, entre otros.

4.6.6 Egresos anuales

Debido a las condiciones geográficas de las que se encuentra rodeado el parque eólico San Cristóbal, los costos tanto de operación y mantenimiento como los de gasto de personal, impuestos, etc. no se ajustan a los indicados por las estadísticas (2%, sección 4.4), a continuación se muestra un desglose de los gastos operacionales:

Actividades	Costos
Gastos de operación y mantenimiento	\$ 65 250
Servicios profesionales	\$ 63 183
Gastos de personal	\$ 49 512
Seguros y garantías	\$ 36 854
Gastos de administración	\$ 56 140
Tasa, impuestos y contribuciones	\$ 24 347
Otros gastos operacionales	\$ 660
Total	\$ 295946

Tabla No. 24 : Gastos operacionales (datos proporcionados por EOLICSA)

4.6.7 Ingreso Total Neto al Año (Beneficios brutos)

El ingreso total neto al año es el resultado de restar el Ingreso Anual menos los Costos de Operación y Mantenimiento Anual, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Gastos e ingresos por año	
Ingresos anuales	
• Ingresos anuales	$\text{Año 1 - Año 5} = \$ 377142.48 + \$ 69084 + \$ 29749.77$
Ingresos anuales	$\text{Año 5 - Año 5} = \$ 475976.25$
• Ingresos anuales	$\text{Año 6 - Año 12} = \$ 377142.48 + \$ 69084 + \$ 19833.18$
Ingresos anuales	$\text{Año 6 - Año 12} = \$ 466059.66$
• Ingresos anuales	$\text{Año 13 - Año 20} = \$ 144555.84 + \$ 69084 + \$ 19833.18$
Ingresos anuales	$\text{Año 13 - Año 20} = \$ 233473.02$
Egresos anuales	
Gastos operacionales = \$ 295946	
Ingresos totales netos al año	
• Ingresos totales netos anuales	$\text{Año 1 - Año 5} = \$ 475976.25 - \$ 295946$
Ingresos totales netos anuales	$\text{Año 1 - Año 5} = \$ 180030.25$
• Ingresos totales netos anuales	$\text{Año 6 - Año 12} = \$ 466059.66 - \$ 343082.52$
Ingresos totales netos anuales	$\text{Año 6 - Año 12} = \$ 122977.14$
• Ingresos totales netos anuales	$\text{Año 13 - Año 20} = \$ 233473.02 - \$ 421948.23$
Ingresos totales netos anuales	$\text{Año 13 - Año 20} = - \$ 188475.21$

Tabla No. 25: Ingresos totales netos por año

4.6.8 Tasa de Interés Real Anual

Debido a que lo que se trata de determinar es la rentabilidad de la energía eólica, se debe utilizar en este punto a la tasa de interés real, que se define en términos económicos como la tasa de interés menos la tasa de inflación esperada, es decir, la tasa de interés que descuenta el efecto de la inflación, con lo que se simplifican los efectos que produce la misma sobre el valor del dinero, costos e incluso en el precio de la electricidad.

En los últimos años, la dolarización ha sido de gran ayuda para la estabilización de la economía nacional, logrando principalmente mantener niveles muy bajos de inflación anual, la cual según el informe del Banco Central del Ecuador del mes de noviembre alcanzará un valor acumulado del 2.42% para finales del 2007.

Por otro lado, existen todavía muchas incongruencias en el sistema financiero en lo que respecta a las altas tasas activas de interés para préstamos productivos y de consumo, los cuales se ubican alrededor del 12 y 18% respectivamente, valores que resultan excesivamente altos si se los compara con las ofrecidas por organismos internacionales de financiamiento. Debido a esto y dadas las características del proyecto, considerado como de beneficio social, con el debido respaldo el mismo puede calificar fácilmente para lograr el financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), entidad que a la fecha ha entregado créditos por varios cientos de millones

de dólares a proyectos de generación eléctrica como el Proyecto Hidroeléctrico Baba, Desarrollo Hidroeléctrico Paute (Fases A, B y C), Proyecto Hidroeléctrico Pisayambo (Fase I), entre otros.

Los préstamos de capital ordinario que actualmente concede el Banco Interamericano de Desarrollo, tienen plazos que se ubican entre los 15 y 30 años con una tasa promedio del 5,42% anual. Quedando de esta forma definida la Tasa de Interés Real que se aplicará en los cálculos económicos del Valor Actual Neto de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{Tasa de Interés Real} &= \text{Tasa Activa} - \text{Inflación} = 5.42\% - 2.42\% \\ \text{Tasa de Interés Real} &= 3.0\% \end{aligned}$$

4.6.9 Flujo de caja

Para calcular el valor de indicadores tales como el Valor Actual Neto o la Tasa Interna de Retorno es necesario elaborar un flujo de caja a lo largo de la vida útil del proyecto, para esto se deberán tomar en cuenta a más de los egresos antes citados, desembolsos como la utilidad de los trabajadores y el impuesto a la renta. En la siguiente tabla se presenta el flujo de caja del proyecto:

Datos	
Inflación	3%
Inversión total	\$ 9841170
Vida Útil	20
Años de préstamo	--
Tasa de interés	--
Porcentaje financiado	--
Utilidad de trabajadores	15%
Impuesto a la renta	25%
Inversión 1er año	70%
Inversión 2do año	30%
Costo de oportunidad	8%

VIDA ÚTIL DEL PROYECTO - CORRIDA ECONOMICA SIN PRÉSTAMO																							
	0A	0B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
INGRESOS																							
POTENCIA			69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	69,084.00	
ENERGÍA			377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48	377,142.48
CARBONO			29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77	29,749.77
TOTAL DE INGRESOS			475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25	475,976.25
EGRESOS																							
GASTOS DE OPERACIÓN Y MANT.			65,250.00	67,207.50	69,233.73	71,300.44	73,439.45	75,642.63	77,911.91	80,249.27	82,659.75	85,136.45	87,680.54	90,321.28	93,030.90	95,821.82	98,696.48	101,657.37	104,707.10	107,848.31	111,083.76	114,416.27	
SERVICIOS PROFESIONALES			63,183.00	65,078.49	67,030.84	69,041.77	71,113.02	73,246.41	75,443.81	77,707.12	80,038.33	82,439.48	84,912.67	87,460.05	90,083.85	92,788.37	95,569.96	98,437.06	101,390.17	104,431.87	107,564.83	110,791.77	
GASTOS DE PERSONAL			49,512.00	50,997.36	52,527.28	54,103.10	55,728.19	57,397.98	59,116.92	60,883.51	62,720.32	64,601.93	66,539.99	68,536.19	70,592.27	72,710.04	74,891.34	77,138.08	79,452.23	81,835.79	84,290.87	86,819.59	
SEGUROS Y GARANTÍAS			38,854.00	37,859.62	36,098.41	40,271.36	41,479.50	42,723.89	44,005.60	45,325.77	46,685.54	48,086.11	49,528.69	51,014.56	52,544.99	54,121.34	55,744.98	57,417.33	59,139.85	60,914.05	62,741.47	64,623.71	
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN			56,140.00	57,824.20	59,558.93	61,345.69	63,186.06	65,081.65	67,034.10	69,045.74	71,116.47	73,249.67	75,447.47	77,710.89	80,042.22	82,443.48	84,916.79	87,464.29	90,088.22	92,790.87	95,574.59	98,441.83	
TASAS, IMPUESTOS Y CONTRIBUCIONES			24,347.00	25,077.41	25,829.73	26,604.62	27,402.76	28,224.85	29,071.59	29,943.74	30,842.05	31,767.31	32,720.33	33,701.04	34,713.00	35,754.39	36,827.02	37,931.83	39,069.79	40,241.88	41,446.14	42,662.61	
OTROS GASTOS OPERACIONALES			680.00	679.80	700.19	721.20	742.84	765.12	788.07	811.72	836.07	861.15	886.98	913.59	941.00	969.23	998.31	1,028.26	1,059.11	1,090.88	1,123.61	1,157.31	
TOTAL DE EGRESOS			295,946.00	304,824.38	313,969.11	323,388.18	333,089.83	343,062.53	353,375.00	363,978.25	374,895.54	386,142.40	397,726.68	409,656.48	421,948.23	434,606.68	447,644.88	461,074.23	474,906.45	489,153.65	503,828.25	518,943.10	
BENEFICIOS BRUTOS			180,030.25	171,151.87	162,007.14	152,588.07	142,886.42	132,977.13	122,894.66	112,063.41	101,184.12	90,126.28	78,917.26	68,332.98	58,401.16	48,175.21	37,648.86	26,821.86	15,707.21	4,306.21	(7,000.21)	(15,000.21)	(23,000.21)
AMORTIZACIÓN			492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50
SUBENCIONES																							
BAT			(312,028.25)	(320,906.63)	(330,061.36)	(339,470.43)	(349,172.08)	(359,081.37)	(369,373.84)	(379,373.84)	(389,075.09)	(400,894.38)	(412,141.24)	(423,725.52)	(435,657.32)	(448,033.71)	(460,962.16)	(474,459.71)	(488,531.93)	(503,211.13)	(518,503.23)	(534,419.23)	
UTILIDAD PARA TRABAJADORES																							
BASE IMPONIBLE			(312,028.25)	(320,906.63)	(330,061.36)	(339,470.43)	(349,172.08)	(359,081.37)	(369,373.84)	(379,373.84)	(389,075.09)	(400,894.38)	(412,141.24)	(423,725.52)	(435,657.32)	(448,033.71)	(460,962.16)	(474,459.71)	(488,531.93)	(503,211.13)	(518,503.23)	(534,419.23)	
IMPUESTOS A LA RENTA																							
BENEFICIO NETO			(312,028.25)	(320,906.63)	(330,061.36)	(339,470.43)	(349,172.08)	(359,081.37)	(369,373.84)	(379,373.84)	(389,075.09)	(400,894.38)	(412,141.24)	(423,725.52)	(435,657.32)	(448,033.71)	(460,962.16)	(474,459.71)	(488,531.93)	(503,211.13)	(518,503.23)	(534,419.23)	
AMORTIZACIÓN			492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	492,058.50	
INVERSIÓN SIN DONACIÓN (100%)	6,888,819.00	2,952,351.00																					
INVERSIÓN CON DONACIÓN (30%)	2,066,645.70	885,705.30																					
CASH FLOW: PROYECTO SIN PRÉSTAMO (100%)	(6,888,819.00)	(2,952,351.00)	180,030.25	171,151.87	162,007.14	152,588.07	142,886.42	132,977.13	122,894.66	112,063.41	101,184.12	90,126.28	78,917.26	68,332.98	58,401.16	48,175.21	37,648.86	26,821.86	15,707.21	4,306.21	(7,000.21)	(15,000.21)	(23,000.21)
CASH FLOW: PROYECTO SIN PRÉSTAMO (30%)	(2,066,645.70)	(885,705.30)	180,030.25	171,151.87	162,007.14	152,588.07	142,886.42	132,977.13	122,894.66	112,063.41	101,184.12	90,126.28	78,917.26	68,332.98	58,401.16	48,175.21	37,648.86	26,821.86	15,707.21	4,306.21	(7,000.21)	(15,000.21)	(23,000.21)

Tabla No. 26: Flujo de caja del proyecto eólico San Cristóbal.

4.6.10 Valor Actual Neto

Este método es muy utilizado debido a dos grandes razones, la primera es la facilidad de su aplicación y la segunda es que los ingresos y los egresos deben transformarse a valor presente, logrando de esta manera distinguirse fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos; por lo que, si el VAN es mayor que cero significará que existe una ganancia, con base en una cierta tasa de interés o costo de oportunidad.

Para el análisis financiero del proyecto eólico San Cristóbal se debe tomar en cuenta que la inversión inicial se consiguió en base a donaciones de entidades internacionales (aproximadamente el 70%) y en base a financiamiento de organismos nacionales (aproximadamente el 30%) por lo que se obtendrá como Valor Actual Neto el resultante de tener una inversión del 30% de la inversión inicial mencionada anteriormente.

VAN							
Pagos e ingresos anuales							
0A	-\$ 2 066 645.7	0B	-\$ 885705.3				
1	\$ 180,030.5	6	\$ 122,977.13	11	\$ 68,332.98	16	-\$ 227,601.21
2	\$ 171,151.87	7	\$ 112,684.66	12	\$ 56,401.18	17	-\$ 241,433.43
3	\$ 162,007.14	8	\$ 102,083.41	13	-\$ 188,475.21	18	-\$ 255,680.63
4	\$ 152,588.07	9	\$ 91,164.12	14	-\$ 201,133.66	19	-\$ 270,355.23
5	\$ 142,886.42	10	\$ 79,917.26	15	-\$ 214,171.86	20	-\$ 285,470.08
VAN = \$ -2 461 459.04							

Tabla No. 27 : Valor anual neto

El VAN es la diferencia entre la suma total de los beneficios actualizados y la suma total de los costos actualizados, a una misma tasa de descuento y la regla indica que si el valor actual del flujo de beneficios es positivo, éste será rentable para quien esté realizando el proyecto.

Como pudimos observar en la tabla mostrada con anterioridad el VAN es negativo, lo que quiere decir que el proyecto a largo plazo no es rentable.

4.6.11 Tasa Interna de Retorno TIR

La TIR mide la rentabilidad como un porcentaje, calculado sobre los saldos no recuperados en cada periodo. Muestra el porcentaje de rentabilidad promedio por periodo, definida como aquella tasa que hace que el VAN sea igual a cero. La Tasa Interna de Retorno TIR, complementa casi siempre la información proporcionada por el VAN.

Para la toma de decisiones se toma en cuenta que es conveniente realizar el proyecto cuando la tasa de descuento (o interés del proyecto) es menor que la TIR.

TIR							
Pagos e ingresos anuales							
0A	-\$ 2 066 645.7	0B	-\$ 885705.3				
1	\$ 180,030.5	6	\$ 122,977.13	11	\$ 68,332.98	16	-\$ 227,601.21
2	\$ 171,151.87	7	\$ 112,684.66	12	\$ 56,401.18	17	-\$ 241,433.43
3	\$ 162,007.14	8	\$ 102,083.41	13	-\$ 188,475.21	18	-\$ 255,680.63
4	\$ 152,588.07	9	\$ 91,164.12	14	-\$ 201,133.66	19	-\$ 270,355.23
5	\$ 142,886.42	10	\$ 79,917.26	15	-\$ 214,171.86	20	-\$ 285,470.08
TIR =		--- %					

Tabla No. 28 : Tasa interna de retorno

Debido a la fluctuación entre los valores del flujo de caja del proyecto (positivos y negativos) no es posible obtener un valor representativo de la Tasa Interna de Retorno, por lo tanto no podemos utilizar a la TIR como un indicador de rentabilidad.

4.6.12 Costo de Producción por Kwh

Otra herramienta básica que permite evaluar la factibilidad o no de un proyecto eléctrico de cualquier índole, viene dada por la estimación aproximada del costo de producción del Kwh durante la vida útil del mismo.

Este costo de producción por Kwh se calcula sumando la inversión total inicial más el valor actualizado de los costos de operación y mantenimiento anuales durante el tiempo de vida útil de la turbina, luego se divide dicho resultado por la suma del valor actualizado de toda la futura producción de electricidad.

Costo de producción del Kwh	
Inversión total:	\$ 9,841,170.000
Valor actual neto de costos de mantenimiento anual:	\$ 5,746,524.27
Total:	\$ 15,587,694.27
Valor presente de la producción total de Kwh en 20 años:	45,953,544.35 Kwh
Costo de producción del Kwh (Valor actual del Kwh):	0.3392 \$ / Kwh

Tabla No. 29 : Costo de producción de un Kwh

Como puede observarse, el valor de 33.92 centavos por Kwh, calculado bajo las condiciones tanto físicas como económicas del proyecto eólico San Cristóbal es superior a los costos de producción promedio de 5 centavos obtenidos en grandes parques eólicos marinos a nivel mundial, en nuestro país este valor incluso sobrepasa el valor de la tarifa por venta de energía eléctrica por recursos eólicos (12.21 cUSD/Kwh), y de seguro es por esta razón que según los indicadores antes analizados el proyecto no es rentable a largo plazo.

A fin de contar con un análisis de sensibilidad que pueda ofrecer una lectura acertada de los cambios que experimentará el estado financiero del proyecto ante la variación de algunas de las variables, se presenta en el ANEXO D un análisis de impacto ante las variaciones de variables como el costo de oportunidad y el precio de venta de la energía eléctrica.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- (1) La Energía Eólica en la actualidad es la fuente de energía con mayor crecimiento porcentual del mundo ya que en las últimas dos décadas ha experimentado un crecimiento de manera exponencial, cabe recalcar que en Europa en los últimos 6 años se ha dado un crecimiento anual de 40 %, por lo que es un proyecto de gran expansión con gran futuro en la producción y comercialización de la Energía Eléctrica.
- (2) La explotación del recurso Eólico posee una limitante física denominada Ley de Betz, que indica que la cantidad total de potencia que realmente es capturada por el rotor es el 60 % de la potencia total del viento.
- (3) Los efectos de turbulencias debido a los obstáculos que se encuentran frente a un grupo de aerogeneradores se dividen en 2 grupos: Desaceleradores (aquellos que reducen la potencia útil del recurso) o Aceleradores (incrementan la velocidad del viento y por ende su potencia)

- (4) Los efectos desaceleradores reducen la potencia del recurso entre 3-10% como por ejemplo: el efecto estela 3%, el efecto parque 5% (efecto debido a un grupo de aerogeneradores cercanos), el porcentaje de pérdida del recurso depende de la suma de efectos y la forma de los obstáculos frente a los aerogeneradores
- (5) El lugar de construcción del parque es sumamente importante ya que existen efectos aceleradores que pueden incrementar la velocidad del viento y así poder aprovechar de mayor manera el recurso eólico, como por ejemplo: el efecto túnel y el efecto colina.
- (6) El efecto producido por un obstáculo frente al viento puede generar turbulencias que pueden alcanzar alturas de hasta 3 veces la altura del obstáculo por lo que es recomendable situar los aerogeneradores lo más lejos posible de los obstáculos romos (no aerodinámicos).
- (7) Para realizar el estudio del recurso eólico se deben tomar datos estadísticos de velocidad del viento, dirección y representarlos en un mapa con datos promedios o usando la distribución de Weibull, además se debe representar

la dirección de estos vientos usando la rosa de los vientos en el mapa. Otro factor importante es la rugosidad del terreno ya que la fricción de este con el viento puede significar pérdidas de potencia útil a nuestro proyecto y así reducir la generación de energía eléctrica.

- (8) Un aerogenerador de velocidad variable no puede trabajar en el punto de máxima transmisión de potencia, ya que para velocidades de viento superiores a un valor asignado, no se puede superar la potencia nominal del generador y éste ha de trabajar en un régimen de potencia constante.
- (9) Los generadores cuya regulación se la realiza mediante Velocidad Fija, sus costos del sistema de generación son menores, debido a la ausencia de sistemas hidráulicos y eléctricos debido al movimiento de las palas y grandes partes móviles, presentan un diseño bujes más sencillo ya que la raíz de la pala se ancla fija al rotor.
- (10) Los Generadores de Velocidad Fija poseen un Par de arranque Bajo, por lo que se necesita más viento para que las aspas comiencen a girar y por consiguiente su producción es menor con vientos suaves.

- (11) En los sistemas de velocidad variable, logran que el valor de la velocidad del rotor sea óptima para cada velocidad del viento. Por, tanto son capaces de extraer siempre la máxima potencia, hecho importante sobre todo a velocidades de viento bajas, por eso que los generadores eólicos de de velocidad variable pueden captar un 10 % de energía media anual más que el de velocidad constante.
- (12) Algunos problemas que se pueden dar por las fluctuaciones de la velocidad del viento del recurso a explotar pueden ser: la mala confiabilidad del sistema, Variaciones en los flujos de potencia, Fluctuaciones de tensión resultado de dichas variaciones de potencia, Flicker, Asimetrías en la tensión, Armónicos e interarmónicos, Problemas derivados de las conexiones y desconexiones, así como los derivados de cambios en la potencia de cortocircuito. Por lo que es importante dar respaldo al sistema mediante otra fuente de generación para así aumentar la confiabilidad de este y reducir algunos de estos problemas.
- (13) Una solución para eliminar el riesgo de Flicker es conectar la subestación de transformación lo más cerca posible del aerogenerador para aumentar

la relación X/R, para así disminuir el riesgo de Flicker ya que este aumenta si la relación X/R de la red es baja.

- (14) El impacto ambiental de un generador eólico es reducido, pero tiene una gran importancia en la ubicación geográfica del parque eólico debido a que este puede afectar las rutas de migración de las aves o el hábitat de especies en peligro, como sucedió en el Proyecto Eólico de Galápagos, donde la primera ubicación se encontraba en la ruta de migración de los Petreles y por consiguiente tuvo que cambiarse el lugar de ubicación original al cerro el Tropezón, donde se perdió una gran parte del recurso eólico ya que en ese lugar existe menor velocidad del viento y menor altitud.
- (15) La velocidad promedio del viento en el Cerro el Tropezón, donde se encuentra ubicado el parque eólico es de 7.3 m/s, de Julio hasta Diciembre. Se registra un valor mínimo es de 3,3 m/s y un valor pico de 32 m/s.

- (16) Se estima que los ingresos anuales por venta de energía durante los 12 primeros años de vida útil del proyecto serán de aproximadamente \$ 377142.48, rigiéndose en el plazo mencionado a una tarifa de venta de energía de 12.21 cUSD/Kwh de acuerdo a la REGULACIÓN No. CONELEC 009/06.
- (17) Se estima que los ingresos anuales por venta de energía durante los años de vida útil del proyecto, a partir del 13, serán de aproximadamente \$ 144555.84, rigiéndose en el plazo mencionado a una tarifa de venta de energía de 0.0468 cUSD/Kwh de acuerdo a la resolución vigente No. 007/10.
- (18) Se estima que los ingresos anuales por remuneración de potencia disponible durante los años de vida útil del proyecto serán de aproximadamente \$ 69084, tomando como potencia promedio del parque eólico 1010Kw y rigiéndose a un precio unitario de potencia para remuneración de 5.70 USD/kWh-mes de acuerdo a la resolución vigente No. 007/10.

- (19) Se estima que los ingresos anuales por la venta de certificados de emisiones reducidas en MDL durante los 5 primeros años de vida útil del proyecto serán de aproximadamente \$ 29749.77, tomando como precio referencial 15 \$/ton CO2 según el CORDELIM.
- (20) Se estima que los ingresos anuales por la venta de certificados de emisiones reducidas en MDL durante la vida útil del proyecto a partir del año 6 serán de aproximadamente \$ 19833.18, tomando como precio referencial 10 \$/on CO2 según el CORDELIM.
- (21) Se estima que los ingresos anuales totales para el proyecto eólico San Cristóbal serán de aproximadamente \$ 475.976,25 durante los primeros 5 años de vida útil del proyecto, considerándose como fijo este valor para el periodo señalado.
- (22) Se estima que los ingresos anuales totales para el proyecto eólico San Cristóbal durante el periodo de los años 6 al 12 disminuirán y serán de aproximadamente \$ 466.059,66, considerándose como fijo este valor para el periodo señalado.
- (23) Se estima que los ingresos anuales totales para el proyecto eólico San Cristóbal durante la vida útil del proyecto a partir del año 13 sufrirán otra

baja con respecto al periodo anterior y serán de aproximadamente \$ 233473.02, considerándose como fijo este valor para el periodo señalado.

- (24) Se obtuvo un VAN en el análisis financiero de -\$ 2461459.04 basado en la suma de los beneficios actualizados y la suma total de los costos de inversión, a un costo de oportunidad establecido para la inversión del 8%, el resultado fue negativo, por lo que se puede concluir que este proyecto a largo plazo no es rentable.
- (25) La TIR no es posible obtenerla, debido a las fluctuaciones de los valores del flujo de caja del proyecto, estos han salido positivos y negativos, por lo que no es posible obtener un valor representativo de la Tasa Interna de Retorno.
- (26) El costo de producción del Kwh para la central es de 33.92 cUSD/Kwh, este valor es mucho mayor que el costo promedio de un parque Eólico en Europa el cuál fluctúa alrededor de 5 cUSD/Kwh, sin embargo este indicador es riesgoso ya que el costo de producción en el Ecuador es menor que el precio de venta de energía regulado por el CONELEC de 12.21 cUSD/Kwh, por lo cual se puede concluir que el proyecto no es económicamente factible.

Recomendaciones

- (1) Al instalar un proyecto de Generación Eólicas se debe promover con la comunidad una campaña de eficiencia energética, ya que el recurso eólico no es uniforme en el Tiempo, el consumo energético debe ser programado de tal manera que el periodo de demanda coincida con el periodo de producción de Energía.
- (2) Debido a que un sistema eólica debe estar siempre acompañado de un sistema termo-eléctrico para garantizar la confiabilidad, estabilidad, calidad de servicio. Para reducir las emisiones de CO₂ se debe concientizar a la población (Proyección de la demanda) para que en los momentos de poca Generación Eólica el consumo sea mínimo.
- (3) Se debe considera estudios ambientales muy detallados ya que estos pueden hacer que el recurso eólico no sea explotable y se necesite cambiar el lugar de ubicación del proyecto, como sucede en las Islas Galápagos.
- (4) Durante el estudio, obtención de datos de viento para un proyecto eólico situado en una región ventosa, se deben usar anemómetros de calidad con una precisión o error de hasta el 1% en la velocidad del viento. Ya que si se

desea construir un parque eólico puede resultar un desastre económico si dispone de un anemómetro que mide las velocidades de viento con un error del 5-10%. En ese caso, se expone a contar con un contenido energético del viento que es 33% más elevado de lo que es en realidad. Si tiene que recalcular sus mediciones para una altura de buje del aerogenerador distinta (entre 10-50 metros de altura), ese error podrá incluso multiplicarse por un factor del 1,3, con lo que sus cálculos de energía acabarán con un error del 75% y su estudio tendrá datos erróneos por lo que la construcción de este proyecto puede llevarlo a un fracaso completo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] <http://www.publispain.com/revista/energia-eolica.htm> / publispain / Noviembre de 2009

- [2] Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, año 2008 / CONELEC / Diciembre de 2009

- [3] Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, primer semestre de año 2008 / CONELEC / Noviembre de 2009

- [4] “Global wind energy outlook 2008” / GWEC / Diciembre de 2009

- [5] European Wind Energy Association EWEA, Rue du Trone 26, B-1040 Brussels, Belgium / Wind Energy Clean Power for Generations / Diciembre de 2009

- [6] Wind Force 10: A Blueprint to Achieve 10% of the World’s Electricity from Wind Power by 2020 / European Commission, Directorate-General for Energy / Diciembre de 2009

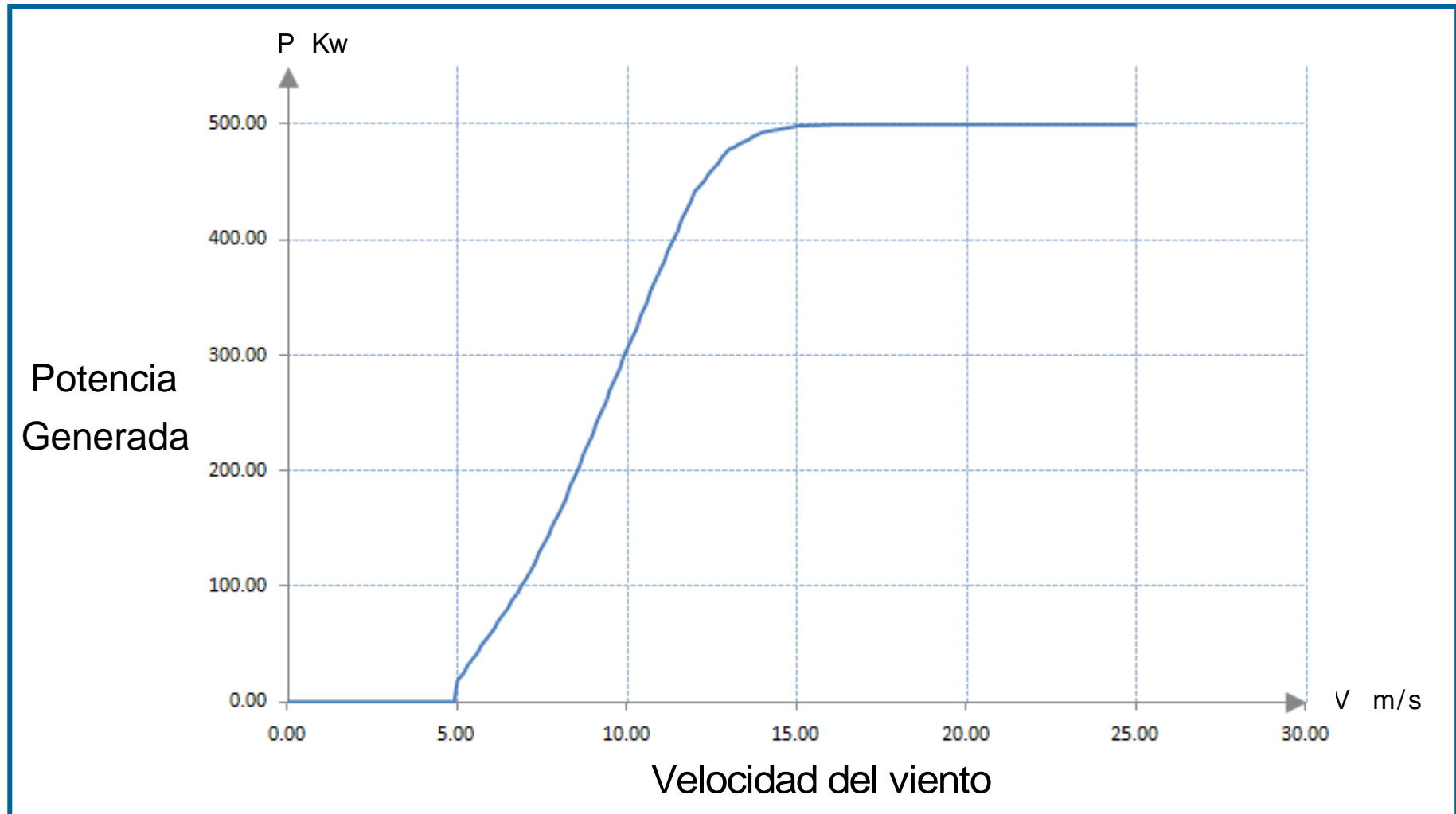
- [7] Wind Energy in Europe. <http://www.ewea.org> / European Wind Energy Association / Diciembre de 2009
- [8] Global Wind 2008 Report / GWEC / Enero de 2010
- [9] Wind map 2008 / EWEA / Enero de 2010
- [10] Propuesta de directiva del Parlamento Europeo y del Consejo Relativa a la Promoción de la Electricidad Generada a partir de Fuentes de Energía Renovables en el Mercado Interior de la Electricidad, Mayo 2000 / Comisión Europea / Enero de 2010
- [11] Extraída de la página Web <http://www.agores.org> / Enero de 2010
- [12] Council for Renewable Energy Education y AEDENAT / US Department of Energy / Enero de 2010
- [13] Este ejemplo es sacado del IDAE / Instituto para la diversificación y ahorro de la Energía España / Enero de 2010
- [14] www.ecologiaverde.com/.../avesmolinoeolicos.jpg / Enero de 2010

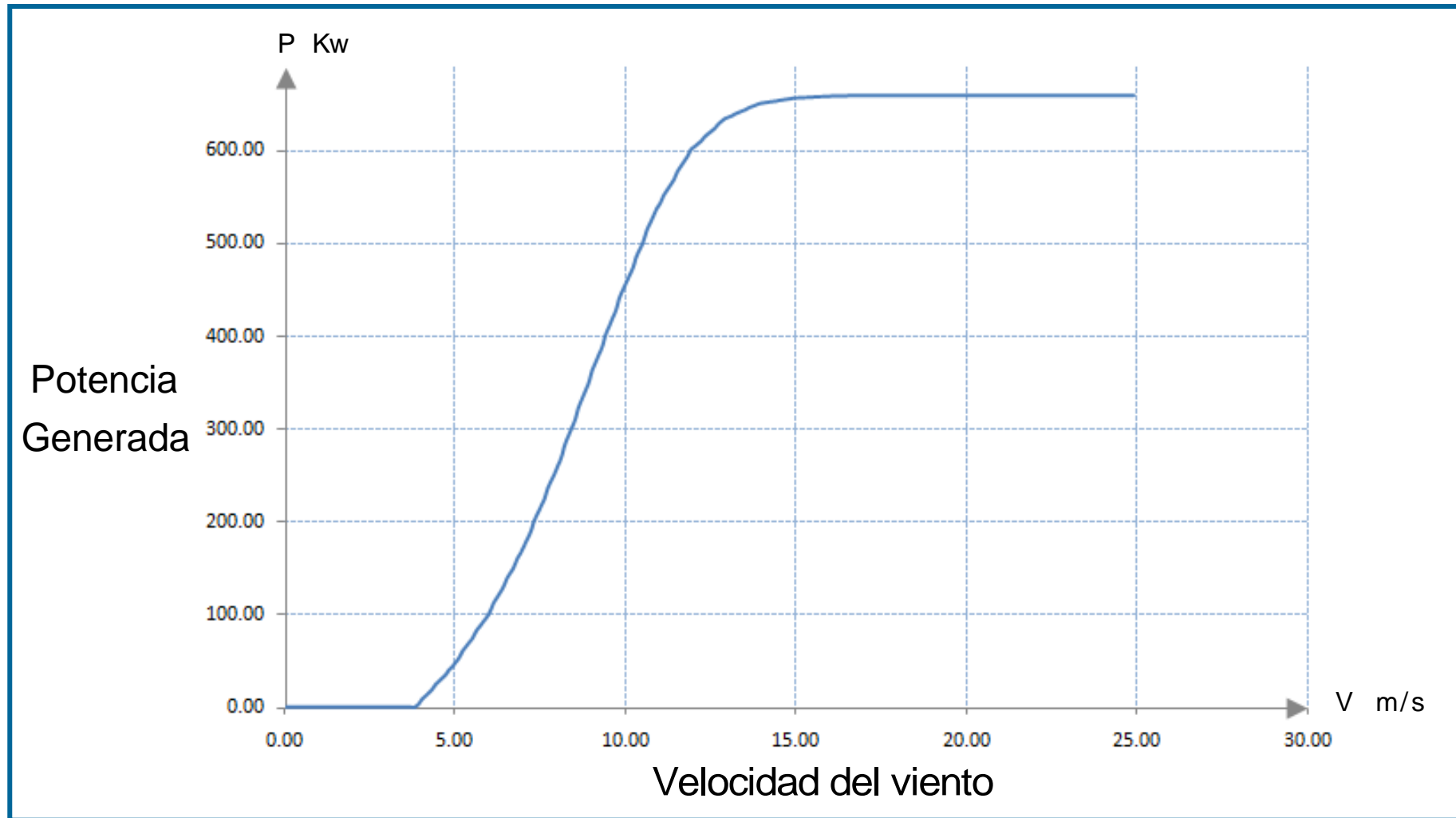
- [15] http://www.plataformaurbana.cl/wpcontent/uploads/2007/12/1256231978_offshore_windfarm.jpg / Enero de 2010
- [16] renov-arte_es.mht / Diciembre de 2009
- [17] Universidad de castilla la mancha Tesis doctoral: Avances en el control de generadores eólicos y su conexión a red mediante convertidores electrónicos de potencia / Elaborada por: Pedro Luis Roncero Sánchez-Elipe 2004 / Noviembre de 2009
- [18] David Milborrow. Wind energy technology, status review. Wind Engineering, 24(2):65—72, 2000 / Enero de 2010
- [19] Three-phase induction generators: A discussion on performance. Electric Machines and Power Systems, 27:813—832, 1999 / P.K. Shadu Khan and J.K. Chatterjee / Enero de 2010

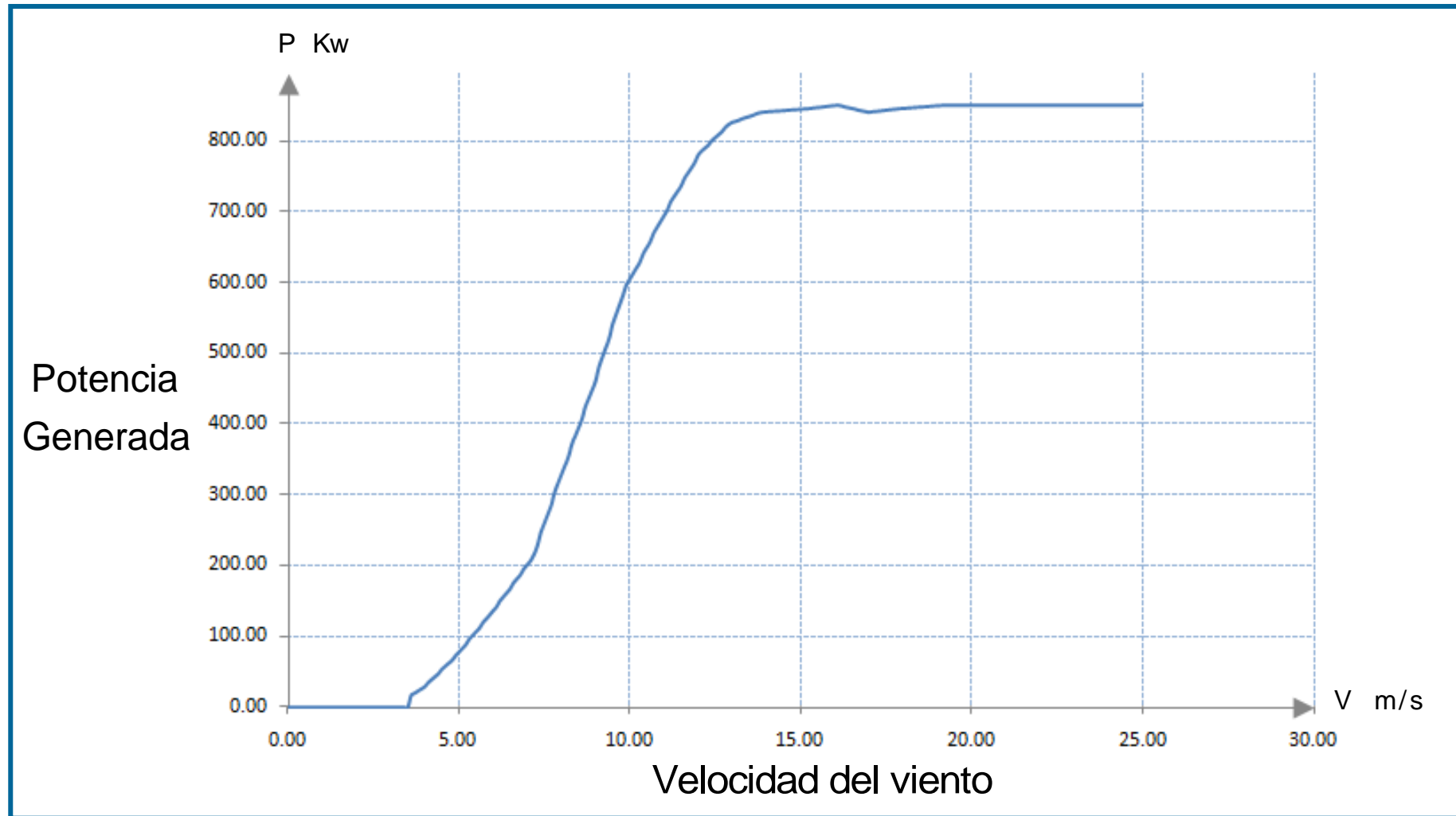
- [20] Control options for wind energy conversion systems. In European Community Wind Energy Conference, pages 534—537, March 1993 / P. Bongers, W. Sturm, I. Kraan, S. Dijkstra, and O. Bosgra / Diciembre de 2009
- [21] Rue du Trone 26, B-1040 Brussels, Belgium Wind Energy Technology / European Wind Energy Association EWEA / Diciembre de 2009
- [22] MADE Energías Renovables S.A. Aerogenerador AE-30 / MADE / Diciembre de 2009
- [23] Simulation of the dynamic interaction between wind energy converters and the electric power grid. European Union Wind Energy Conference, May 1996 / R. Barnowski, G. Bettenwort, B. Hampe, E. Ortjohann, B. Voges, and J. Voss / Noviembre de 2009
- [24] MADE Tecnologías. MADE AE-6/I / MADE / Diciembre de 2009
- [25] Systematic controller design methodology for variable speed wind turbines. Wind Engineering, 24(3):169—187, 2000 / M. Maureen Hand and Mark J. Balas / Diciembre de 2009

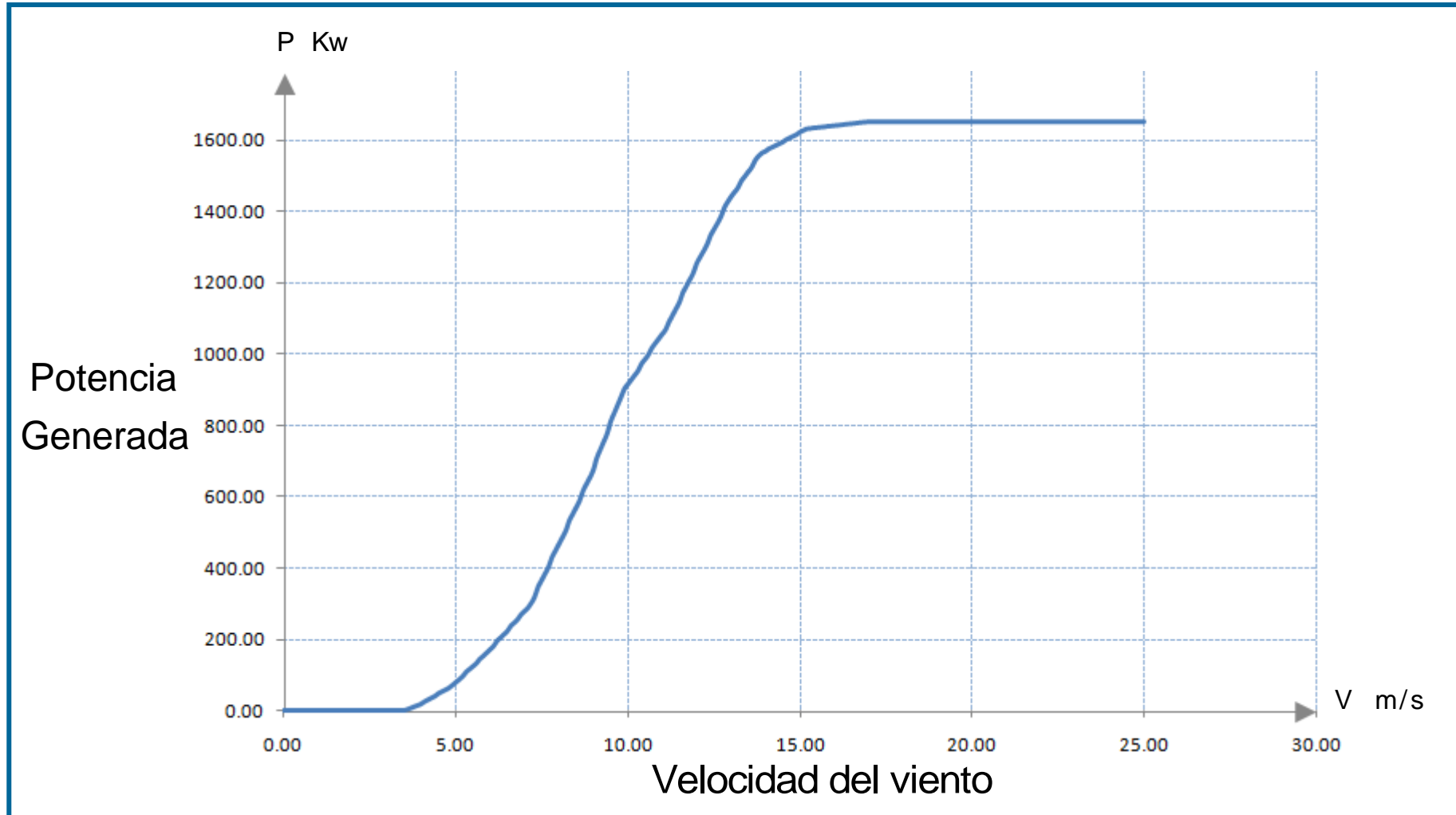
- [26]** Doubly fed induction generator using back-to back PWM converters and its application to variable speed wind-energy generation. IEE Proceedings on Electronics Power Applications, 143(3), May 1996 / R. Peña, J. C. Clare, and G. M. Asher / Diciembre de 2009
- [27]** Figura tomada de "Principios de conversión de la Energía Eólica" / CIEMAT / Diciembre de 2009.
- [28]** http://es.wikipedia.org/wiki/Factor_de_planta / Noviembre de 2009
- [29]** Master europeo en EERR modulo 2 aspectos socioeconómicos de las EERRR diciembre 2002 / Ing. Carlos Julio Arosemena / Diciembre de 2010
- [30]** Generación eólica: análisis de la factibilidad de su desarrollo en la república argentina / Dr. Ing. Horacio Raúl Di Prátula, Ing. Alberto C. Russin / Enero de 2010.

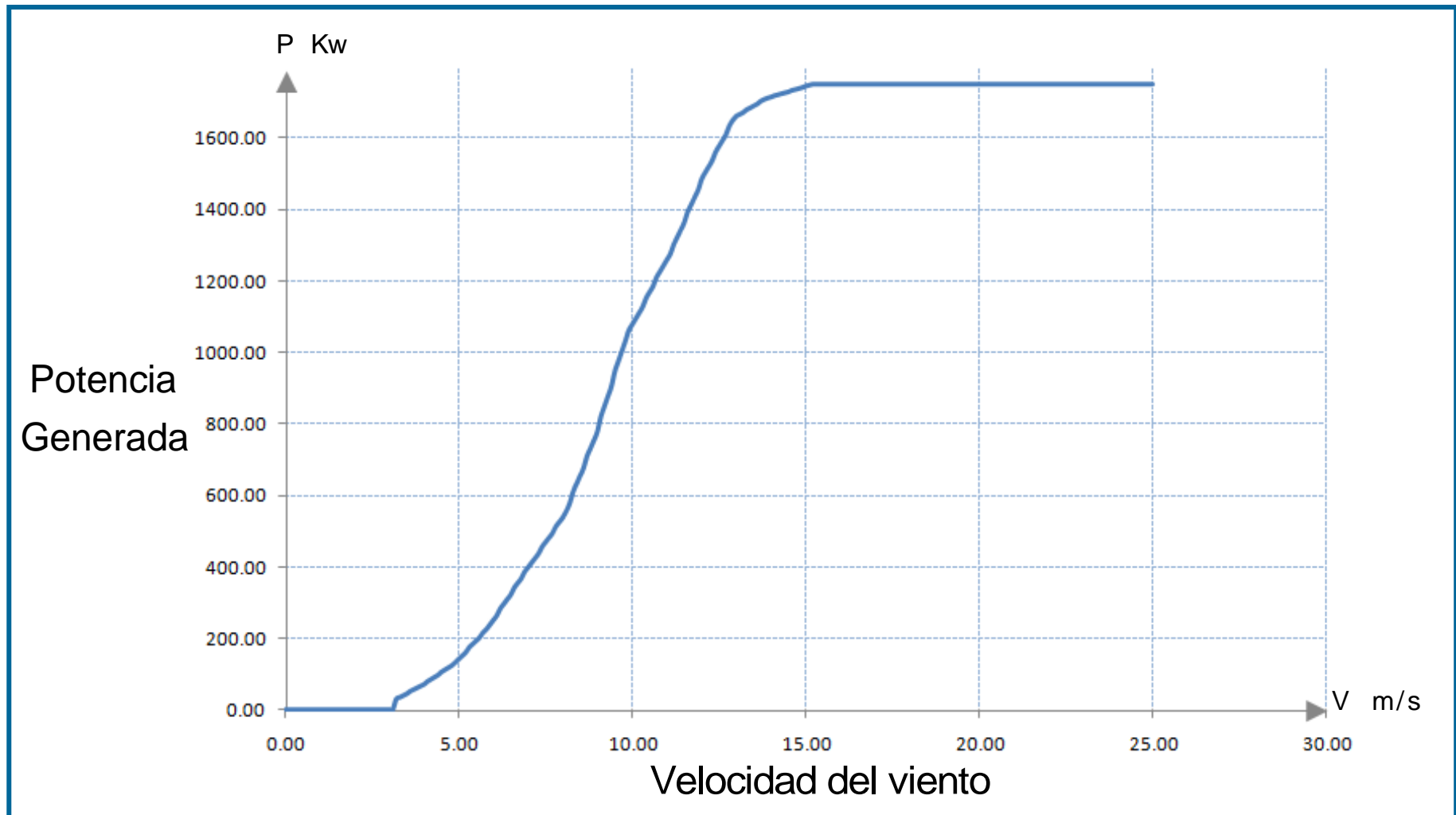
ANEXO A

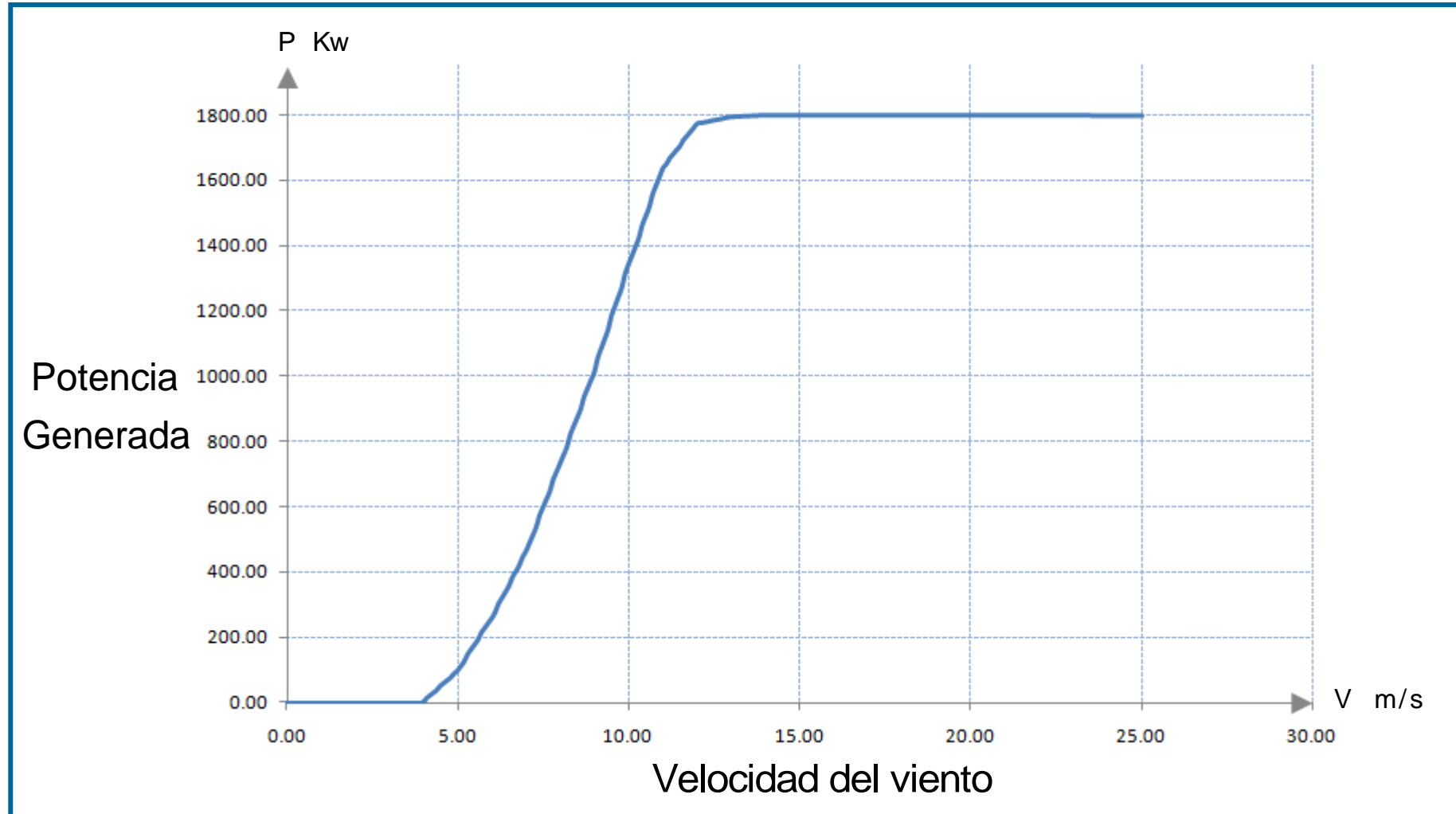
CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA VESTAS – V39-500**

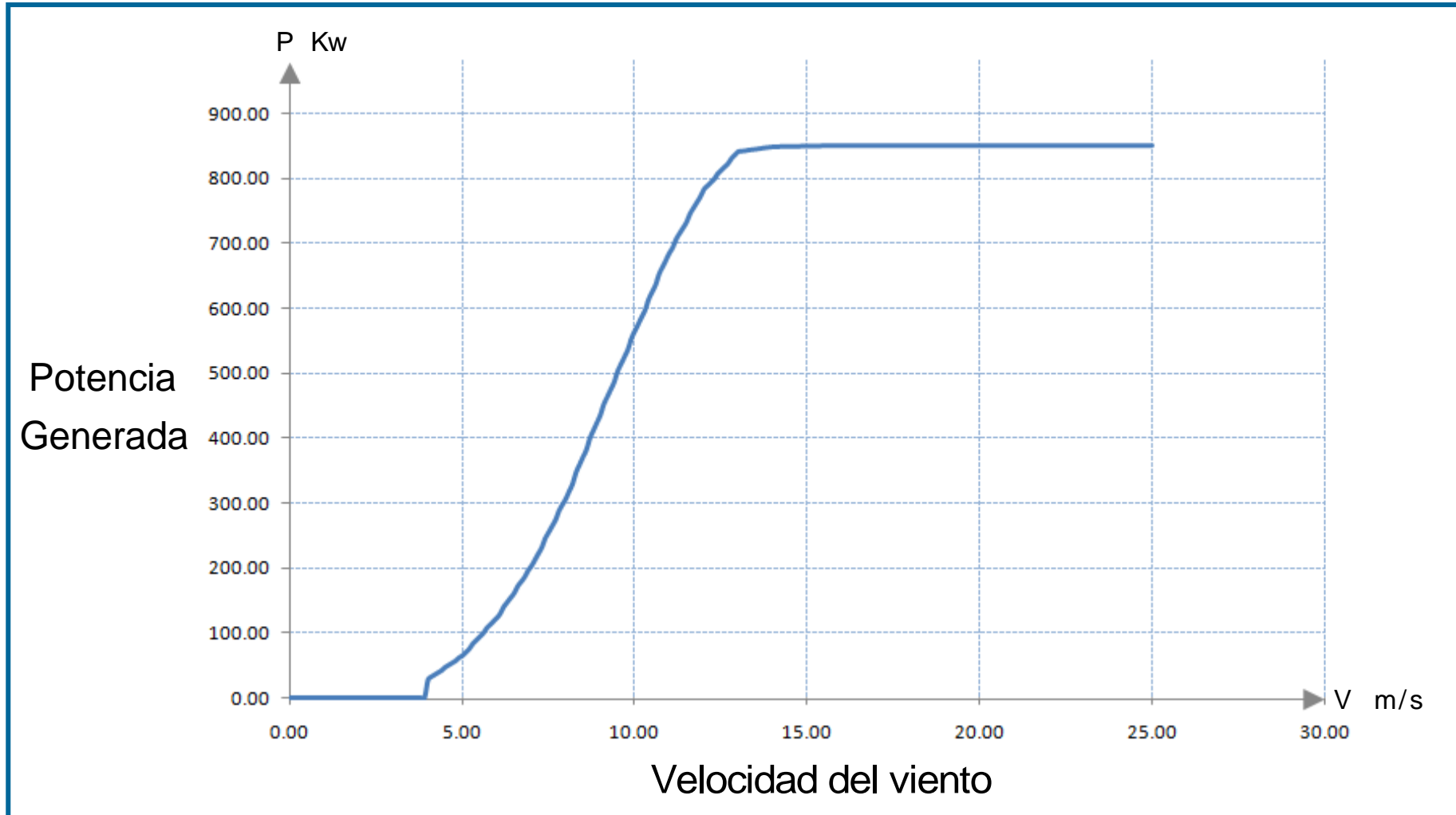
CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA VESTAS – V47-660**

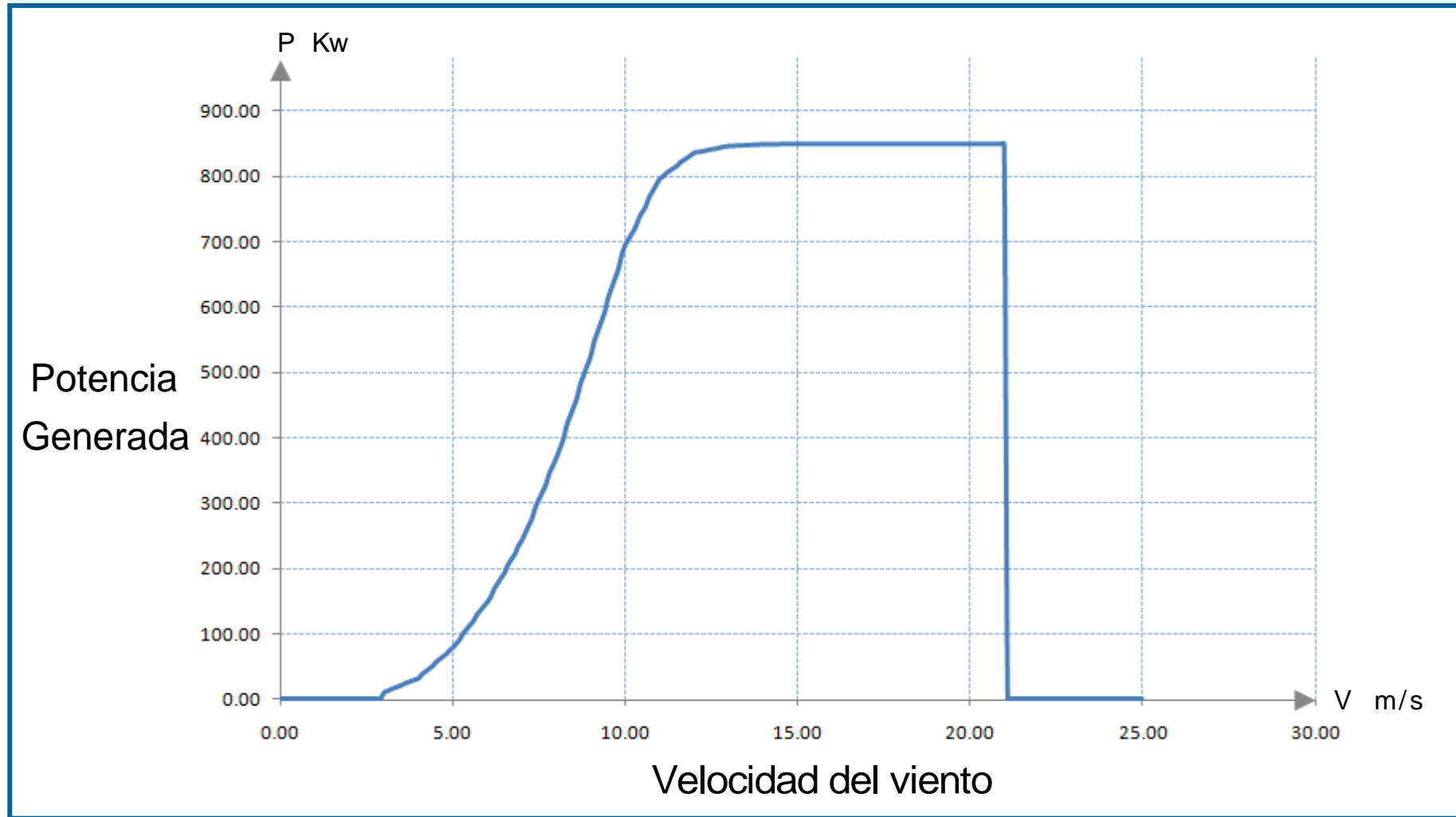
CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA VESTAS – V52-850**

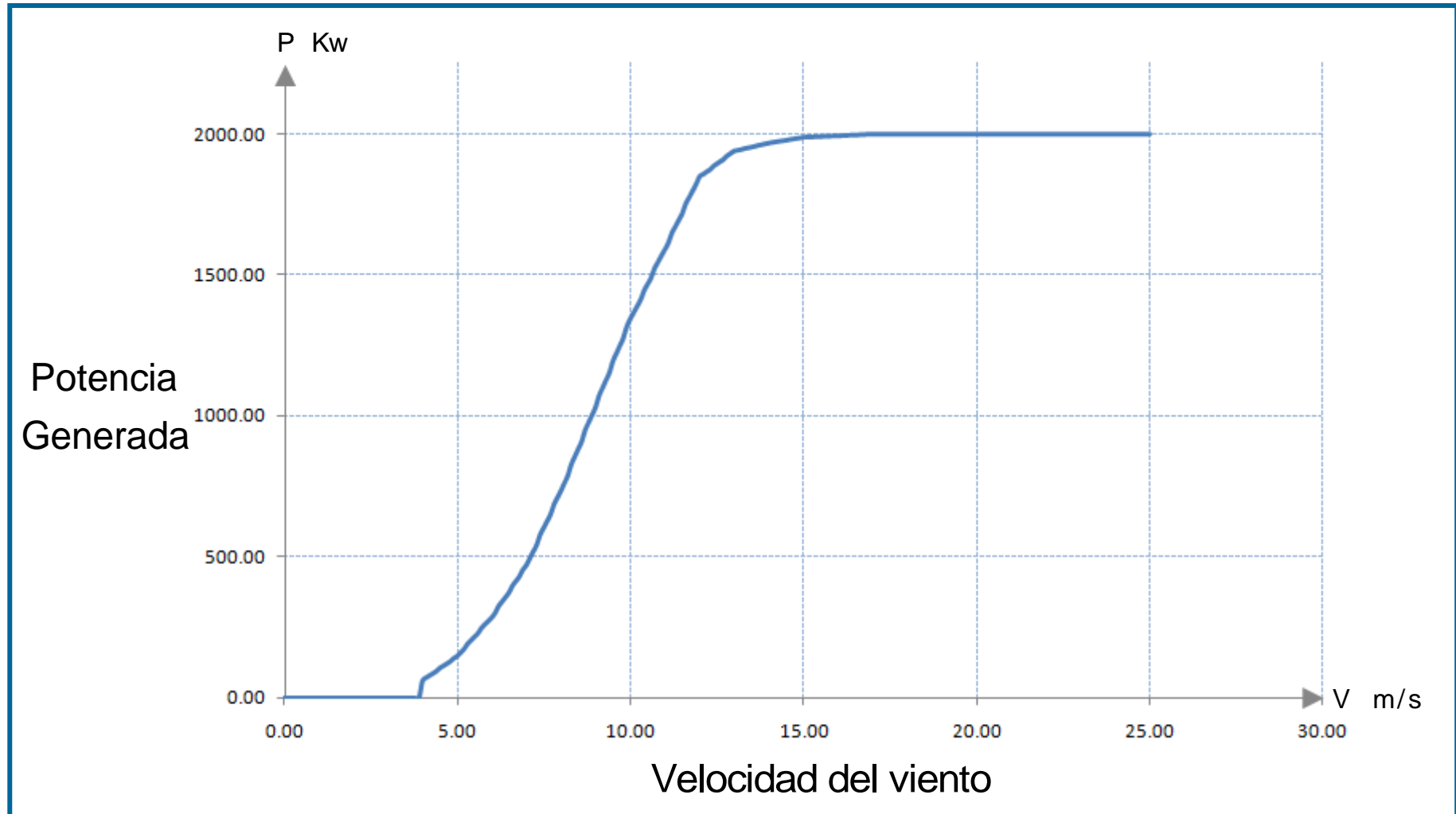
CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA VESTAS – V66-1650**

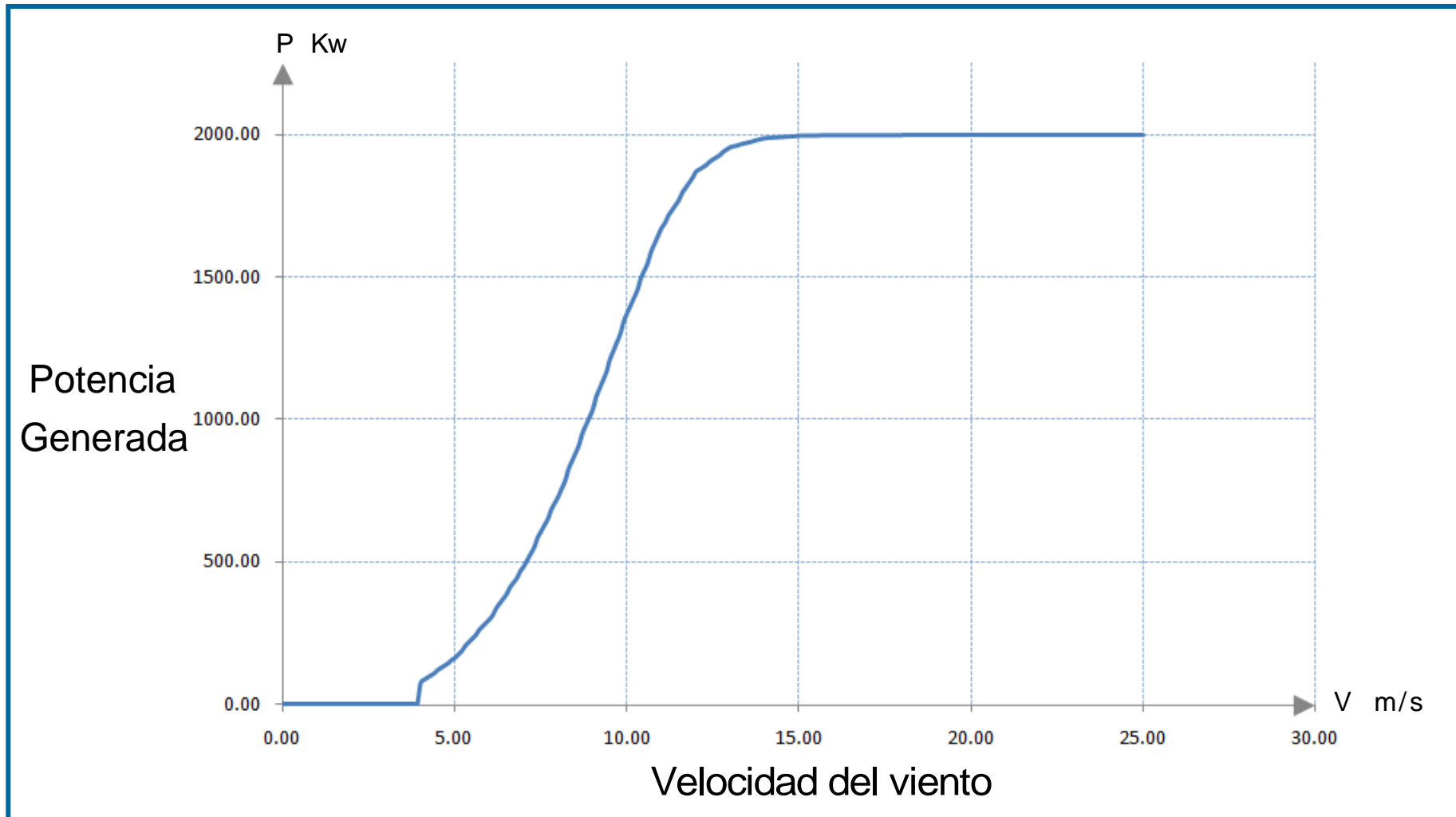
CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA VESTAS – V66-1750**

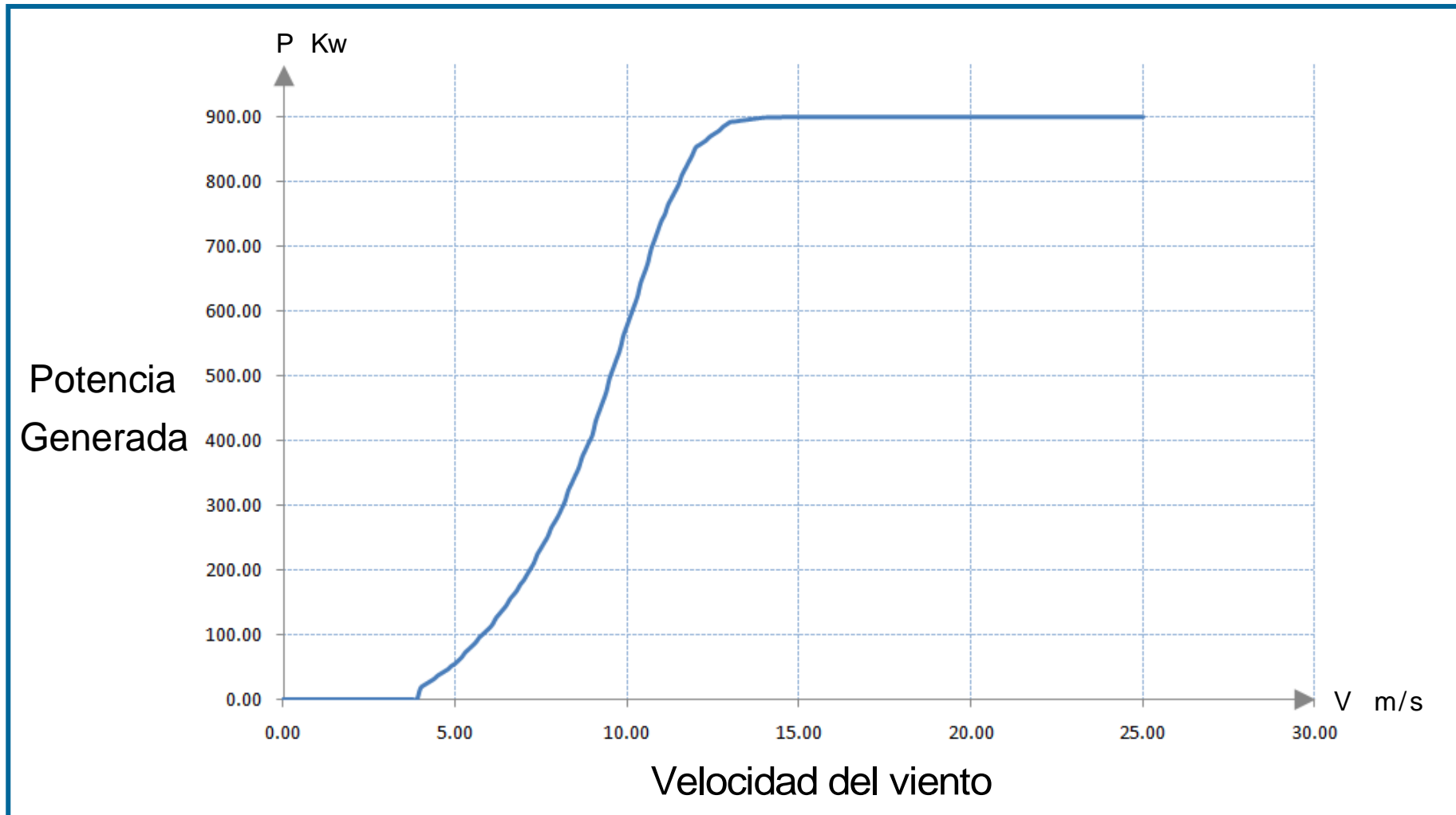
CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA VESTAS – V80-1800**

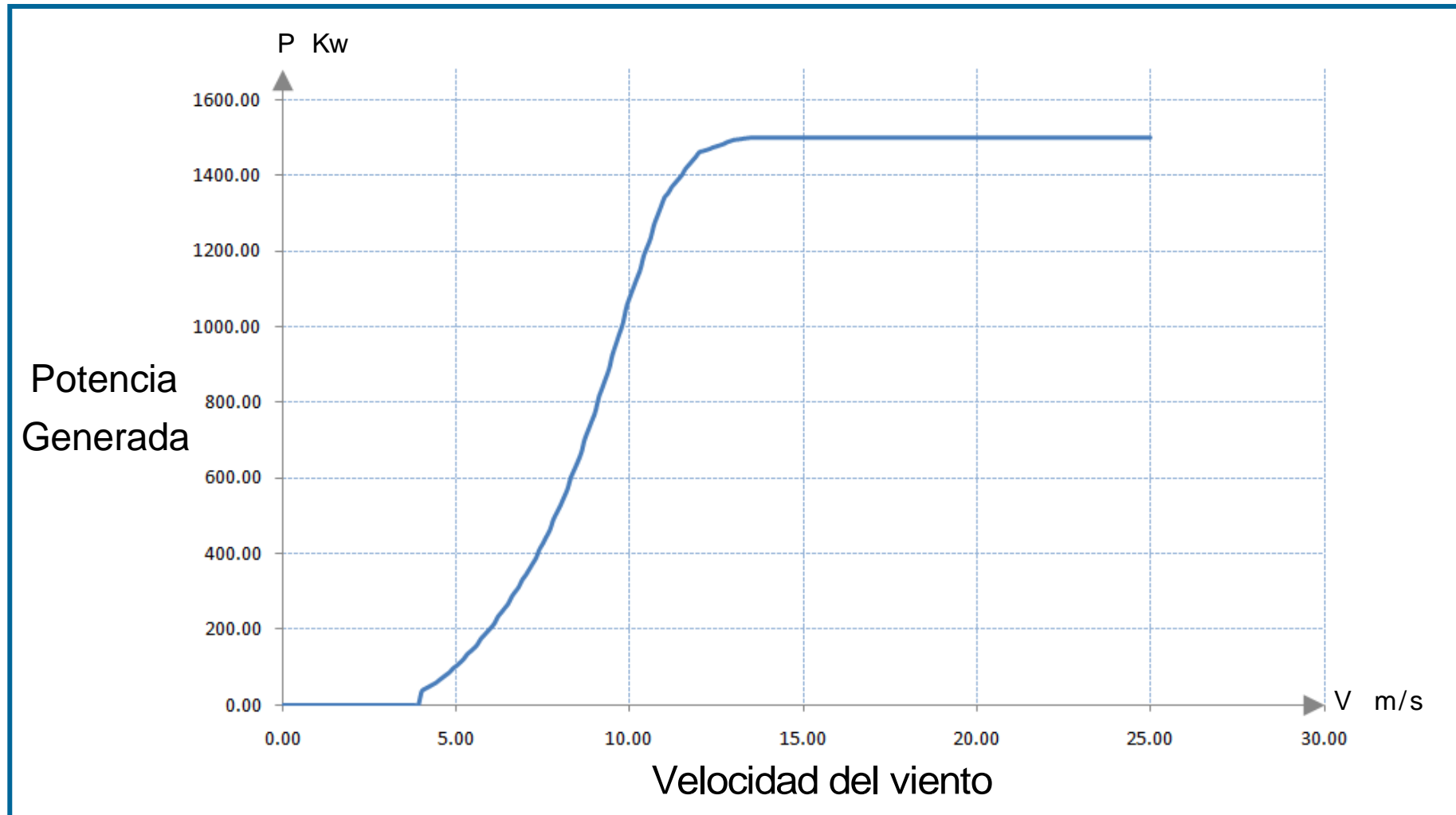
CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA GAMESA EÓLICA – G52-850Kw**

CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA GAMESA EÓLICA – G58-850Kw**

CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA GAMESA EÓLICA – G80-2.0Mw**

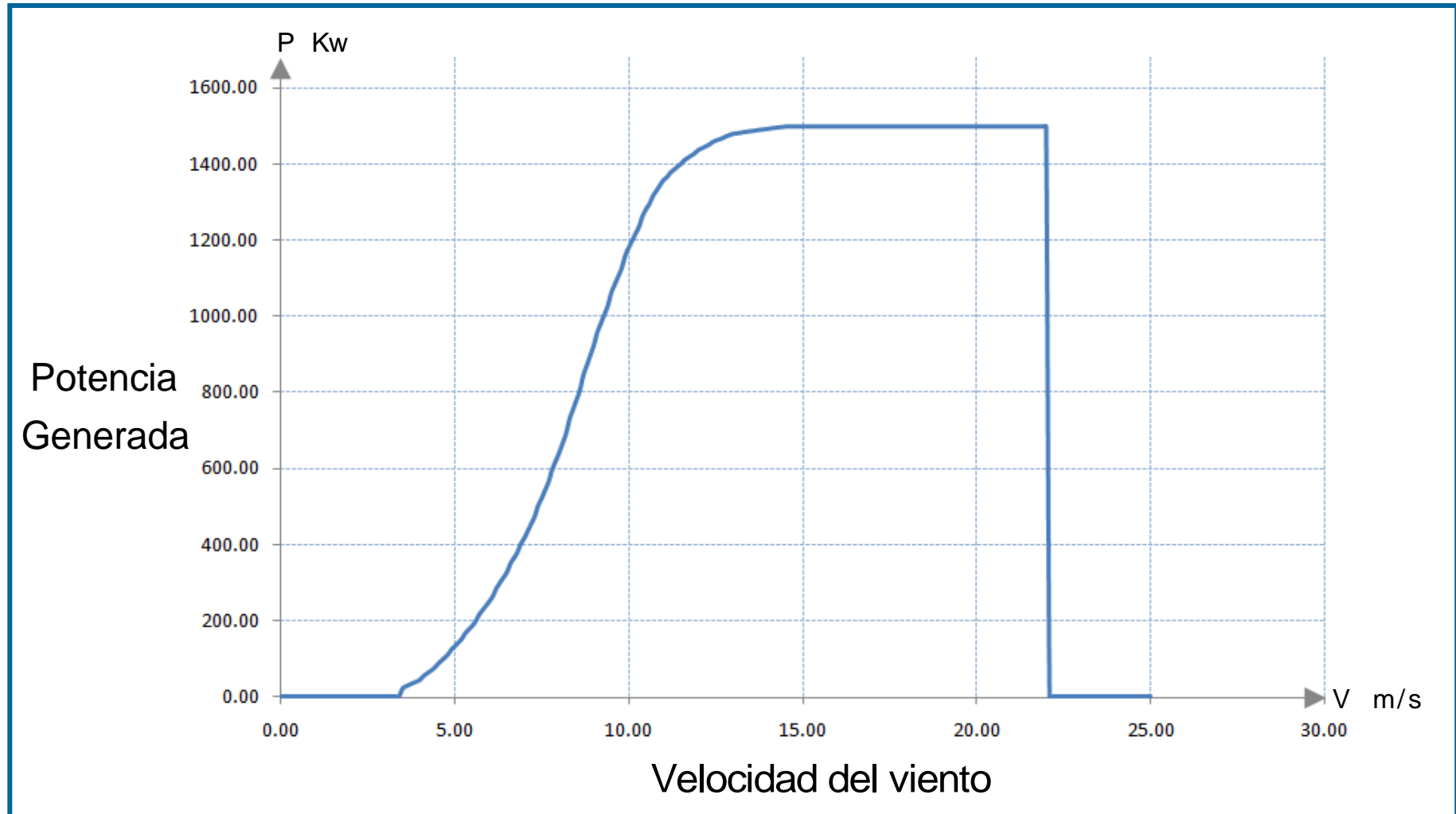
CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA GAMESA EÓLICA – G83-2.0Mw**

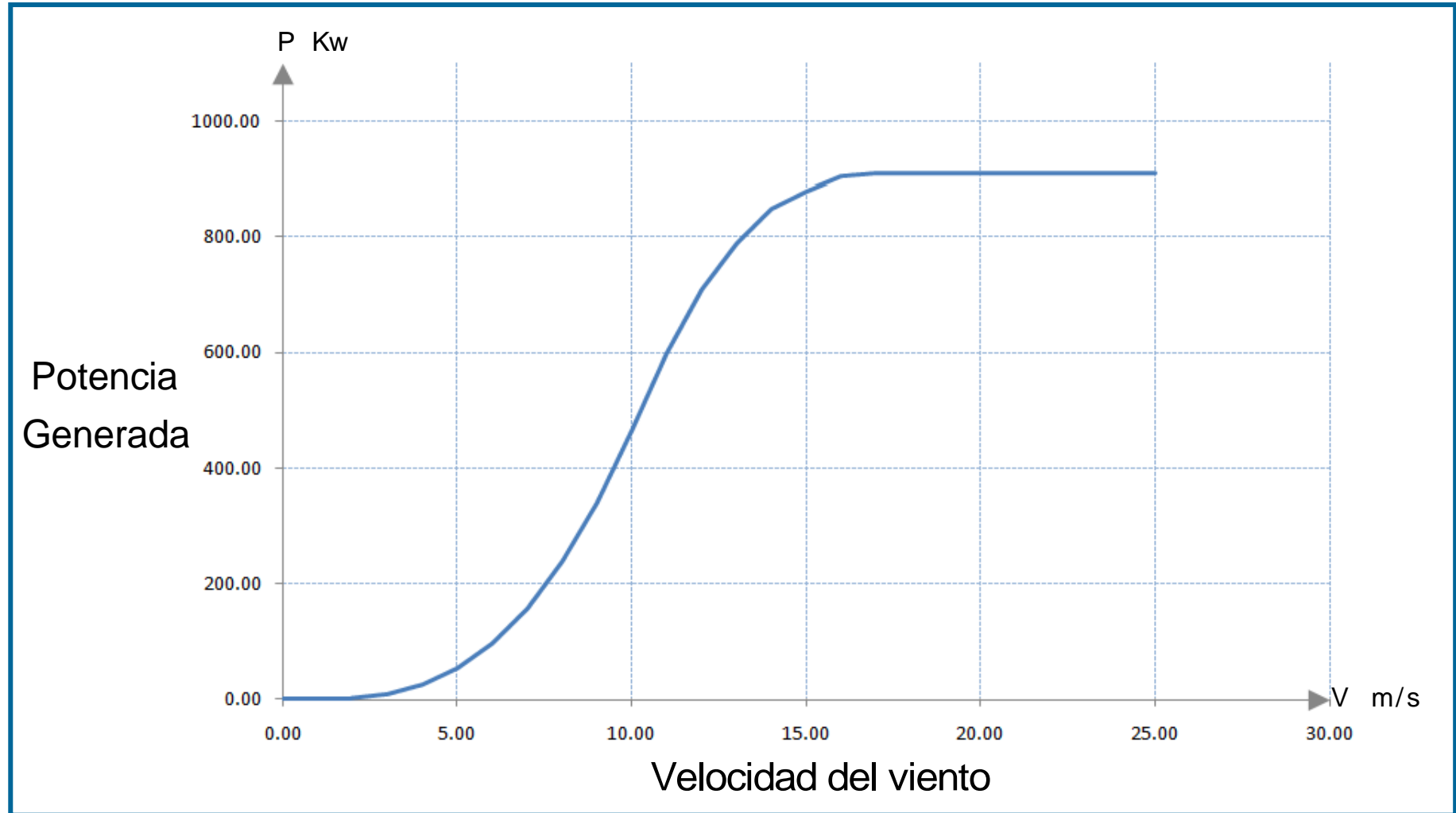
CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA GE Wind – GE 900Kw Series**

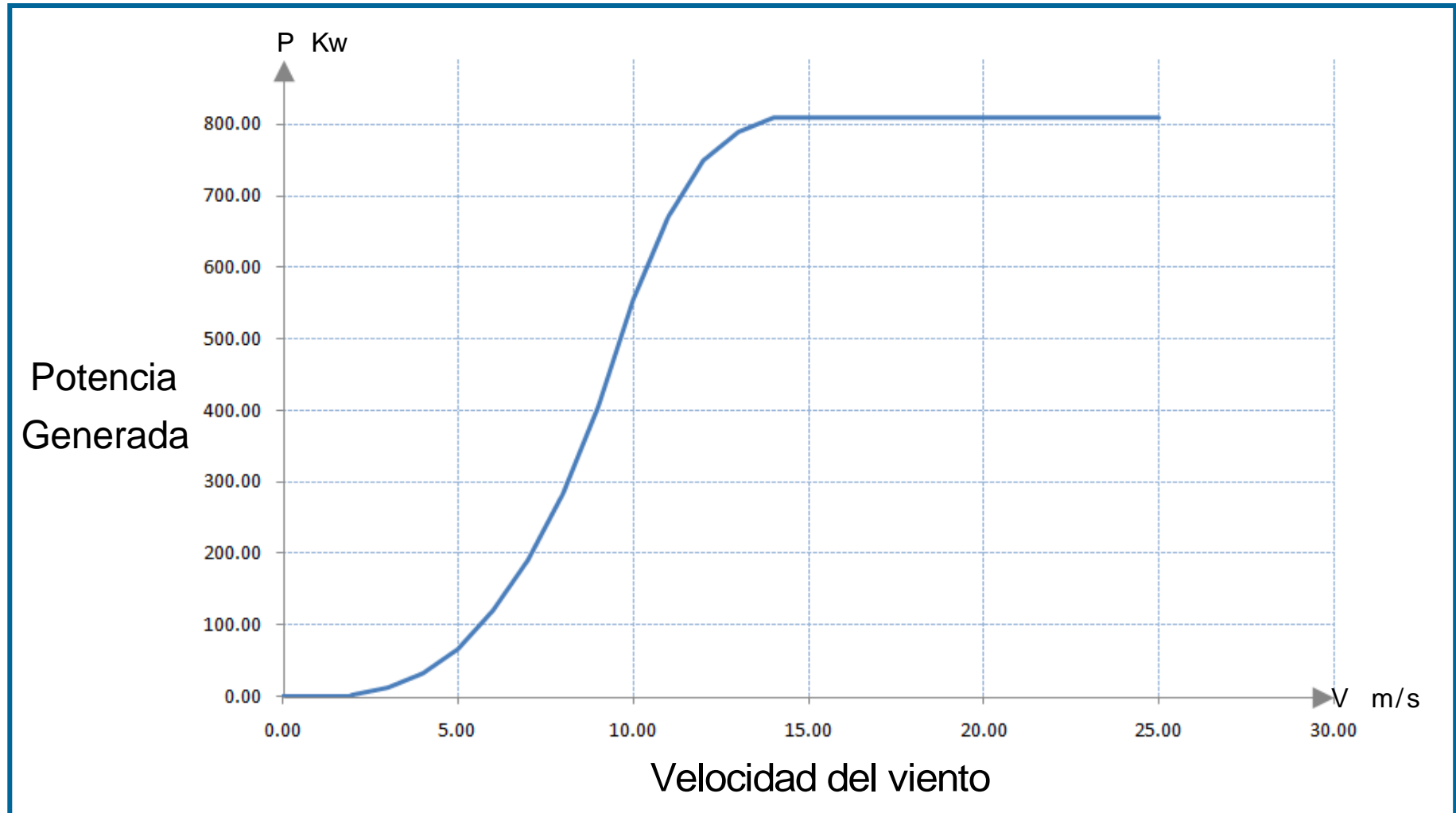
CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA GE Wind – GE 1.5S, 70.5m Rotor**

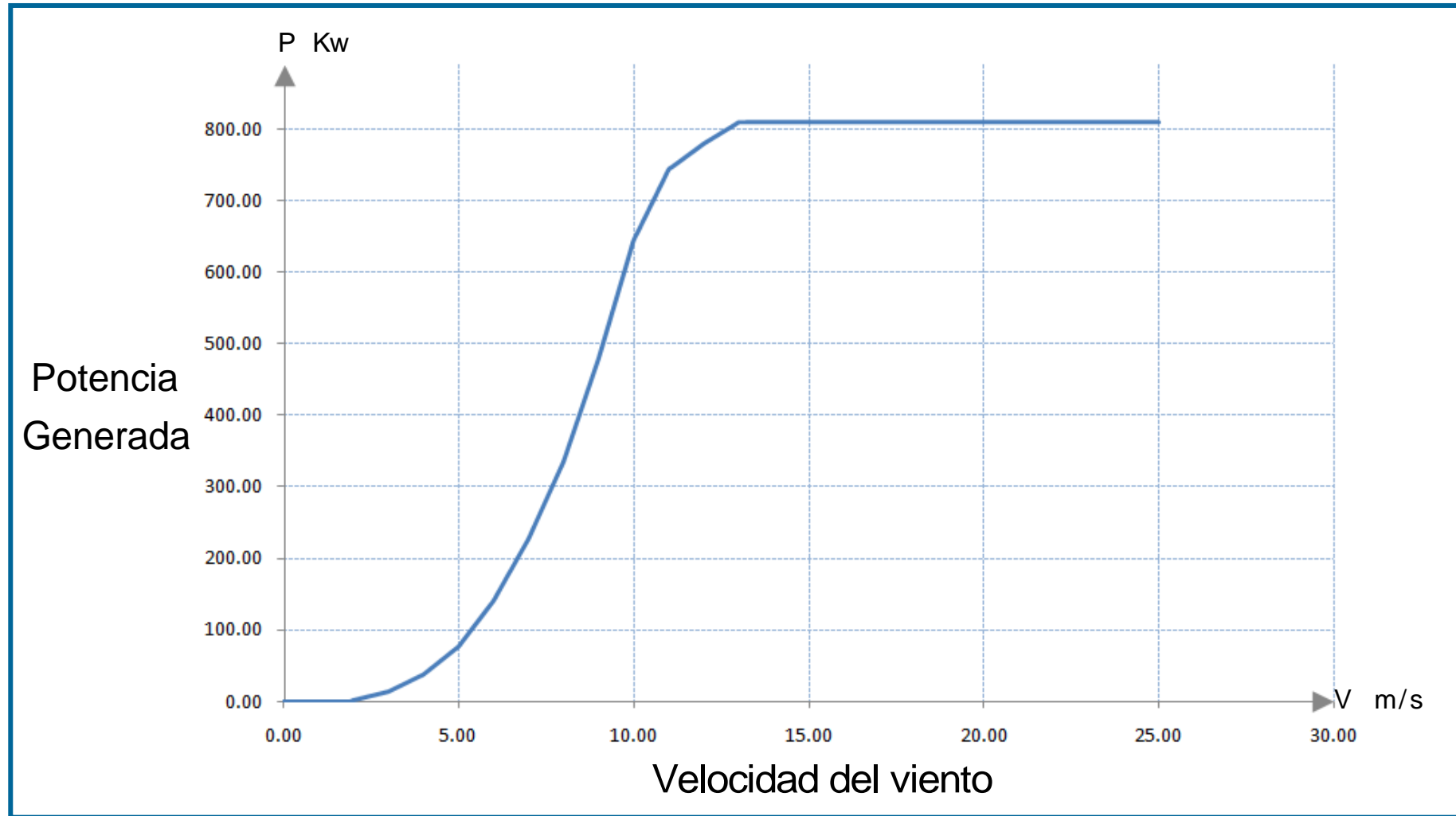
CURVA DE POTENCIA

AEROTURBINA GE Wind – GE 1.5 SL, 77m Rotor



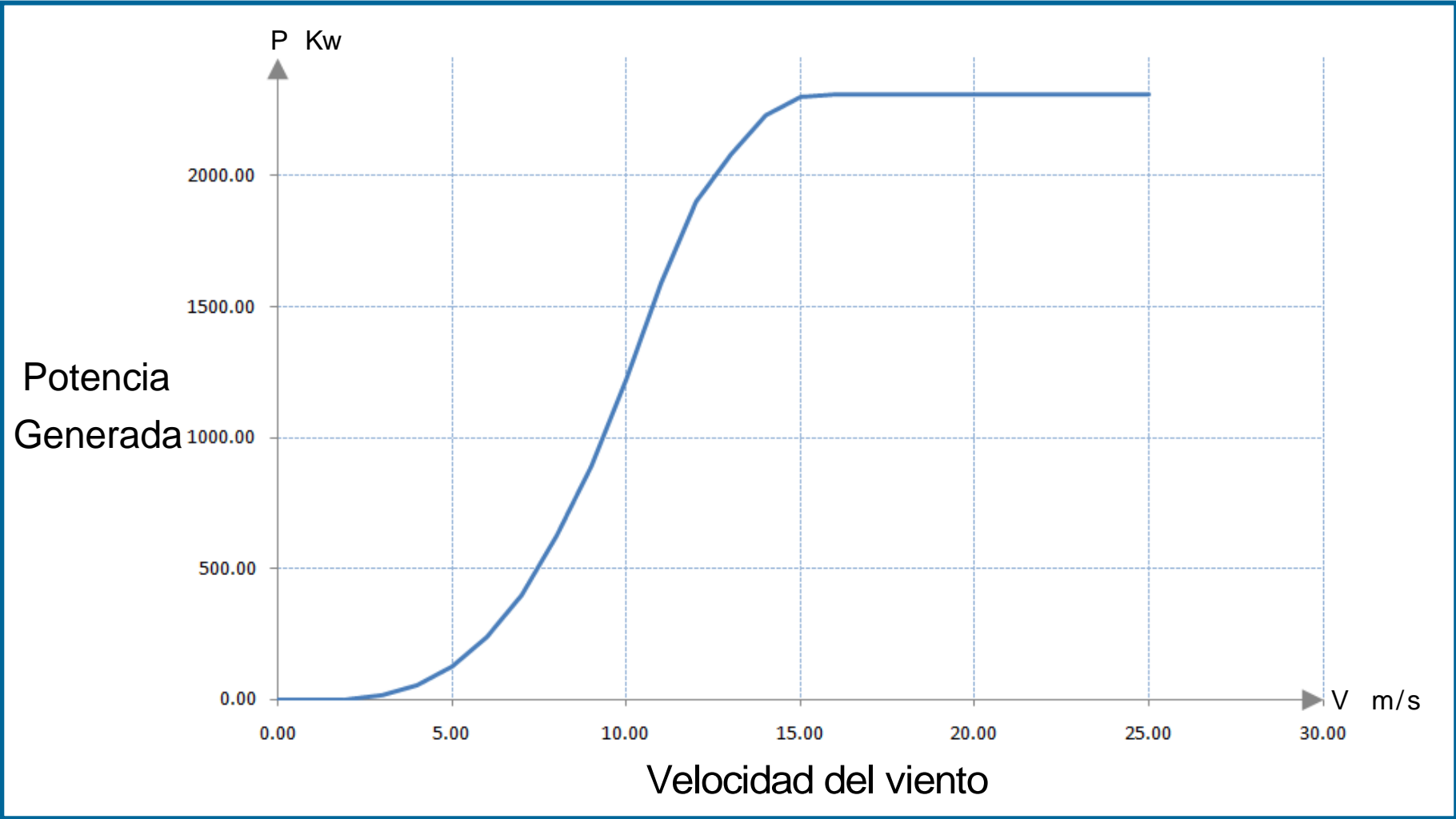
CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA ENERCON – E44**

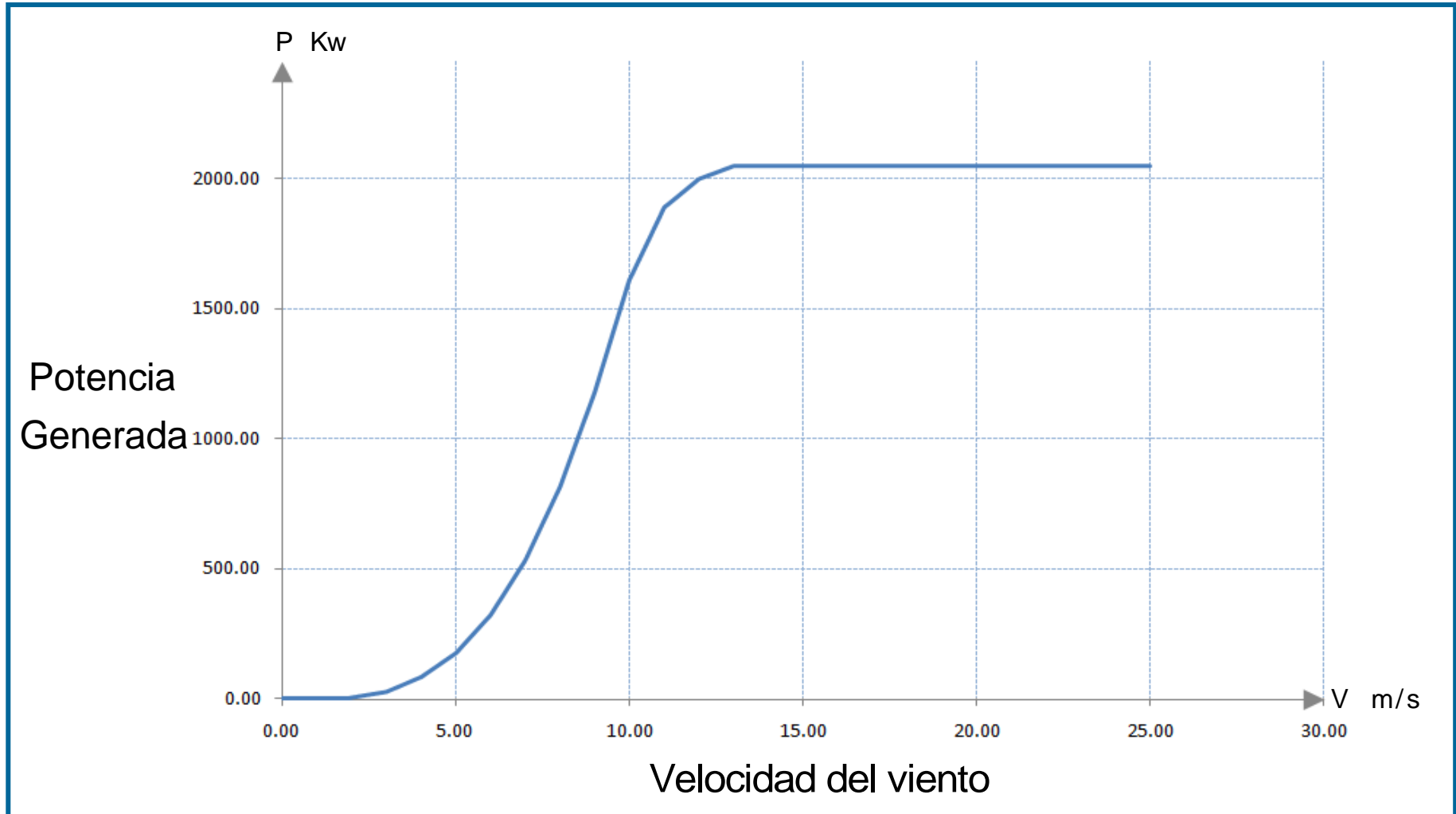
CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA ENERCON – E48**

CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA ENERCON – E53**

CURVA DE POTENCIA

AEROTURBINA ENERCON – E70



CURVA DE POTENCIA**AEROTURBINA ENERCON – E82**

ANEXO B

Información del proyecto

Información del proyecto		Ver la base de datos del proyecto
Nombre del Proyecto	<input type="text" value="Análisis económico"/>	
Ubicación del Proyecto	<input type="text" value="Ecuador - Galápagos"/>	
Preparado para	<input type="text" value="ESPOL"/>	
Preparado por	<input type="text" value="ING. LUIS ALBERTO RUIZ"/>	
Tipo de proyecto	<input type="text" value="Generación de electricidad"/>	
Tecnología	<input type="text" value="Turbina - eólica"/>	
Tipo de red	<input type="text" value="Red-Aislada"/>	
Tipo de análisis	<input type="text" value="Método 2"/>	
Poder calorífico de referencia	<input type="text" value="Poder Calorífico Superior (PCS)"/>	
Mostrar parámetros	<input type="checkbox"/>	
Condiciones de referencia del sitio		Seleccionar ubicación de datos meteorológicos
Ubicación de datos meteorológicos	<input type="text" value="San Cristóbal"/>	
Mostrar datos	<input type="checkbox"/>	

[Complete la hoja del Modelo de Energía](#)

Datos meteorológicos del proyecto

RETScreen

Pais - Región: Ecuador

Provin./Estado: n/a

Ubicación de datos meteorológicos: San Cristóbal

Latitud: °N -0.9

Longitud: °E -89.6 Fuente

Elevación: m 9 Fuente NASA






Temperatura de diseño de la calefacción: °C 19.0 Fuente NASA

Temperatura de diseño del aire acondicionado: °C 26.2 Fuente NASA

Amplitud de la temperatura del suelo: °C 2.6 Fuente NASA

	Temperatura del aire °C	Humedad relativa %	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m ² d	Presión atmosférica kPa	Velocidad del Viento m/s	Temperatura del suelo °C	Días-grado de calentamiento mensual °C-d	Días-grado de enfriamiento °C-d
Ene	23.9	84.3%	6.30	101.1	3.4	24.9	0	432
Feb	24.7	86.3%	6.67	101.0	3.2	26.2	0	412
Mar	24.9	86.2%	6.78	101.0	2.9	26.6	0	463
Abr	24.1	87.9%	6.50	101.0	3.3	25.5	0	422
May	23.5	85.2%	6.14	101.1	4.0	24.3	0	418
Jun	22.5	84.3%	5.60	101.1	4.3	23.3	0	375
Jul	21.7	83.7%	5.43	101.2	4.6	22.8	0	364
Ago	20.9	83.8%	5.67	101.2	4.6	22.2	0	339
Sep	20.8	82.6%	6.04	101.2	4.6	22.2	0	325
Oct	21.3	80.8%	6.15	101.2	4.1	22.8	0	352
Nov	22.1	78.9%	6.00	101.1	4.0	23.3	0	363
Dic	22.9	81.9%	5.97	101.1	3.9	23.9	0	400
Anual	22.8	83.8%	6.10	101.1	3.9	24.0	0	4,663
Fuente	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA

Medido a: m 10

Modelo de energía

Modelo de Energía RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto

Tecnología

Tipo de análisis Método 1
 Método 2
 Método 3

Evaluación de recursos

Método de evaluación de los recursos **Mostrar datos**

Mes	Velocidad del Viento m/s	San Cristóbal m/s	Tarifa de exportación de electricidad \$/MWh	Electricidad exportada a la red MWh
Enero	5.0	3.4	128.2	113
Febrero	3.3	3.2	128.2	28
Marzo	3.7	2.9	128.2	46
Abril	3.8	3.3	128.2	48
Mayo	6.2	4.0	128.2	194
Junio	5.2	4.3	128.2	123
Julio	8.5	4.6	128.2	345
Agosto	9.1	4.6	128.2	380
Setiembre	11.2	4.6	128.2	461
Octubre	12.6	4.1	128.2	518
Noviembre	10.6	4.0	128.2	435
Diciembre	8.0	3.9	128.2	314
Anual	7.3	3.9	128.2	3,004

Medido a 50.0 10.0

Coefficiente de cizallamiento del viento

Turbina - eólica

Capacidad eléctrica por turbina kW

Fabricante

Modelo

Número de turbinas

Capacidad de generación eléctrica kW

Altura del eje m 7.3 m/s

Diámetro de rotor por turbina m

Área barrida por turbina m²

Datos de curva de energía

Factor de forma

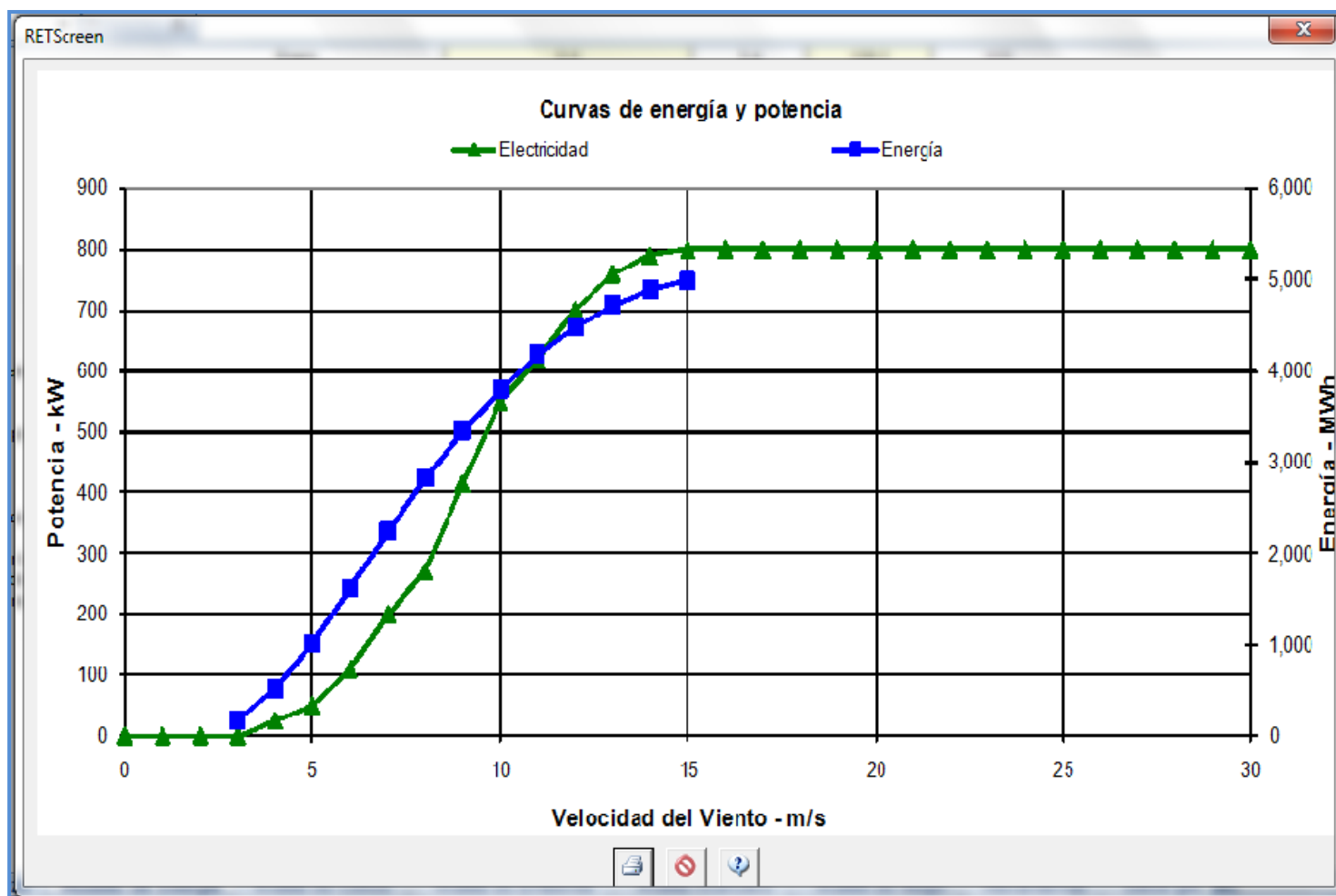
<input checked="" type="checkbox"/> Mostrar datos				
Velocidad del Viento	Datos de curva de potencia	Datos de curva de energía		
m/s	kW	MWh		
0	0.0			
1	0.0			
2	0.0			
3	0.0	177.2		
4	25.0	512.8		
5	50.0	1,017.7		
6	110.0	1,618.9		
7	200.0	2,237.7		
8	270.0	2,821.5		
9	415.0	3,344.5		
10	550.0	3,797.4		
11	620.0	4,177.7		
12	700.0	4,485.4		
13	760.0	4,721.6		
14	790.0	4,889.3		
15	800.0	4,993.4		
16	800.0			
17	800.0			
18	800.0			
19	800.0			
20	800.0			
21	800.0			
22	800.0			
23	800.0			
24	800.0			
25 - 30	800.0			

[Mostrar figura](#)

Pérdidas del arreglo	%	0.0%		
Pérdidas de la superficie de sustentación	%	0.0%		
Pérdidas varias	%	0.0%		
Disponibilidad	%	45.0%		

<input checked="" type="checkbox"/> Mostrar datos				
			Por turbina	
Resumen				
Factor de utilización	%	14.3%	Producción bruta de energía	MWh 1,001
Electricidad exportada a la red	MWh	3,004	Coefficiente de pérdidas	0.45
			Rendimiento específico	kWh/m ² 165

Gráfica de la curva de potencia



Análisis de costos

Análisis de Costos RETScreen - Proyecto de generación eléctrica					
Selección - opciones					
<input checked="" type="radio"/> Método 1	<input checked="" type="radio"/> Notas/Rango				
<input type="radio"/> Método 2	<input type="radio"/> Segunda moneda	Notas/Rango		Ninguno	
	<input type="radio"/> Reparto de costos				
Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto	Costos relat.
Estudio de factibilidad					
Estudio de factibilidad	costo	1	\$ 196,804	\$ 196,804	
Sub-total:				\$ 196,804	2.0%
Desarrollo					
Desarrollo	costo	3	\$ 1,049,620	\$ 3,148,859	
Sub-total:				\$ 3,148,859	32.4%
Ingeniería					
Ingeniería	costo	3	\$ 131,202	\$ 393,607	
Sub-total:				\$ 393,607	4.0%
Sistema eléctrico de potencia					
Turbina - eólica	kW	2,400.00	\$ 2,009	\$ 4,821,691	
Caminos-accesos	km	3	\$ 65,601	\$ 196,804	
Línea de transmisión	km	3	\$ 65,601	\$ 196,804	
Subestación	proyecto	0	\$ -	\$ -	
Mediciones de eficiencia energética	proyecto	0	\$ -	\$ -	
Definido por el usuario	costo	3	\$ 98,402	\$ 295,206	
Sub-total:				\$ 5,510,504	56.6%
Balance del sistema y misceláneos					
Repuestos	%	0.0%	\$ -	\$ -	
Transporte	proyecto	3	\$ 65,601	\$ 196,804	
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d			\$ -	
Definido por el usuario	costo			\$ -	
Contingencias	%		\$ 9,446,578	\$ -	
Intereses durante la construcción	3.00%	24 mes(es)	\$ 9,446,578	\$ 283,397	
Sub-total:				\$ 480,201	4.9%
Costos iniciales totales				\$ 9,729,976	100.0%

Costos anuales (créditos)				
	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Operación y Mantenimiento				
Partes y labor	proyecto			\$ -
Definido por el usuario	costo	1	\$ 295,946	\$ 295,946
Contingencias	%		\$ 295,946	\$ -
Sub-total:				\$ 295,946
Costos periódicos (créditos)				
	Unidad	Año	Costo unit.	Monto
Definido por el usuario	costo		\$ -	\$ -
				\$ -
Fin de la vida del proyecto	costo			\$ -

Análisis de emisiones

Análisis de Reducción de Emisiones RETScreenProyecto de generación eléctrica

☑ Análisis de Emisiones

- Método 1
 Método 2
 Método 3

Caso base del sistema eléctrico (Línea de base)

País - Región	Todos los tipos	Factor emisión de GEI (excl. T y D)	Pérdidas T y D	Factor emisión de GEI
		tCO ₂ /MWh	%	tCO ₂ /MWh
Ecuador	Todos los tipos	0.369	43.0%	0.646

Cambios de línea base en la vida del proyecto

Resumen del sistema GEI en caso base (Línea de base)

Tipo de combustible	Mezcla de combustible %	Consumo de combustible	Factor emisión	Emisiones GEI
		MWh	tCO ₂ /MWh	tCO ₂
Electricidad	100.0%	3,004	0.646	1,942.3
Total	100.0%	3,004	0.646	1,942.3

Resumen sistema GEI caso propuesto (Proyecto de generación eléctrica)

Tipo de combustible	Mezcla de combustible %	Consumo de combustible MWh	Factor emisión tCO ₂ /MWh	Emisiones GEI tCO ₂	Pérdidas T y D %
Total	100.0%	3,004	0.000	0.0	
Electricidad exportada a la red	MWh	3,004			0.0%
			0	0.646	0.0
			Total	0.0	

Resumen de reducción de emisiones GEI

Proyecto de generación eléctrica	Caso base emisiones de GEI tCO ₂	Caso propuesto emisiones GEI tCO ₂	es equivalente a	anual bruta de emisiones tCO ₂	de transacción por créditos %	de emisiones GEI anual neto tCO ₂
	1,942.3	0.0			0%	1,942.3
Reducción de emisiones GEI anual neto	1,942	tCO ₂	4,516	Barr. de petróleo crudo no consum.		

ANEXO C

Certificados de Reducción de Emisiones en MDL

www.cordelim.net *Factor de emisiones en Ecuador*

Tres tipos de proyectos son considerados:

- Proyectos de reducción de emisiones de gases del efecto invernadero, en sectores donde se producen emisiones “energéticas”.
- Proyectos de fijación de carbono a través de actividades de forestación y reforestación.
- Proyectos de reducción de emisiones de gases del efecto invernadero considerados como de pequeña escala.

El Ciclo de proyectos MDL incluye ocho etapas, con diferentes funciones y responsables a nivel nacional e internacional, tal como se señala en la siguiente tabla.

Etapa	Función	Responsable
Diseño del proyecto	Formular el proyecto y preparar el documento del proyecto.	Proponente del proyecto
Aprobación nacional	Evaluar el documento de proyecto presentado por el proponente y, emitir la carta de aprobación.	Autoridad nacional para el MDL
Validación	Comprobar la concordancia del documento de proyecto con los procedimientos establecidos.	Entidad operacional destinada por la CMNUCC.
Registro	Aceptar oficialmente a un proyecto como actividad de proyecto MDL.	Junta ejecutiva del MDL.
Monitoreo	Medir y documentar el desempeño del proyecto durante la ejecución.	Proponente del proyecto
Verificación	Examinar las reducciones observadas de emisiones durante el periodo de verificación.	Entidad operacional designada por la CMNUCC.

Certificación	Notificar por escrito de las reducciones de emisiones observadas.	Entidad operacional designada por la CMNUCC.
Expedición de CER's	Expedir los CER's (Certificados de emisiones reducidas)	Junta ejecutiva del MDL.

El proceso de acreditación de Certificados de Reducción de Emisiones para MDL requiere el cálculo del factor de emisiones. El Ecuador ha escogido la opción 1 de cálculo de Factor de Emisiones propuesta por las Naciones Unidas.

La opción 1 basada en el margen de construcción (Build Margin) se fundamenta en usar la suma de capacidad de las plantas de generación en el sistema eléctrico que corresponde al 20% de las unidades más recientes agregadas al sistema.

Factor de emisiones en redes eléctricas en Ecuador

Para proyectos de desarrollo limpio el factor de emisiones en el Ecuador es de;

$$EF_{grid,CM} = 0.56053 \text{ Ton CO}_2/\text{Mwh}$$

Este factor se podrá utilizar para proyectos que ayuden a reducir las emisiones de CO₂ tales como las centrales hidroeléctricas, automatización y cogeneración.

Para proyectos eólicos y solares son establecidos se establece un factor de emisiones mayor para de esta manera impulsar la creación de este tipo de proyectos.

Solar and Wind EF grid, CM = 0.64621 Ton CO₂/Mwh

ANEXO D

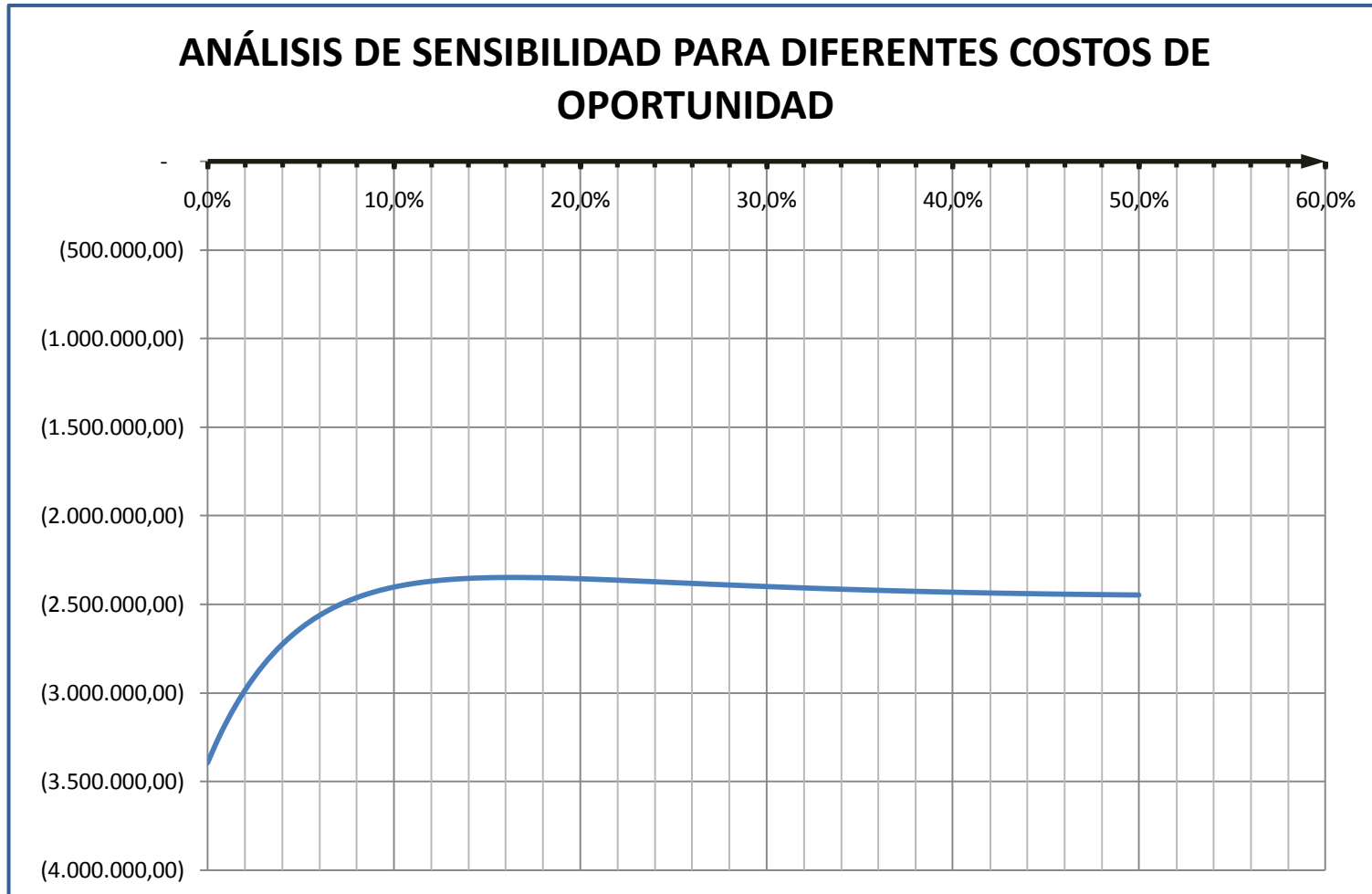
Variación del costo de oportunidad

A continuación se presenta el flujo de caja para el proyecto eólico San Cristóbal y como análisis adicional se calcula el Valor Actual Neto de los beneficios finales para distintos costos de oportunidad, este análisis permitirá conocer si al variar el costo de oportunidad el proyecto ofrece rentabilidad a largo plazo.

Luego de observar los resultados obtenidos se puede concluir que el proyecto sigue sin ser rentable para cualquier costo de oportunidad, es decir que el Valor Actual Neto sigue siendo negativo aunque el costo de oportunidad varíe.

Debido a este resultado ahora se hará el análisis de sensibilidad por medio de la variación de los precios de la energía.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA DIFERENTES COSTOS DE OPORTUNIDAD									
EVALUACIÓN DEL PROYECTO SIN PRÉSTAMO (30%)									
CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN
0.0%	(3,394,447.82)	10.0%	(2,401,580.27)	20.0%	(2,354,542.68)	30.0%	(2,398,239.64)	40.0%	(2,430,542.53)
0.5%	(3,274,821.30)	10.5%	(2,391,215.29)	20.5%	(2,356,363.68)	30.5%	(2,400,286.79)	40.5%	(2,431,683.08)
1.0%	(3,167,772.76)	11.0%	(2,382,323.92)	21.0%	(2,358,299.44)	31.0%	(2,402,291.87)	41.0%	(2,432,781.84)
1.5%	(3,072,015.61)	11.5%	(2,374,753.32)	21.5%	(2,360,330.97)	31.5%	(2,404,253.53)	41.5%	(2,433,839.50)
2.0%	(2,986,397.55)	12.0%	(2,368,365.64)	22.0%	(2,362,441.19)	32.0%	(2,406,170.66)	42.0%	(2,434,856.80)
2.5%	(2,909,886.07)	12.5%	(2,363,036.60)	22.5%	(2,364,614.82)	32.5%	(2,408,042.38)	42.5%	(2,435,834.49)
3.0%	(2,841,555.57)	13.0%	(2,358,654.11)	23.0%	(2,366,838.15)	33.0%	(2,409,868.01)	43.0%	(2,436,773.30)
3.5%	(2,780,575.90)	13.5%	(2,355,117.08)	23.5%	(2,369,098.95)	33.5%	(2,411,647.06)	43.5%	(2,437,674.01)
4.0%	(2,726,202.19)	14.0%	(2,352,334.33)	24.0%	(2,371,386.25)	34.0%	(2,413,379.19)	44.0%	(2,438,537.36)
4.5%	(2,677,765.82)	14.5%	(2,350,223.62)	24.5%	(2,373,690.30)	34.5%	(2,415,064.22)	44.5%	(2,439,364.13)
5.0%	(2,634,666.35)	15.0%	(2,348,710.75)	25.0%	(2,376,002.41)	35.0%	(2,416,702.09)	45.0%	(2,440,155.07)
5.5%	(2,596,364.36)	15.5%	(2,347,728.82)	25.5%	(2,378,314.84)	35.5%	(2,418,292.87)	45.5%	(2,440,910.96)
6.0%	(2,562,375.06)	16.0%	(2,347,217.50)	26.0%	(2,380,620.75)	36.0%	(2,419,836.71)	46.0%	(2,441,632.54)
6.5%	(2,532,262.61)	16.5%	(2,347,122.35)	26.5%	(2,382,914.08)	36.5%	(2,421,333.86)	46.5%	(2,442,320.57)
7.0%	(2,505,635.01)	17.0%	(2,347,394.34)	27.0%	(2,385,189.47)	37.0%	(2,422,784.66)	47.0%	(2,442,975.81)
7.5%	(2,482,139.61)	17.5%	(2,347,989.22)	27.5%	(2,387,442.23)	37.5%	(2,424,189.52)	47.5%	(2,443,598.99)
8.0%	(2,461,459.04)	18.0%	(2,348,867.14)	28.0%	(2,389,668.22)	38.0%	(2,425,548.89)	48.0%	(2,444,190.85)
8.5%	(2,443,307.58)	18.5%	(2,349,992.21)	28.5%	(2,391,863.87)	38.5%	(2,426,863.29)	48.5%	(2,444,752.11)
9.0%	(2,427,427.96)	19.0%	(2,351,332.07)	29.0%	(2,394,026.06)	39.0%	(2,428,133.29)	49.0%	(2,445,283.49)
9.5%	(2,413,588.45)	19.5%	(2,352,857.63)	29.5%	(2,396,152.08)	39.5%	(2,429,359.49)	49.5%	(2,445,785.70)
10.0%	(2,401,580.27)	20.0%	(2,354,542.68)	30.0%	(2,398,239.64)	40.0%	(2,430,542.53)	50.0%	(2,446,259.42)

GRÁFICA DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA DIFERENTES COSTOS DE OPORTUNIDAD

Variación del precio de la energía

Como se revisó en el numeral 4.6.12 de la presente tesis el precio óptimo al que se debería vender el Kwh de energía eléctrica para el proyecto eólico San Cristóbal es de \$0.3392, por lo cual ahora se realizará un análisis de sensibilidad en distintos escenarios para ver si en alguno de ellos el proyecto es rentable a largo plazo.

Para cada escenario se calcularán los ingresos obtenidos por la venta de energía, empleando las siguientes expresiones:

- Ingresos por venta de energía _{0 - 12 años} : Precio 1 $\left[\frac{\$}{\text{Kwh}} \right] \times 3088800 \text{Kwh/año} = \text{---} \frac{\$}{\text{año}}$
- Ingresos por venta de energía _{12 - 20 años} : Precio 2 $\left[\frac{\$}{\text{Kwh}} \right] \times 3088800 \text{Kwh/año} = \text{---} \frac{\$}{\text{año}}$

ESCENARIO 1

Precio 1 = \$ 0.128

Precio 2 = \$ 0.0468

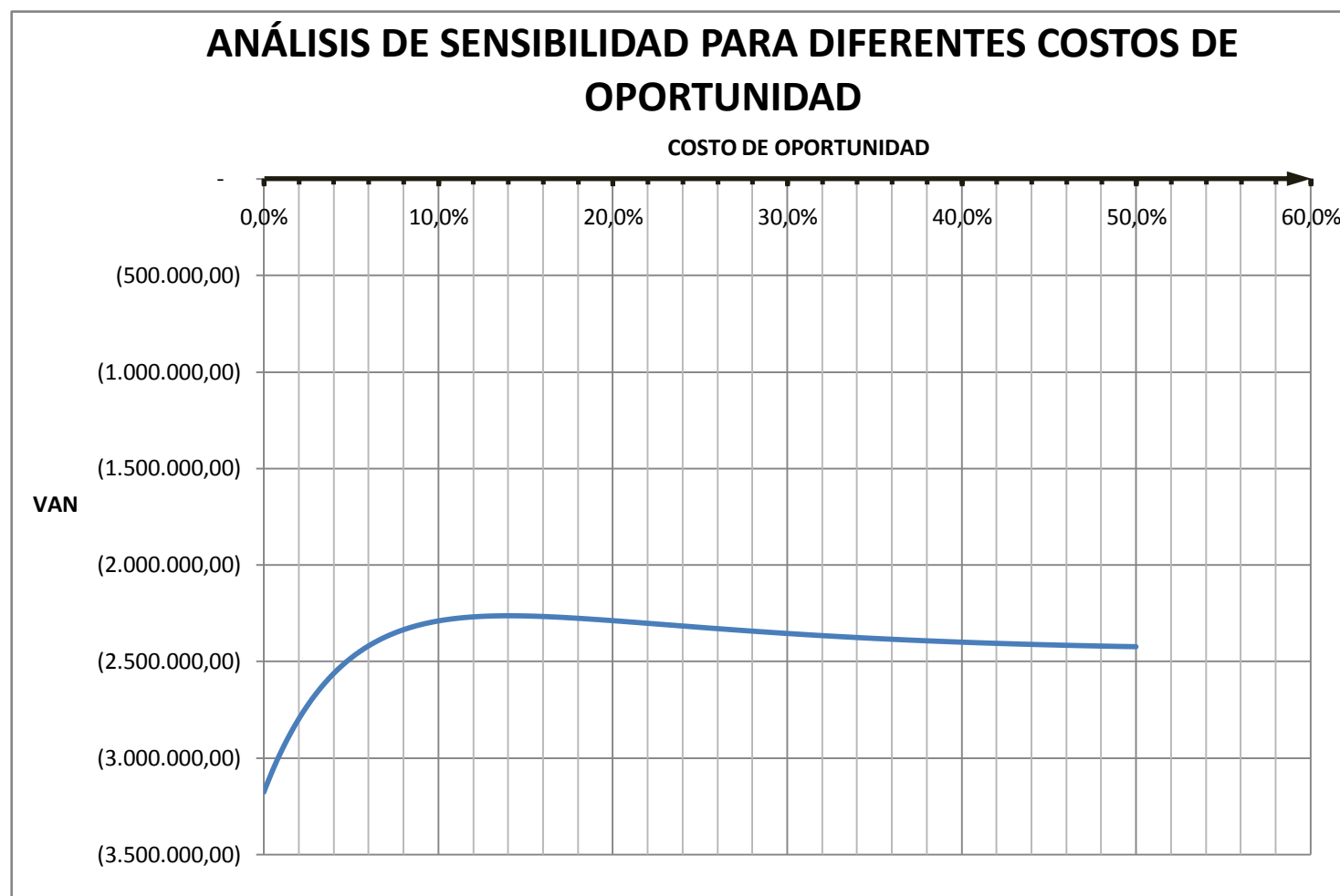
- Ingresos por venta de energía _{0 - 12 años} : $0.128 \left[\frac{\$}{\text{Kwh}} \right] \times 3088800 \text{Kwh/año} = 395366.4 \text{ \$/año}$

- Ingresos por venta de energía _{12 - 20 años} : $0.0468 \left[\frac{\$}{\text{Kwh}} \right] \times 3088800 \text{Kwh/año} = 144555.84 \text{ \$/año}$

Datos:

Datos	
Inflación	3%
Inversión total	% 9841170
Vida Útil	20
Años de préstamo	--
Tasa de interés	--
Porcentaje financiado	--
Utilidad de trabajadores	15%
Impuesto a la renta	25%
Inversión 1er año	70%
Inversión 2do año	30%
Costo de oportunidad	8%
Precio de Kwh (0 - 12 años)	\$ 0.128
Precio de Kwh (13 - 20 años)	\$ 0.0468

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA DIFERENTES COSTOS DE OPORTUNIDAD									
EVALUACIÓN DEL PROYECTO SIN PRÉSTAMO (30%)									
CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN
0.0%	(3,175,760.78)	10.0%	(2,288,696.48)	20.0%	(2,287,126.07)	30.0%	(2,353,517.30)	40.0%	(2,398,573.83)
0.5%	(3,064,132.26)	10.5%	(2,281,542.51)	20.5%	(2,290,461.57)	30.5%	(2,356,377.66)	40.5%	(2,400,197.76)
1.0%	(2,964,691.94)	11.0%	(2,275,732.77)	21.0%	(2,293,861.32)	31.0%	(2,359,173.35)	41.0%	(2,401,768.53)
1.5%	(2,876,175.71)	11.5%	(2,271,120.79)	21.5%	(2,297,308.46)	31.5%	(2,361,903.81)	41.5%	(2,403,287.22)
2.0%	(2,797,452.28)	12.0%	(2,267,574.76)	22.0%	(2,300,787.96)	32.0%	(2,364,568.72)	42.0%	(2,404,754.88)
2.5%	(2,727,508.82)	12.5%	(2,264,976.09)	22.5%	(2,304,286.44)	32.5%	(2,367,167.96)	42.5%	(2,406,172.59)
3.0%	(2,665,438.12)	13.0%	(2,263,218.07)	23.0%	(2,307,792.06)	33.0%	(2,369,701.57)	43.0%	(2,407,541.42)
3.5%	(2,610,427.27)	13.5%	(2,262,204.67)	23.5%	(2,311,294.30)	33.5%	(2,372,169.74)	43.5%	(2,408,862.43)
4.0%	(2,561,747.54)	14.0%	(2,261,849.50)	24.0%	(2,314,783.88)	34.0%	(2,374,572.80)	44.0%	(2,410,136.67)
4.5%	(2,518,745.45)	14.5%	(2,262,074.85)	24.5%	(2,318,252.63)	34.5%	(2,376,911.20)	44.5%	(2,411,365.19)
5.0%	(2,480,834.74)	15.0%	(2,262,810.81)	25.0%	(2,321,693.35)	35.0%	(2,379,185.48)	45.0%	(2,412,549.02)
5.5%	(2,447,489.31)	15.5%	(2,263,994.54)	25.5%	(2,325,099.75)	35.5%	(2,381,396.28)	45.5%	(2,413,689.20)
6.0%	(2,418,236.85)	16.0%	(2,265,569.51)	26.0%	(2,328,466.36)	36.0%	(2,383,544.33)	46.0%	(2,414,786.72)
6.5%	(2,392,653.26)	16.5%	(2,267,484.94)	26.5%	(2,331,788.40)	36.5%	(2,385,630.40)	46.5%	(2,415,842.60)
7.0%	(2,370,357.55)	17.0%	(2,269,695.21)	27.0%	(2,335,061.78)	37.0%	(2,387,655.34)	47.0%	(2,416,857.81)
7.5%	(2,351,007.43)	17.5%	(2,272,159.35)	27.5%	(2,338,282.98)	37.5%	(2,389,620.04)	47.5%	(2,417,833.32)
8.0%	(2,334,295.26)	18.0%	(2,274,840.58)	28.0%	(2,341,449.01)	38.0%	(2,391,525.44)	48.0%	(2,418,770.08)
8.5%	(2,319,944.47)	18.5%	(2,277,705.92)	28.5%	(2,344,557.36)	38.5%	(2,393,372.51)	48.5%	(2,419,669.03)
9.0%	(2,307,706.42)	19.0%	(2,280,725.81)	29.0%	(2,347,605.94)	39.0%	(2,395,162.25)	49.0%	(2,420,531.10)
9.5%	(2,297,357.47)	19.5%	(2,283,873.76)	29.5%	(2,350,593.04)	39.5%	(2,396,895.67)	49.5%	(2,421,357.17)
10.0%	(2,288,696.48)	20.0%	(2,287,126.07)	30.0%	(2,353,517.30)	40.0%	(2,398,573.83)	50.0%	(2,422,148.14)

GRÁFICA DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA DIFERENTES COSTOS DE OPORTUNIDAD

ESCENARIO 2

Precio 1 = \$ 0.20

Precio 2 = \$ 0.1221

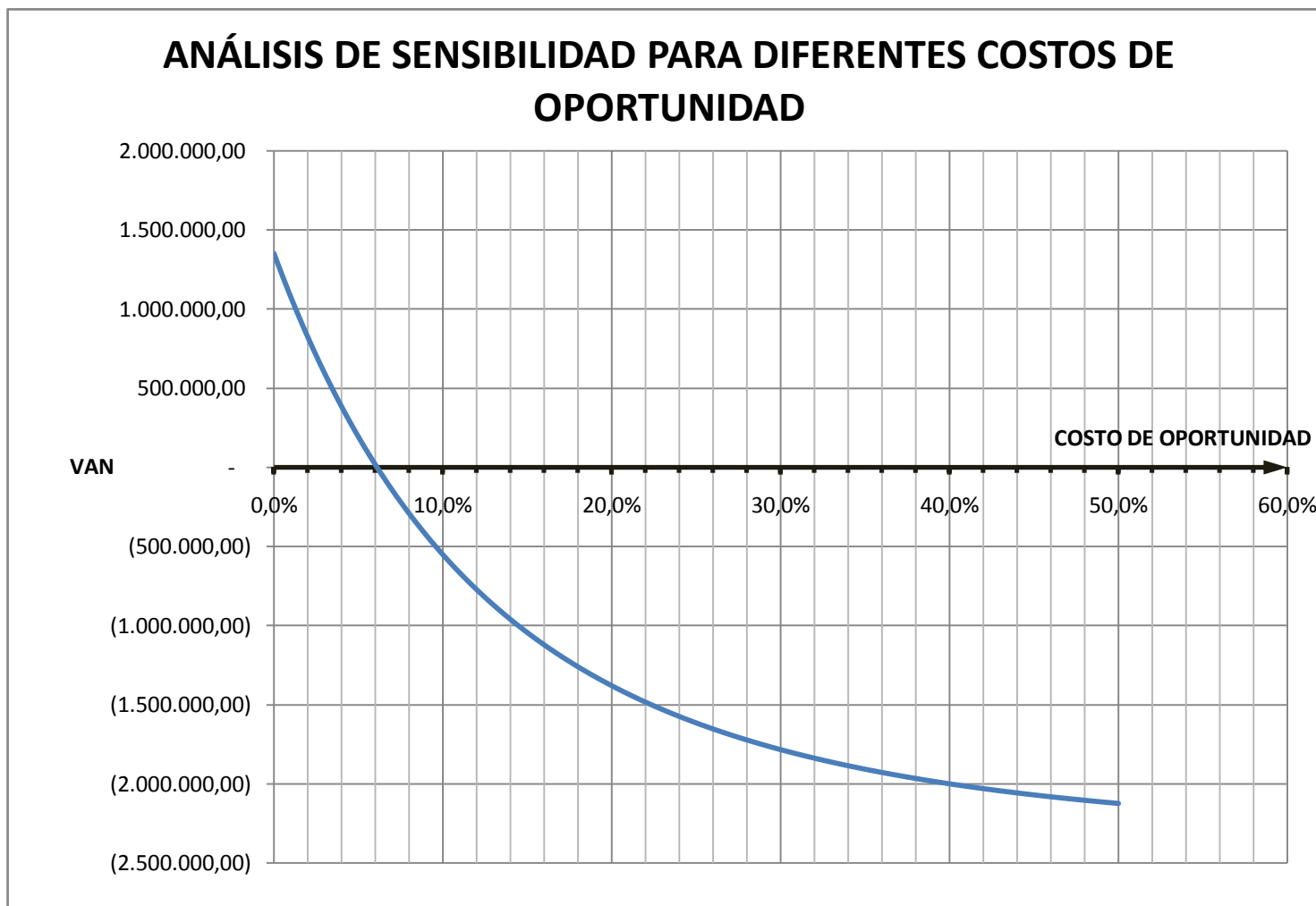
- Ingresos por venta de energía _{0 - 12 años} : $0.20 \left[\frac{\$}{\text{Kwh}} \right] \times 3088800 \text{Kwh/año} = 617760 \text{ \$/año}$

- Ingresos por venta de energía _{12 - 20 años} : $0.1221 \left[\frac{\$}{\text{Kwh}} \right] \times 3088800 \text{Kwh/año} = 377142.48 \text{ \$/año}$

Datos:

Datos	
Inflación	3%
Inversión total	\$ 9841170
Vida Útil	20
Años de préstamo	--
Tasa de interés	--
Porcentaje financiado	--
Utilidad de trabajadores	15%
Impuesto a la renta	25%
Inversión 1er año	70%
Inversión 2do año	30%
Costo de oportunidad	8%
Precio de Kwh (0 - 12 años)	\$ 0.20
Precio de Kwh (13 - 20 años)	\$ 0.1221

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA DIFERENTES COSTOS DE OPORTUNIDAD									
EVALUACIÓN DEL PROYECTO SIN PRÉSTAMO (30%)									
CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN
0.0%	1,353,655.54	10.0%	(551,706.53)	20.0%	(1,381,001.01)	30.0%	(1,785,293.49)	40.0%	(2,001,617.75)
0.5%	1,212,273.49	10.5%	(610,396.72)	20.5%	(1,408,370.77)	30.5%	(1,799,432.67)	40.5%	(2,009,517.20)
1.0%	1,077,319.03	11.0%	(666,735.58)	21.0%	(1,434,792.18)	31.0%	(1,813,143.45)	41.0%	(2,017,202.59)
1.5%	948,469.98	11.5%	(720,833.47)	21.5%	(1,460,304.60)	31.5%	(1,826,441.36)	41.5%	(2,024,680.75)
2.0%	825,420.33	12.0%	(772,795.04)	22.0%	(1,484,945.49)	32.0%	(1,839,341.28)	42.0%	(2,031,958.22)
2.5%	707,879.54	12.5%	(822,719.45)	22.5%	(1,508,750.52)	32.5%	(1,851,857.45)	42.5%	(2,039,041.32)
3.0%	595,571.91	13.0%	(870,700.76)	23.0%	(1,531,753.69)	33.0%	(1,864,003.52)	43.0%	(2,045,936.14)
3.5%	488,235.90	13.5%	(916,828.17)	23.5%	(1,553,987.39)	33.5%	(1,875,792.55)	43.5%	(2,052,648.50)
4.0%	385,623.52	14.0%	(961,186.26)	24.0%	(1,575,482.49)	34.0%	(1,887,237.06)	44.0%	(2,059,184.06)
4.5%	287,499.69	14.5%	(1,003,855.29)	24.5%	(1,596,268.43)	34.5%	(1,898,349.08)	44.5%	(2,065,548.23)
5.0%	193,641.59	15.0%	(1,044,911.43)	25.0%	(1,616,373.29)	35.0%	(1,909,140.10)	45.0%	(2,071,746.25)
5.5%	103,838.10	15.5%	(1,084,426.96)	25.5%	(1,635,823.83)	35.5%	(1,919,621.17)	45.5%	(2,077,783.15)
6.0%	17,889.17	16.0%	(1,122,470.49)	26.0%	(1,654,645.62)	36.0%	(1,929,802.87)	46.0%	(2,083,663.79)
6.5%	(64,394.70)	16.5%	(1,159,107.18)	26.5%	(1,672,863.05)	36.5%	(1,939,695.38)	46.5%	(2,089,392.85)
7.0%	(143,193.01)	17.0%	(1,194,398.92)	27.0%	(1,690,499.41)	37.0%	(1,949,308.44)	47.0%	(2,094,974.84)
7.5%	(218,675.81)	17.5%	(1,228,404.48)	27.5%	(1,707,576.93)	37.5%	(1,958,651.42)	47.5%	(2,100,414.12)
8.0%	(291,004.17)	18.0%	(1,261,179.74)	28.0%	(1,724,116.87)	38.0%	(1,967,733.31)	48.0%	(2,105,714.89)
8.5%	(360,330.66)	18.5%	(1,292,777.77)	28.5%	(1,740,139.51)	38.5%	(1,976,562.75)	48.5%	(2,110,881.21)
9.0%	(426,799.81)	19.0%	(1,323,249.06)	29.0%	(1,755,664.27)	39.0%	(1,985,148.04)	49.0%	(2,115,916.98)
9.5%	(490,548.52)	19.5%	(1,352,641.59)	29.5%	(1,770,709.68)	39.5%	(1,993,497.15)	49.5%	(2,120,825.98)
10.0%	(551,706.53)	20.0%	(1,381,001.01)	30.0%	(1,785,293.49)	40.0%	(2,001,617.75)	50.0%	(2,125,611.85)

GRÁFICA DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA DIFERENTES COSTOS DE OPORTUNIDAD

ESCENARIO 3

Precio 1 = \$ 0.30

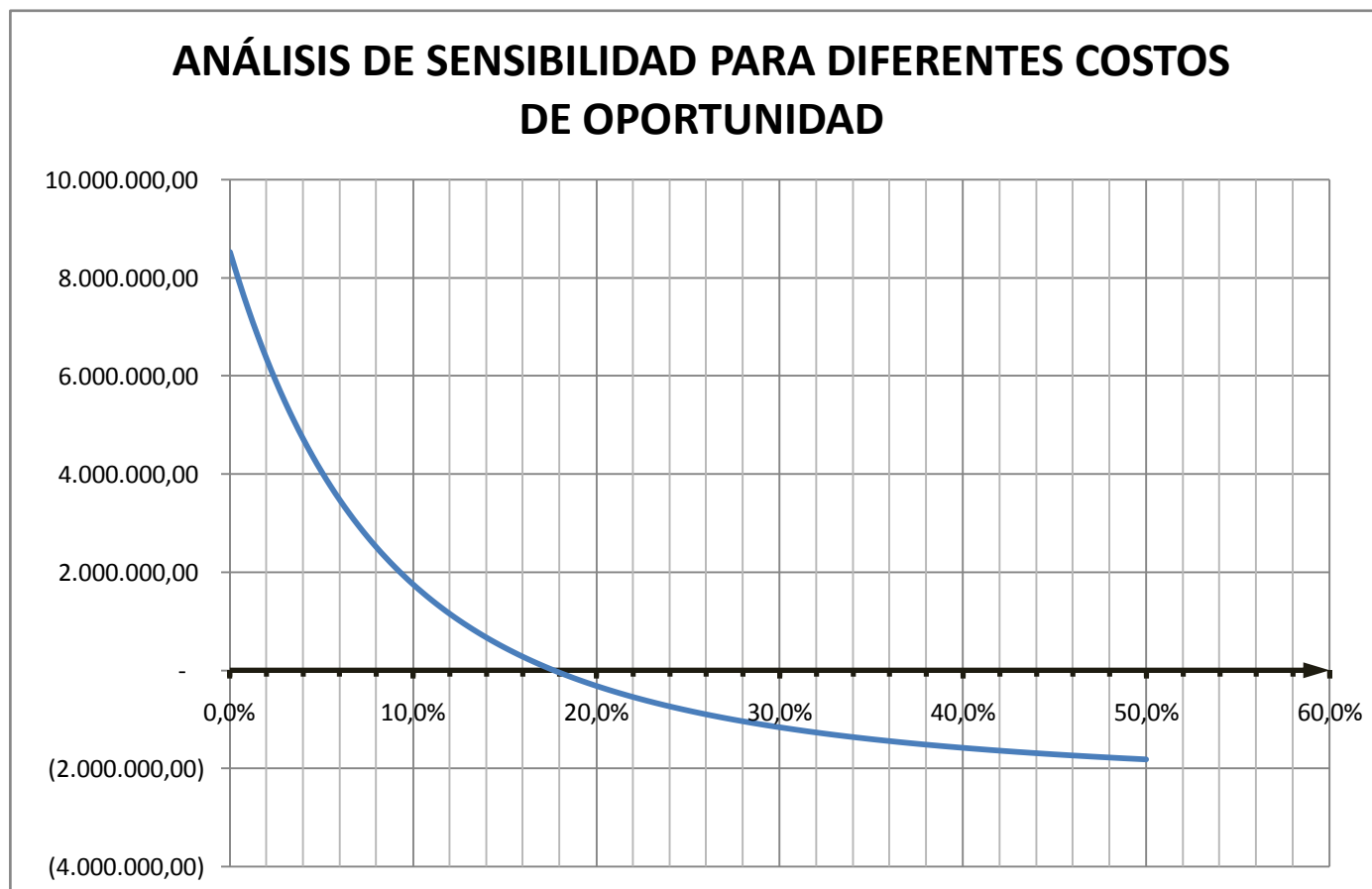
Precio 2 = \$ 0.30

- Ingresos por venta de energía _{0 - 12 años} : $0.30 \left[\frac{\$}{\text{Kwh}} \right] \times 3088800 \text{Kwh/año} = 926640 \text{ \$/año}$
- Ingresos por venta de energía _{12 - 20 años} : $0.30 \left[\frac{\$}{\text{Kwh}} \right] \times 3088800 \text{Kwh/año} = 926640 \text{ \$/año}$

Datos:

Datos	
Inflación	3%
Inversión total	\$ 9841170
Vida Útil	20
Años de préstamo	--
Tasa de interés	--
Porcentaje financiado	--
Utilidad de trabajadores	15%
Impuesto a la renta	25%
Inversión 1er año	70%
Inversión 2do año	30%
Costo de oportunidad	8%
Precio de Kwh (0 - 12 años)	\$ 0.30
Precio de Kwh (13 - 20 años)	\$ 0.30

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA DIFERENTES COSTOS DE OPORTUNIDAD									
EVALUACIÓN DEL PROYECTO SIN PRÉSTAMO (30%)									
CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN
0.0%	8,525,521.65	10.0%	1,748,828.38	20.0%	(319,202.70)	30.0%	(1,162,247.93)	40.0%	(1,580,674.82)
0.5%	7,919,040.06	10.5%	1,586,013.81	20.5%	(379,348.92)	30.5%	(1,190,141.34)	40.5%	(1,595,704.87)
1.0%	7,356,169.15	11.0%	1,432,161.83	21.0%	(436,959.04)	31.0%	(1,217,103.76)	41.0%	(1,610,319.68)
1.5%	6,833,258.74	11.5%	1,286,664.08	21.5%	(492,170.54)	31.5%	(1,243,175.70)	41.5%	(1,624,534.06)
2.0%	6,346,997.15	12.0%	1,148,959.71	22.0%	(545,111.99)	32.0%	(1,268,395.48)	42.0%	(1,638,362.17)
2.5%	5,894,377.26	12.5%	1,018,531.27	22.5%	(595,903.72)	32.5%	(1,292,799.40)	42.5%	(1,651,817.54)
3.0%	5,472,666.26	13.0%	894,900.99	23.0%	(644,658.37)	33.0%	(1,316,421.86)	43.0%	(1,664,913.10)
3.5%	5,079,378.54	13.5%	777,627.44	23.5%	(691,481.53)	33.5%	(1,339,295.44)	43.5%	(1,677,661.23)
4.0%	4,712,251.51	14.0%	666,302.41	24.0%	(736,472.15)	34.0%	(1,361,451.09)	44.0%	(1,690,073.77)
4.5%	4,369,223.86	14.5%	560,548.16	24.5%	(779,723.11)	34.5%	(1,382,918.13)	44.5%	(1,702,162.07)
5.0%	4,048,416.12	15.0%	460,014.88	25.0%	(821,321.59)	35.0%	(1,403,724.44)	45.0%	(1,713,936.97)
5.5%	3,748,113.24	15.5%	364,378.41	25.5%	(861,349.46)	35.5%	(1,423,896.46)	45.5%	(1,725,408.90)
6.0%	3,466,748.94	16.0%	273,338.10	26.0%	(899,883.71)	36.0%	(1,443,459.36)	46.0%	(1,736,587.83)
6.5%	3,202,891.64	16.5%	186,614.92	26.5%	(936,996.74)	36.5%	(1,462,437.04)	46.5%	(1,747,483.31)
7.0%	2,955,231.83	17.0%	103,949.74	27.0%	(972,756.67)	37.0%	(1,480,852.26)	47.0%	(1,758,104.53)
7.5%	2,722,570.69	17.5%	25,101.71	27.5%	(1,007,227.67)	37.5%	(1,498,726.66)	47.5%	(1,768,460.29)
8.0%	2,503,809.89	18.0%	(50,153.17)	28.0%	(1,040,470.17)	38.0%	(1,516,080.85)	48.0%	(1,778,559.03)
8.5%	2,297,942.35	18.5%	(122,023.37)	28.5%	(1,072,541.18)	38.5%	(1,532,934.48)	48.5%	(1,788,408.88)
9.0%	2,104,043.93	19.0%	(190,703.08)	29.0%	(1,103,494.45)	39.0%	(1,549,306.26)	49.0%	(1,798,017.62)
9.5%	1,921,265.94	19.5%	(256,373.26)	29.5%	(1,133,380.73)	39.5%	(1,565,214.04)	49.5%	(1,807,392.74)
10.0%	1,748,828.38	20.0%	(319,202.70)	30.0%	(1,162,247.93)	40.0%	(1,580,674.82)	50.0%	(1,816,541.44)

GRÁFICA DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA DIFERENTES COSTOS DE OPORTUNIDAD

ESCENARIO 4

Precio 1 = \$ 0.34

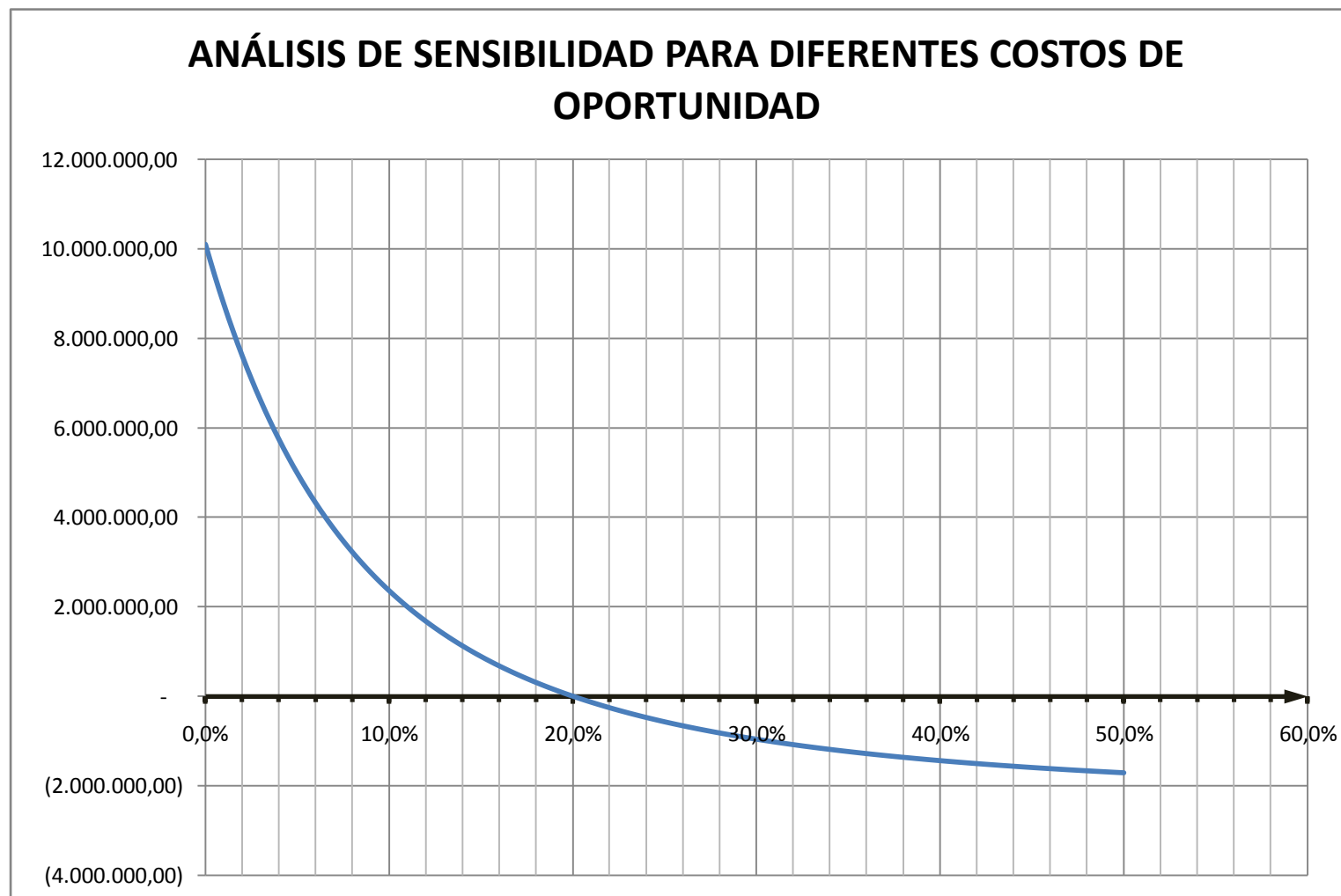
Precio 2 = \$ 0.34

- Ingresos por venta de energía _{0 - 12 años} : $0.34 \left[\frac{\$}{\text{Kwh}} \right] \times 3088800 \text{Kwh/año} = 1050192 \frac{\$}{\text{año}}$
- Ingresos por venta de energía _{12 - 20 años} : $0.34 \left[\frac{\$}{\text{Kwh}} \right] \times 3088800 \text{Kwh/año} = 1050192 \frac{\$}{\text{año}}$

Datos:

Datos	
Inflación	3%
Inversión total	\$ 9841170
Vida Útil	20
Años de préstamo	--
Tasa de interés	--
Porcentaje financiado	--
Utilidad de trabajadores	15%
Impuesto a la renta	25%
Inversión 1er año	70%
Inversión 2do año	30%
Costo de oportunidad	8%
Precio de Kwh (0 - 12 años)	\$ 0.34
Precio de Kwh (13 - 20 años)	\$ 0.34

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA DIFERENTES COSTOS DE OPORTUNIDAD									
EVALUACIÓN DEL PROYECTO SIN PRÉSTAMO (30%)									
CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN
0.0%	10,100,809.65	10.0%	2,358,433.60	20.0%	421.91	30.0%	(961,350.60)	40.0%	(1,440,192.21)
0.5%	9,407,132.27	10.5%	2,172,713.00	20.5%	(68,150.27)	30.5%	(993,217.56)	40.5%	(1,457,438.99)
1.0%	8,763,443.56	11.0%	1,997,230.99	21.0%	(133,833.87)	31.0%	(1,024,026.08)	41.0%	(1,474,213.90)
1.5%	8,165,551.88	11.5%	1,831,291.01	21.5%	(196,785.81)	31.5%	(1,053,822.26)	41.5%	(1,490,533.75)
2.0%	7,609,654.84	12.0%	1,674,251.00	22.0%	(257,152.83)	32.0%	(1,082,649.71)	42.0%	(1,506,414.63)
2.5%	7,092,300.20	12.5%	1,525,518.69	22.5%	(315,072.22)	32.5%	(1,110,549.76)	42.5%	(1,521,871.90)
3.0%	6,610,351.09	13.0%	1,384,547.31	23.0%	(370,672.51)	33.0%	(1,137,561.53)	43.0%	(1,536,920.26)
3.5%	6,160,954.79	13.5%	1,250,831.74	23.5%	(424,074.13)	33.5%	(1,163,722.11)	43.5%	(1,551,573.76)
4.0%	5,741,514.88	14.0%	1,123,904.96	24.0%	(475,389.97)	34.0%	(1,189,066.68)	44.0%	(1,565,845.85)
4.5%	5,349,666.26	14.5%	1,003,334.87	24.5%	(524,725.92)	34.5%	(1,213,628.63)	44.5%	(1,579,749.41)
5.0%	4,983,252.80	15.0%	888,721.40	25.0%	(572,181.40)	35.0%	(1,237,439.63)	45.0%	(1,593,296.76)
5.5%	4,640,307.28	15.5%	779,693.83	25.5%	(617,849.76)	35.5%	(1,260,529.78)	45.5%	(1,606,499.74)
6.0%	4,319,033.34	16.0%	675,908.44	26.0%	(661,818.75)	36.0%	(1,282,927.69)	46.0%	(1,619,369.65)
6.5%	4,017,789.40	16.5%	577,046.24	26.5%	(704,170.88)	36.5%	(1,304,660.53)	46.5%	(1,631,917.36)
7.0%	3,735,074.05	17.0%	482,811.03	27.0%	(744,983.80)	37.0%	(1,325,754.18)	47.0%	(1,644,153.28)
7.5%	3,469,513.01	17.5%	392,927.59	27.5%	(784,330.61)	37.5%	(1,346,233.24)	47.5%	(1,656,087.41)
8.0%	3,219,847.38	18.0%	307,139.94	28.0%	(822,280.18)	38.0%	(1,366,121.15)	48.0%	(1,667,729.33)
8.5%	2,984,923.02	18.5%	225,209.91	28.5%	(858,897.43)	38.5%	(1,385,440.22)	48.5%	(1,679,088.26)
9.0%	2,763,681.01	19.0%	146,915.70	29.0%	(894,243.60)	39.0%	(1,404,211.72)	49.0%	(1,690,173.04)
9.5%	2,555,149.03	19.5%	72,050.61	29.5%	(928,376.47)	39.5%	(1,422,455.94)	49.5%	(1,700,992.17)
10.0%	2,358,433.60	20.0%	421.91	30.0%	(961,350.60)	40.0%	(1,440,192.21)	50.0%	(1,711,553.82)

GRÁFICA DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA DIFERENTES COSTOS DE OPORTUNIDAD

ESCENARIO 5

Precio 1 = \$ 0.40

Precio 2 = \$ 0.40

- Ingresos por venta de energía _{0 - 12 años} : $0.40 \left[\frac{\$}{\text{Kwh}} \right] \times 3088800 \text{Kwh/año} = 1235520 \text{ \$/año}$
- Ingresos por venta de energía _{12 - 20 años} : $0.40 \left[\frac{\$}{\text{Kwh}} \right] \times 3088800 \text{Kwh/año} = 1235520 \text{ \$/año}$

Datos:

Datos	
Inflación	3%
Inversión total	9841170
Vida Útil	20
Años de préstamo	--
Tasa de interés	--
Porcentaje financiado	--
Utilidad de trabajadores	15%
Impuesto a la renta	25%
Inversión 1er año	70%
Inversión 2do año	30%
Costo de oportunidad	8%
Precio de Kwh (0 - 12 años)	0.40
Precio de Kwh (13 - 20 años)	0.40

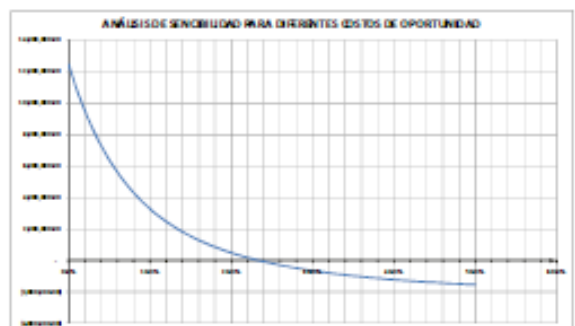
Flujo de caja

Concepto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Capital inicial	1000000																					
Préstamos																						
Depositos																						
Saldo final																						

Concepto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
INGRESOS																						
VENTAS	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000
INGRESOS FINANCIEROS																						
EGRESOS																						
SALARIOS	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000
RENTAS	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000
IMPUESTOS	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000
DEPRECIACIONES	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000
INTERESES	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000
OTROS	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000
Saldo final	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000

Flujo de caja libre (FCF)	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000
Valor presente neto (VAN)	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000	10000000

Concepto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
INGRESOS	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	1200000	
EGRESOS	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000
Saldo final	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000



Recordar Reemplazar por el libro ESCENARIO 5

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA DIFERENTES COSTOS DE OPORTUNIDAD									
EVALUACIÓN DEL PROYECTO SIN PRÉSTAMO (30%)									
CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN	CO	VAN
0.0%	12,463,741.65	10.0%	3,272,841.42	20.0%	479,858.81	30.0%	(660,004.61)	40.0%	(1,229,468.30)
0.5%	11,639,270.60	10.5%	3,052,761.78	20.5%	398,647.70	30.5%	(697,831.89)	40.5%	(1,250,040.18)
1.0%	10,874,355.17	11.0%	2,844,834.72	21.0%	320,853.89	31.0%	(734,409.55)	41.0%	(1,270,055.22)
1.5%	10,163,991.58	11.5%	2,648,231.39	21.5%	246,291.29	31.5%	(769,792.09)	41.5%	(1,289,533.28)
2.0%	9,503,641.36	12.0%	2,462,187.94	22.0%	174,785.92	32.0%	(804,031.06)	42.0%	(1,308,493.32)
2.5%	8,889,184.61	12.5%	2,285,999.83	22.5%	106,175.04	32.5%	(837,175.29)	42.5%	(1,326,953.45)
3.0%	8,316,878.35	13.0%	2,119,016.80	23.0%	40,306.29	33.0%	(869,271.03)	43.0%	(1,344,931.01)
3.5%	7,783,319.17	13.5%	1,960,638.19	23.5%	(22,963.03)	33.5%	(900,362.11)	43.5%	(1,362,442.56)
4.0%	7,285,409.93	14.0%	1,810,308.78	24.0%	(83,766.69)	34.0%	(930,490.08)	44.0%	(1,379,503.97)
4.5%	6,820,329.86	14.5%	1,667,514.93	24.5%	(142,230.14)	34.5%	(959,694.37)	44.5%	(1,396,130.42)
5.0%	6,385,507.83	15.0%	1,531,781.16	25.0%	(198,471.12)	35.0%	(988,012.42)	45.0%	(1,412,336.45)
5.5%	5,978,598.33	15.5%	1,402,666.97	25.5%	(252,600.21)	35.5%	(1,015,479.77)	45.5%	(1,428,135.98)
6.0%	5,597,459.94	16.0%	1,279,763.95	26.0%	(304,721.30)	36.0%	(1,042,130.18)	46.0%	(1,443,542.38)
6.5%	5,240,136.04	16.5%	1,162,693.21	26.5%	(354,932.09)	36.5%	(1,067,995.77)	46.5%	(1,458,568.43)
7.0%	4,904,837.38	17.0%	1,051,102.98	27.0%	(403,324.49)	37.0%	(1,093,107.06)	47.0%	(1,473,226.40)
7.5%	4,589,926.49	17.5%	944,666.40	27.5%	(449,985.03)	37.5%	(1,117,493.11)	47.5%	(1,487,528.09)
8.0%	4,293,903.62	18.0%	843,079.60	28.0%	(494,995.19)	38.0%	(1,141,181.59)	48.0%	(1,501,484.78)
8.5%	4,015,394.03	18.5%	746,059.84	28.5%	(538,431.81)	38.5%	(1,164,198.82)	48.5%	(1,515,107.34)
9.0%	3,753,136.64	19.0%	653,343.87	29.0%	(580,367.32)	39.0%	(1,186,569.92)	49.0%	(1,528,406.18)
9.5%	3,505,973.68	19.5%	564,686.42	29.5%	(620,870.07)	39.5%	(1,208,318.80)	49.5%	(1,541,391.33)
10.0%	3,272,841.42	20.0%	479,858.81	30.0%	(660,004.61)	40.0%	(1,229,468.30)	50.0%	(1,554,072.39)

GRÁFICA DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA DIFERENTES COSTOS DE OPORTUNIDAD