



**UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI**

**UNIDAD DE POSGRADOS**

**Tesis en opción al grado académico de magister en**

**GESTIÓN DE ENERGÍAS**

**TÍTULO:**

***DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL EÓLICO EN EL SECTOR PUSUCHISÍ  
ALTO DEL CANTÓN LATACUNGA, PERÍODO 2011 – 2013, PROPUESTA  
DE EMPLAZAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO***

Autor:

LUCIO CASTRO Miguel Ángel

Tutor:

Phd. MARRERO RAMIREZ, Secundino

LATACUNGA – ECUADOR

Diciembre – 2013



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**UNIDAD DE POSGRADO**  
**Latacunga – Ecuador**

---

**APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO**

En calidad de Miembros del Tribunal de Grado aprueban el presente Informe en sesión de posgrados de la Universidad Técnica de Cotopaxi; por cuanto, el maestrante LUCIO CASTRO MIGUEL ÁNGEL, con el título de tesis:

***DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL EÓLICO EN EL SECTOR PUSUCHISÍ  
ALTO DEL CANTÓN LATACUNGA, PERÍODO 2011 – 2013, PROPUESTA  
DE EMPLAZAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO***

han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Defensa de Tesis.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga diciembre, 4 de 2013

Para constancia firman:

.....

MSC.LCDA. ROSA TERÁN

PRESIDENTE

.....

MSC. EDISON YÉPEZ

MIEMBRO

.....

MSC. GABRIEL HERNÁNDEZ

MIEMBRO

.....

MSC. FABIAN SALAZAR

OPONENTE

## **AVAL DEL DIRECTOR DE TESIS**

Latacunga, Noviembre del 2013

En mi calidad de Director de Tesis presentada por el Sr. Lucio Castro Miguel Ángel, Egresado de la Maestría en Gestión de Energías, previa a la obtención del mencionado grado académico cuyo título es: ***“DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL EÓLICO EN EL SECTOR PUSUCHISÍ ALTO DEL CANTÓN LATACUNGA, PERÍODO 2011 – 2013, PROPUESTA DE EMPLAZAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO”***

Considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del tribunal examinador.

Atentamente,

.....  
PHD. Secundino Marrero Ramírez  
DIRECTOR DE TESIS



**UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI**  
**UNIDAD DE POSGRADO**  
**Latacunga – Ecuador**

---

**RESPONSABILIDAD POR LA AUTORÍA DE LA TESIS**

Yo, Miguel Ángel Lucio Castro, portador de cédula de identidad No. 1704731908, declaro que la presente Tesis de Grado es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional, y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

.....  
MIGUEL ÁNGEL LUCIO CASTRO

Número de C.I.: 1704731908

## **AGRADECIMIENTO**

A la Universidad Técnica de Cotopaxi, su cuerpo docente, autoridades y particularmente a los funcionarios de la Unidad de Posgrados que con su profesionalismo y don de gentes, nos proporcionaron los medios para lograr esta Maestría.

Al Ing. Eduardo Terreros que con su acierto innato guió los inicios del proyecto y al Dr. Secundino Marrero, que tomó el bloque de piedra y lo modeló para transformarlo en Tesis, y

A Dios, que me permitió el impulso para concluir con este trabajo

**MUCHAS GRACIAS**

Miguel

## DEDICATORIA

¿Ya terminas la tesis? Me preguntaba con cariño mi octogenaria mamita Charito, que en su longevo ensueño, no olvida que su sesentón primogénito, aun estudia, si ..... ella me dio la vida..

Desde el más allá, seguramente me estaría reprimiendo por la lentitud en acabar lo iniciado.....mi padre, que con su recio carácter permitió ser lo que estoy alcanzando.....¡papa...aquí está el trabajo, te lo dedico!

A mis hijos, que ninguno es primero ni último, pero a la Negrita, Migue y principalmente al Juanecito, ellos saben por qué, que junto con la Titita mi amada esposa ayudaron a que este proyecto llegue a feliz término.

El amor juvenil de Arita y el Negrito, me dio un algo inconmensurable, una joya llamada Emilita, mi nietita que llegó, enviada por Dios, justo en el momento que lo necesitaba y que con su dulce sonrisa me apartó de la pegadiza enfermedad de la depresión, infundiéndome el ánimo que necesitaba para continuar en este mundo.

Si, para todos ellos, vaya éste mi trabajo.

Miguel

## INDICE GENERAL

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO .....	ii
AVAL DEL DIRECTOR DE TESIS .....	iii
RESPONSABILIDAD POR LA AUTORÍA DE LA TESIS .....	iv
AGRADECIMIENTO .....	v
DEDICATORIA.....	vi
INDICE GENERAL .....	vii
INDICE DE FIGURAS .....	xii
INDICE DE TABLAS.....	xiv
CERTIFICACIÓN DE LOS CRÉDITOS QUE AVALAN LA TESIS.....	xv
UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI.....	xvi
RESUMEN.....	xvii
ABSTRACT.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO 1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	2
1.1 Problemática general del objeto de estudio .....	2
1.2.- Formulación del problema .....	2
1.3 Justificación del problema.....	4
1.3.1.- Justificación técnica.....	4
1.3.2.- Justificación económica.....	4
1.3.3.- Justificación social.....	4
1.3.4.- Justificación ambiental .....	5
1.3.5.- Justificación legal para aprovechamiento de recursos eólicos en el Ecuador .....	5

1.3.6.- Beneficiarios y beneficios .....	5
1.3.7.- Factibilidad .....	5
1.4 Objetivos .....	6
1.4.1 Objetivo general.....	6
1.4.2 Objetivos específicos .....	6
1.5. Hipótesis .....	7
CAPÍTULO II.- MARCO TEÓRICO .....	8
2.1 Antecedentes .....	8
2.2 Situación de la energía eólica en el mundo .....	8
2.3 La energía eólica en el Ecuador.....	10
2.4 Descripción del recurso eólico del Ecuador .....	10
2.5 Potencial energético eólico en el Ecuador.....	11
2.6 Políticas gubernamentales de fomento a la energía Eólica .....	11
2.7 Sector eléctrico y cambio climático .....	13
2.8 Definición de términos .....	15
2.8.1.- Términos ambientales.....	15
2.8.2.- Términos técnicos eléctricos .....	16
2.9 El viento como fuente de energía renovable .....	18
2.10 Tipos de vientos.....	18
2.10.1 Circulación general atmosférica .....	18
2.10.2 El régimen de vientos: variaciones cíclicas; turbulencia, rafagosidad. .....	22
2.11 Relación de datos eólicos.....	22
2.11.1 La caracterización del viento .....	23
2.11.2 Distribución de direcciones de viento.....	23
2.11.3 Efectos del terreno y perturbaciones de flujo. ....	24
2.12 Criterios para la ubicación de torres de monitoreo.....	24
2.13 Evaluación de la velocidad del viento.....	26
2.14 Distribución de velocidades de viento.....	27
2.15.- Variación vertical del viento. ....	28



2.17	Variaciones cíclicas del régimen de vientos:.....	29
2.17.1	Turbulencia .....	29
2.18	Cuantificación de la potencia aprovechable del viento .....	29
CAPÍTULO III.- METODOLOGÍA.....		35
3.1.	Modalidad de la investigación.....	35
3.1.1	Observación científica .....	35
3.1.2	Medición .....	35
3.1.3	Investigación Documental .....	37
3.1.4	Investigación estadística. ....	37
3.2	Unidad de estudio (población y muestra).....	38
3.3.	Nivel de investigación. ....	38
3.4.	Tipo de investigación. ....	38
3.5.	Operacionalización de las variables .....	39
3.6	Determinación de la potencia nominal del parque .....	40
3.6.1	Primer procedimiento .....	40
3.6.2	Segundo procedimiento. ....	42
3.7	Selección del tipo de aerogenerador.....	43
3.8	Calculo del número de aerogeneradores .....	45
3.8.1	Ubicación de los aerogeneradores dentro del parque eólico.....	46
3.9	Tecnología de la generación eólica .....	48
3.9.1	Tipos de turbinas de viento.....	48
3.10	Aerogeneradores.....	50
3.10.1	Equipo eólico con generador síncrono.....	51
3.10.2	Equipo eólico con generador asíncrono o de inducción .....	52
3.11	Tecnología de los aerogeneradores .....	54
3.11.1	Aerogeneradores tipo A.....	55
3.11.2	Aerogeneradores tipo b.....	56
3.11.3	Aerogeneradores tipo C. ....	57
3.12	Ventajas y desventajas de las tecnologías de los aerogeneradores.....	57

3.13 Breve descripción de los principales elementos de transporte de energía, control y supervisión. ....	58
<b>CAPÍTULO IV – ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....</b>	<b>59</b>
4.1.- Diseño del parque eólico.....	59
4.1.1 Medida y registro de datos de viento. ....	59
4.1.2 Tratamiento de datos eólicos.....	60
4.1.3 Cuantificación del potencial eólico nominal.- Segundo método para determinar la energía anual del parque. ....	68
4.2 Cálculos para establecer la propuesta de solución .....	70
4.2.1. Cálculo de potencia de conexión a la red eléctrica de ELEPCO S.A	70
4.2.2. Cálculo del número de aerogeneradores.....	71
4.2.3 Producción de energía del parque.-Factor de planta.....	71
4.2.4 Calidad de suministro .....	73
<b>CAPÍTULO V EMPLAZAMIENTO DE UN PARQUE EOLICO .....</b>	<b>74</b>
5.1 Título .....	74
5.2 Objetivo.....	74
5.3 Estructura.....	74
5.4 Análisis económico .....	75
5.4.1 Estructura de costo de un parque eólico. ....	75
5.4.2 Inversión .....	75
5.4.3 Operación y mantenimiento.....	75
5.4.4 Vida útil .....	76
5.4.5 Ingresos por producción.....	76
5.4.6 Criterios de rentabilidad.....	76
5.5 Análisis ambiental .....	77
5.6 Análisis Social.....	78
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>79</b>
Conclusiones .....	79
Recomendaciones .....	80
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>81</b>

ANEXOS .....	84
ANEXO 1 .....	85
ANEXO 2 .....	96
ANEXO 3 .....	103
ANEXO 4 .....	107
ANEXO 5 .....	108
ANEXO 6 .....	111
ANEXO 7 .....	115
ANEXO 8 .....	123

## INDICE DE FIGURAS

<b>FIGURAS</b>	<b>Pág.</b>
2.1.- Potencia eólica en el mundo (Fuente GSR 2012 [3]).....	9
2.2.- Brisa marina, gradientes horizontales y verticales.....	18
2.3.- Terral, o brisa marina.....	19
2.4.- Brisa diurna del valle.....	19
2.5.- Brisa nocturna de montaña.....	20
2.6.- Esquema clásico de la circulación general de los vientos.....	21
2.7.- Rosa de vientos de frecuencias.....	23
2.8.- Rosa de vientos de velocidades.....	24
2.9.- Escala de Griggs-Putnam para cuantificación de la velocidad del viento.....	25
2.10.- Escala de Beaufort para cuantificación de la velocidad del viento.....	25
2.11.- Distribución de velocidades de viento para intervalos de 0,5 m/s/año.....	26
2.12.- Función de densidad de probabilidad de la distribución de Weibull para distintos valores del factor de forma, $k$ .....	27
2.13.- Distribución de Rayleigh para la probabilidad de velocidad de viento.....	28
2.14.- Coeficientes de potencia típicos para aerogeneradores.....	32
3.1.- Equipo de medición NOMAD 2.....	36
3.2.- Esquema simplificado de la red de distribución ILLUCHI.....	40
3.3.- Equivalente de Thevenin sin carga.....	41
3.4.- Equivalente de Thevenin con incremento de carga.....	42
3.5.- Aerogenerador GW 70/1500.....	43
3.6.- Curva de potencia aerogenerador Goldwind 70/1500.....	44
3.7.- Esquema de un aerogenerador individual conectado a la red.....	46
3.8.- Esquema de un parque eólico varios generadores.....	46
3.9.- Configuración del parque eólico en filas alineadas.....	47

3.10.-Configuración del parque eólico al tresbolillo.....	47
3.11.-Las VAWT aceptan viento en cualquier dirección.....	48
3.12.-Las HAWT como maquina Barlovento (a) o Sotavento (b).....	49
3.13.-Las HAWT se dividen a la vez en aquellas en las que el rotor gira frente a la torre (barlovento) y las que rotan detrás de la torre (sotavento).....	50
3.14.-Características voltaje-velocidad generador de imanes permanentes.....	51
3.15.-Un generador síncrono.....	51
3.16.-Curva par-velocidad de una máquina asíncrona polifásica.....	53
3.17Generador inductivo autoexcitado.....	54
3.18.-Turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono....	55
3.19.-Turbina eólica a velocidad constante doble alimentado.....	56
3.20.-Turbina eólica a velocidad variable, basada en un generador asíncrono.....	57
4.1.-Registro de mediciones equipo NOMAD 2 según norma IEC 61400-12-1...	59
4.1a.-Dirección del viento.....	60
4.2.-Corrección de velocidad a diferentes alturas.....	61
4.3.-Histograma de Frecuencias.....	63
4.4.-Distribución de Weibull.....	63

## INDICE DE TABLAS

<b>TABLAS</b>	<b>Pág.</b>
2.1.- Atlas Eólico del Ecuador.....	12
3.1.-Datos de curva de potencia del aerogenerador Goldwind 70/1500.....	44
3.2.-Datos de fabricante Goldwind 70/1500.....	45
4.1.-Corrección de velocidad a diferentes alturas.....	61
4.2.-Velocidad promedio a alturas corregidas .....	62
4.3.-Coeficientes $c$ y $k$ .....	65
4.4.-Energía generada a una altura de 65m.....	66
4.5.-Factor de disponibilidad.....	67
4.6.-Energía generada por clase para una altura de 65 m.....	69
4.7.-Cuadro comparativo de los procedimientos de cálculo.....	70
4.8.-Energía extraíble del parque a diferentes alturas.....	72
5.1.-Costos estimados del parque.....	75
5.2.-Resumen del análisis económico.....	77
5.3.-Emisión de Gases según combustible (CONELEC 2010).....	77

**CERTIFICACIÓN DE LOS CRÉDITOS QUE AVALAN LA TESIS**

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI  
UNIDAD DE POSGRADOS**

**MAESTRÍA EN GESTION ENERGETICA**

***DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL EÓLICO EN EL SECTOR  
PUSUCHISÍ ALTO DEL CANTÓN LATACUNGA, PERÍODO 2011  
– 2013, PROPUESTA DE EMPLAZAMIENTO DE UN PARQUE  
EÓLICO***

**Autor: MIGUEL ÁNGEL LUCIO CASTRO**

**Tutor: PHD. SECUNDINO MARRERO RAMÍREZ**

**Fecha: diciembre de 2013**



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**UNIDAD DE POSGRADOS**  
**MAESTRÍA EN GESTION DE ENERGIAS**

**TÍTULO:**

***DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL EÓLICO EN EL SECTOR PUSUCHISÍ ALTO DEL CANTÓN LATACUNGA, PERÍODO 2011 – 2013, PROPUESTA DE EMPLAZAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO***

**Autor: MIGUEL ÁNGEL LUCIO CASTRO**

**Tutor: PHD. SECUNDINO MARRERO RAMÍREZ**

**RESUMEN**

El presente trabajo abarca la explicación teórica de las expresiones matemáticas que cuantifican la potencia y energía que se puede extraer del viento, considerada ésta como una fuente de energía limpia, que junto con las otras energías renovables viene a paliar el problema de contaminación atmosférica. En base de las expresiones anteriormente dichas se cuantifica el parque eólico de posible instalación en el sector Pusuchisí Alto para que entregue su energía al sistema de ELEPCO S.A. Se realiza un detalle de los principales sistemas de generación particularizando los tipos de máquinas motrices y de generadores sincrónicos y asincrónicos. La determinación de la potencia a instalarse se realiza utilizando el criterio del 1/20 de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión. Se realiza el diagrama unifilar de conexión de las torres con la S/E de diseño y la existente en la Central Illuchi 1. Se dimensionan los disyuntores necesarios para el control y protección del sistema a diseñarse. Concluyéndose con las recomendaciones adecuadas para la instalación del parque eólico mencionado.

**DESCRIPTORES:**

Central eólica, Energías limpias, potencial eólico, máquinas Sincrónicas.

COTOPAXI TECHNICAL UNIVERSITY  
POSTGRADOS UNIT  
ENERGY MANAGEMENT MASTER'S DEGREE

**TITLE:**

**DIAGNOSIS OF WIND POTENTIAL IN PUSUCHISI ALTO OF CANTON LATACUNGA, PERIOD 2011 – 2013, PROPOSAL CONSTRUCTION OF A WIND FARM**

**Autor: MIGUEL ÁNGEL LUCIO CASTRO**

**Tutor: PHD. SECUNDINO MARRERO RAMÍREZ**

**ABSTRACT**

This paper explains the theory behind the mathematical methods that quantify the potential for energy extraction for wind power wind, it is regarded as a clean energy source, with other renewable energy sources can minimize air pollution. The before mentioned mathematical methods evaluate the feasibility of the planned installation of a wind farm in the Alto Pusuchisi sector, designated to deliver energy to the company ELEPCO S.A. It details the principal generation systems, specifying the types of motor machines, and synchronous and asynchronous generators. The installation potential was determined using the criteria of 1/20 of the short circuit power in the connection point. A line diagram illustrates the connection between the towers with the new substation design and the existing towers in Central Illuchi 1. Measurements are calculated for the circuit breakers required to control and protect the system. Recommendations are given regarding potential improvements of the project and design.

Descriptors: wind turbine, wind potential, renewable energy, synchronous machines

Aval de la traductora: \_\_\_\_\_

Lic. Alison Mena Barthelotty  
C.I.: 050180125-2



## INTRODUCCIÓN

El Sol, una estrella incandescente ubicada aproximadamente a 150 millones de kilómetros de la Tierra y con una masa de unas 334.000 veces mayor que la de nuestro planeta, emite energía, que se manifiesta básicamente en forma de luz y calor.

Las reacciones de fusión que tienen lugar ininterrumpidamente en su superficie, hacen que el Sol transforme cada segundo cuatro millones de toneladas de su masa en energía, esto supone de acuerdo con la ecuación de Einstein, una potencia de  $3,7 \times 10^{14}$  TW.

Según la bibliografía especializada, sólo unas dos mil millonésimas partes de la radiación producida por dichas reacciones alcanzan la atmósfera terrestre cada segundo, el Sol, directa o indirectamente es el origen de todas las formas conocidas de energía, tales como la fotovoltaica, eólica, etc.

El presente trabajo constituye una fuente de información para determinar, en fase de prefactibilidad, las características generales de un aprovechamiento eólico y la forma de cuantificarlo y caracterizarlo en base a estudios eléctricos del sistema a donde va a conectarse, tal como se detalla a continuación.

En el Capítulo I se tratan los aspectos generales de la problematización del tema indicando las razones para su desarrollo y su definición expresa, la justificación técnica y social para concluir con los objetivos a alcanzarse.

El Capítulo II constituye la fundamentación teórica y legal que avala su realización.

La metodología, su nivel, caracterización de variables y demás términos investigativos se detallan en el Capítulo III, cuya aplicación se realiza en el Capítulo IV, finalizándose con la propuesta de solución en el Capítulo V, a partir de los cuales se formulan las conclusiones y recomendaciones.

## **CAPÍTULO 1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **1.1 Problemática general del objeto de estudio**

La falta de registros estadísticos del potencial eólico existente en el sector de Pusuchisí Alto, el déficit en el suministro de energía limpia a nivel nacional y la necesidad de minimizar el uso de combustibles fósiles, conlleva a la necesidad de investigar la cantidad de energía que puede obtenerse del viento en regiones localizadas del territorio, evaluando en ellas la factibilidad del emplazamiento de un parque eólico en el sector mencionado del cantón Latacunga.

A pesar del aumento continuado de la oferta de energía eléctrica, el suministro no está garantizado para el futuro inmediato, por ejemplo, según información estadística de la CIER – Comisión de Integración Energética Regional-, en América Latina la demanda de energía eléctrica se ha duplicado en los últimos 20 años, sin considerar mayor aporte en desarrollos limpios.

Sin embargo, es común en los casos anteriores, que este incremento en la demanda ha sido satisfecha con el suministro de energía con un fuerte contenido de la componente térmica en la matriz de suministro, o a través de la importación energética desde Colombia y Perú con precios de alrededor de 14 centavos el kWh, sin tomar en cuenta el gran potencial eólico en la región andina ecuatoriana que se mantiene sin explotación

Visto el inconveniente ambiental, la EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A., puede aportar, localmente, a la disminución de la polución ambiental y al deterioro atmosférico acometiendo en un proyecto eólico cuya descripción y detalle forma parte de este trabajo

### **1.2.- Formulación del problema**

Considerando el alto contenido térmico de la matriz energética y desconociendo la potencialidad eoloenergética de la provincia del Cotopaxi, ha incentivado a realizar estimaciones cualitativas de las condiciones ambientales

existentes en el sector Pusuchisí Alto del cantón Latacunga, en las coordenadas 0° 55' 8.38" latitud S y 78° 31' 43.12" de longitud Oeste (Anexo 1 en coordenadas UTM), con miras a la ejecución de un proyecto para aprovechar la energía limpia del viento en la generación eléctrica, para satisfacer la demanda de la provincia de Cotopaxi, aportando a la disminución del consumo de combustibles fósiles para a cambiar la matriz energética local y nacional

La producción térmica en base de combustibles fósiles se caracteriza por la emisión de CO<sub>2</sub> en aproximadamente 0.79 toneladas por cada megavatio producido, según información de la pagina web del CONELEC, lo cual constituye una fuente peligrosa de acumulación atmosférica que acarreará al incremento del calentamiento global y el ingreso de una fuente de generación limpia, como es la eólica, vendría a paliar este problema.

Las emisiones producidas a través del sistema de escape de un equipo de producción termoeléctrica se distribuyen entre tres categorías distintas:

*Emisiones de escape:* los desechos de la quema de combustibles fósiles como son: Hidrocarburos, NO<sub>2</sub>, CO y CO<sub>2</sub>

*Emisiones evaporadas.* Producidas por la evaporación del combustible.

*Emisiones del ciclo de vida:* Estos son producidos por todas las actividades asociadas con la manufactura, el mantenimiento y el desecho de un motor.

Tomando en cuenta el análisis realizado en la problemática general y en los preliminares expresados en este numeral, permiten realizar el planteamiento del problema en la siguiente interrogante:

Realizando un estudio de la potencia que puede extraerse del viento existente en el sector Pusuchisí Alto del Cantón Latacunga, ¿Es posible solucionar el déficit en el suministro de energía eléctrica a nivel local disminuyendo la generación térmica del Sistema Nacional Interconectado, mediante la instalación de un parque aerogenerador en el sector indicado?

## **1.3 Justificación del problema**

### **1.3.1.- Justificación técnica**

Si bien ya se ha indicado las razones técnicas que justifican el tema, no está por demás recalcar la importancia de cuidar el medio ambiente sin perjudicar el desarrollo tecnológico de la humanidad y evitando que el planeta se convierta en un infierno incompatible con la vida.

En nuestro caso particular, la utilización de un parque generador eólico, permitiría contar con potencia propia adicional a la administración de la ELEPCO S.A., la misma que dejaría de comprar, en el misma cantidad generada, al sistema nacional interconectado (SNI), lo cual acarrearía a obtener mejores índices de gestión administrativa.

Se cuenta con los datos del monitoreo, que evidencia un potencial energético en el viento de la zona escogida, que permitiría obtener una generación adicional en la época que disminuye el recurso hídrico, por lo cual sería una fuente complementaria a las centrales hídricas existentes.

### **1.3.2.- Justificación económica**

El Gobierno Nacional, con la finalidad de incentivar la instalación de fuentes alternativas de energía ha considerado precios preferentes para el despacho de la generación eólica en rubros superiores a la generación hídrica.

### **1.3.3.- Justificación social**

Durante el proceso de construcción del proyecto y en la operación del mismo se crearán fuentes de trabajo y se efectuará transferencia de tecnología para el futuro profesional de la provincia.

Por otro lado, en la zona de instalación se coordinará con los pobladores del sector para establecer las medidas de compensación necesarias.

#### **1.3.4.- Justificación ambiental**

Se disminuirá el consumo de combustibles fósiles al disminuir la generación termoeléctrica, sin afectar a la población humana ni faunística del sector, constituyéndose, como está ocurriendo en Loja, una fuente de ingreso turístico.

#### **1.3.5.- Justificación legal para aprovechamiento de recursos eólicos en el Ecuador**

Inicialmente la regulación CONELEC 04/11 permitió el ingreso regulado de las fuentes de energía renovable no convencional (Ver Anexo 1,numeral A.1.3)

#### **1.3.6.- Beneficiarios y beneficios**

De la misma manera, la inyección de unos cuantos megavatios a las redes de distribución de la empresa, eliminaría perdidas de potencia de transmisión, mejorando los índices técnicos de gestión y disminuyendo los pagos mensuales de energía y potencia al Mercado Eléctrico Mayorista.

Cabe anotar que la energía generada se entregará al sistema de distribución, es decir no existen usuarios directamente beneficiados en la zona.

La instalación constituirá, tal como vienen siendo las actuales Centrales Illuchi, en una práctica visual para los estudiantes de la Universidad.

#### **1.3.7.- Factibilidad**

Con la cuantificación técnica se podrá pasar a una valoración económica del proyecto que permitirá a la empresa eléctrica buscar agentes financistas europeos, que han vuelto sus miradas a América Latina, como un buen mercado para efectuar sus inversiones.



## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo general**

Correspondiendo a las variables independiente y dependiente que se detallan en la operacionalización de variables en el numeral 3.5, se plantean los siguientes objetivos generales:

1. Diagnosticar el potencial energético del viento en el sector Pusuchisí Alto del Cantón Latacunga.
2. Proponer la tecnología más adecuada para el emplazamiento de un parque eólico en la zona de estudio.

### **1.4.2 Objetivos específicos**

A partir de los objetivos antes mencionados se establecen los siguientes objetivos específicos:

1. Analizar los datos estadísticos y técnicos de aprovechamientos energéticos similares existentes en el Ecuador, así como también utilizar información relacionada procedente de los principales exponentes de esta tecnología a nivel mundial.
2. Establecer los parámetros que determinan la potencia del viento del sector Pusuchisí Alto del Cantón Latacunga en base a su velocidad y su dirección en las diferentes épocas del año.
3. Determinar el potencial y la producción anual eoloenergética utilizando el método del 1/20.
4. Establecer las características del sistema de generación eólica más adecuado para las condiciones de la zona según las épocas del año.
5. Evaluar los flujos de carga, cortocircuitos y costos que determinan la factibilidad del emplazamiento de un parque eólico en el sector diagnosticado.

6.- Argumentar la propuesta de emplazamiento de un parque eólico en base de los índices económicos TIR, VAN y B/C, sociales y ambientales.

### **1.5. Hipótesis**

La cuantificación de los parámetros que determinan el potencial eólico del sector Pusuchisí Alto del Cantón Latacunga, el establecimiento de las características del sistema de generación eólica más adecuado para las condiciones de la zona y el análisis económico de la alternativa escogida, permitirá proponer la tecnología más adecuada para el emplazamiento de un parque eólico en el sector diagnosticado; cuyo cumplimiento se detallará en la propuesta de solución en el capítulo V, y la prueba de su validez esta indicándose en el numeral 4.2.2.

## **CAPÍTULO II.- MARCO TEÓRICO**

### **2.1 Antecedentes**

La utilización de la energía del viento para generación eléctrica han sido temas tratados en múltiples investigaciones que han aportado soluciones importantes, de las cuales se ha utilizado con fines prácticos de construcción como es el caso del Parque eólico de Villonaco en la Ciudad de Loja.

El objetivo del presente capítulo es realizar un análisis de las diferentes expresiones existentes para disponer de los elementos básicos para el desarrollo del trabajo. Se realiza una búsqueda sobre temas relacionados con la generación eólica, exponiendo una descripción detallada de sus principales características y funcionalidades.

### **2.2 Situación de la energía eólica en el mundo**

El informe global de energías renovables GSR 2012, establecen que las energías renovables representaron casi la mitad de los cerca de 238 giga vatios de capacidad eléctrica añadidas a nivel mundial durante el 2011.

El viento y la energía solar fotovoltaica representaron casi el 40% y el 30% de la nueva capacidad renovable, seguida de la energía hidroeléctrica, tal como puede apreciarse en la figura 2.1 extraída del Global Status Report 2012- GSR 2012.

La capacidad de energía eólica aumentó un 20% en 2011, aproximadamente en 40 GW, totalizándose en 238 GW a finales de ese año, es decir, es los mayores aumentos de la capacidad de cualquier tecnología renovable.

El uso de turbinas de pequeña escala también está aumentando, impulsado por la necesidad de electricidad en las zonas rurales. A nivel mundial, el número de aerogeneradores de pequeña escala instalada en 2010 superó las 656.000 unidades, un aumento del 26% respecto a 2009, y de la capacidad total instalada ha aumentado en un promedio del 35% anual en los últimos años.



# POTENCIA EOLICA



## Capacidad Eólica en los países top 10 en el mundo



## Cuotas de mercado de los 10 más grandes fabricantes de aerogeneradores en el mundo

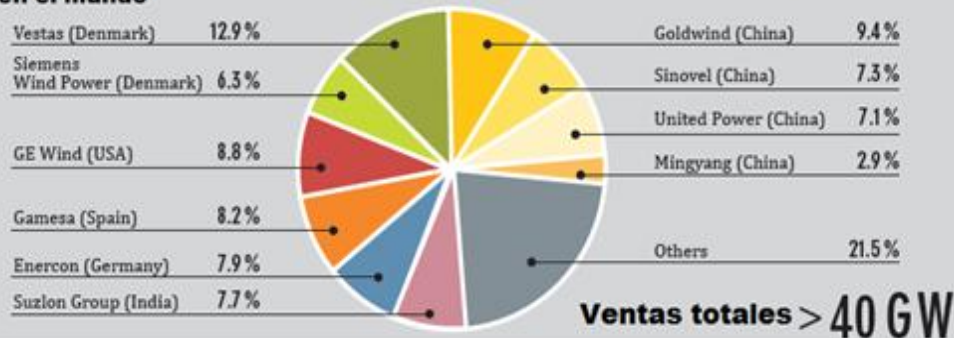


Fig.2.1 Potencia eólica en el mundo (Fuente GSR 2012 [3])

### **2.3 La energía eólica en el Ecuador**

A pesar de ser un país rico en fuentes de energía renovable, el Ecuador, históricamente ha tenido gran dependencia en los combustibles fósiles como fuente de energía. El Gobierno Ecuatoriano a través de las adecuadas políticas públicas busca modificar esta situación con un cambio en la matriz energética donde la energía renovable sea la actriz principal.

Por ello, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable ha considerado indispensable, contar con un inventario actualizado del recurso eólico que viabilice y fomente la inversión pública y privada en la generación de la energía eólica, para lo cual ha elaborado el Atlas del Ecuador que se lo puede obtener de la pagina web correspondiente indicada en la referencia [4] de este trabajo.

El Estado Ecuatoriano no contaba con información apropiada para respaldar la generación de proyectos eólicos de inversión con fines de generación eléctrica a mediana y gran escala, a excepción de casos puntuales que han sido objeto de estudios específicos para ciertas zonas de interés, como es el caso del Parque Eólico San Cristóbal en las Islas Galápagos con una potencia instalada de 2,4MW (megavatios), el Parque Eólico Villonaco con 16,5MW y el Parque Eólico Baltra-Santa Cruz ubicado en la provincia de Galápagos, el cual generará 2,5 MW en su primera fase.

### **2.4 Descripción del recurso eólico del Ecuador**

En lo que a la circulación general terrestre concierne, los vientos dominantes sobre el país son los alisios, provenientes del Este, razón por la cual llegan disminuidos al país, después de atravesar todo el continente

En términos generales, la orografía del Ecuador divide el territorio en cuatro zonas climáticas bien definidas, que confieren unas características particulares. De Este a Oeste, estas zonas son:

1. La Zona Oriental o Amazónica, en que la frondosa vegetación selvática influye de forma decisiva en la disminución de la velocidad de los vientos alisios en los niveles más cercanos al suelo.
2. La Zona de la Sierra, donde la Cordillera de los Andes comprime los vientos, resultando en una aceleración de los mismos.

3. La Zona de la Costa, donde interaccionan los vientos alisios del Este con dos circulaciones locales: la brisa que se establece por el contraste de temperaturas entre el continente y el océano, y la circulación valle-montaña por la influencia de la Cordillera de los Andes.

La combinación del viento global con el local en este caso da lugar a una mayor variación espacial del recurso.

4. Islas Galápagos, que reúnen tres características importantes para entender su distribución de viento: son islas, volcánicas y bajo la influencia de los alisios. Por el hecho de ser islas, reciben un viento global menos perturbado que en el continente; sin embargo, los vientos alisios a esta latitud tan baja son de limitada intensidad.

### **2.5 Potencial energético eólico en el Ecuador**








En la elaboración del primer Atlas Eólico del país con un proceso técnico y gran desarrollo se resumió el potencial actual del país en la Figura 2.2, que se muestra en la página siguiente y que está disponible en las páginas virtuales del MEER .

### **2.6 Políticas gubernamentales de fomento a la energía Eólica**

A más de las regulaciones emitidas por el CONELEC, el órgano regulador a nivel nacional, también existe el Plan Maestro de Electrificación (PME) 2009-2020, que es un documento que contiene las políticas y el esquema de expansión de la oferta y demanda del sistema eléctrico nacional, con las que se establece las estrategias para cubrir las necesidades de energía eléctrica del país hasta el año 2020, incluyendo los objetivos 4 del Plan Nacional del Buen vivir, que dice: “ Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable, promoviendo el respeto a los derechos de la naturaleza. La Pacha Mama nos da el sustento, nos da agua y aire puro. Debemos convivir con ella, respetando sus plantas, animales, ríos, mares y montañas para garantizar un buen vivir para las siguientes generaciones” y el objetivo estratégico institucional del MEER que indica: “Incrementar el uso de energías renovables mediante el

desarrollo de estudios de factibilidad que permitan el aprovechamiento de las fuentes de energía de carácter renovable disponibles en el país”

### POTENCIAL EÓLICO - ELÉCTRICO ESTIMADO DEL ECUADOR

POTENCIAL BRUTO									
PROVINCIA	POTENCIAL INSTALABLE					INTEGRACIÓN ACUMULADA			
	RANGO VELOCIDAD m/s	ÁREA [km <sup>2</sup> ]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	FACTOR DE CAPACIDAD	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]	VIENTO [m/s]	ÁREA [km <sup>2</sup> ]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]
	7,0 - 7,5	1,24	3,72	0,20	6,30	> 7	4,60	13,80	23,60
	7,5 - 8,0	1,56	4,68	0,25	10,04	> 7,5	3,36	10,08	21,63
	8,0 - 8,5	0,96	2,88	0,30	7,42	> 8	1,80	5,40	13,91
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
	7,0 - 7,5	2,46	7,38	0,20	12,68	> 7	6,32	18,96	32,54
	7,5 - 8,0	1,75	5,24	0,25	11,26	> 7,5	3,86	11,57	24,63
	8,0 - 8,5	1,47	4,40	0,30	11,34	> 8	2,11	6,32	16,28
	> 8,5	0,84	1,92	0,35	5,77	> 8,5	0,84	1,92	5,77
	6,5 - 7,0	0,39	1,16	0,20	1,99	> 6,5	41,19	123,58	212,18
	7,0 - 7,5	21,25	63,76	0,20	109,48	> 7	40,81	122,42	210,18
	7,5 - 8,0	12,01	36,02	0,25	77,31	> 7,5	19,55	58,65	125,88
	8,0 - 8,5	5,08	15,23	0,30	39,23	> 8	7,54	22,63	58,29
> 8,5	2,47	7,40	0,35	22,23	> 8,5	2,47	7,40	22,23	
	7,0 - 7,5	2,51	7,54	0,20	12,95	> 7	5,99	17,98	30,87
	7,5 - 8,0	1,84	5,52	0,25	11,85	> 7,5	3,48	10,44	22,41
	8,0 - 8,5	0,80	2,40	0,30	6,18	> 8	1,64	4,92	12,67
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
	7,0 - 7,5	106,92	320,77	0,20	550,75	> 7	293,40	890,19	1511,26
	7,5 - 8,0	69,46	208,39	0,25	447,25	> 7,5	186,47	559,42	1200,64
	8,0 - 8,5	43,76	131,27	0,30	338,07	> 8	117,01	351,03	904,06
	> 8,5	73,25	219,76	0,35	690,32	> 8,5	73,25	219,76	690,32
	7,0 - 7,5	1,97	5,91	0,20	10,15	> 7	4,71	14,12	24,24
	7,5 - 8,0	2,39	7,17	0,25	15,38	> 7,5	2,74	8,21	17,62
	8,0 - 8,5	0,35	1,04	0,30	2,68	> 8	0,35	1,04	2,68
	7,0 - 7,5	20,32	60,97	0,20	104,67	> 7	45,03	135,25	232,22
	7,5 - 8,0	10,82	32,45	0,25	69,64	> 7,5	24,76	74,29	139,44
	8,0 - 8,5	7,16	21,49	0,30	55,35	> 8	13,95	41,84	107,75
	> 8,5	6,78	20,35	0,35	61,14	> 8,5	6,78	20,35	61,14
<b>Tabla 2.1 Atlas Eólico del Ecuador</b>						<b>TOTAL ESTIMADO PARA EL ECUADOR [MW]</b>			
						> 7	556,99	1670,96	2868,98
						> 7,5	308,96	929,87	1995,60
						> 8	166,54	499,61	1286,72
> 8,5	91,99	274,76	825,57						

En mayo de 2013 se expiden las Regulaciones CONELEC 001/2013 – Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables – (Ver A.1.4 Anexo 1) que incentiva al desarrollo de fuentes eólicas hasta cubrir 100 MW a nivel nacional, con precio preferente de 11,74 centavos el kilovatio-hora.

De la misma forma cómo ha evolucionado a nivel regional, en el Ecuador la demanda se ha cuadruplicado en los últimos 21 años, según datos del Informe anual del CENACE del año 2011

## **2.7 Sector eléctrico y cambio climático.**

El vínculo claro entre el cambio climático y el sector eléctrico se da por los siguientes aspectos:

- Como sector generador de emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por la operación de las unidades que utilizan combustibles fósiles.
- Como sector receptor de los efectos del cambio climático debido a la influencia en el consumo de energía, por la variación de la temperatura que afecta a los usuarios, lo que hace que los mismos modifiquen sus patrones de consumo; así como las alteraciones del ciclo hidrológico (lluvias), el cual influye directamente en la operación y/o disponibilidad de las centrales hidroeléctricas.

La preocupación sobre el tratamiento de este tema se ha evidenciado desde el año 1.991, donde Wilfrido Obando presenta el tema de Tesis en la Escuela Politécnica Nacional sobre Energías Alternativas en el Ecuador, dando énfasis al recurso eólico existente en la zona Central Andina. De la misma forma, para justificar este hecho se referencian dos tesis adicionales del mismo Instituto de Educación Superior.

El primero, y que a continuación se menciona establece que los procesos de producción térmica son la segunda causa de emisiones nocivas para la atmosfera: HARO ESTRELLA, Lenin Rumiñahui, 1.3.2. Causas del Cambio Climático en el Ecuador, 2010.



La mitigación del inventario de Gases de Efecto Invernadero -GEI-, en el Ecuador ha evidenciado el aporte sobre las emisiones de CO<sub>2</sub> de los diferentes sectores y como era de esperarse el de mayor índice de emisiones de GEI, luego del sector transportista, es el sector energético.

Dentro de las diferentes actividades que desarrolla el país se refleja un gran porcentaje de dióxido de carbono que abarca casi la totalidad de las emisiones, seguido por el monóxido de carbono y metano, gases que están ligados con el consumo de combustibles fósiles.

El dióxido de carbono el cual proviene principalmente del sector eléctrico 28,8% y cambio en el uso del suelo y la silvicultura 14,9%, junto con el sector de transporte 54,3% que sumados superan el 98% del total.

El segundo tema de tesis de la misma institución de educación superior: ROLDAN CHIRIBOGA Pablo José (Quito, EPN, 2009, TI-E 3084), donde evalúa las energías no convencionales favorables a ser instaladas en el Ecuador, sin involucrar el sector de nuestro estudio.

En ambos tratados se valora la prospección eólica como fuente de energía, considerando con este aval, la posibilidad de realizarlo, a nivel de pre factibilidad, en el sector de Pusuchisí Alto, perteneciente al Cantón Latacunga en la Parroquia Juan Montalvo, al Oriente de la ciudad

Este cambio propuesto está encaminado a reemplazar la generación térmica por una parcial generación eólica fundamentada en el aprovechamiento de la energía potencial y cinética procedente del viento, cuyo ejemplo representativo se tiene en el Parque Eólico Villonaco ubicado en la Ciudad de Loja que tiene las siguientes características:

- Tecnología Direct Drive .sin multiplicadora
- Altura de la Torre 65 m
- Longitud de palas 35 m

- Generador síncrono multipolo de imanes permanente
- Potencia de cada Torre: 1.5 MW
- Numero de Torres 11
- Potencia total instalada 16 MW
- Altura sobre el nivel del mar: 2700 m
- Velocidad mínima del viento para arranque 3 m/s
- Velocidad máxima de corte 25 m/s

En base a los antecedentes expuestos y considerando la existencia de proyectos similares que operan con éxito en nuestro país, se ha escogido el presente tema para desarrollarlo como un estudio de prefactibilidad con la denominación de Diagnóstico del potencial Eólico en el Sector Pusuchisí Alto

## **2.8 Definición de términos**

### **2.8.1.- Términos ambientales**

Son aquellos términos definidos en la Ley de Gestión Ambiental, Ley Forestal y de Conservación de Áreas Naturales y Vida Silvestre, Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, y demás Reglamentos relacionados y en las respectivas leyes.

Ambiente: “Sistema global constituido por elementos artificiales, naturales (físicos, químicos, biológicos) y antrópicos y sus interacciones en permanente modificación por la naturaleza o la acción humana, que rige la existencia y desarrollo de la vida en sus diferentes manifestaciones”.

CONELEC: “Consejo Nacional de Electricidad”.

Desecho: “Cualquier producto deficiente, inservible o inutilizado que su poseedor abandona y del cual quiere desprenderse”.

Estudio de Impacto Ambiental: “Es un documento científico - técnico de carácter interdisciplinario que incluye el diagnóstico ambiental e implica la predicción de efectos sobre el sistema ambiental, su ponderación o valoración cualitativa o cuantitativa, la formulación de acciones para atenuar los impactos negativos y optimizar los positivos y para el monitoreo y control ambiental”.

Monitoreo: Obtención sistemática de datos e información específica sobre el estado de las variables ambientales, que contribuye a determinar el cumplimiento y efectividad del Plan de Manejo Ambiental.

Normas de Calidad: Valores que establecen las concentraciones y períodos máximos y mínimos permisibles de elementos, compuestos, derivados químicos o biológicos, energías, radiaciones, vibraciones, ruidos o combinación de estos cuya permanencia o carencia en los elementos del ambiente pueden constituir riesgos para la vida o salud de la población o para el ambiente.

Plan de Manejo Ambiental: Conjunto de programas que contienen las acciones que se requieren para prevenir, mitigar y/o compensar los efectos o impactos ambientales negativos, y potenciar los impactos positivos, causados en el desarrollo de un proyecto, obra o actividad.

Política Ambiental: Definición de principios rectores y objetivos básicos que la sociedad o sus organizaciones se proponen alcanzar en materia de protección ambiental.

Ruido: Conjunto desordenado de sonidos que puede provocar pérdida de audición o ser nocivo para la salud psicofísica, así como producir impactos negativos sobre el ambiente.

### **2.8.2.- Términos técnicos eléctricos**

Central convencional: Central que genera electricidad utilizando como energía primaria las fuentes de energía que han tenido ya una larga trayectoria de explotación y comercialización a nivel mundial, como por ejemplo: agua, carbón, combustibles fósiles, derivados del petróleo, gas natural, materiales radioactivos, etc.

Central eólica: Central que genera electricidad en base a la energía cinética del viento denominada eoloenergía.

Central no convencional: Central que utiliza para su generación recursos energéticos capaces de renovarse ilimitadamente provenientes del: sol (fotovoltaicas), viento (eólicas), agua, (pequeñas centrales hidroeléctricas), interior de la tierra (geotérmicas), biomasa, biogás, olas, mareas, rocas calientes y secas, las mismas que, por su relativo reciente desarrollo y explotación, no han alcanzado todavía un grado de comercialización para competir libremente con las fuentes convencionales, pero que a diferencia de estas últimas, tienen un impacto ambiental muy reducido.

Pequeñas Centrales Hidroeléctricas: Generación a base de centrales hidroeléctricas con capacidad instalada igual o menor a 10 megavatios.

Campo de Conexión (Conexión): Se denomina campo de conexión al conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, con los cuales se materializa la vinculación eléctrica de un usuario con el transmisor, el distribuidor o una línea de interconexión dedicada.

Línea de Interconexión: Es un tramo radial entre las instalaciones de un agente del Mercado Eléctrico Mayorista y una subestación de transmisión consistente de un conjunto de estructuras, conductores y accesorios que forman una o más ternas de conductores diseñadas para operar a cualquier voltaje, y cuya función es la de transmitir la energía producida por una planta de generación a la subestación de transmisión o tomada por el sistema de un distribuidor o gran consumidor.

Plan de Expansión: Es el plan de expansión del Sistema Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica elaborado por el transmisor y aprobado por el CONELEC en el marco del Plan Nacional de Electrificación.

Sistema Nacional Interconectado (SNI): Es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centros de consumo y nodos de interconexión internacional, dirigido a la prestación del servicio

público de suministro de electricidad. Una vez establecidas las justificaciones necesarias y fijados los términos de referencia, se procede al desarrollo de la teoría especializada que se utilizará para el cumplimiento de los objetivos indicados y poder llegar a la propuesta de solución.

## **2.9 El viento como fuente de energía renovable**

La distribución no uniforme de la energía absorbida por la atmósfera y la resultante formación de desniveles térmicos, es la causa primaria del movimiento de las masas de aire y por tanto, origen de la energía eólica.

### **2.10 Tipos de vientos**

A partir de 1973 con el resurgimiento de la necesidad de buscar nuevas fuentes de energía, aparecen ramas tecnológicas como la denominada Meteorología del viento que se dedica al estudio de esta fuente primaria tal como se desarrolla en los párrafos de este numeral y que se detallan a continuación.

#### **2.10.1 Circulación general atmosférica**

De entre los efectos locales puramente térmicos, importa citar las brisas y los vientos de ladera.

Las brisas entre mar y tierra (y de manera similar, entre llano y montaña o entre ciudad y campo) tienen su origen en la diferente velocidad de calentamiento entre ambas zonas, con las consiguientes diferencias de densidad en el aire situado sobre ellas y la aparición de gradientes horizontales y verticales, tal como indica MEDINA, Miguel (1.994) en su estudio “Iniciación a la Meteorología”. (Fig. 2.2)

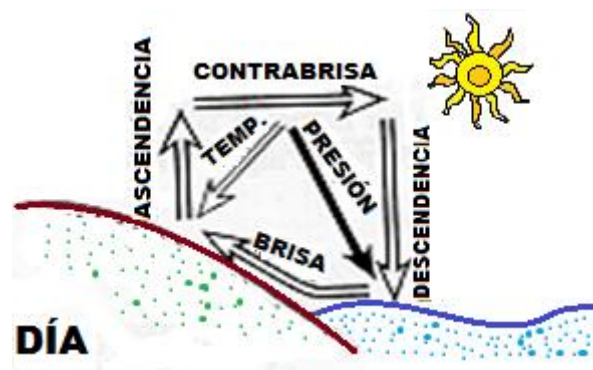


Fig 2.2 Brisa marina, gradientes horizontales y verticales

Al final de la tarde de un día de calma en el sistema de circulación atmosférica general, la brisa marina alcanza sus valores máximos y puede llegar a velocidades de entre 5 y 7 m/s, observándose ráfagas de hasta 15 m/s (Fig.2.3)



Fig 2.3. Terral, o brisa marina

La influencia de estas brisas mar-tierra y viceversa, decae rápidamente al alejarse de la costa y resulta insignificante a partir de unos 3 km de la orilla [6]. Los vientos de ladera y valle, son aquellos que se forman en ciertas zonas de los valles de áreas montañosas, conforme al proceso que se describe en los párrafos siguientes.

Tras la salida del sol y el consiguiente calentamiento de las laderas del valle, se originan flujos de aire ascendente, conocidos como vientos anabáticos. Hacia el mediodía, estas corrientes ascendentes alcanzan la entidad suficiente para dar lugar al fuerte ascenso del aire caliente valle arriba.(Fig. 2.4)

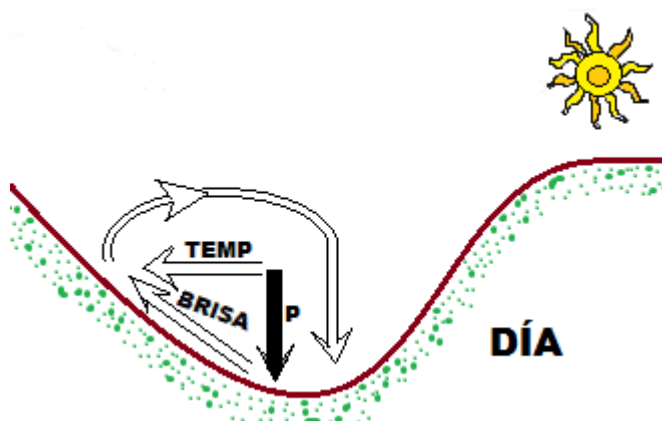


Fig. 2.4. Brisa diurna del valle

Tras la puesta del sol, la tierra se enfría rápidamente y el régimen de circulación se invierte. (Fig. 2.5)

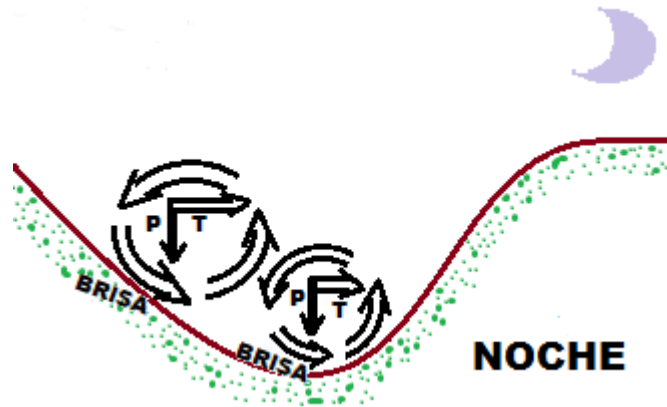


Fig. 2.5 Brisa nocturna de montaña

Las brisas nocturnas de montaña suelen ser más fuertes que las diurnas de valle, pudiendo alcanzar en algunos lugares los 11 m/s, según GIPE,P, Wind power for Home and Business, 1.993.

También en relación con los fenómenos térmicos, conviene aquí apuntar el interés que presentan para su aprovechamiento eólico las elevaciones más que en ciertos lugares y épocas cubren valles y llanuras causando la estratificación atmosférica en las proximidades de la superficie. Por ello, las cumbres de las cordilleras no sólo disfrutan de vientos más frecuentes, sino que éstos también acostumbran a ser más fuertes.

El aire, al igual que cualquier otro fluido tiende a bordear más que a superar los obstáculos, puesto que las modificaciones energéticas que requiere la aceleración del flujo alrededor de aquél, son inferiores a las que se precisarían para comprimir el aire a la vez que se incrementa su energía potencial para la superación de tal obstáculo. Las canalizaciones (*funneling*) a que da lugar este principio, propician vientos fuertes y muy interesantes con miras a un posible aprovechamiento energético.

El esquema general de circulación atmosférica, referido a las capas bajas de la troposfera y con el objetivo de su eventual aprovechamiento energético, puede estructurarse en diferentes zonas de actuación (Fig.2.6).

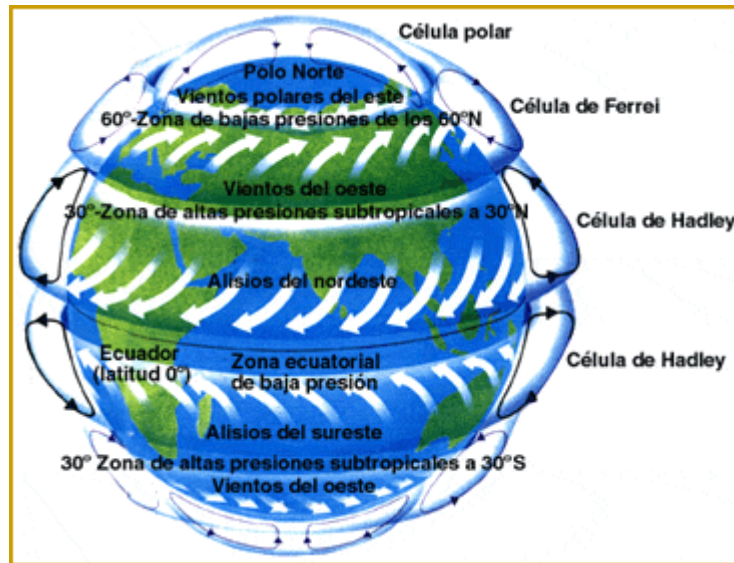


Fig. 2.6 Esquema clásico de la circulación general de los vientos.

- *zona ecuatorial*: zona de calmas y bajas presiones ecuatoriales, áreas con vientos de componente Este, muy flojos, prácticamente nulos; es la zona de convergencia de los alisios de ambos hemisferios (zona de ascendencia) o zona de convergencia intertropical, designada a veces como *frente intertropical*.
- *zonas tropicales*: áreas con vientos muy constantes de componente Este, alisios y contralisios; pueden destacarse las subzonas de altas presiones subtropicales, áreas con vientos alisios casi constantes (regiones del Sáhara, Libia, Gobi, México y Australia).
- *zonas anticiclónicas*: son las franjas de separación entre el aire subtropical y el tropical (zonas de descendencia).
- *zonas templadas*: áreas con vientos de Poniente, poco regulares y de direcciones variables, producto del desplazamiento de los anticiclones.
- *zonas ciclónicas*: son las franjas que separan el aire tropical del aire polar (zonas de ascendencia), cuyo límite recibe el nombre de *frente polar*.
- *zonas polares*: son áreas anticiclónicas, de altas presiones en superficie, con vientos de componente Nordeste (hemisferio Norte) y Sudoeste (hemisferio Sur).
- *zonas de descendencia polar*: áreas anticiclónicas situadas sobre los polos, en las que el aire acumulado en las capas altas sale expulsado al nivel del suelo.



### **2.10.2 El régimen de vientos: variaciones cíclicas; turbulencia, rafagosidad.**

El viento es un recurso intermitente y tanto su velocidad como su dirección tienen un amplio rango de variación. Dada la significativa fluctuación en el régimen de velocidades, se promedian los valores para diferentes periodos de tiempo, siendo muy común utilizar como referencia la velocidad media anual.

Ya que las brisas dependen de los fenómenos térmicos y éstos están relacionados con los ciclos solares, resulta inmediato deducir que además de las variaciones estacionales, también se producen variaciones diarias más o menos cíclicas en la dirección e intensidad del viento.

Efectivamente, los registros anemométricos muestran que la velocidad instantánea del viento varía continuamente en magnitud y dirección. Este fenómeno de rápidos cambios en la velocidad y dirección del viento se designa como *turbulencia atmosférica*.

En relación con la turbulencia, los principales aspectos a tener en cuenta en el aprovechamiento de la energía eólica, son:

- localización atendiendo a la orografía.
- disposición en planta de los aerogeneradores.
- cargas estructurales sobre los aerogeneradores.
- variaciones en la energía producida.

La turbulencia puede surgir de manera natural de la actividad térmica del aire o de la influencia deformatoria de los obstáculos (árboles, edificios, etc) que tiene lugar al circular el viento sobre el terreno.

### **2.11 Relación de datos eólicos**

A continuación se presenta una introducción al tratamiento de datos eólicos. Se analizará los métodos y se propondrá un procedimiento matemático para la obtención de los mismos

### **2.11.1 La caracterización del viento**

Si bien el viento es una variable estocástica, las pautas de su comportamiento pueden ser razonablemente ajustadas estadísticamente. Tal ajuste resulta necesario para cualquier análisis de los recursos eólicos y un tratamiento estadístico cuidadoso de los datos del viento resulta imprescindible para el estudio de las posibilidades de su aprovechamiento energético.

### **2.11.2 Distribución de direcciones de viento**

Las características direccionales del viento son de notable importancia, tanto para la adecuada ubicación de aerogeneradores aislados (especialmente en terrenos no uniformes o con obstáculos), como para el emplazamiento de varias máquinas eólicas asociadas formando un único conjunto (parque eólico). para lo cual es de ayuda la distribución estadística llamada ROSA DE LOS VIENTOS.(Fig. 2.7).



Fig 2.7 Rosa de vientos de frecuencias [2]

Por la confusión que puede suponer la representación conjunta de velocidades y frecuencias, es mucho más frecuente la representación separada de la rosa de vientos con la indicación de las velocidades distribuida sobre los

diferentes intervalos direccionales; en este caso, en el círculo central se refleja la velocidad media del viento en el periodo analizado .(Fig. 2.8)

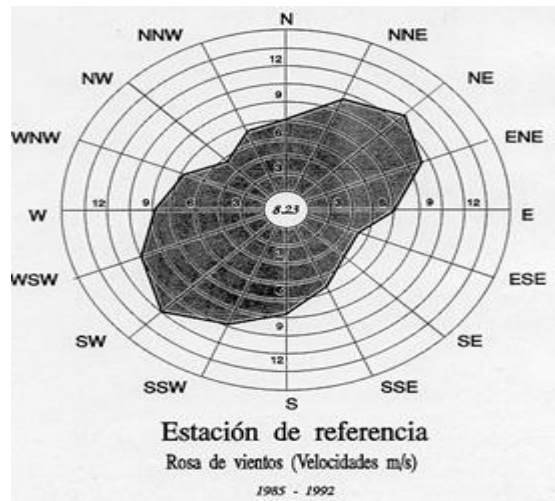


Fig. 2.8 Rosa de vientos de velocidades [2]

### **2.11.3 Efectos del terreno y perturbaciones de flujo.**

Las consideraciones precedentes en lo que respecta a las posibilidades de extrapolación de datos, cuentan con la limitación de su aplicación a terrenos llanos, homogéneos y carentes de obstáculos.

Según LOPEZ TOLOSA,A (1.995), la instalación de aerogeneradores se realiza en las proximidades del suelo, en órdenes de decenas de metros, por lo que se encuentran dentro de la llamada capa límite atmosférica, en la que las fuerzas de rozamiento juegan un papel importante, que afecta considerablemente a los valores del vector viento.

### **2.12 Criterios para la ubicación de torres de monitoreo**

Una primera aproximación al sitio de monitoreo y posible implantación del parque se la realiza utilizando las escalas de Griggs – Putnam y Beaufort que se indica en las figuras 2. 9 y 2.10 ubicadas en la siguiente página

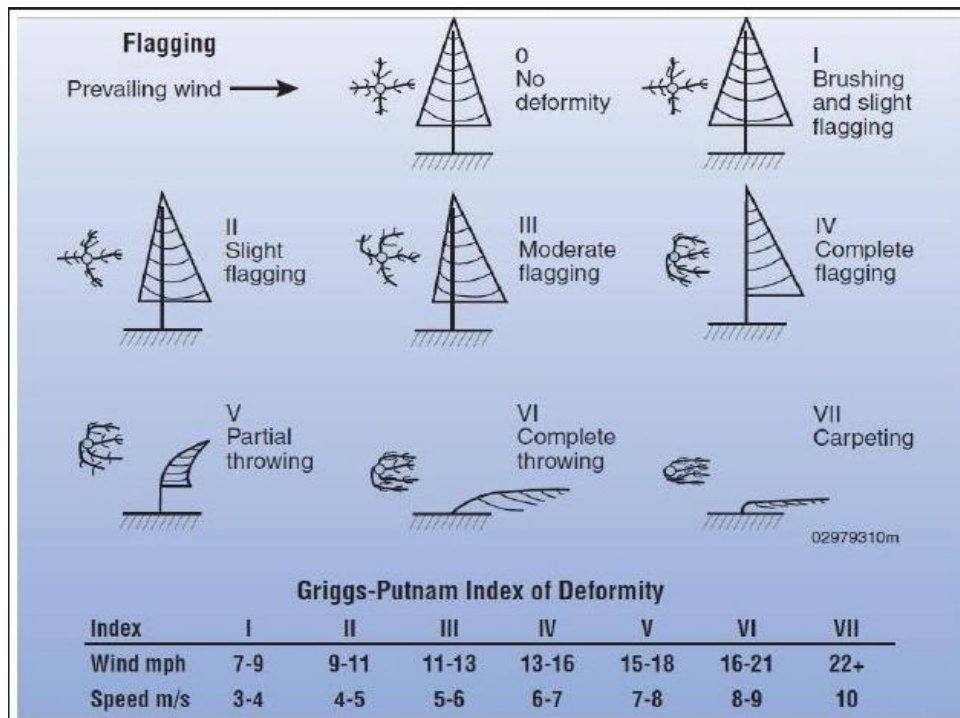


Fig. 2. 9 Escala de Griggs-Putnam para cuantificación de la velocidad del viento

Grado (°F)	Denominación	m/s	Especificaciones	
0	Calma	0	<i>Calma. El humo asciende verticalmente.</i>	
1	Ventolina	0,0-1,8	<i>La dirección del viento se observa por la dirección del humo, pero no por las banderas.</i>	
2	Flojito (brisa muy débil)	0,2-0,6	<i>El viento se nota en la cara. Las hojas y las banderas empiezan a moverse.</i>	
3	Flojo (brisa débil)	0,7-1,8	<i>Las hojas y ramas finas se mueven constantemente, el viento extiende las banderas.</i>	
4	Bonancible (brisa moderada)	1,9-3,9	<i>El polvo, el papel y las ramitas se mueven por el viento.</i>	
5	Fresquito (brisa fresca)	4,0-7,2	<i>Los árboles de pequeño porte empiezan a moverse, en los lagos se observan crestas blancas en la superficie del agua.</i>	
6	Fresco (brisa fuerte)	7,2-11,9	<i>Se mueven las ramas gruesas de los árboles. El viento silba en los cables. Es difícil usar paraguas.</i>	
7	Frescachón (viento fuerte)	12,0-18,3	<i>Todos los árboles están en movimiento, existe fuerte resistencia al caminar contra el viento.</i>	
8	Temporal (viento duro)	18,4-26,8	<i>Algunas ramas se rompen por el efecto del viento, es difícil andar contra del viento.</i>	

Fig. 2.10 Escala de Beaufort para cuantificación de la velocidad del viento

Del análisis de las figuras 2.9 y 2.10 se establece que la utilización de las escalas indicadas me permite obtener una cualificación de la velocidad del viento, mediante la observación de la deformación de la vegetación existente en la zona con la observación del llamado “abanderamiento” de los árboles

### **2.13 Evaluación de la velocidad del viento.**

El establecimiento de una distribución de las diferentes velocidades de viento en intervalos de clase (llamados BINS), junto con el cálculo de las distintas frecuencias de ocurrencia para cada una de ellas, permite determinar la velocidad media en forma de histograma, con la frecuencia de ocurrencia en función de la velocidad media en cada clase, tal como se indica en la figura. 2.11 Histograma de frecuencia y cuya obtención se explica en el numeral 4.1.2.2 Distribución de velocidades del viento para la altura de monitoreo.

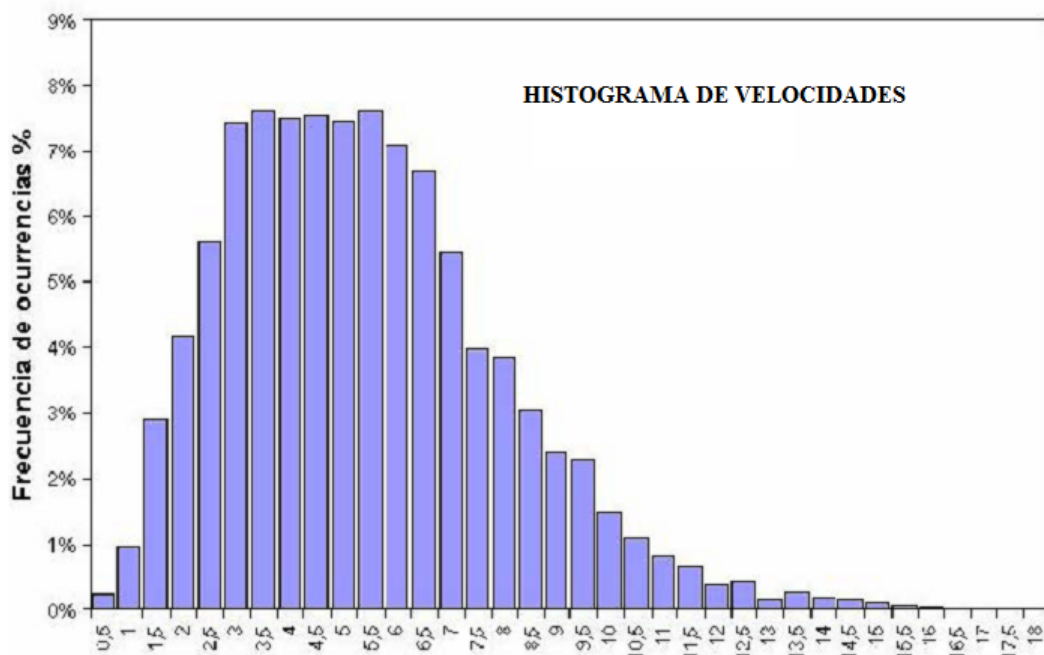


Fig. 2.11 Distribución de velocidades de viento para intervalos de 0,5 m/s/año

En el límite, el histograma de potencia del aerogenerador se convierte en una curva continua que representa la densidad de frecuencias y que puede ser expresada analíticamente mediante la curva de densidad de Weibull o de Rayleigh que se detallan, a continuación, en el numeral 2.14

## 2.14 Distribución de velocidades de viento.

La expresión analítica más utilizada en los estudios energéticos para representar la probabilidad de que el viento alcance una determinada velocidad, es la conocida como distribución de Weibull (Fig.2.12), cuya función de densidad de probabilidad para el caso particular de distribuciones de velocidades de viento puede expresarse como [19]:

$$f(v) = \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.1)$$

en la que:

$v$ : Velocidad de viento determinada

$f(v)$ : Probabilidad estadística de ocurrencia de velocidad  $v$  de viento.

$k$ : Factor de forma

$c$ : Factor de escala indica la amplitud de la curva sobre el eje de abscisas, es decir, la amplitud del intervalo de velocidades de viento consideradas y su valor es próximo a la velocidad media.

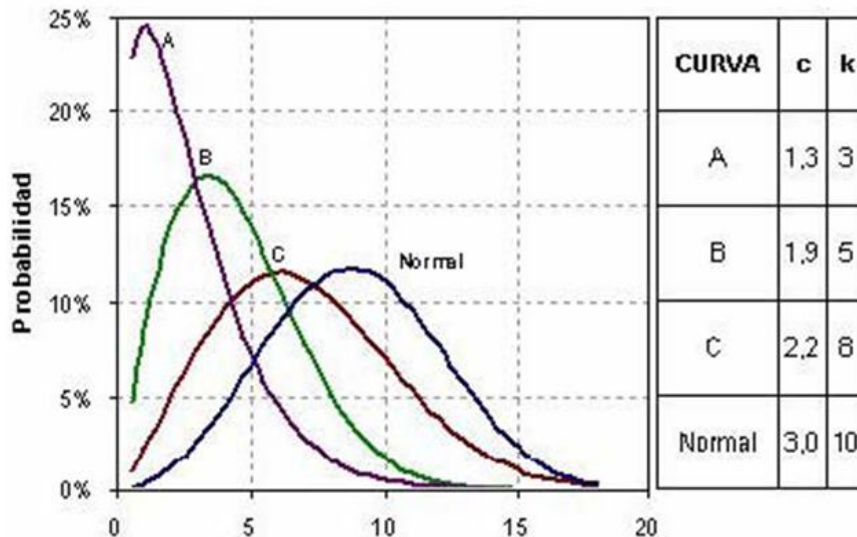


Fig 2.12 Función de densidad de probabilidad de la distribución de Weibull para distintos valores del factor de forma,  $k$

De entre la familia de distribuciones de velocidad de Weibull, destaca el caso particular en que el factor de forma,  $k = 2$ , caso en el que la distribución de

Weibull degenera en la conocida como *distribución de Rayleigh*, ampliamente utilizada en aquellos casos en los que no se conoce el valor de los parámetros de Weibull para la zona en estudio (Fig. 2.13)

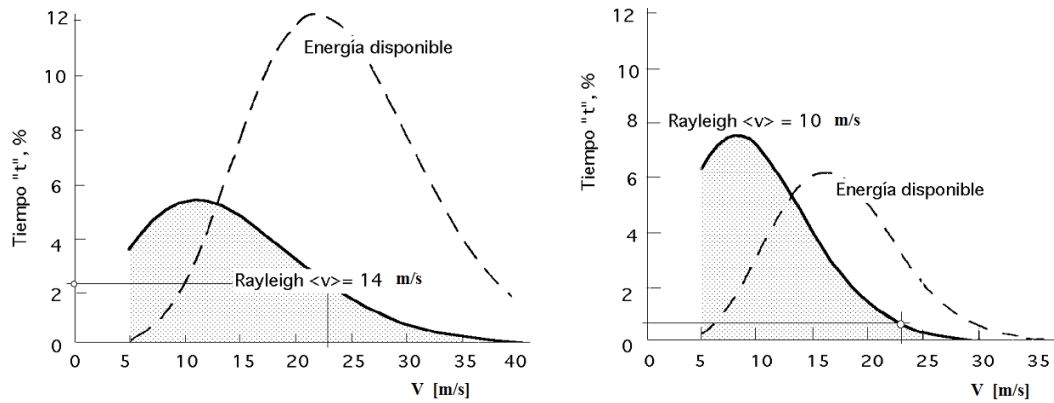


Fig 2.13 Distribución de Rayleigh para la probabilidad de velocidad de viento

Los parámetros de la distribución de Weibull de velocidades de viento en un determinado emplazamiento se determinan a partir de una muestra de datos correspondientes a un periodo temporal amplio (mínimo un año), cuya aplicación se desarrolla en el capítulo cuarto correspondiente a la interpretación de resultados

### **2.15.- Variación vertical del viento.**

En terrenos relativamente llanos y homogéneos, para la extrapolación vertical de los datos de viento se asume el modelo de ley potencial para el perfil vertical de velocidades, es decir:

$$\bar{v}(z) = \bar{v}_0 * \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \quad \left[\frac{m}{s}\right] \quad (2.2)$$

Con la cual puede determinarse la velocidad media,  $\bar{v}(z)$  [m/s] a una altura cualquiera  $H$  [m], a partir de la velocidad media  $\bar{v}_0$  [m/s] conocida para el nivel de referencia,  $H_0$  [m] que es la altura de instalación del anemómetro.

- El coeficiente  $\alpha$  (coeficiente de cortadura), depende de la rugosidad media del terreno.
- En emplazamientos con velocidades medias superiores a 6 m/s y

atmosfera predominantemente seca (humedad del 50 %),  $\alpha$  varía con la rugosidad media entre 0,1 y 0,3.

- El exponente  $\alpha$  puede evaluarse con buena aproximación a partir de la expresión:

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 * \ln \bar{v}_0}{1 - 0,88 * \ln \frac{Z_0}{10}} \quad (\text{adimensional}) \quad (2.3)$$

De una manera muy general puede tomarse un valor  $\alpha=1/7$

## **2.17 Variaciones cíclicas del régimen de vientos:**

### **2.17.1 Turbulencia**

Según ZUBIAUR RUIZ, R (1.993) , en su Curso sobre producción de electricidad con energía renovables, se considera la turbulencia como la incorporación de todas las fluctuaciones con frecuencias superiores a la variación de la velocidad media, es decir, puede definirse la turbulencia como la desviación de la velocidad instantánea con respecto a la velocidad media. Para la medida de la turbulencia del viento, suele utilizarse la llamada *intensidad de turbulencia*,  $I_v(h)$ , definida como:

$$I_v(h) = \frac{\sigma_v(h)}{\bar{v}(h)} \quad (2.4)$$

Donde:  $\sigma_v(h)$  [m/s]: desviación estándar de la velocidad del viento obtenida del equipo de monitoreo.

$\bar{v}(h)$  [m/s]: Velocidad media de las velocidades en el periodo considerado (normalmente, inferior a una hora) y a una determinada altura,  $h$ .

## **2.18 Cuantificación de la potencia aprovechable del viento**

De acuerdo con los principios de la Física, una masa de aire que se desplaza con una cierta velocidad, posee una energía cinética,  $E_C$ , que viene dada por:



$$Ec = \frac{1}{2} m \cdot v^2 \quad [J] \quad (2.5)$$

Donde:

$m$  = masa del aire en movimiento [kg];

$v$  = velocidad de desplazamiento [m/s].

La energía específica por unidad de volumen,  $e$ , siendo  $\rho$  la densidad del aire, será entonces:

$$e = \frac{1}{2} \rho \cdot v^2 \quad (2.6)$$

Por otra parte, el flujo de aire,  $\Phi$ , que atraviesa una determinada superficie, siendo  $A$  el valor de dicha superficie normal a la dirección del desplazamiento, viene dado por:

$$\Phi = v * A \left[ \frac{m^3}{s} \right] \quad (2.7)$$

En consecuencia, la *potencia eólica disponible* en una sección transversal perpendicular a la corriente de aire, puede expresarse como el flujo de su energía cinética, es decir:

$$Pd = \frac{1}{2} \rho * A * v^3 \quad [W] \quad (2.8)$$

Donde:  $v$ : velocidad del viento [m/s]

$A$  : área barrida por la máquina eólica [m<sup>2</sup>]

$\rho$  : densidad del aire  $\left[ \frac{Kg}{m^3} \right]$

La potencia es una función cúbica de la velocidad del viento, por lo que si se duplica ésta, aquélla se incrementa ocho veces.

La sección útil de viento o *área barrida* por el aerogenerador tiene también una influencia significativa sobre la potencia disponible, siendo la relación

directamente proporcional. Si se duplica el área interceptada, se duplica la potencia disponible por lo que, si en una máquina de eje horizontal se duplica la longitud de las palas, la potencia extraída se cuadruplica.

Finalmente, los cambios en la *densidad del aire* apenas afectan de modo significativo a la potencia disponible, si se exceptúan entornos polares o desérticos, o emplazamientos en alturas superiores a 1.000 m sobre el nivel del mar. La densidad del aire disminuye con el incremento de temperatura y con la disminución de presión.

La disminución de la presión con el aumento de la altura del emplazamiento, sí puede tener una influencia significativa, puesto que por ejemplo, para la misma velocidad de viento y sección interceptada, la densidad del aire y, en consecuencia, la potencia eólica disponible al nivel del mar se reduce en un 10% para un lugar situado a 1.000 de altura, un 15% para 1.500 m y un 20% para 2.000 m según las siguientes expresiones:

$$\rho = \rho_0 - 1,194 * 10^{-4} * H_m \left[ \frac{Kg}{m^3} \right] \quad (2.9)$$

Siendo:

$H_m$ : Altura sobre el nivel del mar en metros

$\rho_0$ : Densidad del aire a nivel del mar =  $1,225 \left[ \frac{Kg}{m^3} \right]$

$\rho$ : Densidad del aire a la altura  $H_m \left[ \frac{Kg}{m^3} \right]$

Se define y emplea el término *densidad de potencia disponible* o potencia media disponible por unidad de superficie normal al viento, para caracterizar el valor del recurso eólico en un determinado lugar.

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} * \rho * \overline{v^3} \quad (2.10)$$

Del hecho verificable de que el aire no desaparece y sigue moviéndose tras actuar sobre el aerogenerador se concluye que es imposible extraer mediante una máquina eólica la totalidad de la potencia disponible en el viento. La cantidad de

potencia aprovechable depende de las características de funcionamiento de la máquina y de la potencia eólica disponible.

La *potencia eólica aprovechable* por una máquina eólica de sección útil  $A$ , perpendicular a la corriente de un flujo de aire de densidad  $\rho$  y velocidad  $v$ , puede expresarse como el flujo de la energía cinética del aire no perturbado, afectada por un determinado coeficiente de disminución,  $C_p$ , es decir:

$$P_a = C_p * P_d = C_p * \frac{1}{2} \rho * A * v^3 \quad (2.11)$$

En la que  $C_p$  se denomina *coeficiente de potencia* y para cada máquina es función únicamente de la velocidad del viento,  $C_p = C_p(v)$ , representando así la fracción de potencia extraída de la potencia eólica disponible en el lugar de estudio (Fig.2.14).

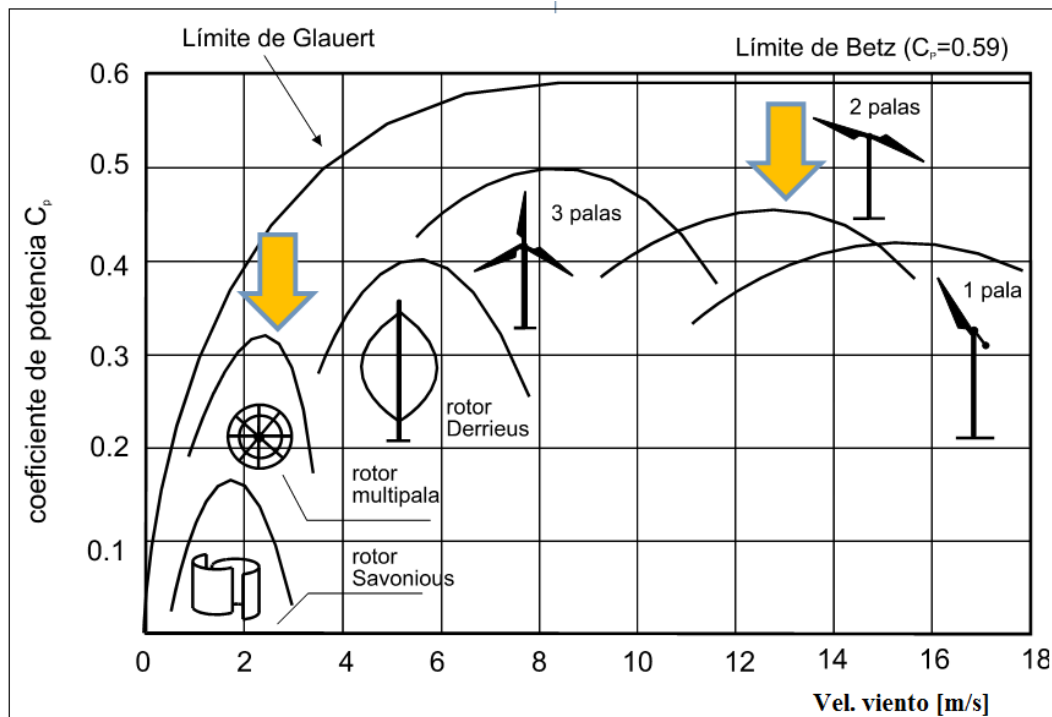


Fig. 2.14 Coeficientes de potencia típicos para aerogeneradores [12].

El científico alemán Albert Betz (1920), postuló que una parte del viento

debe atravesar el área barrida por el rotor con una reducción de la velocidad del viento y una expansión y aumento de la sección de la corriente fluida, por lo que no se puede extraer la totalidad de la energía contenida en el aire que incide sobre él, y estableció que el máximo valor teóricamente obtenible por una máquina eólica no puede superar en ningún caso los 16/27 de la energía cinética de la masa de aire que la atraviesa en la unidad de tiempo.

$$P_a(\text{máx}) = \frac{16}{27} * \rho * A * v^3 \quad (2.12)$$

En consecuencia y en relación con la fórmula anteriormente establecida, se obtiene que el máximo valor teórico del coeficiente de potencia de cualquier máquina eólica, llamado *límite de Betz*, es de 16/27 (equivalente al 59,26%), es decir:

$$C_p(\text{máx}) = \frac{16}{27} \quad (2.13)$$

Martín Morillas (1.993) en su estudio “Evaluación de los Recursos Eólicos” y Alberto Molinero (2009) en el trabajo “Proyecto de un Parque Eólico”, indican que una transmisión bien diseñada opera con un rendimiento superior al 97%. Sin embargo, el rendimiento de los alternadores varía con la carga de manera significativa; en el punto de diseño, su rendimiento puede estar también por encima del 97%, pero la mayor parte de las veces el generador trabaja con cargas parciales y su eficacia disminuye. El acondicionamiento de la energía en las máquinas interconectadas a la red también aporta pérdidas significativas.

Por otra parte, la totalidad de los aerogeneradores desaprovechan parte del viento disponible, ya que tanto por la inercia como por sus propias limitaciones físicas, no pueden absorber las ráfagas de viento ni seguir instantáneamente los cambios de dirección del mismo. El conjunto del acondicionamiento energético, junto con las pérdidas por orientación y ráfagas, pueden suponer un rendimiento adicional del 98%.

En la realidad, la energía extraída del viento oscila entre un 15 y un 45% de

la energía eólica disponible, dependiendo del tipo y tamaño del aerogenerador y del régimen de vientos en el sitio de emplazamiento.

Todavía, por una mayor simplicidad, asumiendo una distribución regular del viento en el emplazamiento escogido y admitiendo un coeficiente de potencia medio del 46%, dado el desarrollo tecnológico actual de las máquinas eólicas, el valor medio de la densidad del aire a nivel del mar de  $1,225 \text{ kg/m}^3$ , cabe hacer una estimación a groso modo de la energía anual extraíble admitiendo entonces que la potencia media por unidad de superficie equivale a la cuarta parte del cubo de la velocidad media.

$$\frac{\bar{P}_a}{A} = 0.4 * \frac{1}{2} * 1.25 * \bar{v}^3 = \frac{\bar{v}^3}{4} \left( \frac{W}{m^2} \right) \quad (2.14)$$

En función del emplazamiento y del tipo de máquinas instaladas, hoy día son habituales producciones específicas en un rango que oscila entre las 2.000 y las 4.000 h/año, o lo que es lo mismo, factores de capacidad entre el 23 y el 46%.

## **CAPÍTULO III.- METODOLOGÍA**

El Dr. Miguel Garrido Rodríguez en su CURSO DE METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA, dictado en el INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA, dice: “El método científico, es el modo de adquisición del conocimiento partiendo de la identificación y planteamiento de un problema y la posterior formulación de la hipótesis para su solución, esta estrategia considera también la integración de los métodos teóricos y empíricos que tienen aplicación en cualquier disciplina”, permite catalogar el presente trabajo como la aplicación del Método Científico con las siguientes modalidades de observación e investigación

### **3.1. Modalidad de la investigación.**

#### **3.1.1 Observación científica**

Como método se la utiliza para la primera determinación, un tanto cualitativa mediante la escala de Grigs-Putnam y la escala de Beaufort en el campo más probable para la instalación del equipo de monitoreo, es decir consiste en la percepción directa del objeto de investigación.

#### **3.1.2 Medición**

Una vez establecido el posible emplazamiento, mediante el método de medición a través del equipo marca NOMAD se determinará las propiedades del viento y se establecerá la relación entre las mismas, cuyo detalle se indica en los párrafos siguientes.

El equipo de monitoreo indicado se encuentra instalado en el sitio Pusuchisí Alto cuyas coordenadas son 9898400 N; 776300 E. Está instalado en un pedestal de 10 m de alto y recoge parámetros de Velocidad, humedad, temperatura en, tal como puede apreciarse en el Anexo 5

Para la medición se utilizará un equipo NOMAD 2 que tiene las siguientes características:

- Marca NOMAD 2 SECOND WIND, procedencia USA
- Pantalla de alta resolución de 50 mm
- Contador de 1 segundo con integración programable hasta 10 minutos
- Ocho entradas análogas
- Precisión de 0,02 %
- Alimentación por panel solar de 10 W
- Almacenamiento de datos por flash card de 256 MB
- Anemómetro de copas de 51 mm con rotor de 190 mm
- Rango de medición de 0,3 – 25 m/s
- Veleta auto orientable de 300 mm
- Parámetros de monitoreo: Velocidad de viento
  - Dirección de viento
  - Humedad
  - Presión



Fig. 3.1 Equipo de medición NOMAD 2

Los datos se comprobaron periódicamente para garantizar la calidad y la repetitividad de los resultados de las pruebas, éstos se mantienen para documentar eventos durante la prueba de rendimiento de energía.

Según el catálogo del equipo, toma un dato cada 2.5 segundos y los integra cada 10 minutos para cumplir el procedimiento de medición está acorde con la cláusula 10 de la BS EN 61400-1:2005

En el Anexo 5 se explica el modo de operar el programa de escritorio del equipo.

### **3.1.3 Investigación Documental**

Con la finalidad de cuantificar la potencia a instalarse en el parque se realizará una investigación bibliográfica, tanto a nivel nacional como internacional, en la búsqueda de tratados referidos con el tema y cuyo detalle se indica en la bibliografía y las citas realizadas a lo largo de este trabajo, así como la utilización del software POWER WORLD V.17 que permite aplicar la modelación científica del sistema de distribución de energía eléctrica de la ELEPCO S.A., con la finalidad de obtener datos de cortocircuito y caídas de voltaje para el dimensionamiento de las torres, cálculos que se detallan en el capítulo IV

### **3.1.4 Investigación estadística.**

Se utilizará la técnica estadística, pues será necesaria la utilización de las funciones de densidad probabilística de Weibull y Rayleigh con las cuales se modelará la frecuencia de presentación de las clases de vientos a lo largo del año de monitoreo. El detalle de este procedimiento se encuentra en el capítulo IV.

Se puede establecer que el tipo de investigación realizada es de la modalidad cuantitativa, pues se analizarán alrededor de 50.000 datos tomadas del equipo de monitoreo ambiental ubicado en la zona de estudio. Del análisis de estos datos de campo, se obtendrán modelos estadísticos que permitirán proyectar su utilización en nuevas aplicaciones.



Aspecto importante constituye establecer el orden de las acciones que se deben ejecutar para desarrollar la investigación, las mismas se relacionan en los siguientes apartados

### **3.2 Unidad de estudio (población y muestra).**

Con la finalidad de obtener datos reales de las mediciones, éstas se las ha efectuado desde julio del año 2.011 con una frecuencia de 15 minutos hasta junio 30 del 2012, es decir se deberán analizar alrededor de 51.840 lecturas en el período de un año de monitoreo.

Se cuenta con información referente a: velocidad y dirección del viento, humedad relativa, presión, temperatura y densidad.

El tamaño de la muestra será el 100 % de la población a partir de procesamientos estadísticos descriptivos, distribución de Weibull, pues son las técnicas más adecuadas, según investigaciones internacionales, para ser realizadas en el campo del conocimiento eoloenergético.

### **3.3. Nivel de investigación.**

En vista de que se requiere de conocimiento científico previo del problema, es decir, es necesario el conocimiento de la teoría básica para comprender los procesos estableciendo una relación directa entre variables dependientes e independientes, se lo puede categorizar en un Nivel Explicativo.

### **3.4. Tipo de investigación.**

Tal como se menciona en el numeral 3.1, al utilizarse métodos existentes investigados en las referencias bibliográficas y de páginas web se lo puede clasificar como una Investigación Documental, que al realizarse en el lugar de los hechos, puede ser considerada como una Investigación de Campo.

### 3.5. Operacionalización de las variables

VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS
Energía del viento (V.I)	Velocidad y dirección	- Mapa eólico - Sensor satelital - Escala de Beaufort y Griggs Putnam	- Medición directa con anemómetros - Estimación local
	Potencia	- MW del generador - MW del rotor	- Medición directa en los tableros de control - Medición directa al eje del rotor
	Tiempo de permanencia	- Horas - Porcentaje de ocurrencia	- Medición directa con anemómetros - Curvas de Weibull y Raileigh
Potencia del Aerogenerador (V.D)	Dimensión de la Torre	- Altura - # de aspas - Orientación	- Distanciómetro - Curvas de rendimiento - Rosa de los vientos -
	El Generador	- Tipo - Transformación - Ubicación	- Analizador de redes - Información estadística - Velocidad de viento
	Transporte de producto	- En A/C - En D/C - Convertidores	- Frecuencímetro - Voltímetros - Amperímetros
	Rentabilidad	- USD/Kwh generado	- Medidores digitales de energía - Reportes de CENACE

### **3.6 Determinación de la potencia nominal del parque**

Para establecer la potencia nominal del parque se procede partir de calcular la potencia de cortocircuito en el nodo de conexión, utilizando el numeral 4 de la norma española BOE 12 que indica las condiciones específicas de interconexión de centrales de autogeneración con generadores síncronos y que dice:

*“En los generadores eólicos, para evitar las fluctuaciones de tensión debidas a las variaciones rápidas de la velocidad del viento, la potencia de estos generadores no será superior a 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión” [20].*

Es decir la potencia nominal del parque será:

$$P_n \cong \frac{\bar{S}_{cc}}{20} \quad (3.1)$$

Dónde:

$P_n$  = potencia nominal del parque en [MVA]

$\bar{S}_{cc}$  = Potencia de cortocircuito en el punto de conexión (Pcc) en [MVA]

En este caso  $P_n$  es:

$$P_n \cong \frac{\bar{S}_{cc}}{20} * 100[MVA] = P_n [MVA]$$

Sobre una base de 100 MVA se procede al cálculo de  $\bar{S}_{cc}$  en por unidad siguiendo cualquiera de los dos procedimientos que se los explica a continuación

#### **3.6.1 Primer procedimiento**

Se modela la red de distribución como un sólo sistema en el que el parque eólico estará conectado al nodo de Illuchi, tal como se muestra en la figura 3.2.



Fig. 3.2 Esquema simplificado de la red de distribución ILLUCHI.

Se calcula  $\bar{S}_{cc}$  mediante:

$$\bar{S}_{cc} = \frac{1}{\bar{Z}_{cc}} \quad (3.2)$$

Y utilizando un método aproximado con la ayuda del flujo de carga, se encuentra el perfil de tensiones antes de conectar la carga del parque eólico y después de su conexión, para con ello utilizar la siguiente expresión:

$$\bar{Z}_{cc} = \frac{\Delta \bar{U}}{i} = \frac{\bar{U}'_0 - \bar{U}_0}{i} \quad (3.3)$$

### 3.6.1.1 Cálculo de $\bar{U}_0$

El voltaje  $\bar{U}_0$  representa la tensión, en el modelo del sistema de distribución, sin carga ( $i = 0$ ). tal como se muestra en la figura 3.3 Con el uso de un programa computacional se simula el flujo de carga del sistema eléctrico [20].

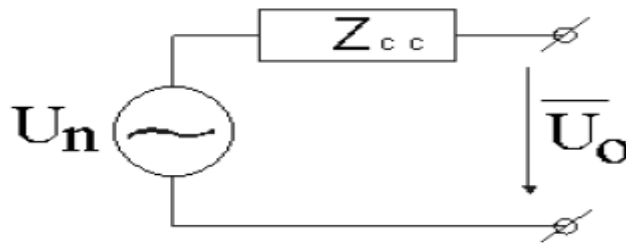


Fig. 3.3 Equivalente de Thevenin sin carga.

Una vez terminada la simulación del flujo de carga, se analiza los datos obtenidos, de los cuales se anotará el módulo de la tensión y su ángulo del voltaje en el nodo que se ha seleccionado (Illuchi). En el sistema para analizarse se simulará como una barra P-Q, donde se considera que la potencia reactiva es igual a cero ( $Q = 0$ ). Una vez terminada la simulación del flujo de carga se analiza los datos obtenidos, de los cuales se anota el módulo del voltaje  $U$  y su ángulo en el nodo seleccionado.

### 3.6.1.2 Calculo de $\bar{U}'_0$

La tensión  $\bar{U}'_0$  representa la tensión debido a un incremento de potencia  $\Delta P$  en el sistema de distribución, tal como está demostrado en la figura 3.4. Este valor es encontrado incrementando la potencia en pasos de 0,01 p.u.

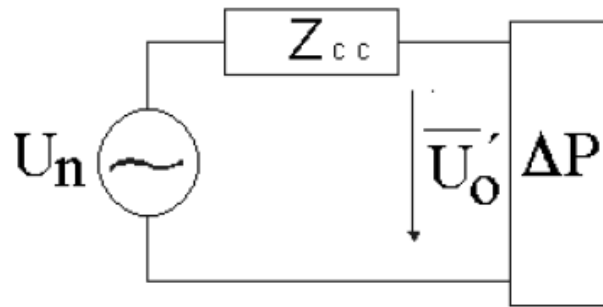


Fig. 3.4 Equivalente de Thevenin con incremento de carga.

Para encontrar la corriente el circuito equivalente se aplica la siguiente ecuación:

$$P = |V||I|\cos\phi \quad (3.4)$$

Donde  $fp = \cos\phi = 1$  ya que  $Q = 0$ , se considera que el generador sólo entrega potencia activa. Despejando el módulo de  $[I]$  de la ecuación anterior se tiene:

$$|I| = \frac{P}{|V| * fp} \quad (3.5)$$

El argumento de la corriente y de la tensión son los mismos, ya que la corriente y la tensión están en fase debido a que la potencia es puramente activa ( $Q = 0$ ).

Una vez obtenido el valor  $Z_{cc}$  se procede a aplicar la expresión 3.1 para obtener  $P_n$

### 3.6.2 Segundo procedimiento.

Conocidos los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero de los distintos elementos del sistema ELEPCO S.A., utilizando el Power World versión demo se obtiene la corriente de cortocircuito a la barra de conexión, y luego mediante la ecuación

$$\bar{S}_{cc} = \sqrt{3} * i_{cc} * V_0 \quad (3.6)$$

Con  $V_0$  el voltaje nominal del nodo al que se va a conectar, se obtiene  $\bar{S}_{cc}$  .

Una vez obtenidos estos resultados se procederá al cálculo de la potencia nominal del parque eólico en el nodo Illuchi con la ayuda de la expresión 3.1.

### **3.7 Selección del tipo de aerogenerador**

En base a los datos disponibles de la empresa china Xinjiang Goldwind Science and Technology, que es la segunda más grande en tecnología eólica, cuyos trabajos se encuentran en desarrollo en la provincia de Loja (Fig. 3.5), se ha obtenido algunas de las características técnicas relevantes de los componentes de sus equipos para este trabajo, cuyos detalles se explican a continuación:



Fig 3.5 Aerogenerador GW 70/1500

Estructura simple, confiable, bajos costos de operación, mantenimiento fácil, alta eficiencia y características de sincronización entre otros aspectos.

En la tabla 3.1 se indican los datos para el cálculo de la curva de potencia obtenidos del fabricante:

Velocidad Viento [m/s]	Potencia Salida [kW]	Velocidad Viento [m/s]	Potencia Salida [kW]
3	11	15	1500
4	58	16	1500
5	126	17	1500
6	223	18	1500
7	359	19	1500
8	541	20	1500
9	774	21	1500
10	1039	22	1500
11	1323	23	1500
12	1500	24	1500
13	1500	25	1500

Tabla 3.1 Datos de curva de potencia del aerogenerador Goldwind 70/1500

Con los datos antes indicados se procede a construir la curva de potencia que se presenta en la figura 3.6

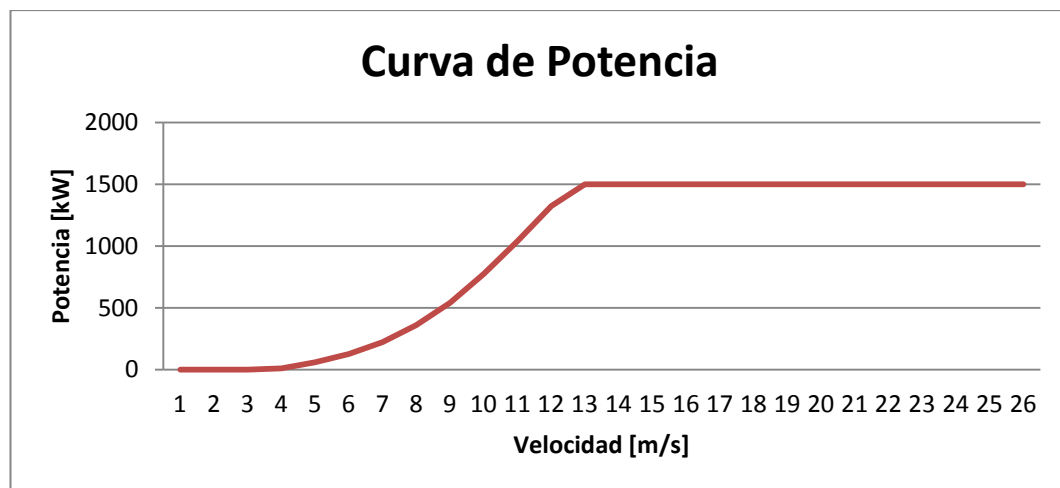


Fig 3.6 Curva de potencia aerogenerador Goldwind 70/1500

Con los parámetros antes obtenidos y los detallados en el apartado anterior, en la tabla 3.2 se detallan las características técnicas más relevantes del equipo seleccionado, tomadas de las tablas del fabricante que constan en el Anexo 2:

	TIPO	GOLDWIND 70/1500
PARÁMETROS DE OPERACIÓN	Potencia nominal	1500 kW
	Corte en la velocidad del viento	3 m/s
	Velocidad del viento nominal	11,8 m/s
	Velocidad del viento de recorte	25 m/s (10 min.), 32 m/s (5s)
ROTOR	Diámetro	70 m
	Numero de Palas	3
	Tipo de Pala	LM34P o similares
GENERADOR	Tipo	Generador síncrono multipolar,
	Potencia nominal	1500 kW
	Diseño	De accionamiento directo
	Categoría de aislamiento	F
	Voltaje de Salida nominal	620/690 V
	Corriente nominal de salida	1397/1255 A
TORRE	Tipo	Tubo de acero
	Altura del Buje	65m/85m/100m

Tabla 3.2 Datos de fabricante Goldwind 70/1500

### **3.8 Cálculo del número de aerogeneradores**

Para el cálculo del número de aerogeneradores en el parque, el primero paso a realizarse es definir el tipo de aerogenerador que se va a utilizar, dependiendo tanto de sus especificaciones técnicas y físicas como de los costos y disponibilidad de inventario propio o del fabricante o distribuidor.

El paso siguiente es obtener la potencia nominal del parque que la habremos hecho con el procedimiento en el apartado anterior y dividimos para la potencia nominal del aerogenerador seleccionado, con lo que se tiene:

$$n = \frac{P_{n\text{-parque}}}{P_{n\text{-aerogenerador}}} \quad (3.7)$$



### **3.8.1 Ubicación de los aerogeneradores dentro del parque eólico**

La ubicación del parque conectado a una red puede realizarse de dos formas:

#### **3.8.1.1 Con un aerogenerador individual**

Para este caso un usuario de la red instala un generador eólico cuyo objetivo es satisfacer su demanda, y si fuera el caso de tener un excedente en su producción venderla al sistema de distribución más cercano (Fig. 3.7).

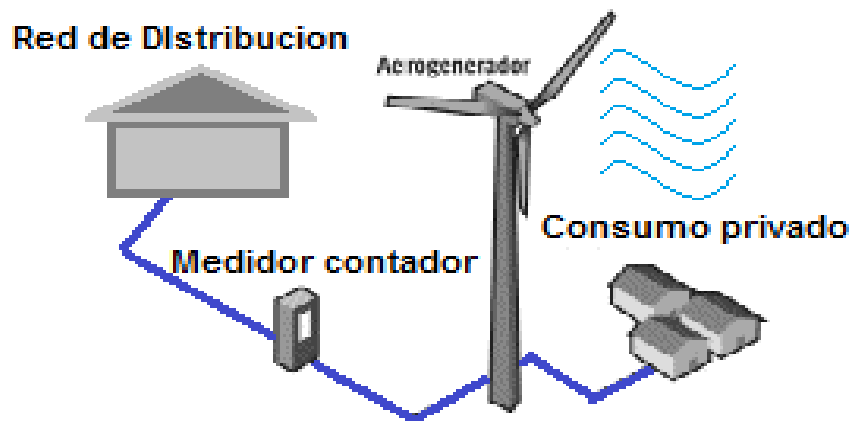


Fig 3.7 Esquema de un aerogenerador individual conectado a la red.

#### **3.8.1.2 Con varios generadores.**

Cuando se trata de una serie de generadores con potencia en el orden de los MW se trata de una empresa productora de electricidad que se conectan a la red de transmisión o distribución (Fig. 3.8), o dicho de otra manera un parque generador constituido por varias máquinas que comparten la infraestructura.

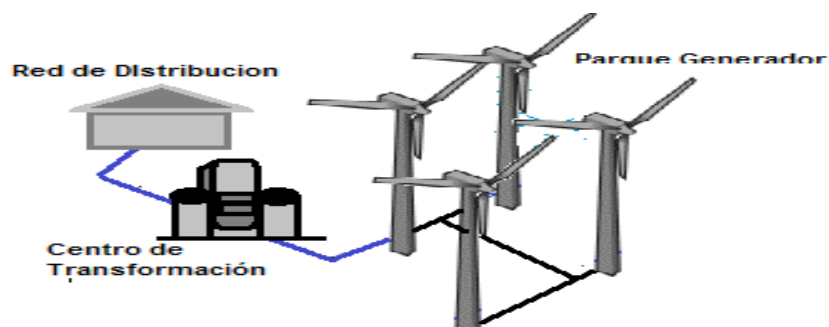


Fig 3.8 Esquema de un parque eólico varios generadores, constituido por varios aerogeneradores conectados a la red.

Al determinar la configuración de un parque eólico, es decir, la distribución de los aerogeneradores sobre el terreno, deben tenerse en cuenta todos los aspectos mencionados anteriormente en este Capítulo

Cuando el terreno es llano y hay una dirección de viento dominante, los aerogeneradores se suelen disponer en filas alineadas (Fig. 3.9), donde  $D$  es el diámetro del rotor



Fig 3.9 Configuración del parque eólico en filas alineadas.

Cuando el terreno es llano, pero el viento presenta frecuentes cambios de dirección, los aerogeneradores se suelen disponer al tresbolillo (Fig. 3.10)

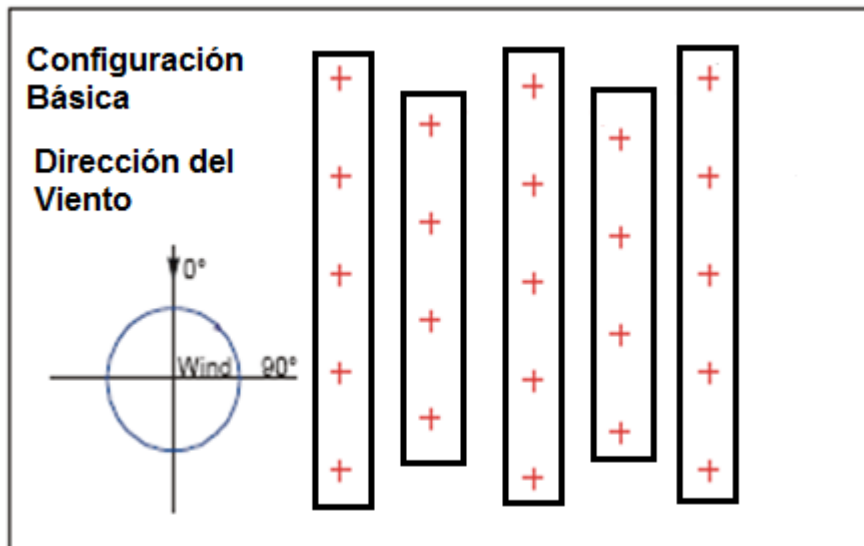


Fig 3.10 Configuración del parque eólico al tresbolillo.

### **3.8.1.3 Para zonas montañosas**

Para zonas montañosas, que es el caso de estudio del presente trabajo se deberá realizar un levantamiento topográfico de la zona. La ubicación geográfica se define en base a coordenadas referenciales del lugar en la que se va a realizar el montaje de las torres de generación con el criterio de separación entre aerogeneradores de 2,5 veces el diámetro del área de barrido que será la distancia mínima aceptable entre torres.

## **3.9 Tecnología de la generación eólica**

### **3.9.1 Tipos de turbinas de viento**

Una forma de clasificar las turbinas de viento, es, en términos del eje alrededor del cual giran los álabes de la turbina. La mayoría son turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT), pero hay algunas con palas que giran alrededor de un eje vertical (VAWT) figura.3.11.

#### **3.9.1.1. Máquinas de eje vertical**

La única máquina de eje vertical (VAWT) que ha tenido éxito comercial es el rotor Darrieus, llamado así por su inventor, el ingeniero francés G.M. Darrieus, quien desarrolló por primera vez las turbinas en la década de 1920.

Hay varias desventajas de turbinas de eje vertical, la principal es que las palas están relativamente cerca del suelo, donde son más bajas las velocidades de viento. Los vientos cerca de la superficie de la tierra no son sólo más lentos sino también más turbulentos, lo que aumenta las tensiones sobre las VAWTs

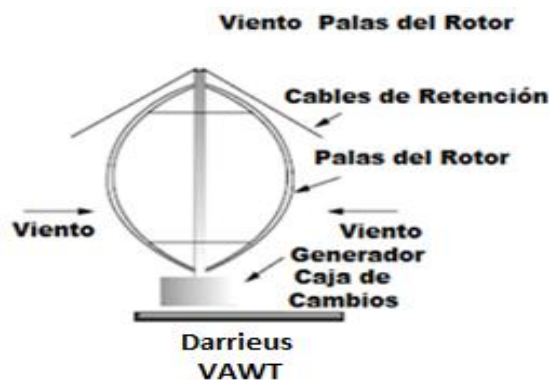


Fig. 3.11 Las VAWT aceptan viento en cualquier dirección

Por último, en vientos de baja velocidad, los rotores Darrieus tienen muy poco par de arranque; en vientos más fuertes, cuando la potencia de salida debe controlarse para proteger el generador, que no pueden ser hechas para dejar pasar el viento tan fácilmente como palas de paso controlado en una HAWT.

### **3.9.1.2 Máquinas de eje horizontal**

Tanto para generación en bloque como para aplicación residencial la gran mayoría de las turbinas eólicas son del tipo de eje horizontal, existiendo todavía controversia sobre si es mejor una máquina contra el viento (Barlovento) o una máquina a favor del viento (Sotavento) [2].(Fig. 3.12 y 3.13)

Una máquina Sotavento tiene la ventaja de dejar que el viento mismo controle el movimiento de izquierda a derecha (guiñada), por lo que naturalmente, se orienta correctamente con respecto a la dirección del viento.

Las máquinas Barlovento, por el contrario, requieren sistemas de control de guiñada poco compleja para mantener las cuchillas de cara al viento. A cambio de esa menor complejidad, las máquinas funcionan contra el viento con más facilidad y ofrecen más potencia. La mayoría de las turbinas eólicas modernas son del tipo de Barlovento.

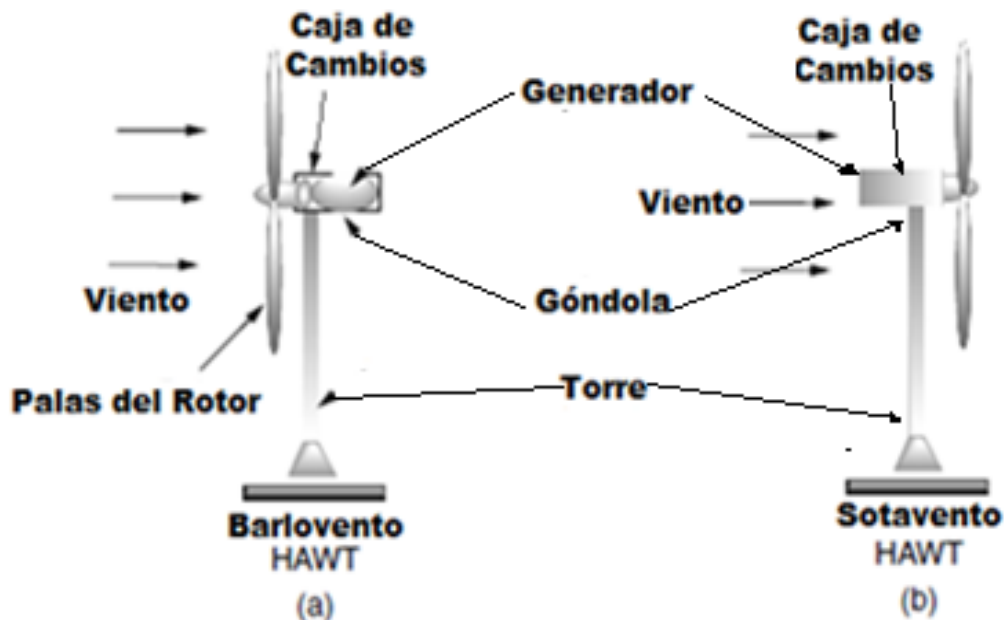


Fig. 3.12 Las HAWT como maquina Barlovento (a) o Sotavento (b)

Las turbinas de viento con muchas palas operan con velocidad de rotación mucho más baja que aquellos con menos palas, por tanto, con un menor número de palas, la turbina puede girar más rápido lo cual permitirá un giro del eje más rápido lo que permite utilizar generadores más pequeños en tamaño [2].

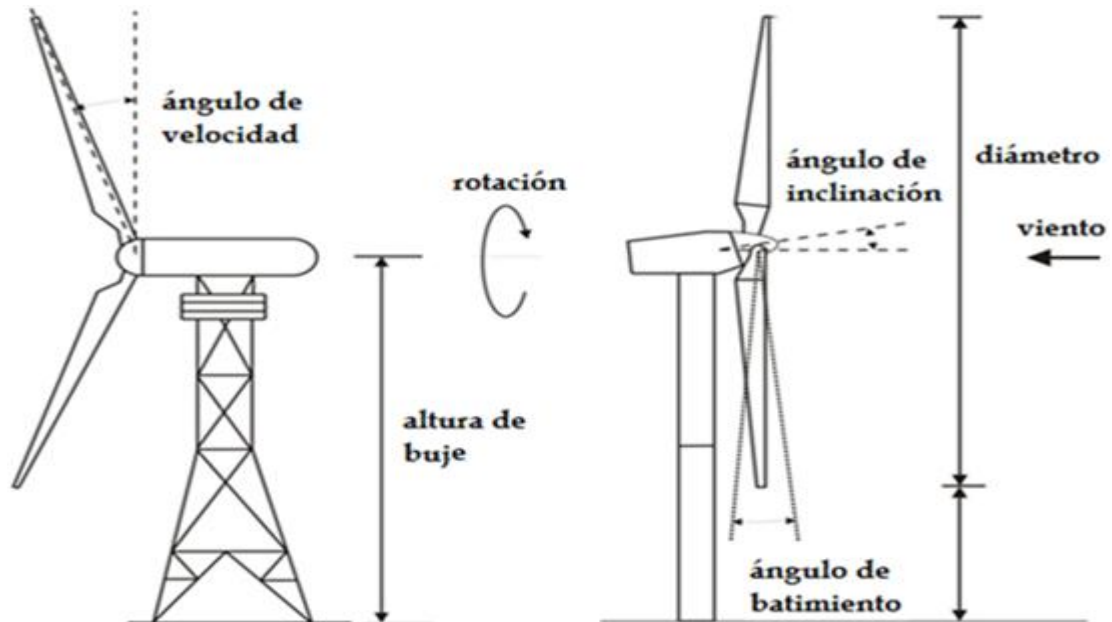


Fig. 3.13 Las HAWT se dividen a la vez en aquellas en las que el rotor gira frente a la torre (barlovento) y las que rotan detrás de la torre (sotavento).

La mayoría de las modernas turbinas de viento europeas tienen tres palas del rotor, mientras que las máquinas estadounidenses han tendido a tener sólo dos. Las turbinas de tres palas muestran un funcionamiento más suave. La tercera cuchilla, sin embargo, aumenta considerablemente el peso y el costo de la turbina. Un rotor de tres palas también es algo más difícil de izar hasta la góndola durante la construcción o sustitución de la cuchilla.

Es interesante observar que las turbinas de una pala (con un contrapeso) se han intentado, pero nunca se considera que valga la pena su comercialización.

### **3.10 Aerogeneradores**

La función de las palas es convertir la energía cinética del viento en energía rotacional en el eje para hacer girar un generador que pueden ser de cualquiera de las características y tipos se detallan en los siguientes numerales.

### 3.10.1 Equipo eólico con generador síncrono

En éste tipo de generadores la tensión de salida depende únicamente de la velocidad de giro del rotor, pues al ser de imanes permanentes no se tiene una corriente de excitación que se pueda variar.

Para una determinada velocidad de rotación el generador se saturará conforme se indica en las curvas de magnetización que los fabricantes entregan junto con su producto. A continuación se presenta una curva tipo para la maquina objeto del presente estudio Fig. 3.14.

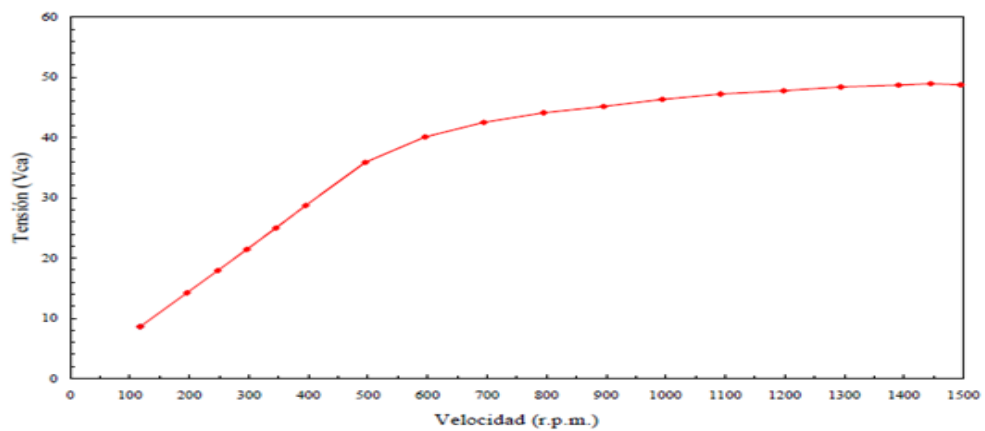


Fig. 3.14. Características voltaje-velocidad generador de imanes permanentes.

La Figura 3.15 muestra el sistema básico para una turbina eólica con un generador síncrono, debiéndose resaltar que el generador y las palas están acoplados a través de una caja de cambios (opcional) para que coincida con las velocidades síncronas del rotor.

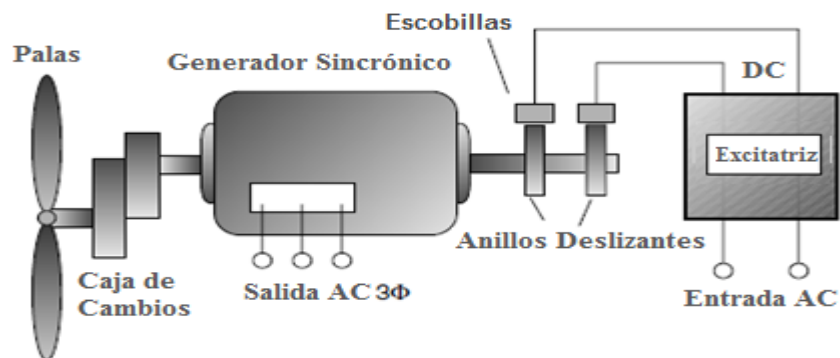


Fig. 3.15 Un generador síncrono

### **3.10.2 Equipo eólico con generador asíncrono o de inducción**

La principal ventaja de los generadores de inducción asíncronos es que no requieren la excitatriz, escobillas ni los anillos que son necesarios para la mayoría de los generadores síncronos, pues lo hacen mediante la creación del campo magnético en el estator en lugar del rotor. Según MASTERS, Gilbert (2004), esto significa que son menos complicados, menos caros y requieren menos mantenimiento.

Los generadores de inducción también son un poco más tolerantes a las variaciones de velocidad de giro de los componentes mecánicos de la turbina eólica durante las condiciones de ráfagas en el viento. El principio de funcionamiento de esta máquina es el siguiente: Al iniciar su operación con las bobinas del estator conectadas a la red trifásica, esta máquina arranca como motor, teniendo un deslizamiento positivo menor que 1 definido por la expresión:

$$S = \frac{n_s - n_r}{n_s} \quad (3.8)$$

Dónde:  $S$ : Deslizamiento (adimensional)

$n_s$ : *velocidad sincrónica [rpm]*

$n_r$ : *velocidad del rotor [rpm]*

Al estar conectado a una turbina de viento a través de la caja de velocidades, el rotor incrementará su velocidad hasta alcanzar su velocidad síncrona, es decir, hasta que su deslizamiento  $S$  es cero, punto en el cual cambia su modo de operación a generador con un deslizamiento negativo, es decir, cuando la velocidad del viento es suficiente para forzar el eje de la máquina a exceder la velocidad síncrona, la máquina de inducción se convierte automáticamente en un generador trifásico que entrega energía eléctrica a la red desde sus devanados del

estator, cumpliéndose con la conocida gráfica de torque-deslizamiento indicado en la figura 3.16.

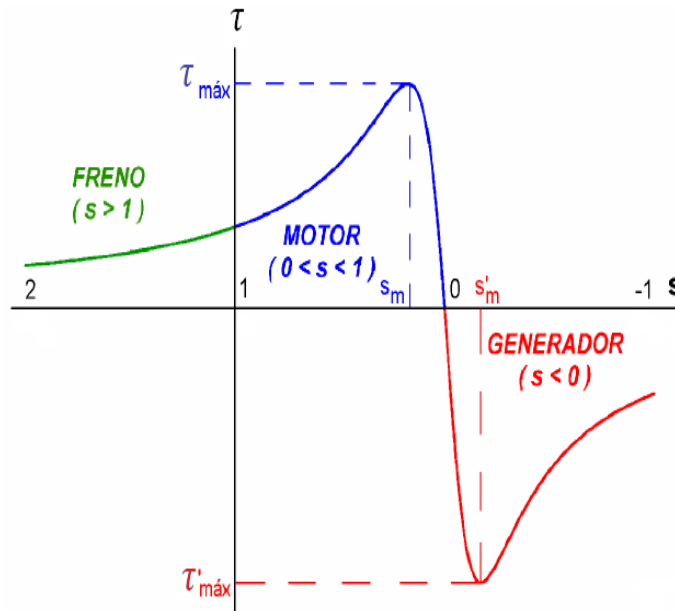


Fig. 3.16 Curva par-velocidad de una máquina asíncrona polifásica

Es posible, sin embargo, tener un generador de inducción que proporcione su propia corriente de excitación mediante la incorporación de condensadores externos, lo que permite la generación de energía sin la necesidad de excitación de corriente alterna desde la red. El concepto básico para un generador autoexcitado es crear una condición de resonancia entre la inductancia de los devanados de campo en el estator y los condensadores externos que se han añadido.

Un condensador y un inductor conectados en forma paralela forman la base de osciladores electrónicos, es decir, que tienen una frecuencia resonante a la que van a oscilar espontáneamente si se administra sólo un empujón en esa dirección. Ese empujón es proporcionado por el campo magnético remanente en el rotor, cuya frecuencia de giro dependerá del tamaño de los condensadores externos, los mismos que proporcionarán, también, una manera de controlar la velocidad de la turbina de viento. En la figura. 3.17, se indica el esquema de un generador de inducción autoexcitado mostrando la capacitancia externa.



Para los generadores de inducción conectados a la red, el deslizamiento es normalmente no mayor que el 1%. Esto significa, por ejemplo, que un generador de dos polos de 60-Hz con velocidad síncrona 3.600 rpm se enciende en alrededor de:

$$N_R = (1 - s)N_S = [1 - (-0.01)] * 3600 = 3636 \text{ rpm} \quad (3.9)$$

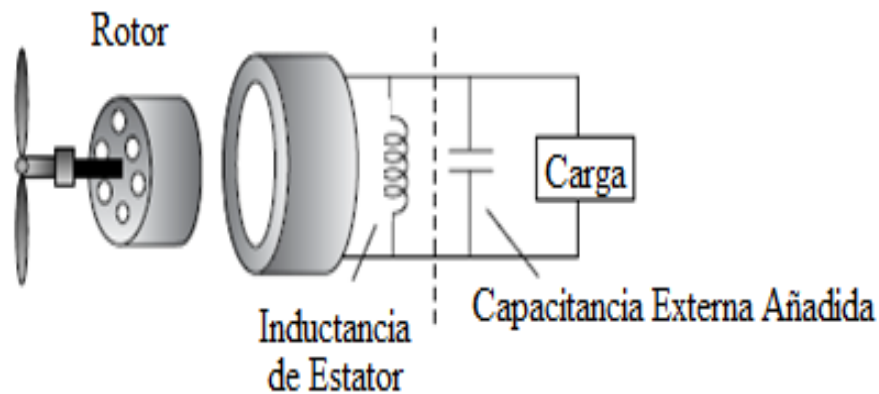


Fig. 3.17 Generador inductivo autoexcitado.

### **3.11 Tecnología de los aerogeneradores**

Según la utilización de los equipos detallados anteriormente, existen en el mercado tres tipos de tecnologías predominantes para implementar un aerogenerador.

Se diferencian unas de otras en el modo de conexión a la red en los tipo A, B y C que se los describe a continuación:

### 3.11.1 Aerogeneradores tipo A.

*Turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono:* esta configuración es el llamado «concepto danés», y consiste en un generador asíncrono tipo jaula de ardilla conectado directamente a la red. El rotor de la turbina eólica se conecta al generador a través de una caja multiplicadora y gira a una velocidad casi constante con una variación entre 0.1-2% de la nominal.

El generador es robusto, simple y requiere poco mantenimiento, pero tiene el inconveniente de consumir potencia reactiva para su magnetización, tanto en vacío como a plena carga. Por esta razón se requiere conectar a los terminales del generador un banco de condensadores con el fin de obtener un factor de potencia cercano a la unidad (Fig. 3.18).

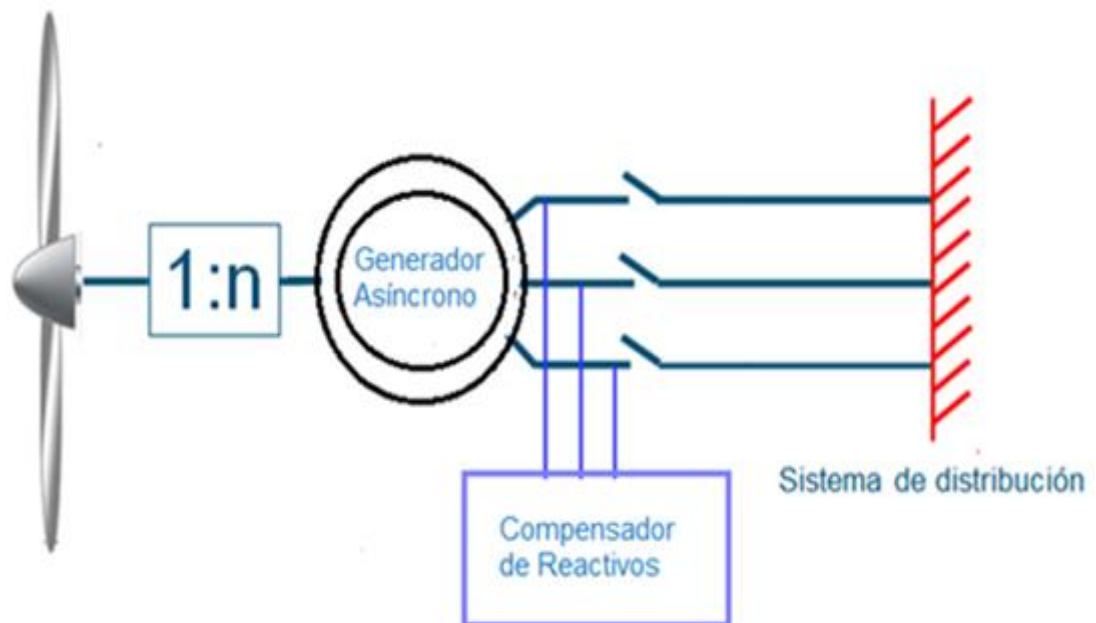


Fig. 3.18 Turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono.

### **3.11.2 Aerogeneradores tipo b.**

*Turbina eólica a velocidad variable basada en el generador asíncrono doblemente alimentado (GADA) o (DFIG por sus siglas en inglés):*

En esta configuración el estator de la máquina eléctrica está directamente conectado a la red. Sin embargo, los devanados del rotor están alimentados a través de convertidores de electrónica de potencia «back-to-back» que pueden variar la frecuencia eléctrica aplicada al rotor. De esta forma se consigue que la frecuencia mecánica y eléctrica del rotor se desacoplen, haciendo posible la operación con velocidad variable del aerogenerador, lo que deriva en que la frecuencia del estator y del rotor pueden ser sincronizadas independientemente de la velocidad mecánica en la turbina.

Como la velocidad de la turbina es baja, resulta necesario acoplar al generador una caja multiplicadora. Asimismo, con un apropiado sistema de control implementado en los convertidores es posible controlar independientemente la potencia activa y reactiva que entrega el generador.(Fig 3.19)

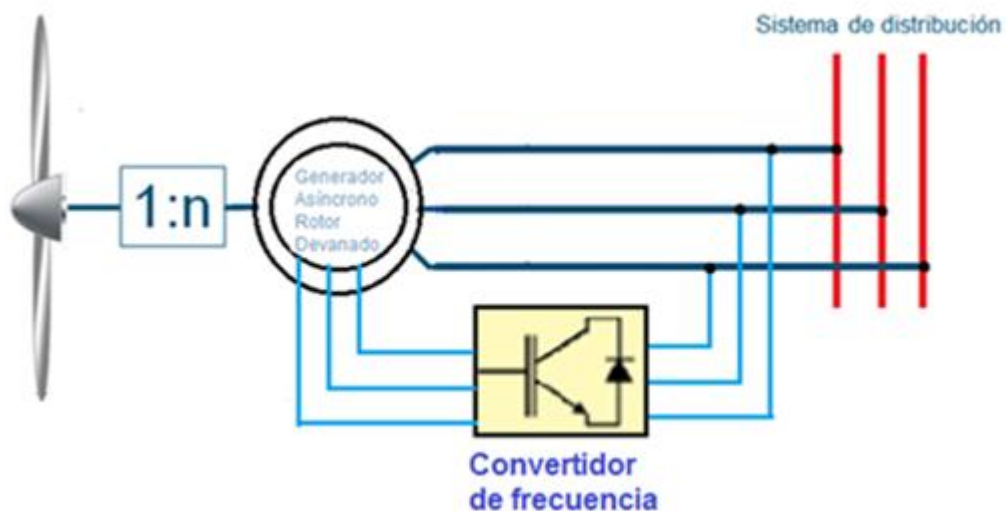


Fig. 3.19 Turbina eólica a velocidad constante, basada en un generador asíncrono doblemente alimentado.

### **3.11.3 Aerogeneradores tipo C.**

*Turbina eólica a velocidad variable basada en un generador síncrono:* en esta configuración el generador síncrono puede ser de rotor devanado o de imanes permanentes. Con este último generador la turbina no necesita caja multiplicadora aunque el generador gire a bajas velocidades, ya que el estator está acoplado a la red eléctrica a través de un conversor de electrónica de potencia que varía la frecuencia del generador para acoplarla a la frecuencia de la red (Fig. 3.20)

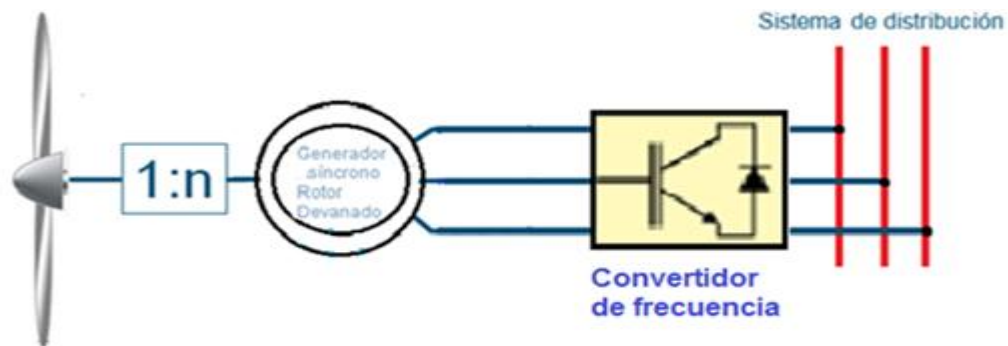


Fig. 3.20 Turbina eólica a velocidad variable, basada en un generador asíncrono.

### **3.12 Ventajas y desventajas de las tecnologías de los aerogeneradores**

Una de las ventajas que tiene la tecnología tipo A es el bajo costo del generador asíncrono tipo jaula de ardilla. Sin embargo, como la velocidad del rotor no tiene un amplio rango de velocidades (1 y 2% de la nominal), este tipo de tecnología debe ser mecánicamente robusta para soportar las fluctuaciones en la velocidad del viento que son trasladados directamente al sistema mecánico de transmisión de la turbina, lo que produce oscilaciones del par y de la potencia eléctrica del generador, así como un incremento del ruido acústico cuando la velocidad del viento es menor que la velocidad nominal del aerogenerador. Además, la captura de la energía por parte de esta tecnología no es la más eficiente, ya que no puede seguir los cambios óptimos de obtención de potencia impuesta por las variaciones en la velocidad del viento.

La principal ventaja que ofrecen las tecnologías tipo B y C es la reducción de los esfuerzos en el sistema mecánico de transmisión de la turbina. Las ráfagas del viento pueden ser absorbidas por la turbina, es decir, la energía es almacenada en la inercia produciendo una elasticidad en el sistema que absorbe transitoriamente las pulsaciones del par. Esta ventaja mejora la calidad de la energía que entregan los aerogeneradores. Otra ventaja que ofrecen estas tecnologías es la mayor producción de energía eléctrica para una velocidad del viento determinada. La eficiencia aerodinámica de las turbinas es bastante elevada debido a la operación con velocidad variable, lo que permite obtener la máxima potencia ante cambios en la velocidad del viento. El ruido acústico se reduce, ya que el aerogenerador opera a baja velocidad para bajas condiciones de potencia.

Las desventajas que presentan las tecnologías tipo B y C tienen que ver con el costo, con el mantenimiento y con las pérdidas por parte de los convertidores electrónicos. Sin embargo, en las tecnologías tipo B se puede apreciar una reducción en el costo de los convertidores debido a que el rango de estos inversores es típicamente el 25% de la potencia nominal de la máquina a diferencia de los convertidores en la tecnología tipo C, donde los inversores deben manejar la misma potencia nominal de la máquina eléctrica.

### **3.13 Breve descripción de los principales elementos de transporte de energía, control y supervisión.**

Con la finalidad de tener presente el equipamiento de protección y control, como información adicional se detallan estos equipos en los Anexos 6 y 8

## CAPÍTULO IV – ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

### 4.1.- Diseño del parque eólico

#### 4.1.1 Medida y registro de datos de viento.

Un ejemplo de reporte se presenta en la figura 4.1., donde se puede apreciar que a las 0H10 del día 1 de enero del 2012 se tiene:

- Velocidad media en los 10 minutos de integración: 8,936 m/s
- Valor máximo de la velocidad del viento en ese período: 10,696 m/s
- Desviación estándar de los datos monitoreados en ese período:0,7469
- Duración del valor máximo : 18 s

Registro de mediciones de equipo NOMAD 2 en el sector Pullichisi Alto						
ELEPCO.S.A.		F.I: 1 ene 2012	F.F:1 ene 2013	Datos		
Campamento Tanque de Presión Central Hidroeléctrica Illuchi No2 ELEPCO S.A.						
TimeStamp	C1-SWI C3(m/s) @	C1-SWI C3(m/s) @	C1-SWI C3(m/s) @	C1-SWI C3(m/s)	A1-SWI PV1	A1-SWI PV1
	Vel. Prom. 10 min	Max Valor veloc 10	Desv. Stdr	Duracion del max	Vano del vien	desv stdr de
01/01/2012 0:10	8,936753	10,696000	0,7469196	18	315	0,2219782
01/01/2012 0:20	6,573008	8,397999	0,7353608	10	315	0,2219782
01/01/2012 0:30	9,006331	11,462000	1,063399	466	315	0,2219782
01/01/2012 0:40	8,025838	10,313000	0,8982143	26	315	0,2219782
01/01/2012 0:50	8,304785	10,313000	0,7000357	502	315	0,2219782
01/01/2012 1:00	8,200111	9,546999	0,5985584	64	315	0,2219782
01/01/2012 1:10	8,440115	9,929999	0,6075177	393	315	0,2219782
01/01/2012 1:20	7,706043	9,546999	0,6072479	154	315	0,2219782
01/01/2012 1:30	7,584769	8,780999	0,4007909	293	315	0,2219782
01/01/2012 1:40	6,775989	8,397999	0,4877015	588	315	0,2219782
01/01/2012 1:50	7,879032	10,313000	0,8584871	446	315	0,2219782

Fig 4.1 Registro de mediciones equipo NOMAD 2 según norma IEC 61400-12-1

Con la finalidad de que el lector pueda conocer a detalle los valores extraídos del equipo, y por el hecho de que es necesario presentar alrededor de 52.000 datos, esta información se presenta sólo en medio magnético.

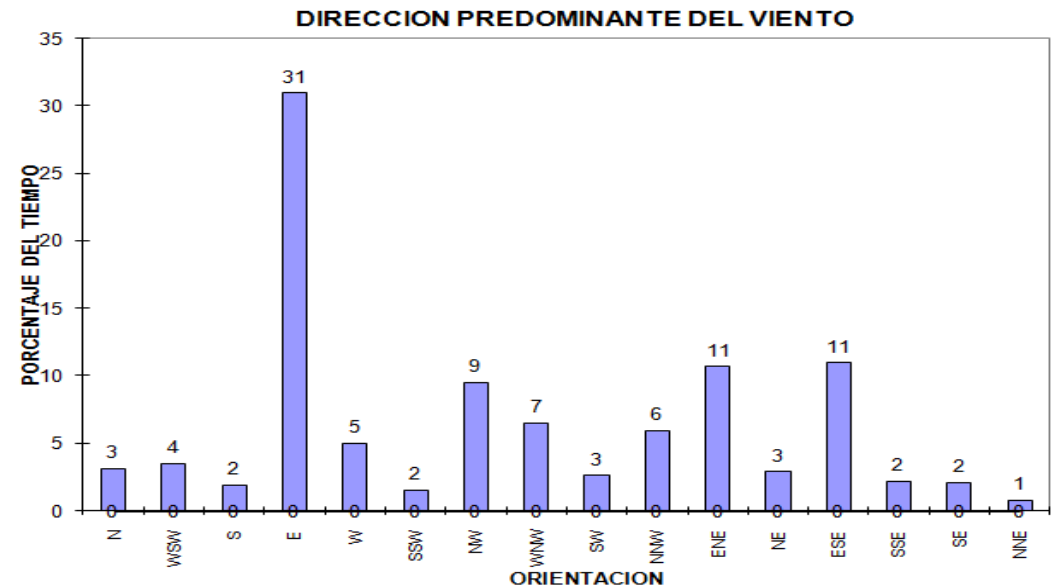


Grafico 4.1. Dirección del viento

Al no contarse con un programa adecuado para la elaboración de la ROSA DE LOS VIENTOS se desarrolló en EXCEL un histograma en función del número de veces que el equipo detecta una dirección específica del viento, resultado de lo cual se presenta en el grafico 4.1, además, en archivo magnético se presenta la hoja de cálculo correspondiente.

#### 4.1.2 Tratamiento de datos eólicos

##### 4.1.2.1 Variación vertical del viento

Utilizando las ecuaciones (2.2), (2.3) y (2.4) definidas en el capítulo 2 se procede a la corrección de la velocidad del viento a distintas alturas a partir de las cuales se escogerá la óptima para la instalación de los aerogeneradores del parque a diseñarse.

$$\bar{v}(h) = \bar{v}_0 * \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha$$

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 * \ln \bar{v}_0}{1 - 0,88 * \ln \frac{h_0}{10}}$$

***h = Altura de corrección a 65, 85, 100 m***

***h<sub>0</sub> = Altura de referencia de anemómetro: 10 m***

***v̄<sub>0</sub> = Velocidad promedio a la altura h<sub>0</sub>***

Expresión plenamente comprobada en aplicaciones existentes, que permite obtener la velocidad del viento a una altura distinta de la monitoreo, es decir, a la altura que se pretende instalar los aerogeneradores y que tentativamente se los ha estimado en: 65, 85 y 100 metros del suelo (Fig. 4.2).

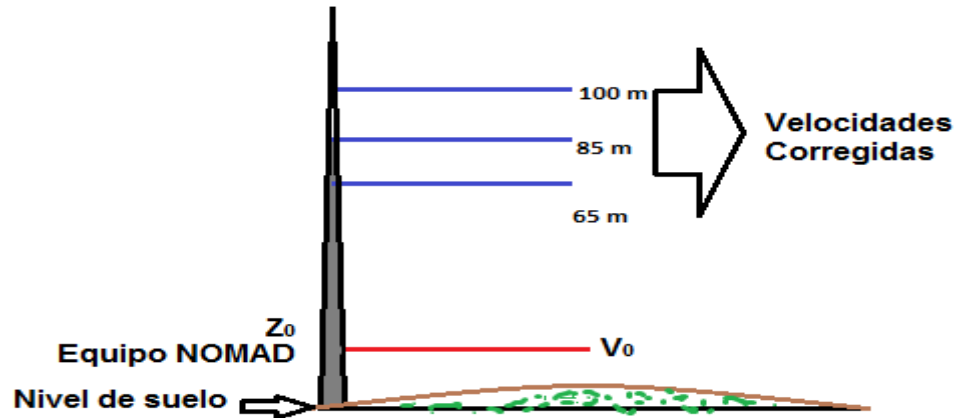


Fig. 4.2 Corrección de velocidad a diferentes alturas

Usando la velocidad de cada 10 minutos del anemómetro a 10 m se procedió a obtener, en primer lugar, el exponente de Hellmann o llamado coeficiente de cortadura  $\alpha$  y se procedió a la extrapolación de datos usando el modelo de variación vertical del viento para alturas antes indicadas, tal como se indica en la tabla 4.1 como un ejemplo de hoja de cálculo del monitoreo obtenido para un día cualquiera. Tablas en detalle se encuentran en Anexo 4.

Dato Medido NOMAD (m/2)	Coeficiente Hellmann	Corrección 65m	Corrección 85m	Corrección 100m
8,936753	0,17726484	12,4531927	13,0596954	13,4414026
6,573008	0,2042985	9,63476535	10,1775456	10,5211367
9,006331	0,17658236	12,5341261	13,1421642	13,5247816
8,025838	0,18672538	11,3836608	11,968411	12,3371764

Tabla 4.1 Corrección de velocidad a diferentes alturas



Se obtuvo, además, el promedio anual de velocidad del viento para cada una de las velocidades corregidas por altura obteniéndose los siguientes valores:

Velocidad promedio a 65m.	Velocidad promedio a 85m.	Velocidad promedio a 100m.
8,38665703	8,83548931	9,12026049

Tabla 4.2 Velocidad promedio a alturas corregidas

#### **4.1.2.2 Distribución de velocidades de viento.-Primer método para determinar la energía generada anual**

Los proyectistas de turbinas necesitan la información para optimizar el diseño de sus aerogeneradores, así como para minimizar los costos de generación. Los inversionistas necesitan la información para estimar sus ingresos por producción de electricidad.

La variación del viento en un emplazamiento típico suele describirse utilizando la llamada Distribución de Weibull.

La expresión analítica de densidad de probabilidad para el caso particular de distribuciones de velocidades de viento puede expresarse como la ecuación (2.1) definida en el capítulo 2:

$$f(v) = \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Con los datos obtenidos de las mediciones de viento y aplicando las opciones de cálculo disponibles en el EXCEL se obtuvo el histograma de frecuencias y distribución de Weibull para las velocidades obtenidas del equipo NOMAD instalado a 10 m de altura, este trabajo se realizó para el año de monitoreo. El detalle consta en Anexo 3 y para las velocidades corregidas para alturas de 65, 85 y 100 m

El histograma de frecuencias se representa en intervalos de clases, denominados también “Bins”.

Se trata de un método clásico de representación gráfica de datos estadísticos:

La velocidad del viento es dividida en denominadas *clases* (por regla general de 1 m/s de “anchura”). El procedimiento consiste en tratar por igual a todas las velocidades comprendidas entre el límite inferior y superior de cada clase.

Para los cálculos se utilizará el valor medio de cada clase, es decir, el promedio de los valores superior e inferior de cada clase (fig.4.3)

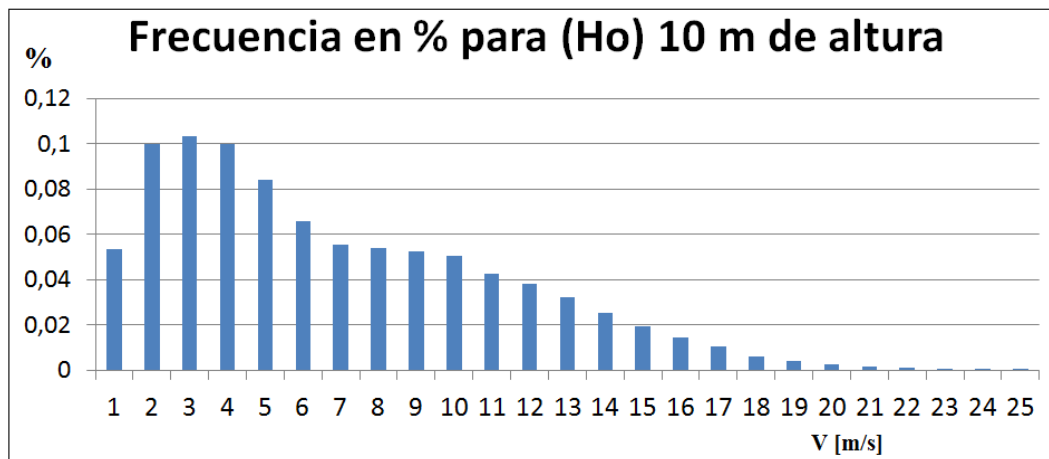


Fig. 4.3 Histograma de Frecuencias para  $h_o = 10$  m

Del anterior gráfico, se pasa al presentado en la figura 4.4 utilizando la función de distribución de Weibull, con la finalidad de que esta información pueda aplicarse en futuros estudios para lugares que tengan similares características distributivas de viento y con el fin de corregir las frecuencias.

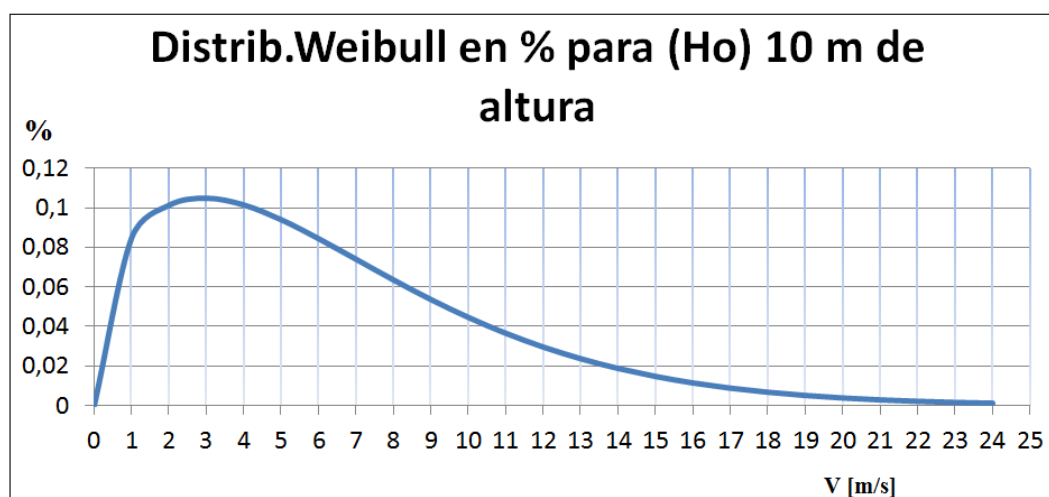


Fig. 4.4. Distribución de Weibull

Gráficos que se han obtenido en función de los datos monitoreados, tal como se indica en las figuras A3.1 y A.3.2 del Anexo 3 y en el archivo Excel: FRECUENCIA Y WEIBULL PARA 65, 85 Y 100 m, siguiendo el siguiente procedimiento:

#### **4.1.2.2.1.- Determinación de coeficientes $k$ y $c$**

La determinación de estos parámetros se realiza de la manera siguiente:

Para determinar el valor de  $k$  se aplica la fórmula

$$k = \frac{1-0,088*\ln(h_o/10)}{1-0,088*\ln(\frac{h}{10})} * k_o \quad (4.1)$$

Dónde:

$k_o$ : factor de forma en la estación de referencia, a la altura  $h_o$ , en [m]

$k$ : factor de forma en el sitio de emplazamiento a la altura  $h$ , en [m]

$h_o$ : Altura de monitoreo o estándar

$h$ : Altura de implantación del nuevo generador

Para el caso del presente trabajo  $k_o$  es 1,41 para la altura de medición  $h_o = 10$  m (archivo Exel KoCoBETA), con lo cual, por ejemplo, para 65 m de altura, se tiene:

$$k = \frac{1-0,088*\ln(10/10)}{1-0,088*\ln(\frac{65}{10})} * 1,41 = 1,688$$

(Adimensional)

En el caso de la constante  $c$ , dado que tiene dimensiones de velocidad, se estima su variación vertical con la formula derivada de la ecuación (2.2) descrita en el capítulo 2

$$\bar{v}(z) = \bar{v}_0 * \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha$$

Sustituyendo en ésta última  $v$  por  $C$ , se obtiene:

$$c = c_o * \left(\frac{h}{h_o}\right)^\beta \quad (4.2)$$

Dónde:  $c_o$ : factor de escala en la estación de referencia a la altura  $h_o$   
 $C$  : factor de escala en el sitio de emplazamiento, a la altura  $h$ ,

El valor del exponente  $\beta$  se puede obtener por la expresión empírica

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 * \ln(c_o)}{1 - 0,088 * \ln\left(\frac{h_o}{10}\right)} \quad (4.3)$$

Para el presente caso, altura estándar  $h_o = 10$  m, el factor de escala de la distribución de WEIBULL es  $C_o = 7$  m/s, entonces la expresión para  $h = 10$  m, es la siguiente:

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 \ln 7}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{10}{10}\right)} = 0,19876$$

Sustituyendo valores en la fórmula 4.2 se obtiene, como ejemplo, para una altura de 65 metros:

$$c = 7 \left(\frac{65}{10}\right)^{0,19876} = 10,1548 \text{ m/s}$$

Con este procedimiento se realiza la extrapolación de los datos de velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador, esto es para 65, 85 y 100 m, tal como puede apreciarse en la tabla 4.3 siguiente:

COEFICIENTES		65 M	85 M	100 M
COEFICIENTE	K	1,55636	1,601627889	1,63035467
COEFICIENTE	BETA	0,19876	0,198759907	0,19875991
COEFICIENTE	C	10,1548	10,71098125	11,0626188

Tabla 4.3. Coeficientes  $c$  y  $k$

Con los anteriores datos se estima la producción anual de energía de cada generador y del parque en conjunto (Ver anexo 3), en los gráficos A.3.3, A.3.4 y A.3.5 o en el archivo Exel bajo el nombre ENERGIA GENERADA PARA 65, 85, Y 100 M Y FACTORES DE PLANTA.

Una vez obtenida la curva de Weibull para cada altura, cuyo cálculo desarrollado está en el archivo indicado bajo la pestaña “ener. Con Weibull”, se multiplican los valores de probabilidad (horas/año) por el valor de la curva de potencia entregada por el fabricante (en KW o MW) para obtener la energía en cada clase (bin), siendo la suma de todas ellas la energía anual generada

En la tabla 4.4 se presenta, como ejemplo, el cálculo de la energía para una altura de instalación de 65 m. El detalle completo se encuentra en archivo magnético bajo los nombres indicados anteriormente y en Anexo 3

Veloc. (m/s)	Distribucion de Weibull	Curva de Potencia(KW)	Energía generada MWH/año
0	0	0	0
1	0,04107616	0	0
2	0,05730732	0	0
3	0,06694425	11	6,450747924
4	0,07218635	58	36,67644229
5	0,07414312	126	81,83621247
6	0,07358997	223	143,756543
7	0,07114546	359	223,7410761
8	0,06732675	541	319,072257
9	0,06256995	774	424,2392885
10	0,05723905	1039	520,9692585
11	0,05163177	1323	598,3853463
12	0,04598489	1500	604,2414156
13	0,04048012	1500	531,908769
14	0,03525049	1500	463,1914524
15	0,0303871	1500	399,2864454
16	0,02594592	1500	340,9293288
17	0,02195441	1500	288,4809849
18	0,01841769	1500	242,0083829
19	0,01532399	1500	201,357287
20	0,01264959	1500	166,2155996
21	0,01036277	1500	136,1668265
22	0,00842723	1500	110,7337736
23	0,00680465	1500	89,41305118
24	0,00545672	1500	71,70127491
25	0,00434658	1500	57,11403071
<b>ENERGIA TOTAL ANUAL (MWH/AÑO)</b>			<b>6057,875795</b>

Tabla 4.4 Energía generada a una altura de 65 m

#### **4.1.2.2. Factor de disponibilidad**

Considerando las clases (bins), se puede apreciar que el viento no es capaz de hacer operar al aerogenerador en los rangos de 1, 2 y 3 m/s, con lo cual se puede establecer un factor de disponibilidad de:

$$FD = \frac{\text{Núm.de bins operadas al año} - \text{Bins de vel.inferior a arranque}}{\text{Número de bins totales al año}}$$

Velocidad prom	Velocidad prom	Velocidad prom	FACTOR DE
A 65 M ALTO	A 85 M ALTO	A 100 M ALTO	DISPONIBILI
8,386657032	8,835489307	9,120260487	66,0980284

Tabla 4.5 Factor de disponibilidad

Del valor obtenido se puede establecer que el 66 % del año se tendrá operativo el sistema de generación.

#### **4.1.2.3 Variaciones cíclicas del régimen de vientos: turbulencia y rafagosidad.**

##### **4.1.2.3.1 Turbulencia**

Tomando en cuenta el periodo de tiempo de una hora, escogido de entre los datos que se consideró más representativos, es decir, en momentos donde la velocidad del viento es cercana a la velocidad promedio obtenida anteriormente, se calculó este parámetro de la siguiente manera para 65 metros:

$$I_v(z) = \frac{\sigma_v(z)}{\bar{v}(z)} = \frac{1,05592765 \text{ m/s}}{8,38665703 \text{ m/s}} = 0,125906$$

Donde  $\sigma$  es la desviación típica que entrega el equipo de monitoreo y  $\bar{v}(z)$  es la velocidad media indicada en la tabla 4.5, en el mismo período y a la misma altura, y que, según la literatura especializada, se encuentra normalmente entre 0.1 y 0.4. En general, la más alta intensidad de turbulencia ocurre cerca de la superficie terrestre, donde el viento está en contacto directo con las rugosidades del terreno. Por lo cual en nuestro caso el valor obtenido es aceptable, considerando la orografía del sitio de estudio.

### **4.1.3 Cuantificación del potencial eólico nominal.- Segundo método para determinar la energía anual del parque.**

La potencia eólica disponible en el sitio de estudio considerando un aerogenerador Goldwind, cuya justificación fue realizada en el Capítulo 3, y utilizando la expresión (2.9) con los siguientes datos se tiene:

$$\rho = \rho_0 - 1,194 * 10^{-4} * H_m \left[ \frac{Kg}{m^3} \right]$$

Siendo:

$$H_m: 3000$$

$$\rho_0: 1,225 \left[ \frac{Kg}{m^3} \right]$$

$$\rho = 1,225 - 1,194 * 10^{-4} * 3675 = 0,8668 \left[ \frac{Kg}{m^3} \right]$$

$$\bar{v} = 8,386 \left[ \frac{m}{s} \right] \text{ de Tabla 4.2}$$

$$A_{Goldwind} = 3850m^2$$

$$\rho_{Pusuchisi} = 0,8668 \left[ \frac{Kg}{m^3} \right]$$

$$Pd = \frac{1}{2} 0,8668 * 3850 * 8,386^3$$

$$Pd = 984,043 \text{ kW instantáneos}$$

Los estudios realizados sobre los principales tipos de aerogeneradores, establecen que el equipo tripala tiene el más alto coeficiente de potencia, como puede evidenciarse en la figura 2.14 del cual el valor más comúnmente utilizado es  $C_p=0,46$ , según FERNANDEZ DIEZ, Pedro (2008) y OYARZO, Humberto (2008).

Una transmisión mecánica bien diseñada, actualmente, opera con un rendimiento superior al 90%. El rendimiento de los alternadores se puede estimar en 97%; y al saber que casi la totalidad de los aerogeneradores desaprovechan

parte del viento disponible, por efectos de orientación y ráfagas, se asume un rendimiento del 98%.

Con los valores antes indicados y los resultados obtenidos, se obtiene:

$$C_{p-definitivo} = 0,46 * 0,97 * 0,97 * 0,98$$

$$C_{p-definitivo} = 0,424$$

Con lo cual y utilizando la expresión (2.11), la potencia aprovechable será:

$$Pa = 0,424 * 984,043 \text{ kW}$$

$$Pa = 417,234 \text{ kW instantáneos}$$

Y la energía anual de:  $417,2 \text{ kW} * 8760 \text{ H/año} = 3.654,36 \text{ MWH/año}$ , para una altura de instalación de 65 m.

Un tercer método para el cálculo de la energía anual se propone mediante la utilización de la expresión 2.11

$$Pd = \frac{1}{2} \rho * A * v^3 \quad [kW]$$

para cada período de 10 minutos de monitoreo y con las velocidades de viento corregidas para 65, 85 y 100 m. En la tabla 4.6 se indica un ejemplo de la hoja de cálculo para 65 m de alto de instalación y que se encuentra más detallada en el Anexo 3, figuras A.3.6, A.3.7 y A.3.8

Velocidad a altura corregida 65m [m/s]									
Hora de medicion	Vel. Promed	Fact.de corr	Vel. Correg	Pot. Instan(kW)	Energ./10 min.	MWH/año	Cp	δ	Longitud de
01/01/2012 0:10	8,936753	0,17726484	12,4531927	1365,786597	0,2276311	9345,919394	Coef. De pot.	dens.correg	pala (m)
01/01/2012 0:20	6,573008	0,2042985	9,63476535	632,5052738	0,105417546		0,424	0,8668	35
01/01/2012 0:30	9,006331	0,17658236	12,5341261	1392,588819	0,232098137		Area de barrido (m. cuad.)		3848,451001
01/01/2012 0:40	8,025838	0,18672538	11,3836608	1043,245619	0,17387427		Velocidad media m/seg		8,386657032
01/01/2012 0:50	8,304785	0,1837188	11,7132081	1136,497009	0,189416168			Ener.gener.	Ener.gener.
01/01/2012 1:00	8,200111	0,184835	11,5897635	1100,942018	0,183490336			por una	por todo
01/01/2012 1:10	8,440115	0,18229636	11,872427	1183,47544	0,197245907			torre	el parque
01/01/2012 1:20	7,706043	0,19030358	11,0035228	942,1845181	0,157030753			MWH/año	MWH/año
01/01/2012 1:30	7,584769	0,19169949	10,85869	905,4678374	0,150911306			<b>3654,36128</b>	<b>18271,8064</b>
01/01/2012 1:40	6,775989	0,20162209	9,88266292	682,5943249	0,113765721				
01/01/2012 1:50	7,879032	0,18834996	11,2094695	996,0838554	0,166013976				
01/01/2012 2:00	7,271974	0,19540556	10,4833504	814,7812658	0,135796878				
01/01/2012 2:10	6,927912	0,19967085	10,0674033	721,5943545	0,120265726				
01/01/2012 2:20	8,150954	0,18536412	11,5317021	1084,478543	0,180746424				
01/01/2012 2:30	8,371183	0,18301802	11,7913798	1159,403521	0,19323392				
01/01/2012 2:40	8,637367	0,18026339	12,1037486	1254,008289	0,209001382				
01/01/2012 2:50	8,348187	0,18326009	11,7643178	1151,439079	0,191906513				
01/01/2012 3:00	7,835618	0,18883618	11,1578549	982,3875602	0,16373126				

Tabla 4.6 Energía generada por clase para una altura de 65 m



Con fines comparativos, se presenta en la tabla 4.7, una compilación de los resultados de la energía generada por torre calculada utilizando el procedimiento de Weibull, la velocidad por clase y la velocidad media.

ALTURA	Mediante Weibul P(u) * P (KW)	Mediante 0,5*ρ*V <sub>3</sub> *A*Cp	Mediante vel. media
65 m. MWH/año	6.234,95	9.345,92	3.654,36
85 m. MWH/año	6.634,99	10.576,01	4.273,04
100 m. MWH/año	6.879,50	11.403,19	4.699,66

Tabla 4.7. Cuadro comparativo de los procedimientos de cálculo

## **4.2 Cálculos para establecer la propuesta de solución**

### **4.2.1. Cálculo de potencia de conexión a la red eléctrica de ELEPCO S.A**

Con los datos proporcionados por el departamento de Planificación de la empresa, fue posible desarrollar la simulación en el programa computacional PowerWorld para la obtención de la corriente de cortocircuito en la barra de Pcc (Punto de conexión común) para utilizar la metodología descrita en el segundo procedimiento detallado en el Capítulo 3.

En el recuadro *Fault Current* se obtiene el valor de la corriente que para el presente caso es 3687,69 A.(ver Anexo 7)

Con lo cual se calcula la potencia de cortocircuito aplicando la ecuación (3.6):

$$\bar{S}_{cc} = \sqrt{3} * i_{cc} * V_0 \quad [MVA]$$

$$\bar{S}_{cc} = \sqrt{3} * 3,6876 \text{ kA} * 22,8 \text{ kV}$$

$$\bar{S}_{cc} = 145,626 \text{ MVA}$$

Una vez obtenidos estos resultados se procederá al cálculo de la potencia nominal del parque eólico en el nodo Illuchi, con el procedimiento indicado en el apartado 3.6 - Determinación de la potencia nominal del parque:

$$S_n \cong \frac{145,626 [MVA]}{20} = 7,28 \text{ MVA}$$

Analizando la figura 2.2 que para la provincia del Cotopaxi fija una potencia posible a instalarse en aerogeneración de 7,54 MW, sirve para confirmar plenamente los cálculos realizados.

#### **4.2.2. Cálculo del número de aerogeneradores**

A continuación se presenta la prueba de la hipótesis planteada en el numeral 1.5, pues con la potencia establecida en el numeral anterior y habiéndose escogido aerogeneradores Goldwind de 1,5 MW el número de torres a instalarse será, de acuerdo con la expresión 3.7: (Ver diag.unifilar en figs. A.1.4 y A.1.5, Anexo 1)

$$n = \frac{P_{n-parque}}{P_{n-aerogenerador}} = \frac{7,3 [MW]}{1,5[MW]} = 4,86 \approx 5$$

#### **4.2.3 Producción de energía del parque.-Factor de planta**

Una mayor eficiencia técnica no es necesariamente el camino a seguir; no es un fin en sí mismo el tener una gran eficiencia técnica en un aerogenerador, lo que en realidad interesa, es el costo de sacar los kilovatios hora del viento durante los próximos años dado que en este caso el combustible es gratis y no hay necesidad de ahorrarlo.

Considerando el  $C_{p-definitivo} = 0,424$ , dentro de valores característicos indicados en la Figura 2.14, escogido por tener rendimientos conocidos por su aplicación instalada en Villonaco, la producción anual de energía del parque se puede calcular de la siguiente forma:

$$E = P_a * t * n \quad [kWh] \quad (4.4)$$

Siendo

$t = 8760 \text{ horas}$

$n = 5 \text{ aerogeneradores}$

$$E_{Real} = 417,234 * 8760 * 5 = 18274 \text{ MW} * h/año$$

Es decir, la producción de energía del parque anual es  $18274 \text{ MW} * h$ .

Considerando que el aerogenerador escogido es un Goldwind de 1.5 MW, su energía anual usando la expresión 4.4 es de:

$$E_{ideal} = 1500 * 8760 * 5 = 65700 \text{ MW} * h/año$$

Por lo cual se obtiene un factor de planta de:

$$FP = \frac{E_{Real}}{E_{Ideal}} = \frac{18274}{65700} * 100 = 27,82 \%$$

Según OYARZO, Humberto (2008)[24], el factor de planta puede variar entre 22 y 64 %, agrupando en las siguientes clases:

- Factor de carga >50 % → Extraordinario
- Factor de carga 40-50 % → Excelente
- Factor de carga 30-40 % → Muy bueno
- Factor de carga 25-30 % → Bueno
- Factor de carga 20-25 % → Aceptable
- Factor de carga <20 % → Insuficiente

En la Tabla 4.7 se sintetiza la energía calculada en función de la velocidad media, el Factor de Planta y la calificación del futuro proyecto.

Altura del Buje [m]	Potencia [kW]	Energía [MW*h/año] por torre	Energía [MW*h/año] PARQUE	Factor de Planta	Comentario
65	417,16453	3654,36128	18271,8064	27,81	BUENO
85	487,789606	4273,03695	21365,1847	32,52	BUENO
100	536,491015	4699,66129	23498,3064	35,77	MUY BUENO

Tabla 4.8 Energía extraíble del parque a diferentes alturas

La Tabla 4.7 se ha efectuado en base a las tres alturas de instalación considerando para los tres casos un radio de palas de 35 metros.

En anexo magnético al presente trabajo se adjunta una hoja de cálculo que permite variar el radio de las palas y poder tener un abanico de posibilidades para la selección de cualquier otro tipo de generador.

#### **4.2.4 Calidad de suministro**

Debido a la variabilidad de la potencia que entregan los parques eólicos, éstos son frecuentemente considerados como elementos distorsionantes. Debido a este hecho, el diseño del sistema de control ha de tener en cuenta la calidad de suministro, cuyos parámetros están estrechamente relacionados con la estabilidad de voltaje y la estabilidad de frecuencia.

Este requerimiento para el control es más importante cuanto mayor sea la cantidad de energía que puede entregar la instalación eólica y que al ser equipo de estado sólido van a inyectar, de una u otra manera efectos de distorsión de la onda correspondientes a señales armónicas y flicker cuyo análisis sale del alcance del presente trabajo.

## **CAPÍTULO V EMPLAZAMIENTO DE UN PARQUE EOLICO**

### **5.1 Título**

Prefactibilidad para la instalación de un parque eólico de 7.5 MW de potencia instalada en el sector Pusuchisí Alto del cantón Latacunga.

### **5.2 Objetivo**

Disminuir la compra de energía al Sistema Nacional disminuyendo la generación térmica evitando la emisión de CO<sub>2</sub> al ambiente.

### **5.3 Estructura**

En base de todas las consideraciones anteriores, tomando en cuenta las ventajas y desventajas de cada una de las implementaciones, se ha escogido un equipamiento con las siguientes características principales:(Ver Anexo 2)

- Clase C con generador síncrono multipolar con imanes permanentes  
Potencia nominal 1,5 MW por torre.
- Direct Drive de tres palas.
- Longitud de las palas 35 m
- Velocidad de 10 a 20 [rpm]
- Velocidad mínima del viento para arranque: 3 m/s
- Velocidad máxima del viento para corte: 25 m/s
- Generador síncrono multipolo de imanes permanentes
- Con Yawing System Control (YSC).
- Altura de instalación de la góndola de 65 m
- Parque de 5 torres
- Potencia instalada de 7.5 MW
- Factor de Planta promedio de 30 %
- Voltaje nominal de 690 V
- Marca Goldwind

## **5.4 Análisis económico**

### **5.4.1 Estructura de costo de un parque eólico.**

La posible figura que se establecerá para el desarrollo del proyecto es aquella en la que un fabricante de aerogeneradores asume a la vez la figura de promotor, tratando de definir proyectos en los que se implanten sus máquinas, contando con el financiamiento que es conseguido por el promotor y a la vez fabricante.

### **5.4.2 Inversión**

En el cálculo de la inversión se puede partir de la siguiente distribución de costos, usual en parques que actualmente se encuentran en operación:

- Los aerogeneradores representan la mayor carga del proyecto, situándose en un 86,5% del costo.
- La obra civil alcanza un valor del 6%, mientras el sistema eléctrico puede representar un 5%.

### **5.4.3 Operación y mantenimiento**

Se considera costos por Operación y Mantenimiento del parque en un 2% de sus ingresos anuales.

De la información proporcionada por funcionarios del proyecto Villonaco, se puede estimar los costos indicados en la tabla 5.1

Altura de instalación [m]	Costo [\$ /kW)	Pot. Instalada [MW]	Costo Parque [\$]
65	1800	7,5	13.500.000,00
85	2000	7,5	15.000.000,00
100	2200	7,5	16.500.000,00

Tabla 5.1 Costos estimados del parque

#### **5.4.4 Vida útil**

Las características de parques actuales, así como el análisis de los aerogeneradores, dan la confianza para estimarla en 25 años, según MOLINERO, Alberto (2009).

#### **5.4.5 Ingresos por producción**

Para el cálculo se considera los valores obtenidos de la Tabla 5.1, considerando los datos proporcionados en la regulación 001/13 del CONELEC para el precio vigente de este tipo de energía que es de 11,74 centavos de dólar menos 3.15 centavos de dólar correspondientes a la fracción que deben aportar las empresas generadoras eólicas para el Estado de Buen Vivir Territorial.

#### **5.4.6 Criterios de rentabilidad**

El estudio de la rentabilidad del parque eólico, se realizará a partir de los siguientes parámetros:

- Valor actualizado neto de la inversión (VAN)
- Costos específicos de la instalación
- Costos de generación de la unidad energética (explotación y mantenimiento)

El valor actualizado neto (VAN), se define como:

$$VAN = -A + \left[ \frac{FCL_1}{(1+r)^1} \right] + \left[ \frac{FCL_2}{(1+r)^2} \right] + \dots + \left[ \frac{FCL_n}{(1+r)^n} \right] \quad (5.2)$$

Dónde:

A: inversión inicial

$FCL_n$ : Flujo de caja libre en el año  $m$

$n$ : número de años

$r$ : tasa de descuento expresada en tanto por uno

Con los valores así obtenidos, se detalla en la Tabla 5.2 los parámetros económicos que permitirán escoger la altura de instalación adecuada.

Altura instal. [m]	TIR	VAN (USD)	B/C	recup.capit
65	30,64%	19.826.132,66	2,5	6.4 años
85	26,96%	17.601.166,10	2,2	7.5 años
100	23,94%	15.376.199,54	1,9	8.1 años

Tabla 5.2 Resumen del análisis económico

El proceso de cálculo se indica en el anexo A.1 apartado A.1.8.

Del análisis de la anterior tabla se puede deducir que la opción económicamente más rentable es la escogida, es decir con la instalación a 65 metros de altura, pues la inversión se recupera a los 6.4 años y se empiezan a obtener beneficios a partir del séptimo año, tanto es así que al año 25 los beneficios estimados del parque serán de alrededor de los 90 millones de dólares.

### **5.5 Análisis ambiental**

Considerando la información proporcionada por el CONELEC y consignada en la tabla 5.3 se establece que la generación de 6.9 GWh/año con el parque propuesto, evitaría las emisiones de CO<sub>2</sub> en 0.79 TonCO<sub>2</sub>/MWh/año, es decir 5.400 TonCO<sub>2</sub>/año

Tipo de Combustible	Combinación de combustible %	Factor de emisión [kG/GJ]	Factor de emisión [kG/GJ]	Factor de emisión [kG/GJ]	Eficiencia del combustible [%]	Factor de emisión CO <sub>2</sub>
Diesel (#2)	1,7	74,1	0,002	0,002	30	0,897
Combustible (#5)	68,1	77,4	0,003	0,002	30	0,987
Energía Hidraulica	0	0	-	-	100	0
Gas Natural	30,2	66,1	0,003	0,001	45	0,487
Electricidad total	100	217,6	0,008	0,005		<b>0,790</b>

Tabla 5.3 Emisión de Gases según combustible (CONELEC 2010)

En la información proporcionada por el CONELEC que consta en tabla 5.3 se establece la emisión de CO<sub>2</sub> al ambiente por cada una de las modalidades de



generación térmica existentes en el sistema nacional, por ejemplo, en generación a diesel se tiene un 1.7 % de plantas cuyo factor de emisión es de 0,897 TonCO<sub>2</sub>/MWH/año, de las cuales se obtiene un promedio de 0.79 TonCO<sub>2</sub>/MWH/año

Por otro lado, no existe impacto ambiental faunístico, pues el espacio aéreo que ocuparían las cinco torres no forma parte de ruta migratoria de ninguna especie de ave.

En cuanto al ruido, tal como se puede apreciar en las torres instaladas en Villonaco, la presión de ruido a nivel de suelo es de 15 decibeles, valor muy por debajo de aquel producido por una refrigeradora doméstica.

## **5.6 Análisis Social**

Durante el proceso de construcción se crearían alrededor de 200 plazas laborales directas y aproximadamente 50 indirectas durante 18 meses, y posteriormente en la operación sería una fuente de transferencia de conocimientos para los nuevos profesionales, incluidos aquellos que trabajen en el sistema.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

### Conclusiones

- De la información revisada se establece que la provincia de Cotopaxi, por estar atravesada por los cordones montañosos occidental, central y oriental de la cordillera de los Andes cuenta con un alto potencial eólico procedente de los vientos de montaña, que pueden ser una fuente energética complementaria a la hídrica, pues en la época de estiaje, el viento arrecia, tal es el caso de la zona en estudio que corresponde a la cordillera Central donde se han determinado velocidades promedio de viento de 8 m/seg en dirección Este, con lo cual se puede obtener una energía media anual de 6.9 GWh, desplazando energía comprada al Sistema Nacional de Transmisión para el suministro a los usuarios de Cotopaxi
- De la contrastación de los valores de velocidades de viento obtenidos en el punto de medición con los datos proporcionados en el Atlas Eólico, se establece una gran semejanza con lo cual se validarían los datos del Ministerio de Electricidad
- Con esta energía generada, se dejaría de producir un 0,1 % de energía térmica evitando la emisión de 5.400 toneladas de CO<sub>2</sub>/año.
- Considerando los costos de instalación, mantenimiento y demás parámetros, indicados en el capítulo V, se analizó para tres alturas de instalación: 65, 85 y 100 m, escogiéndose la alternativa de 65 m, por arrojar los mejores índices económicos que son: TIR de 30,64%, VAN de 19.826.132,66, relación B/C de 2,5 y tiempo de recuperación del capital de 6.4 años.
- Con los datos monitoreados, obtenidos los factores de corrección para altura, densidad y distribución de Weibull se establece la factibilidad de instalar 5 torres aerogeneradoras de 1,5 MW, con un total instalado de 7,5 MW que con un factor de planta promedio de 30 % para una altura de instalación de 65 m, se obtendría los 6,9 MWh/año indicados.
- De la modelación del sistema de ELEPCO S.A. en el POWER WORLD V17, se obtuvieron los valores de voltaje en vacío en el punto de conexión de 0.98 pu y de 0.96 pu con un  $\Delta P$  de 1 MW, lo cual puede apreciarse en el anexo 7.

## **Recomendaciones**

- Es necesario que los organismos encargados de la administración de la energía implementen una red de monitoreo con miras a la obtención de mapas energéticos específicos en cada uno de los cordones montañosos a nivel nacional para facilitar e incentivar al desarrollo de nuevos proyectos eólicos.
- Es necesario efectuar el estudio de Flicker e inyección de armónicos que se producirían al ingresar el parque eólico en el sistema de distribución de ELEPCO S.A.
- Sera necesario cambiar el calibre de conductor de la línea de transmisión Illuchi 1- El Calvario, pues para evacuar los 7.5 MW instalados se requerirá de un conductor calibre 4/0 AWG tipo ACSR.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Jarabo Friedrich, F., Pérez Domínguez, C., Elórtegui Escartín, N., Fernández González, J. y Macías Hernández, J.J., El libro de las energías renovables, Sociedad Anónima de Publicaciones Técnicas, Madrid, (1988)
- [2] Lara Coira, Manuel, Reducción del riesgo en la dirección de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, Ferrol Marzo 2006
- [3] Global Status Report (GSR), “Renewables 2012”.
- [4] Albornoz, Esteban Atlas Eólico del Ecuador; Miniterio de Electricidad y Energías Renovables, 2013
- [5] [www.conelec.gob.ec/normativa/001\\_13%20energias%20renovables\\_pdf](http://www.conelec.gob.ec/normativa/001_13%20energias%20renovables_pdf)
- [6] Medina, M., Iniciación a la meteorología, Editorial Paraninfo, Madrid, 1994
- [7] Gipe, P. Wind Power for Home and Business, Chelsea Green Publishing Company, Post Mills, Vermont, 1993.
- [8] Sureda, V. y San Gil, J.A., La atmósfera y la predicción del tiempo, Salvat Editores, Barcelona, 1975,
- [9] Martín Morillas, F. Evaluación de recursos eólicos, Curso sobre Principios de la Conversión de la Energía Eólica, Instituto de Estudios de la Energía, Madrid, 1993.
- [10] Zubiaur Ruiz, R., Recursos eólicos, Curso sobre Producción de Electricidad con Energías Renovables, Instituto de Estudios de la Energía, Madrid, 1993.
- [11] López Tolosa, A., Climatología y meteorología en el ordenamiento eólico de la Comunidad Autónoma de Galicia, Estudio promovido por la Xunta de Galicia y coordinado por la empresa “Gestión Energética de Galicia, S.A.”, Tomo I, Análisis y Planificación Ambiental (APASA), Madrid, 1995,
- [12] Material Didáctico y Apuntes en Clase Energías Alternativas 2012, Escuela Politécnica Nacional

- [13] Godoy Simamões M. y Farret Felix A, *Alternative Energy Systems Design and Analysis with Inductor Generators*. Boca Raton, USA, CRC Press.
- [14] Lago, C., Prades, A., Soria, E. and Díaz, A., *Study of environmental aspects of the wind parks in Spain*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 6-9, H.S. Stephens & Associates, Bedford, U. K., 1993.
- [15] Lago, C., Prades, A., Soria, E. and Díaz, A., *Study of environmental aspects of the wind parks in Spain*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 6-9, H.S. Stephens & Associates, Bedford, U. K., 1993
- [16] Müller Sathyajit; *Wind Energy Fundamentals Resource analysis with Induction Generator Systems for Wind Turbines* IEEE Industry Applications.
- [17] Hassan, U., Glendinning, A. G. and Morgan, C. A., *A Wind Tunnel Investigation of the wake structure and machine loads within small wind turbine farms*, Proceedings of the 12th British Wind Energy Association Wind Energy Conference, IMechE, 1990.
- [18] BS EN 61400-1:2005 Wind Turbines; Design Requirements
- [19] Feijóo Lorenzo, A.E. (1998), *Influencia de los parques eólicos en la seguridad estacionaria y calidad de onda de redes eléctricas de gran dimensión*, Tesis Doctoral, Universidad de Vigo, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Vigo, España, 1998.
- [20] Gallardo Carlos, “Integración de Energías Renovables en la Red”, Leganes 2006
- [21] Molinero Alberto, “Proyecto de Parque Eólico” Madrid 2009
- [22] Troen, I. and Petersen, E.L. *European Wind Atlas*, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1999.

[23] Fernández Díez, Pedro, Energía Eólica, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad de Cantabria, 2008.

[24] Oyarzo, Humberto Modelización Matemática Para Evaluar Energías Para Sistemas Eólicos e Híbridos Eólico-Diésel, Universidad Politécnica de Madrid, (2008)

[25] Masters, Gilbert M, Renewable and Efficient Electric Power Systems, Stanford University,2004.

[26] [www.intercables.com.ve](http://www.intercables.com.ve)

[27] Tapia, Luis, Apuntes de Clase de Máquinas Eléctricas, Escuela Politécnica Nacional, Quito, (2005).

## **ANEXOS**

## **ANEXO 1**

### **A.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ELEPCO S.A. Y PROPUESTA DE UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES.**

#### **A.1.1 ÁREA DE CONCESIÓN**



Fig. A.1.1 Área de concesión de ELEPCO S.A.

#### **A.1.2 UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES EN EL TERRENO DESTINADO PARA EL PARQUE EÓLICO**

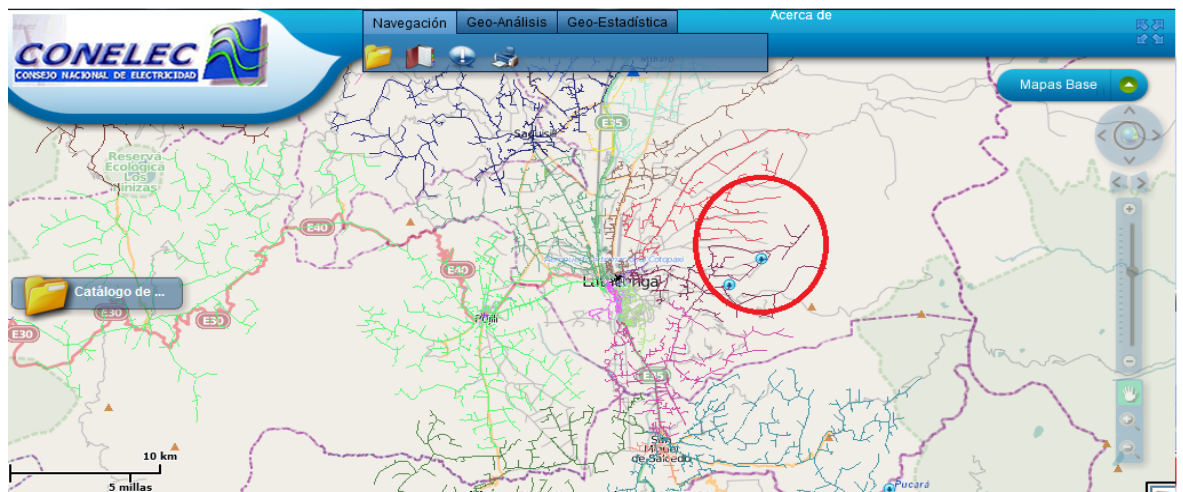
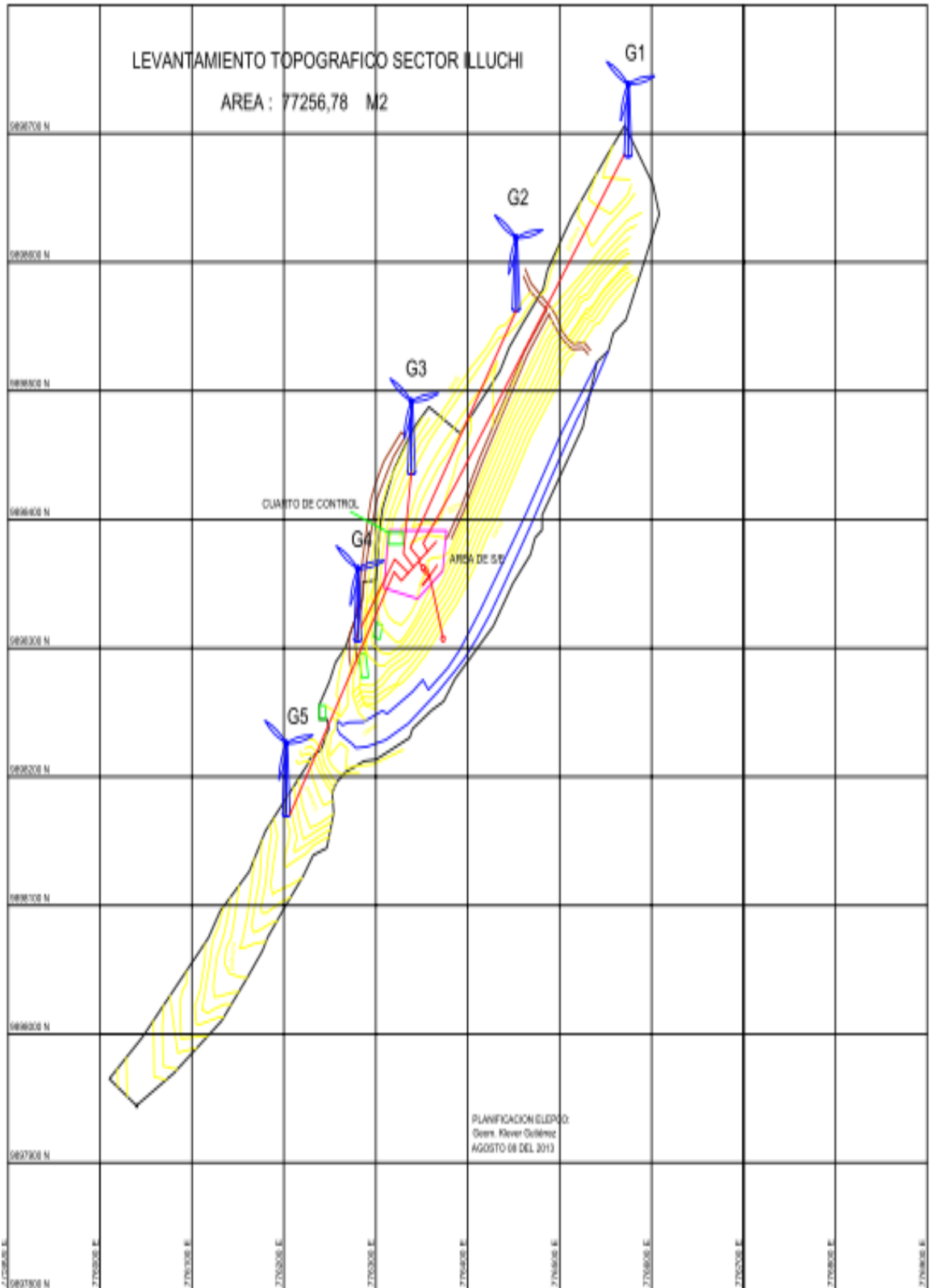


Fig. A.1.2 Navegación Geo-portal eléctrico CONELEC



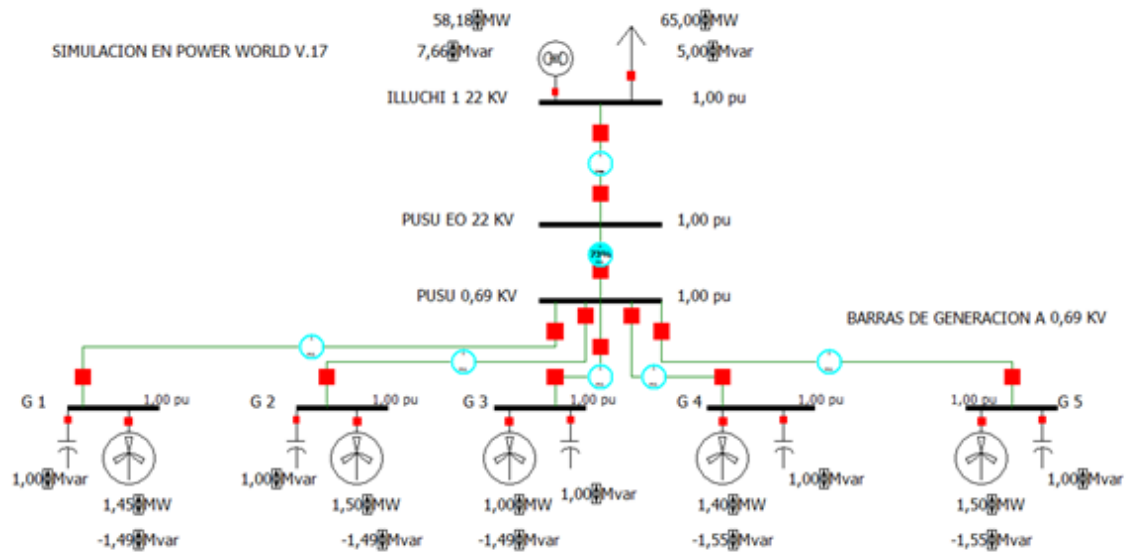


Fig. A.1.3 Ubicación individual de aerogeneradores a distancia 230 metros, ubicados sobre el Google Earth



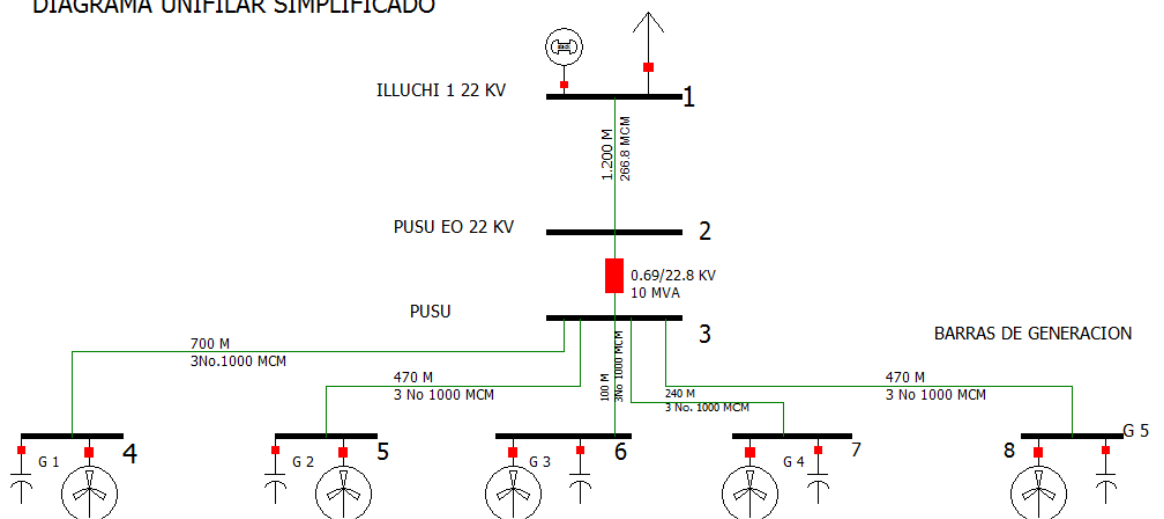
A.1.4 LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO CON UBICACIÓN DE TORRES

## A.1.6 SIMULACIÓN DEL PARQUE DISEÑADO



## A.1.4 Simulación en PowerWorld 17

### DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO



## A.1.5 Diagrama unifilar simplificado

### A.1.3 DOCUMENTACION LEGAL

## REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11

### EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

#### CONELEC

Considerando:

Que, el artículo 63 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas;

En ejercicio de sus facultades,

Resuelve:

Expedir la presente Regulación denominada "Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales".

#### 1. OBJETIVO

La presente Regulación tiene como objetivo el establecimiento de los requisitos, precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales.

#### 2.- PRECIOS PREFERENTES

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar kWh, son aquellos indicados en la Tabla No. 1.

*Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)*

CENTRALES	<i>Territorio Continental</i>	<i>Territorio Insular de Galápagos</i>
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
SOLAR TERMOELÉCTRICA	31.02	34.12
CORRIENTES MARINAS	44.77	49.25
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

## VIGENCIA DE LOS PRECIOS

Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012.

## DESPACHO PREFERENTE

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 del 6%, de la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado, según lo establecido la Regulación complementaria del Mandato 15. Para el cálculo de límite se consideran todas las centrales renovables no convencionales que se acojan a esta regulación, a excepción de las hidroeléctricas menores a 50 MW, las que no tendrán esta limitación.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 023/11 en sesión de 14 de abril de 2011.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde

Secretario General del CONELEC

### **A.1.4 REGULACIÓN No. CONELEC – 001/13**

Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales.

#### Objetivo

La presente Regulación tiene como objetivo el establecimiento de los requisitos, precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales.

## Alcance

Para los efectos de la presente Regulación, las energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada.

## CONDICIONES PREFERENTES

### 1. Precios Preferentes

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 la Tabla No. 1. No se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.

CENTRALES	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	11.74	12.91
SOLAR TERMOELÉCTRICA	25.77	28.34
BIOMASA Y BIOGÁS	11.08	12.19
GEOTÉRMICA	13.81	15.19

Tabla No. 1 Precios Preferentes (cUSD/kWh)

### 2. Vigencia De Los Precios

Los precios establecidos en la presente regulación, serán actualizados en función de estudios que realice el CONELEC en el año 2014. Los valores

revisados se publicarán, como una reforma a la presente Regulación, en enero 2015.

### 3. Despacho Preferente

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 del 6%, de la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado, según lo establecido la Regulación complementaria del Mandato 15. Para el cálculo de límite se consideran todas las centrales renovables no convencionales que se acojan a esta regulación.

## A.1.5 ANÁLISIS ECONÓMICO (TIR, VAN y B/C)

Años de Vida Útil	años	25																		
Costos de O & M Anuales	(% anual)	2,0%																		
<b>Consumo Promedio por Usuario</b>																				
	<b>URBANO MARGINAL</b>	<b>RURAL</b>	<b>UTILIZADO</b>																	
(kWh/mes)		0	0																	
(kWh/año)	0	0	1200																	
<b>Valor de Beneficio Social</b>																				
(\$ Usuario / mes ) Nuevo			(Sustitución de energías alternativas, mejora de calidad de vida y actividad productiva)																	
(\$ Usuario con Servicio/ mes )			(Mejora de calidad de vida y actividad productiva)																	
<b>DATOS PARTICULARES</b>																				
Tipo de Proyecto. Rural ( R ) o Urbano Marginal (UM)			<b>R Ingresar</b>																	
Factor de Incidencia Social. (2) PROYECTO ANALIZADO			<b>1 Ingresar</b>																	
Costo Total del Proyecto (USD)			<b>1350000 Ingresar</b>																	
Usuarios beneficiados con Servicio	#		<b>110.000 Ingresar</b>																	
Usuarios beneficiados Nuevos	#		<b>0 Ingresar</b>																	
Usuarios Totales Beneficiados	#		<b>110.000</b>																	
<b>FLUJOS DE DINERO</b>																				
<b>ECONÓMICO</b>																				
Tasa			<b>12%</b>																	
		<b>VAN</b>	<b>TIR</b>																	
		\$ 19.826.132,66	<b>30,64%</b>																	
<b>COSTOS\AÑO</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>									
Inversión (USD)	-13.500.000																			
O & M (USD)		-270.000	-270.000	-270.000	-270.000	-270.000	-270.000	-270.000	-270.000	-270.000	-270.000									
Depreciación		-540.000	-540.000	-540.000	-540.000	-540.000	-540.000	-540.000	-540.000	-540.000	-540.000									
Total (USD)	-13.500.000	-810.000	-810.000	-810.000	-810.000	-810.000	-810.000	-810.000	-810.000	-810.000	-810.000									
<b>INGRESOS\AÑO</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>									
Ingresos venta de energía (USD)		4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228									
Beneficio Social recibido (USD)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
Total (USD)	0	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228									
<b>NETO\AÑO</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>									
(USD)	-13.500.000	4.137.228	4.137.228	4.137.228	4.137.228	4.137.228	4.137.228	4.137.228	4.137.228	4.137.228	4.137.228									
		-9.362.772	-5.225.544	-1.088.316	3.048.912	7.186.140	11.323.368	15.460.596	19.597.824	23.735.052	27.872.280									

Tabla A.1.1 Análisis económico para 65 m de alto



Años de Vida Útil	años	25												
Costos de O & M Anuales	(% anual)	2,0%												
<b>Consumo Promedio por Usuario</b>														
	URBANO MARGINAL	RURAL	UTILIZADO											
(kWh/mes)		0	0											
(kWh/año)	0	0	1200											
<b>Valor de Beneficio Social</b>														
(\$ Usuario / mes) Nuevo			(Sustitución de energías alternativas, mejora de calidad de vida y actividad productiva)											
(\$ Usuario con Servicio/ mes)			(Mejora de calidad de vida y actividad productiva)											
<b>DATOS PARTICULARES</b>														
Tipo de Proyecto. Rural ( R ) o Urbano Marginal (UM)		R	Ingresar											
Factor de Incidencia Social. (2) PROYECTO ANALIZADO		1	Ingresar											
Costo Total del Proyecto (USD)		15000000	Ingresar											
Usuarios beneficiados con Servicio	#	110.000	Ingresar											
Usuarios beneficiados Nuevos	#	0	Ingresar											
Usuarios Totales Beneficiados	#	110.000												
<b>FLUJOS DE DINERO</b>														
<b>ECONÓMICO</b>														
Tasa		12%												
	VAN	TIR												
	\$ 17.601.166,10	26,96%												
<b>COSTOS\AÑO</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>			
Inversión (USD)	-15.000.000													
O & M (USD)		-300.000	-300.000	-300.000	-300.000	-300.000	-300.000	-300.000	-300.000	-300.000	-300.000			
Depreciación		-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000	-600.000			
Total (USD)	-15.000.000	-900.000	-900.000	-900.000	-900.000	-900.000	-900.000	-900.000	-900.000	-900.000	-900.000			
<b>INGRESOS\AÑO</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>			
Ingresos venta de energía (USD)		4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228			
Beneficio Social recibido (USD)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Total (USD)	0	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228			
<b>NETO\AÑO</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>			
(USD)	-15.000.000	4.047.228	4.047.228	4.047.228	4.047.228	4.047.228	4.047.228	4.047.228	4.047.228	4.047.228	4.047.228			
		-10.952.772	-6.905.544	-2.858.316	1.188.912	5.236.140	9.283.368	13.330.596	17.377.824	21.425.052	25.472.280			

Tabla A.1.2 Análisis económico para 85 m de alto

<b>Valores de Energía</b>											
Valor de la Venta Energía	(USD/kWh)	0,095									
Costo de la Energía	(USD/kWh)	0,059									
Recuperación en Pérdidas de Energía		3%									
<b>Tasas de Descuento</b>											
Financiera		12%									
Económica		6%									
Años de Vida Útil	años	25									
Costos de O & M Anuales	(% anual)	2,0%									
<b>Consumo Promedio por Usuario</b>											
	URBANO MARGINAL	RURAL	UTILIZADO								
(kWh/mes)		0	0								
(kWh/año)	0	0	1200								
<b>Valor de Beneficio Social</b>											
( \$ Usuario / mes ) Nuevo		(Sustitución de energías alternativas, mejora de calidad de vida y actividad productiva)									
( \$ Usuario con Servicio/ mes )		(Mejora de calidad de vida y actividad productiva)									
<b>DATOS PARTICULARES</b>											
Tipo de Proyecto. Rural ( R ) o Urbano Marginal (UM)		R	Ingresar								
Factor de Incidencia Social. (2) PROYECTO ANALIZADO		1	Ingresar								
Costo Total del Proyecto	(USD)	16500000	Ingresar								
Usuarios beneficiados con Servicio	#	110.000	Ingresar								
Usuarios beneficiados Nuevos	#	0	Ingresar								
Usuarios Totales Beneficiados	#	110.000									
<b>FLUJOS DE DINERO</b>											
<b>ECONÓMICO</b>											
Tasa		12%									
	VAN	TIR									
	\$ 15.376.199,54	23,94%									
<b>COSTOS\AÑO</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Inversión (USD)	-16.500.000										
O & M (USD)		-330.000	-330.000	-330.000	-330.000	-330.000	-330.000	-330.000	-330.000	-330.000	-330.000
Depreciación		-660.000	-660.000	-660.000	-660.000	-660.000	-660.000	-660.000	-660.000	-660.000	-660.000
Total (USD)	-16.500.000	-990.000	-990.000	-990.000	-990.000	-990.000	-990.000	-990.000	-990.000	-990.000	-990.000
<b>INGRESOS\AÑO</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Ingresos venta de energía (USD)		4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228
Beneficio Social recibido (USD)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total (USD)	0	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228	4.947.228
<b>NETO\AÑO</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
(USD)	-16.500.000	3.957.228	3.957.228	3.957.228	3.957.228	3.957.228	3.957.228	3.957.228	3.957.228	3.957.228	3.957.228
		-12.542.772	-8.585.544	-4.628.316	-671.088	3.286.140	7.243.368	11.200.596	15.157.824	19.115.052	23.072.280

Tabla A.1.3 Análisis económico para 100 m de alto

## ANEXO 2

# ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE AEROGENERADOR GOLDWIND 70/1500

# GW 70/1500

GOLDWIND SCIENCE & TECHNOLOGY CO.,LTD



- Simple structure, high reliability
- Easy maintenance, low operation costs
- High power generating efficiency
- Adoption of full power converter and having the advantage of synchronization characteristics.

Preserving white clouds and blue sky for human beings and reserving more resources for future.

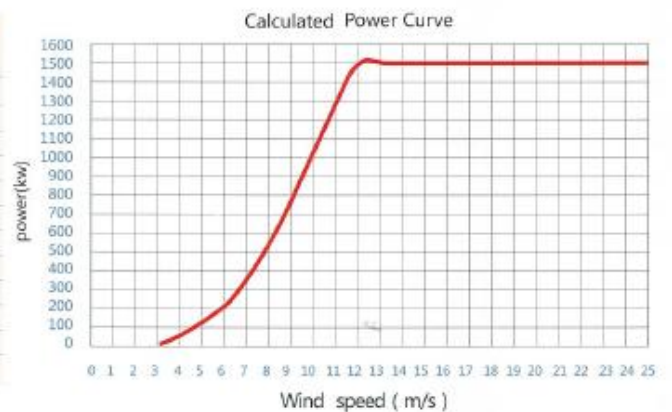


# GW 70/1500



Wind Turbine Power Curve 1.225kg/m<sup>3</sup>

Wind speed [m / s]	Out-put power [kW]	Wind speed [m / s]	Out-put power [kW]
3	11	15	1500
4	58	16	1500
5	126	17	1500
6	223	18	1500
7	359	19	1500
8	541	20	1500
9	774	21	1500
10	1039	22	1500
11	1323	23	1500
12	1500	24	1500
13	1500	25	1500
14	1500		



## WTG Transportation Requirement

	Weight(kg)	Dimension(mm)	Truck	Crane	Note
Nacelle	12765	4050×3900×3770	> 35T	> 50T	
Generator	45900	5002×4982×3410	> 45T	> 100T	
Hub	14190	4500×4000×3500	> 35T	> 50T	
Blade	5720		> 10T	> 20T	Need special truck, the length is 31m
Tower 85m(HH)	22350.9	2570×3295×22480	> 40T	> 50T	Need special truck
	33757.3	3295×4200×22090	> 50T	> 100T	Need special truck
	37666.3	4200×4200×18520	> 50T	> 100T	Need special truck
	54576.9	4200×4200×18710		> 100T	Need special truck

## Wind Turbine Technical Specification

	TYPE	GOLDWIND 70/1500
Operation parameters	Rated power	1500kW
	Cut-in wind speed	3m/s
	Rated wind speed	11.8m/s
	Cut-out wind speed	25m/s(10Min), 32m/s(5S)
	Survival wind speed(3s)	70m/s (IEC IIA)
	Design lifetime	≥20 Year
	Operating ambient temperature	-30 °C ~ +40 °C
	Standby ambient temperature	-40 °C ~ +50 °C
Rotor	Diameter	70m
	Swept area	3850m <sup>2</sup>
	Speed range	10.2~19rpm
	Number of blades	3
	Blade type	LM34P or similar
Generator	Type	Multipole synchronous generator, permanent magnet excited
	Rated power	1500kW
	Design	Direct drive
	Rated current	660A
	Rated rotation speed	19rpm
	Protection class	IP23
	Insulation category	F
Converter	Type	IGBT-converter
	Protection class	IP54
	Output power factor regulated range	-0.95~+0.95
	Rated output voltage	620/690V
	Rated output current	1397/1255A
Yawing system	Design concept	electrical drive motor
	Rated of movement	0.45°/sec
	Yawing system	Brake 10-hold
Brake system	Aerodynamic braking	blade pitch triple-redundant
	Mechanical braking	hydraulic-brake system braking
Control system	Type	PLC
Lighting protection	Design Standards	According to IEC1024 - I, comply with GL standard
	Earth resistance	≤4Ω
Tower	Type	steel tube
	Hub height	65m/85m/100m



## GW 70/1500 Product certification

wind turbine type	Hub height	WEA-class	Blade	certification
GW70/1500	65m	IEC I A	LM34	CGCC
		IEC II A	LM34	TüV-Nord
			APX70	TüV-Nord
			HT34	CGCC
	85m	IEC II A	LM34	TüV-Nord
			APX70	TüV-Nord

### Customer Center Sales Dept

Tel(Xinjiang) : +86-(0)991-3767470  
 Fax(Xinjiang) : +86-(0)991-3760865  
 Tel(Beijing) : +86-(0)10-87857564  
 Fax(Beijing) : +86-(0)10-87857567  
 Email Feedback : info@goldwind.cn

### Customer Center International Business Dept

Tel(Xinjiang) : +86-(0)991-3767450  
 Fax(Xinjiang) : +86-(0)991-3703505  
 Tel(Beijing) : +86-(0)10-87857585  
 Fax(Beijing) : +86-(0)10-87857567  
 Email Feedback : info@goldwind.cn

### Customer Center Engineering Technology Dept

Tel(Xinjiang) : +86-(0)991-3782315  
 Fax(Xinjiang) : +86-(0)991-3782315  
 Email Feedback : khxx@goldwind.cn

### Supply Chain Management Center Supplier Partnership Dept

Tel(Xinjiang) : +86-(0)991-3782909  
 Fax(Xinjiang) : +86-(0)991-3782906  
 Tel(Beijing) : +86-(0)10-87857585  
 Fax(Beijing) : +86-(0)10-67817151  
 Email Feedback : supplierchain@126.com

[www.goldwind.cn](http://www.goldwind.cn) E-mail: [info@goldwind.cn](mailto:info@goldwind.cn)

## A.2.1.- ALGUNAS PRECISIONES EN EL ESTABLECIMIENTO DE LAS

### A2.1.1.- TORRES PARA LAS GONDOLAS

La torre del aerogenerador soporta la góndola y el rotor.



Grafico A 2.1 Torre Navarra (Espana) Kron

En los grandes aerogeneradores las torres tubulares son de acero, existiendo también las de hormigón o celosía y las torres tubulares tensadas con vientos que se utilizan en aerogeneradores pequeños (cargadores de baterías, etc.).

La mayoría de los grandes aerogeneradores se entregan con torres tubulares de acero, fabricadas en secciones de 20-30 metros con bridas en cada uno de los extremos, y son unidas con pernos "in situ", para alcanzar la altura necesaria. Las torres son tronco-cónicas (es decir, con un diámetro creciente hacia la base), con el fin de aumentar su resistencia y al mismo tiempo ahorrar material.

### A 2.2.- CONSIDERACIONES DE COSTOS

Generalmente, el precio de la torre eólica supone alrededor de un 20 por ciento del costo total de la turbina. Para una torre de unos 50 metros, el coste adicional de otros 10 metros es de unos 15.000 dólares americanos. Por lo tanto, es bastante importante para el valor final de la energía construir las torres de la forma más óptima posible.

### A 2.3.- CONSIDERACIONES AERODINÁMICAS

Generalmente, es una ventaja disponer de una torre alta en zonas con una

elevada rugosidad del terreno, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del suelo, tal y como se vio en el capítulo 2.

#### A 2.4.- CONSIDERACIONES DE DINÁMICA ESTRUCTURAL

Las palas de rotor de turbinas con torres relativamente cortas estarán sometidas a velocidades de viento muy diferentes (y, por lo tanto, a diferente flexión) cuando la pala se encuentre en su posición más elevada y en su posición más baja, lo que provoca un aumento de las cargas de fatiga en la turbina, circunstancia esta que debe tomarse en cuenta en su cálculo estructural, tema que sale del alcance del presente trabajo.

#### A 2.5.- ELECCIÓN ENTRE TORRES ALTAS Y BAJAS

Obviamente, se obtendrá más energía de una turbina más grande que de otra pequeña, pero si se observa el gráfico A.2.2, se presenta un esquema comparativo de tres aerogeneradores de 225 kW, 600 kW y 1500 kW, respectivamente, y con diámetros de rotor de 27, 43 y 60 metros, observándose que las alturas de las torres también son diferentes.

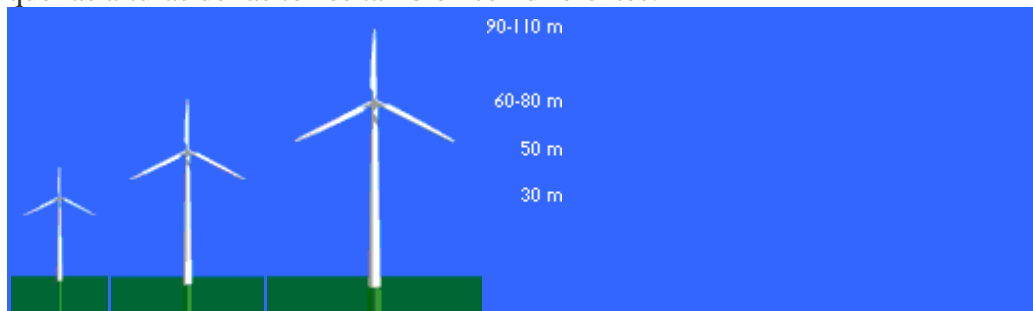


Gráfico A 2.2

Claramente, un rotor de 60 metros de diámetro no podrá ser instalado sobre una torre de menos de 30 metros. Pero si consideramos el costo de un gran rotor y un gran generador y multiplicador, sería seguramente un desperdicio instalarlos sobre una torre pequeña, ya que se dispone de velocidades de viento mucho más altas y, por lo tanto, de mucha más energía con una torre alta. Cada metro de torre cuesta dinero, por supuesto, por lo que la altura óptima de la torre es función de :

1. Costo por metro de torre (10 metros más de torre le costarán actualmente alrededor de 15.000 dólares americanos).
2. Variación del viento con la altura sobre el nivel del suelo, es decir, la rugosidad promedio del terreno local (las grandes rugosidades



disminuyen con una torre alta).

3. El precio que el propietario de la turbina obtiene por un kWh adicional de electricidad.

Según la información obtenida de los fabricantes, éstos se inclinan por producir máquinas donde la altura de la torre es igual al diámetro del rotor, pues, estéticamente son más agradables a la vista cuando la altura de la torre es aproximadamente igual al diámetro del rotor.

### ANEXO 3

LISTA DE HISTOGRAMAS Y DISTRIBUCIONES DE VELOCIDAD DEL AÑO DE MONITOREO TOMADOS DE LAS MEDICIONES ANEMOMÉTRICAS.

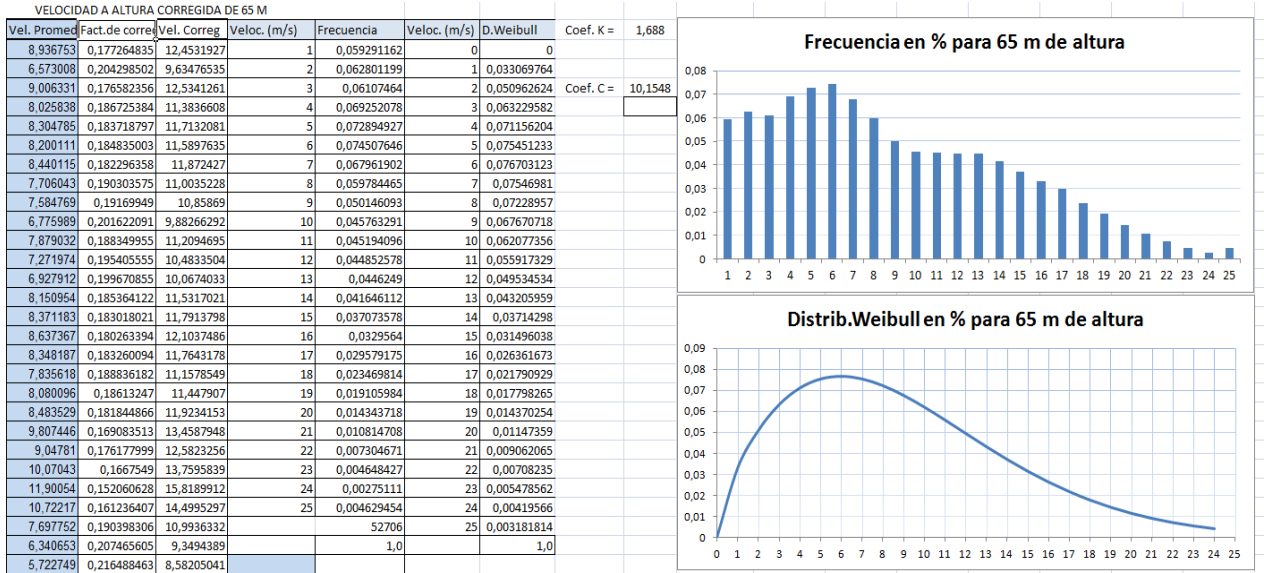


Fig. A.3.1 Altura de instalación de 65 m

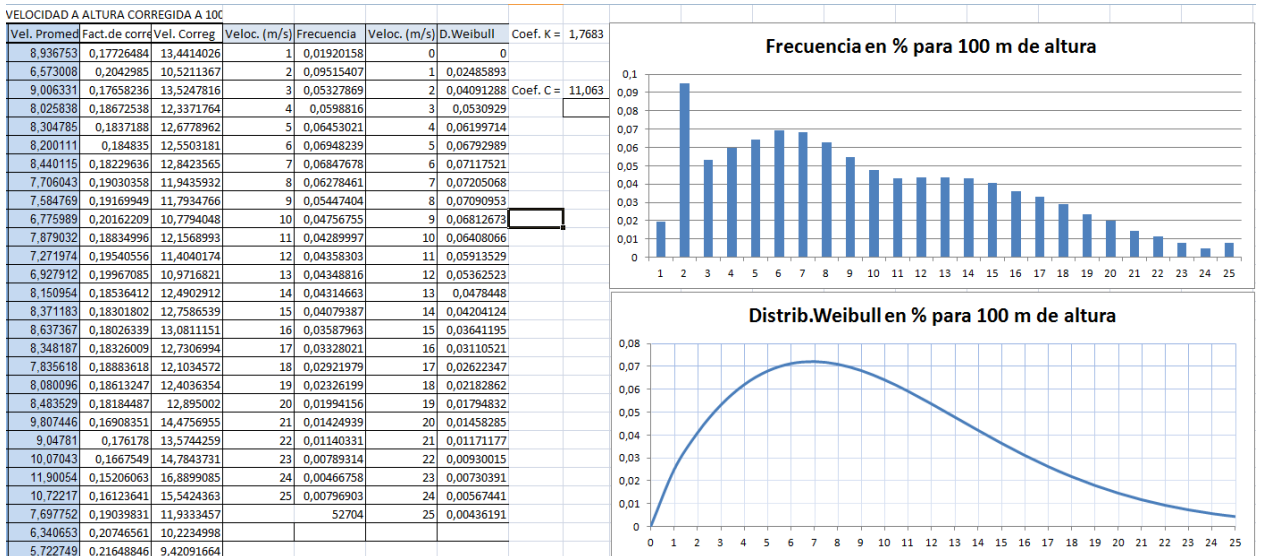


Figura A.3.2 Altura de instalación de 85 m

Los datos completos para estos gráficos se encuentran en el Anexo magnético.

Veloc. (m/s)	Distribución de Weibull	Curva de Potencia(KW)	Energía generada MWH/año
0	0	0	0
1	0,03306976	0	0
2	0,05096262	0	0
3	0,06322958	11	6,092802511
4	0,0711562	58	36,15304404
5	0,07545123	126	83,28005266
6	0,07670312	223	149,8380167
7	0,07546981	359	237,3404767
8	0,07228957	541	342,5918386
9	0,06767072	774	458,8237098
10	0,06207736	1039	565,0057468
11	0,05591733	1323	648,0527671
12	0,04953453	1500	650,8837757
13	0,04320596	1500	567,7262983
14	0,03714298	1500	488,0587603
15	0,03149604	1500	413,8579426
16	0,02636167	1500	346,3923797
17	0,02179093	1500	286,3328133
18	0,01779827	1500	233,8692021
19	0,01437025	1500	188,8251317
20	0,01147359	1500	150,7629715
21	0,00906206	1500	119,0755321
22	0,00708235	1500	93,06208504
23	0,00547856	1500	71,9883087
24	0,00419566	1500	55,1309758
25	0,00318181	1500	41,80903008
ENERGÍA TOTAL ANUAL (MWH/AÑO)			6234,953662

Fig. A.3.3 Energía generada a 65 m de altura usando Weibull

Veloc. (m/s)	Distribución de Weibull	Curva de Potencia(KW)	Energía generada MWH/año
0	0	0	0
1	0,0277824	0	0
2	0,04458754	0	0
3	0,05688027	11	5,48098243
4	0,06549456	58	33,27647558
5	0,07087528	126	78,22929572
6	0,07341512	223	143,4149616
7	0,07352028	359	231,2095053
8	0,07161481	541	339,3940385
9	0,06812709	774	461,918038
10	0,06347213	1039	577,7004593
11	0,05803512	1323	672,5968705
12	0,05215867	1500	685,3649087
13	0,04613439	1500	606,205868
14	0,04019896	1500	528,2143458
15	0,03453409	1500	453,7779915
16	0,02926964	1500	384,6030051
17	0,02448896	1500	321,7848982
18	0,02023575	1500	265,8977939
19	0,01652147	1500	217,092106
20	0,01333274	1500	175,1922313
21	0,01063835	1500	139,7879511
22	0,00839538	1500	110,3153014
23	0,00655438	1500	86,12453958
24	0,0050635	1500	66,53439553
25	0,00387161	1500	50,87299031
ENERGÍA TOTAL ANUAL (MWH/AÑO)			6634,988954

Fig. A.3.4 Energía generada a 85 m de altura usando Weibull

ENERGÍA GENERADA A 100 M DE ALTURA

Veloc. (m/s)	Distribución de Weibull	Curva de Potencia(KW)	Energía generada MWH/año
0	0	0	0
1	0,02485893	0	0
2	0,04091288	0	0
3	0,0530929	11	5,116031679
4	0,06199714	58	31,49950741
5	0,06792989	126	74,97829626
6	0,07117521	223	139,0393569
7	0,07205068	359	226,5878713
8	0,07090953	541	336,0516052
9	0,06812673	774	461,9155642
10	0,06408066	1039	583,239086
11	0,05913529	1323	685,3472261
12	0,05362523	1500	704,6355743
13	0,0478448	1500	628,6807209
14	0,04204124	1500	552,4218597
15	0,03641195	1500	478,4530756
16	0,03110521	1500	408,722524
17	0,02622347	1500	344,5764506
18	0,02182862	1500	286,8280245
19	0,01794832	1500	235,8409019
20	0,01458285	1500	191,6186346
21	0,01171177	1500	153,8927139
22	0,00930015	1500	122,203906
23	0,00730391	1500	95,97337497
24	0,00567441	1500	74,56173449
25	0,00436191	1500	57,31552787
ENERGÍA TOTAL ANUAL (MWH/AÑO)			6879,499568

Fig A.3.5 Energía generada con altura de instalación de 100 m usando Weibull

Velocidad a altura corregida 65m [m/s]									
Hora de medicion	Vel. Promed	Fact.de corre	Vel. Correg	Pot. Instan(kW)	Energ./10 min.	MWH/año	Cp	δ	Longitud de
01/01/2012 0:10	8,936753	0,17726484	12,4531927	1365,786597	0,2276311	9345,919394	Coef. De pot.	dens.correg	pala (m)
01/01/2012 0:20	6,573008	0,2042985	9,63476535	632,5052738	0,105417546		0,424	0,8668	35
01/01/2012 0:30	9,006331	0,17658236	12,5341261	1392,588819	0,232098137		Area de barrido (m. cuad.)		3848,451001
01/01/2012 0:40	8,025838	0,18672538	11,3836608	1043,245619	0,17387427		Velocidad media m/seg		8,386657032
01/01/2012 0:50	8,304785	0,1837188	11,7132081	1136,497009	0,189416168			Ener.gener.	Ener.gener.
01/01/2012 1:00	8,200111	0,184835	11,5897635	1100,942018	0,183490336			por una	por todo
01/01/2012 1:10	8,440115	0,18229636	11,872427	1183,47544	0,197245907			torre	el parque
01/01/2012 1:20	7,706043	0,19030358	11,0035228	942,1845181	0,157030753			MWH/año	MWH/año
01/01/2012 1:30	7,584769	0,19169949	10,85869	905,4678374	0,150911306			<b>3654,36128</b>	<b>18271,8064</b>
01/01/2012 1:40	6,775989	0,20162209	9,88266292	682,5943249	0,113765721				
01/01/2012 1:50	7,879032	0,18834996	11,2094695	996,0838554	0,166013976				
01/01/2012 2:00	7,271974	0,19540556	10,4833504	814,7812658	0,135796878				
01/01/2012 2:10	6,927912	0,19967085	10,0674033	721,5943545	0,120265726				
01/01/2012 2:20	8,150954	0,18536412	11,5317021	1084,478543	0,180746424				
01/01/2012 2:30	8,371183	0,18301802	11,7913798	1159,403521	0,19323392				
01/01/2012 2:40	8,637367	0,18026339	12,1037486	1254,008289	0,209001382				
01/01/2012 2:50	8,348187	0,18326009	11,7643178	1151,439079	0,191906513				
01/01/2012 3:00	7,835618	0,18883618	11,1578549	982,3875602	0,16373126				

Fig A.3.6 Energía generada con altura de instalación de 65 m

Velocidad a altura corregida 85m [m/s]									
Hora de medicion	Vel. Promedio [m/s]	Fact.de correccion	Vel. Correg	Pot. Instan(kW)	Energ./10 min.	MWH/año	Cp	δ	Longitud de
01/01/2012 0:10	8,936753	0,177264835	13,0596954	1575,215107	0,262535851	10576,00547	Coef. De pot	dens.correg	pala (m)
01/01/2012 0:20	6,573008	0,204298502	10,1775456	745,5381827	0,124256364		0,424	0,8668	35
01/01/2012 0:30	9,006331	0,176582356	13,1421642	1605,245228	0,267540871		Area de barrido (m. cuad.)		3848,451001
01/01/2012 0:40	8,025838	0,186725384	11,968411	1212,411958	0,20206866		Velocidad media m/seg		8,835489307
01/01/2012 0:50	8,304785	0,183718797	12,3049576	1317,592415	0,219598736			Ener.gener.	Ener.gener.
01/01/2012 1:00	8,200111	0,184835003	12,1789229	1277,519003	0,212919834			por una	por todo
01/01/2012 1:10	8,440115	0,182296358	12,4674619	1370,486849	0,228414475			torre	el parque
01/01/2012 1:20	7,706043	0,190303575	11,5798564	1098,121116	0,183020186			MWH/año	MWH/año
01/01/2012 1:30	7,584769	0,19169949	11,4317177	1056,513871	0,176085645			<b>4273,03695</b>	<b>21365,18473</b>
01/01/2012 1:40	6,775989	0,201622091	10,4319159	802,8473208	0,133807887				
01/01/2012 1:50	7,879032	0,188349955	11,7904092	1159,117218	0,193186203				
01/01/2012 2:00	7,271974	0,195405555	11,0475491	953,5391767	0,158923196				
01/01/2012 2:10	6,927912	0,199670855	10,6213626	847,3862768	0,141231046				
01/01/2012 2:20	8,150954	0,185364122	12,1196301	1258,950983	0,209825164				
01/01/2012 2:30	8,371183	0,183018021	12,3847501	1343,391114	0,223898519				
01/01/2012 2:40	8,637367	0,180263394	12,7034471	1449,791253	0,241631876				
01/01/2012 2:50	8,348187	0,183260094	12,3571287	1334,422725	0,222403788				

Fig A.3.7 Energía generada con altura de instalación de 85 m

Velocidad a altura corregida 100m [m/s]									
Hora de medicion	Vel. Promed	Fact.de corre	Vel. Correg	Pot. Instan(kW)	Energ./10 min.	MWH/año	Cp	δ	Longitud de
01/01/2012 0:10	8,936753	0,17726484	13,4414026	1717,41201	0,28623534	11403,18653	Coef. De pot.	dens.correg	pala (m)
01/01/2012 0:20	6,573008	0,2042985	10,5211367	823,62347	0,13727058		0,424	0,8668	35
01/01/2012 0:30	9,006331	0,17658236	13,5247816	1749,57073	0,29159512		Area de barrido (m. cuad.)		3848,451001
01/01/2012 0:40	8,025838	0,18672538	12,3371764	1327,96933	0,22132822		Velocidad media m/seg		9,120260487
01/01/2012 0:50	8,304785	0,1837188	12,6778962	1441,06077	0,2401768			Ener.gener.	Ener.gener.
01/01/2012 1:00	8,200111	0,184835	12,5503181	1397,99278	0,2329988			por una	por todo
01/01/2012 1:10	8,440115	0,18229636	12,8423565	1497,87265	0,24964544			torre	el parque
01/01/2012 1:20	7,706043	0,19030358	11,9435932	1204,88538	0,20081423			MWH/año	MWH/año
01/01/2012 1:30	7,584769	0,19169949	11,7934766	1160,02212	0,19333702			<b>4699,661288</b>	<b>23498,30644</b>
01/01/2012 1:40	6,775989	0,20162209	10,7794048	885,778376	0,14762973				
01/01/2012 1:50	7,879032	0,18834996	12,1568993	1270,60097	0,21176683				
01/01/2012 2:00	7,271974	0,19540556	11,4040174	1048,85232	0,17480872				
01/01/2012 2:10	6,927912	0,19967085	10,9716821	934,029035	0,15567151				
01/01/2012 2:20	8,150954	0,18536412	12,4902912	1378,02919	0,22967153				
01/01/2012 2:30	8,371183	0,18301802	12,7586539	1468,77508	0,24479585				
01/01/2012 2:40	8,637367	0,18026339	13,0811151	1582,97854	0,26382976				

Fig A.3.8 Energía generada con altura de instalación de 100 m

## ANEXO 4

TABLA DE CORRECCIÓN DE VELOCIDAD POR ATURA PARA VELOCIDADES ANEMOMÉTRICAS ELEPCO. S.A

CORRECCIÓN DE VELOCIDAD POR ALTURA					
TimeStamp	Dato Medido NOMAD (m/s)	Coeficiente Hellmann	Corrección 65m [m/s]	Corrección 85m [m/s]	Corrección 100m[m/s]
01/01/2012 0:10	8,936753	0,17726484	12,45319267	13,0596954	13,4414026
01/01/2012 0:20	6,573008	0,2042985	9,634765348	10,1775456	10,5211367
01/01/2012 0:30	9,006331	0,17658236	12,5341261	13,1421642	13,5247816
01/01/2012 0:40	8,025838	0,18672538	11,38366085	11,968411	12,3371764
01/01/2012 0:50	8,304785	0,1837188	11,71320805	12,3049576	12,6778962
01/01/2012 1:00	8,200111	0,184835	11,58976351	12,1789229	12,5503181
01/01/2012 1:10	8,440115	0,18229636	11,87242701	12,4674619	12,8423565
01/01/2012 1:20	7,706043	0,19030358	11,00352276	11,5798564	11,9435932
01/01/2012 1:30	7,584769	0,19169949	10,85868999	11,4317177	11,7934766
01/01/2012 1:40	6,775989	0,20162209	9,882662923	10,4319159	10,7794048
01/01/2012 1:50	7,879032	0,18834996	11,20946948	11,7904092	12,1568993
01/01/2012 2:00	7,271974	0,19540556	10,48335043	11,0475491	11,4040174
01/01/2012 2:10	6,927912	0,19967085	10,06740331	10,6213626	10,9716821
01/01/2012 2:20	8,150954	0,18536412	11,53170205	12,1196301	12,4902912
01/01/2012 2:30	8,371183	0,18301802	11,79137985	12,3847501	12,7586539
01/01/2012 2:40	8,637367	0,18026339	12,10374859	12,7034471	13,0811151
01/01/2012 2:50	8,348187	0,18326009	11,76431776	12,3571287	12,7306994
01/01/2012 3:00	7,835618	0,18883618	11,15785491	11,7376506	12,1034572
01/01/2012 3:10	8,080096	0,18613247	11,44790697	12,034043	12,4036354
01/01/2012 3:20	8,483529	0,18184487	11,92341526	12,5194892	12,895002
01/01/2012 3:30	9,807446	0,16908351	13,45879481	14,0833296	14,4756955
01/01/2012 3:40	9,04781	0,176178	12,58232563	13,1912709	13,5744259
01/01/2012 3:50	10,07043	0,1667549	13,7595839	14,3890849	14,7843731
01/01/2012 4:00	11,90054	0,15206063	15,81899117	16,477628	16,8899085

Tabla A.4.1 Tabla de corrección de velocidad por altura para velocidades anemométricas ELEPCO. S.A

La presente tabla indica los resultados de la corrección de velocidad por altura para un día de toma de mediciones, el detalle de todos los demás días del año se encuentra en el Anexo Magnético.

## ANEXO 5

### PROCEDIMIENTO PARA MANEJO DEL NOMAD 2

Se abre el programa en la computadora en la que se haya escogido para su instalación, la siguiente es la ventana de inicio en donde se escoge el icono superior derecho para importar datos:

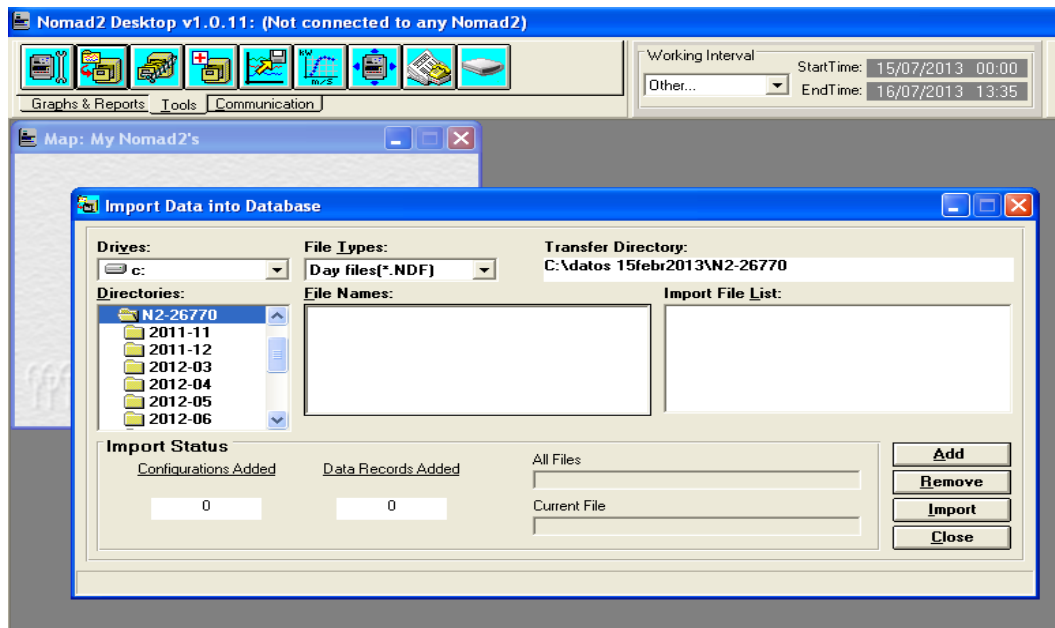


Fig A.5.1 Ventana de importación de datos

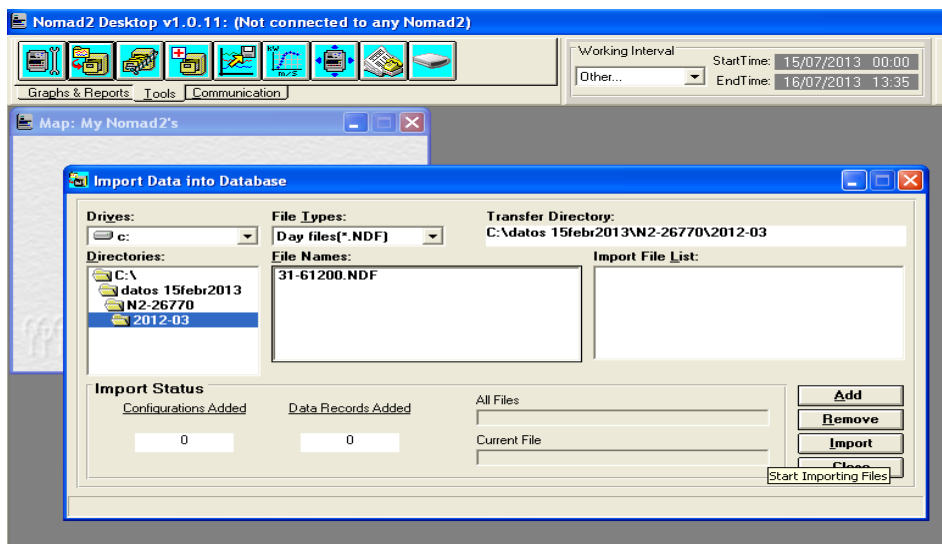


Fig. A.5.2 Selección de carpeta contenedora de datos correspondientes cada mes

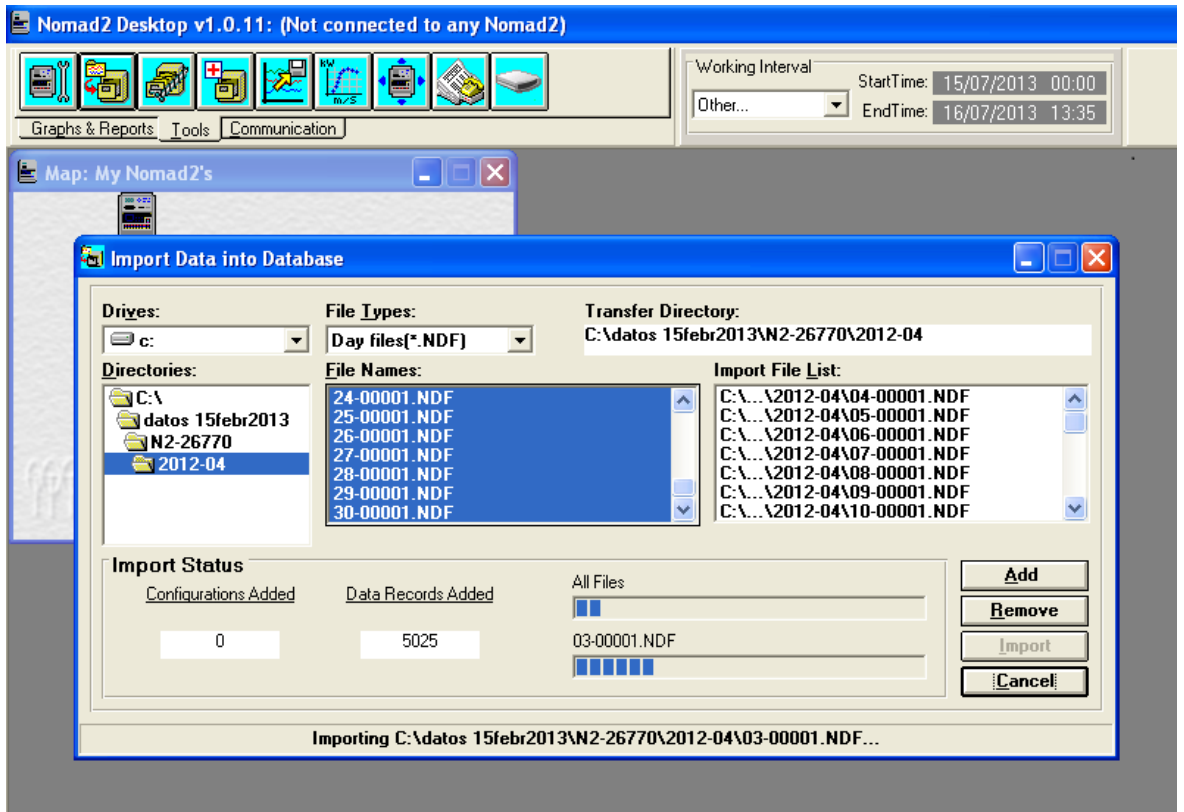


Fig A.5.3 Migración de datos de la carpeta contenedora a la base de información del programa

Una vez realizado este procedimiento, en la pantalla de inicio se mostrará un icono que es el perteneciente al dueño del proyecto o la ubicación donde está instalado el equipo registrador de los datos, en este caso ILLUCHI 1. En adelante si se desea trabajar con los datos cargados en el programa, se deberá seleccionar el icono de ILLUCHI y se podrá usar con los botones de la barra de herramientas ubicada en la zona superior de la pantalla.





Fig A.5.4 Icono de ILLUCHI 1

En el icono de “Multitrack Export” se escogen los archivos que se desea exportar y al hacerlo se guardan en una hoja de Excel con todos los datos medidos que para este caso serán necesarios: datos de velocidad, promedio del viento, valor máximo, desviación estándar y tiempo de la máxima incidencia de vientos.

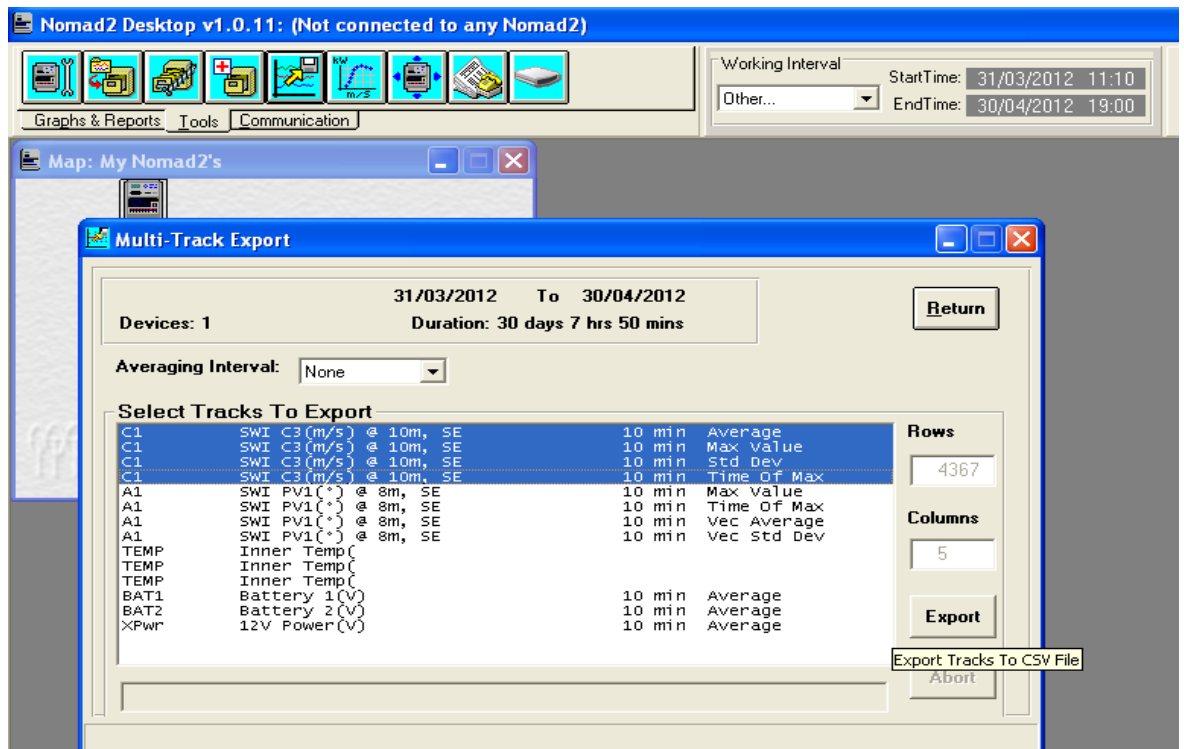


Fig A.5.5 Exportación de Datos

A fin de mantener la norma IEC 61400-12-1, la elección se ha hecho para informar siempre el resultado estándar basado en las estadísticas de 10 minutos.

## **ANEXO 6**

### **BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA, CONTROL Y SUPERVISIÓN.**

Con la finalidad de tener presente el equipamiento de protección y control, como información adicional se detallan estos equipos.

#### **A.6.1 RED DE COMUNICACIONES Y PUESTA A TIERRA**

La red de comunicaciones del parque se basa en conectar los aerogeneradores del parque a la estación de control mediante un cable de fibra óptica. En el edificio de control se controlan todas las opciones del aerogenerador. En el edificio de control se manda la información vía MODEM a la sede central de la empresa controladora del parque.

Todos los aerogeneradores se encontrarán comunicados a través de una red de puesta a tierra ejecutada en cobre desnudo de 70mm de sección a efectos de proteger la instalación de fallas eléctricas producidas en la misma o externas a la instalación como por ejemplo descargas atmosféricas [21].

#### **A.6.2 CONDUCTORES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA**

La potencia generada en cada aerogenerador es transportada hasta la subestación de elevación única, mediante cable de cobre aislado para 1 kV tipo TTU calibre 1000 MCM con los respectivos equipos de protección tanto a la salida del aerogenerador como a la llegada de la subestación. Se ha optado por esta configuración con la finalidad de eliminar el transformador de elevación de

cada góndola, con lo cual se abaratarán costos y se disminuirá el peso de la góndola. SI bien es cierto a cambio de este ahorro, se está utilizando un calibre de conductor más grueso cuyo incremento de costo es menor que la utilización del transformador individual.

#### A.6.3 SALA DE CONTROL

Es el centro de observación al cual llegan los cables de control que se han derivado de la subestación eléctrica y de los aerogeneradores, llegando a las celdas y armarios de control, protección y medida. Desde este edificio se controlara el funcionamiento del parque, y se sabrá en todo momento si hay algún problema en cualquier parte del sistema [21].

#### A.6.4 SUBESTACIÓN

La subestación de elevación única, en su barra de bajo voltaje (690 V) recibirá los alimentadores procedentes de cada torre.

Estará conformada por un transformador elevador de 690 V / 22 kV cuya potencia se determinará en función de los aerogeneradores a instalarse.

Como elementos de protección contendrá disyuntores en vacío tanto en su secundario como en su primario.

Estos disyuntores recibirán la señal de disparo de sendos relés cuyas características estarán determinadas específicamente por el fabricante.

#### A.6.5 DISYUNTORES DE GENERADOR

Para cada torre de generación se instalará un disyuntor de salida (Dgen) cuya capacidad será 1500 A, conforme la siguiente expresión:

$$I_n = \frac{P_{gen}}{\sqrt{3} * V_{gen} * fp} \quad (36)$$

Dónde:

$I_n$ : Corriente nominal [A]

$P_{gen}$ : Potencia del generador [kW]

$V_{gen}$ : Voltaje del generador [kV]

$fp$ : factor de potencia 0.8

#### A.6.6 DISYUNTORES DE SALIDA DE SUBESTACIÓN

Corresponden a la protección del lado de medio voltaje del transformador y serán de 24 kV, 1250/2500 A disponibles en el mercado.

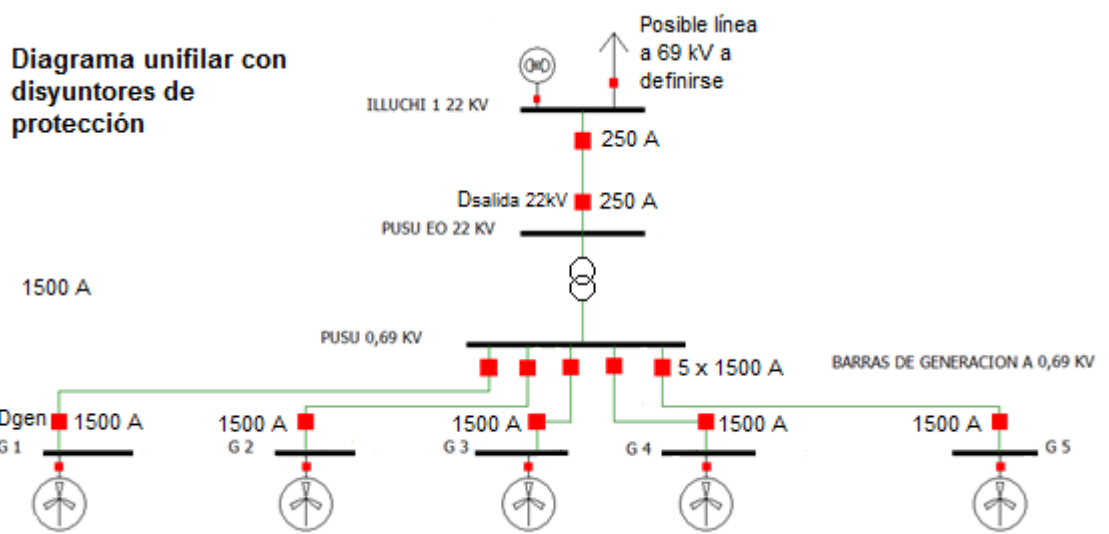


Fig. A.6.1 Dimensionamiento de disyuntores del parque eólico

En la subestación de elevación de 0.69/22 kV se pudiera utilizar un módulo compacto Pad Mounted que integre la entrada de los 5 generadores

## **ANEXO 7**

Procedimiento para obtener la corriente de cortocircuito utilizando el POWR WORLD V.17

1.- Es necesario simular el sistema con las impedancias propias de líneas de transmisión, transformadores y generadores.

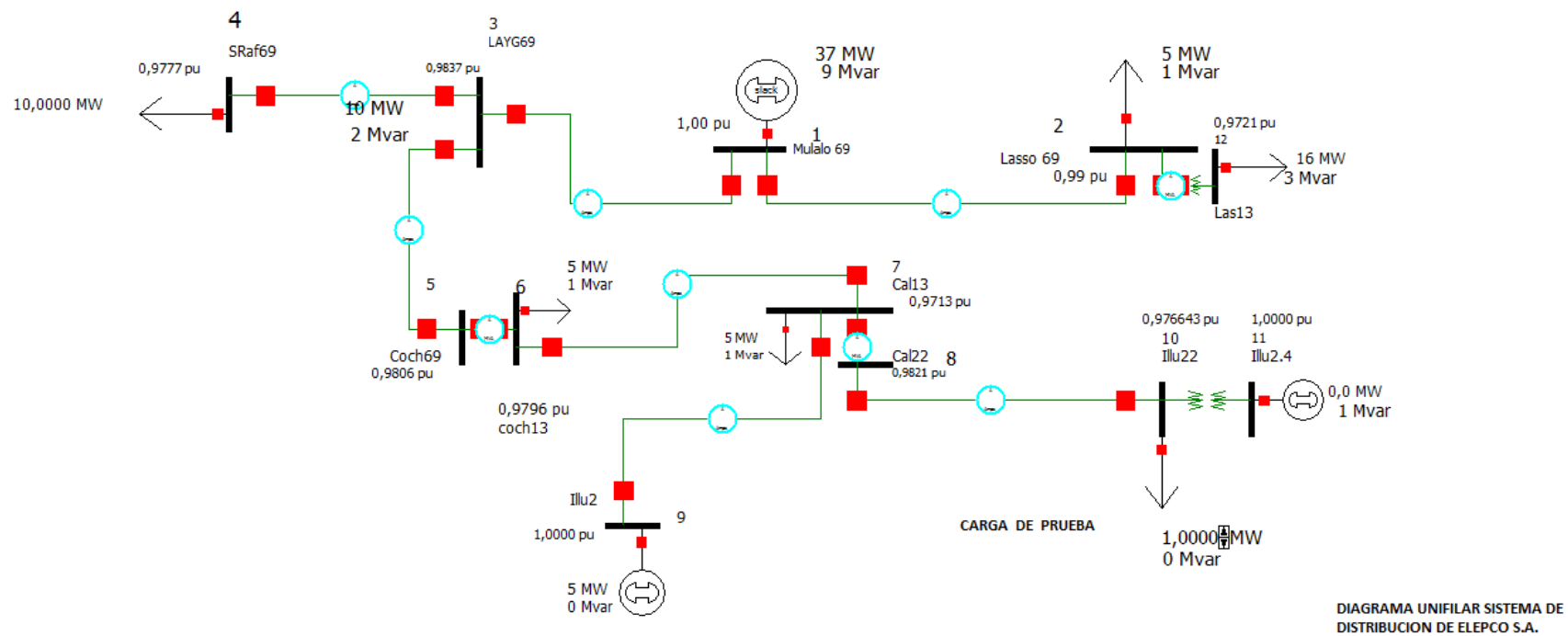


Fig. A.7.1 Diseño del sistema de distribución ELEPCO S.A.

Una vez dibujado el sistema, se pasa a modo “run” para asegurarse de que el sistema no contiene errores en sus parámetros constitutivos. En la figura (A.7.2) se indica lo antes mencionado.

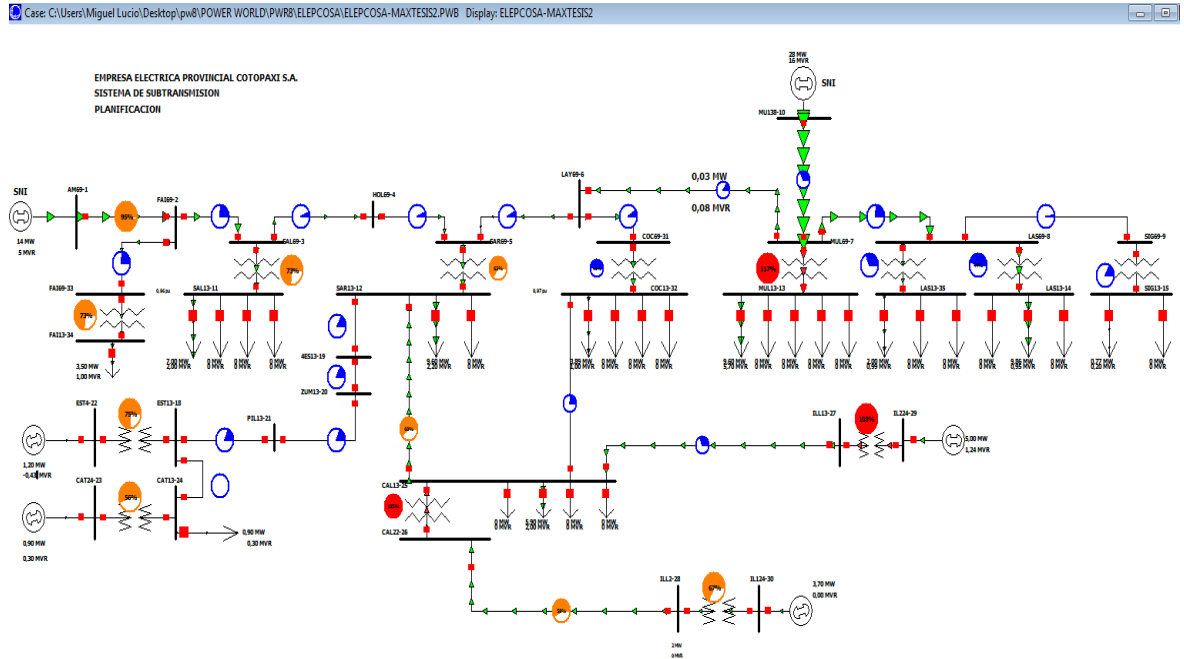


Fig. A.7.2 Modo “run” del sistema simulado

Se escogerá la barra en la cual se va a conectar el aerogenerador para en ella efectuar el análisis de cortocircuitos. Esta actividad se la realiza con el botón derecho del mouse ubicándose sobre la barra de estudio, inmediatamente se despliega el submenú que se aprecia en la figura (A.7.3), para este caso es la Barra Illuchi-28, que es una barra a 22,0 kV a la cual se conecta la Central Illuchi 1:



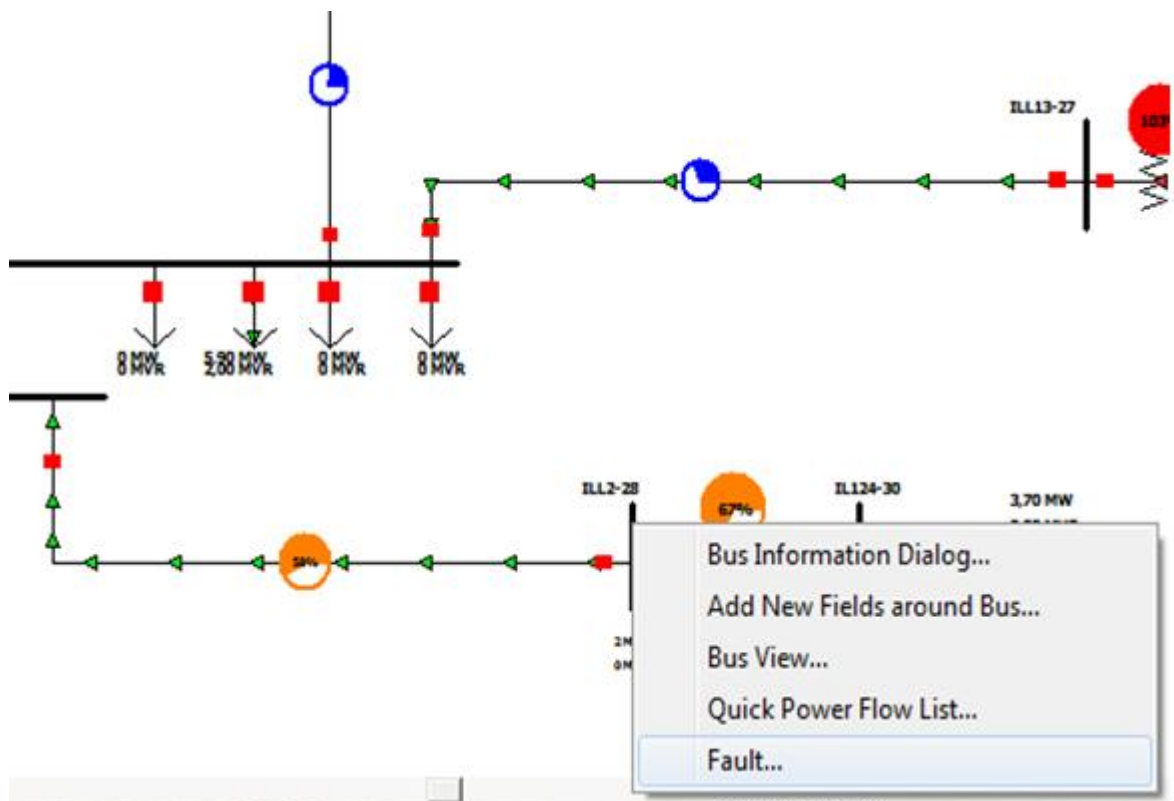


Fig. A.7.3 Submenú de la barra escogida

En el gráfico siguiente (Fig. A.7.4) se indica la pestaña de *Bus Information Dialog* donde se consignan los parámetros eléctricos de dicha barra.

Bus Information for Current Case

Bus Number: 28

Bus Name: ILL2-28

Area Number: 1

Area Name: 1

Zone Number: 1

Voltage (p.u.): 1,0000

Voltage (kV): 22,00

Angle (deg): 16,893

System Slack Bus

Status

Disconnected

Connected

Device Info: OPF

Load Information

Current MW: 0,0

Current Mvar: 0,0

View/Edit Bus Load Records

Generator Information

Total MW: 2,0

Total Mvar: 0,4

View/Edit Generator Records

Shunt Admittance

G (MW): 0,0

B (Mvar): 0,0

View All Flows at Bus

OK Cancel Help Print

Fig. A.7.4 Información de la barra ILLUCHI 1

Para una información más detallada de la barra en cuestión, se puede escoger la opción *Bus View* para tener acceso al diagrama unifilar independiente de la barra en estudio.

## ILL2-28

Bus: ILL2-28 (28)  
Area: 1 (1)  
Zone: 1 (1)

1,00 pu  
22,00 KV  
16,89 Deg  
0,00 \$/MWh

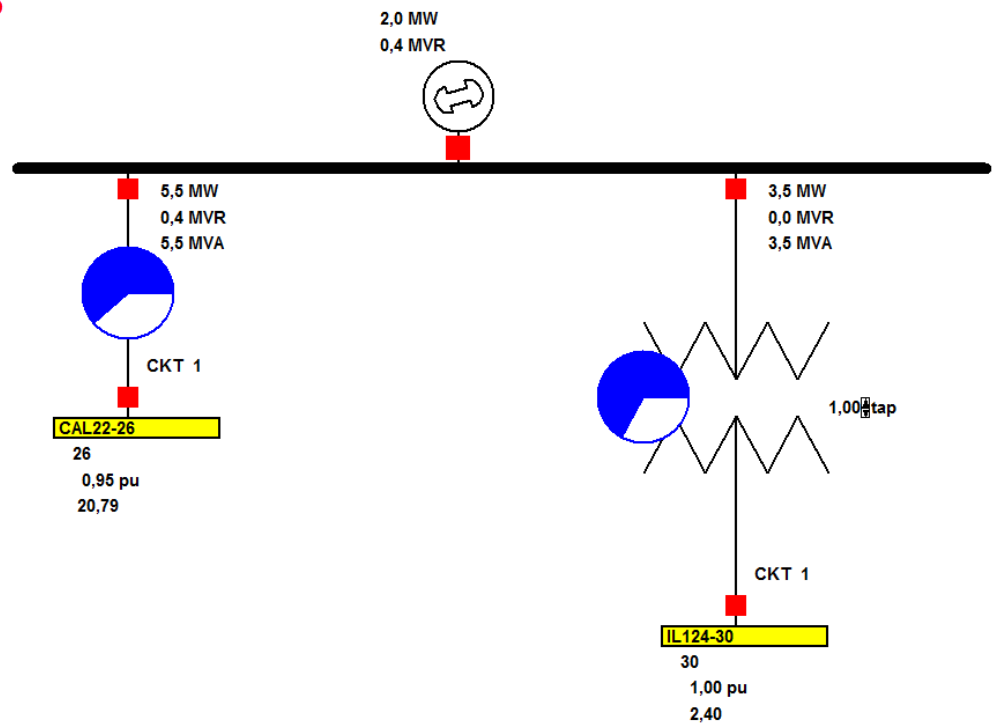


Fig. A.7.5 Detalle del sistema ILLUCHI

Al escoger la opción de *Fault* se despliegan las opciones de cortocircuito deseadas, las mismas que son:

- Fault Location
- Fault Type
- Current Units

Cuyo detalle puede apreciarse en la figura (A.7.6)

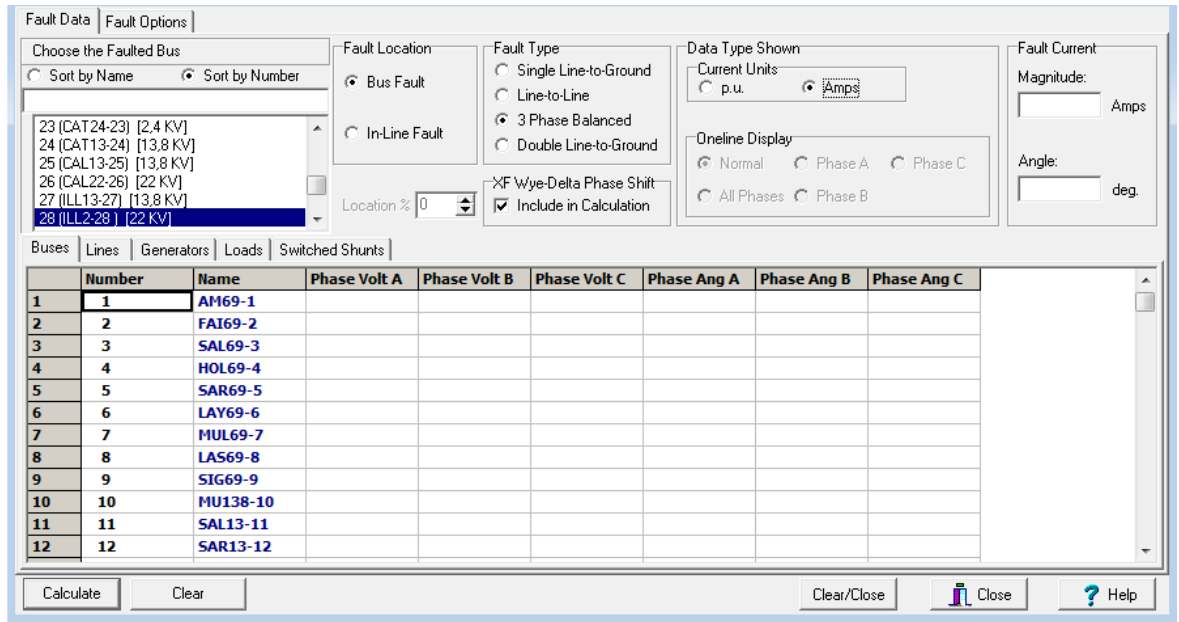


Fig. A.7.6 Selección de parámetros para cálculo de falla

Mediante el botón *Calculate* se obtendrá el valor de la corriente de cortocircuito tal como se indica en el siguiente gráfico (Fig. A.7.7):

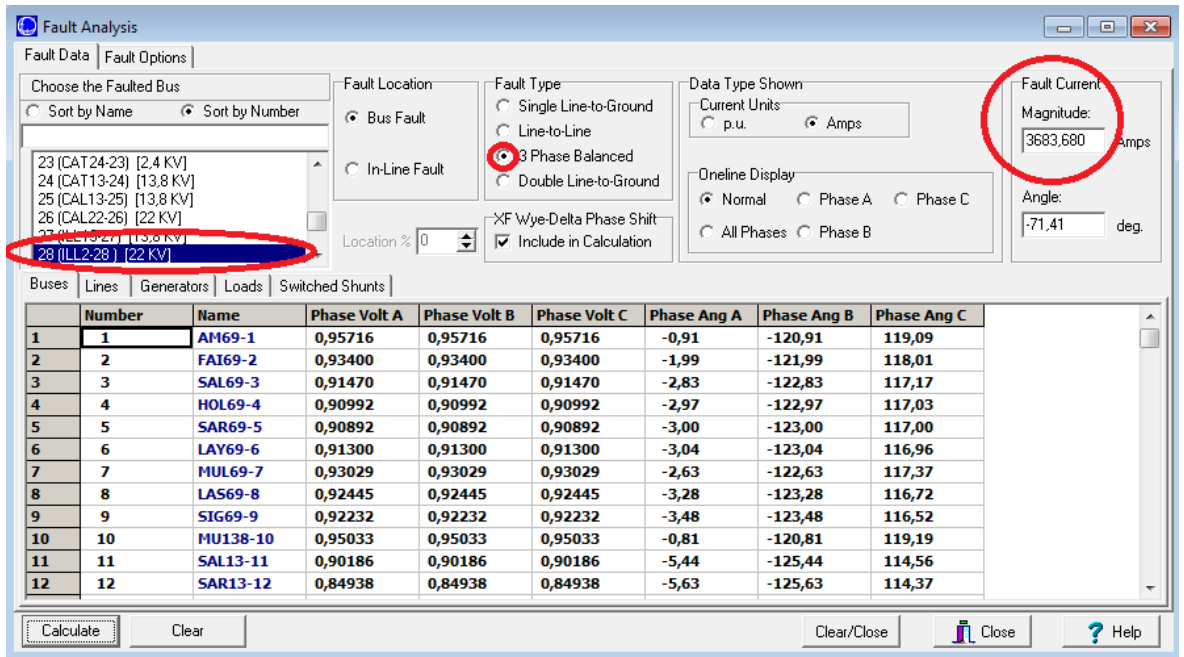


Fig. A.7.7 Obtención de resultados

## **ANEXO 8**

### **BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA, CONTROL Y SUPERVISIÓN.**



El Transformador de distribución tipo Pedestal de ABB, sumergido en Aceite, de montaje al piso, trifásico, ha sido diseñado específicamente para utilizarse con sistemas de redes de distribución subterráneas, ideal para cargas comerciales, escuelas, alumbrado público, edificios, centros comerciales, y diversas aplicaciones en instalaciones industriales.

Su concepto de diseño hace posible mantener despejado el espacio público de postes y redes aéreas de energía en el entorno de la instalación. Su construcción atiende a un estricto desarrollo mecánico, fundamentado en seguridad para el personal y las instalaciones, resistente a todo tipo de violaciones. Todas las partes eléctricas vivas están protegidas por el gabinete, sin requerir barreras o defensas adicionales externas, porque no deja a la vista y accesibles tornillos, tuercas, y accesorios removibles desde el exterior, así como espacios irregulares que permitan el acceso de objetos extraños que puedan alcanzar un punto energizado. El transformador tipo Pedestal de ABB es para uso a la intemperie, resistente al agua, apto para instalación en un ambiente normal al aire libre y bajo requerimiento para instalación en ambientes severos en aplicaciones industriales.

#### **Características técnicas generales.**

- Transformadores tipo trifásico para potencias desde 45 y hasta 1000 kVA.
- Voltaje Alta Tensión desde 10,5 y hasta 24,9 kV.
- Voltaje Baja Tensión hasta 480 Y / 277 V en vacío.
- 65° C aumento de Temperatura.
- Frecuencia de 60 Hz ó 50 Hz.
- Diseño bajo norma ANSI, ICONTEC y CODENSA.
- Transformadores monofásicos y trifásicos.
- Para sistemas radiales o en anillo.



<b>Interrupor</b>		<b>VM1 24</b>						
Normas	IEC 62271-100 • CEI 17-1 (Fasc. 13/5) •							
Tensión nominal	Ur [kV]	24						
Tensione nominale di isolamento	Us [kV]	24						
Tensión de ensayo a 50 Hz	Ud (1 min) [kV]	50						
Tensión de ensayo a impulso	Up [kV]	125						
Frecuencia nominal	fr [Hz]	50-60						
Corriente térmica asignada (40 °C)	Ir [A]	630	630	1250	1250	1600	2000	2500
		16	16	16	16	16	16	–
Poder de corte nominal (corriente nominal simétrica de cortocircuito)	Isc [kA]	20	20	20	20	20	20	–
		25	25	25	25	25	25	25
		–	–	–	–	–	–	–
		16	16	16	16	16	16	–
Corriente nominal admisible de breve duración (3 s)	Ik [kA]	20	20	20	20	20	20	–
		25	25	25	25	25	25	25
		–	–	–	–	–	–	–
		40	40	40	40	40	40	–
Poder de cierre	Ip [kA]	50	50	50	50	50	50	–
		63	63	63	63	63	63	63
		–	–	–	–	–	–	–
Secuencia operaciones	[O-0,3s-CO-3min-CO] •							
Tiempo de apertura	[ms]	35...45						
Tiempo de arco	[ms]	10...15						
Tiempo total de corte	[ms]	45...60						
Tiempo de cierre	[ms]	50...60						
Maniobras mecánicas (ciclos)	Actuador ... 100.000 Botellas ... 30.000							
Maniobras eléctricas (ciclos)	Corriente nom. ... 30.000 En cortocircuito ... 100							
Dimensiones generales	H [mm]	631	631	631	631	642	642	661
	L [mm]	570	700	570	700	700	700	700
	P [mm]	424	424	424	424	424	424	424
Distancia ejes polos	I [mm]	210	275	210	275	275	275	275
Peso	≤ 25 kA [kg]	108	115	108	115	137	137	137
	31,5 kA [kg]	–	–	–	–	–	–	–
Tabla normalizada dimensiones	1VCD	00005	00006	00005	00006	00007	00007	00007
Temperatura de funcionamiento	[°C]	– 25 ... + 40						
Tropicalización	IEC: 60068-2-30 • 721-2-1 •							
Compatibilidad electromagnética	IEC 60694 •							



## Celdas Aisladas en Aire, Tipo Advance y Safe Gear

### CARACTERÍSTICAS.

- Metal-Ciudad a prueba de arco interno
- Interruptores en vacío, de carga por resorte y actuador magnético
- Sistema simple y doble piso
- Acceso posterior, superior y frontal
- Hoja metálica de aleación galvanizada
- Extracción de interruptores con puerta cerrada
- Caja de control metal-mecánicamente separada de los compartimientos de fuerza
- Fabricación ABB USA, Lake Mary Florida



### INFORMACIÓN GENERAL.

Los tableros blindados Safe Gear y Advance se fabrican con una amplia variedad de módulos estándar, para un despacho rápido y eficiente de tableros normales. Se asegura la calidad con extensas pruebas de diseño y fabricación, junto con instalaciones de fabricación que han sido certificadas de conformidad con ISO 9001.

ABB ofrece tableros blindados de media tensión para el mercado ANSI utilizando técnicas modernas de fabricación. Los detalles de diseño tales como resistencia al arco, extracción con la puerta cerrada, desconectores totalmente automáticos y enclavamientos de seguridad dentro de la celda, brindan a los operadores una protección superior y minimizan el riesgo de errores y daños. Otros detalles reducen

esfuerzos de mantenimiento. El diseño modular permite arreglos compactos ahorradores de espacio. La construcción emperrada permite rápidos reemplazos y modificaciones en el campo. Todas estas características conducen a disminuir el costo de adquisición y reducir el riesgo. Los tableros blindados SafeGear y Advance están disponibles en configuraciones de un nivel y de dos niveles. Se usa Galvalume, una lámina de metal recubierto, autoregenerable en todo el producto. Su superior resistencia a la corrosión proporciona una larga vida al tablero. Los gabinetes uso interior y exterior, así como su instalación en centros de distribución de potencia, permiten la instalación en cualquier ambiente.

Las compuertas y chimeneas de ventilación liberan la presión excesiva durante un evento de arco. Las estructuras frontal, lateral y posterior mantienen su integridad.



### DATOS TÉCNICOS.

El SafeGear está diseñado para cumplir con los requerimientos de prueba de resistencia del arco de la norma EEMAC G14-1 (1987) así como también la norma IEEE C37.20.7 (2001). La norma IEEE refleja los tipos y requerimientos de tableros resistentes al arco de la norma EEMAC G14-1, como se indica a continuación.

Valores Nominales de Resistencia al Arco del SafeGear

EEMAC G14-1 1987	IEEE c37.20.7.2001	Especificación de Protección
A	Tipo 1	Frete únicamente
B	Tipo 2	Frete, lados y parte posterior
C	Tipo 2C	Frete, lados y parte posterior; entre compartimientos adyacentes dentro de una sección o entre secciones verticales adyacentes

ADVAC

Máxima Tensión Nominal kV rms	Corriente Nominal de Cortocircuito kA rms	Capacidad de corriente continua del ADVAC					
		1200 A		2000 A		3000 A	
		Propósito General A	Propósito Definido A	Propósito General A	Propósito Definido A	Propósito General A	Propósito Definido A
4.75	31.5	400	630	400	630	400	630
4.75	40	400	630	400	630	400	630
4.75	50	400	1000	400	1000	400	1000
8.25	40	250	630	250	630	250	630
15	20	250	630	250	630	250	630
15	25	250	630	250	630	250	630
15	31.5	250	630	250	630	250	630
15	40	250	630	250	630	250	630
15	50	250	1000	250	1000	250	1000

AMVAC

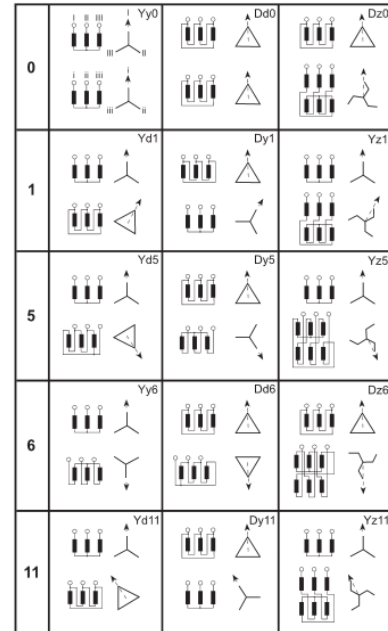
Máxima Tensión Nominal kV rms	Corriente Nominal de Cortocircuito kA rms	Capacidad de corriente continua del AMVAC					
		1200 A		2000 A		3000 A	
		Propósito General A	Propósito Definido A	Propósito General A	Propósito Definido A	Propósito General A	Propósito Definido A
4.75	2540	400	630	400	630	400	630
4.75	31.5	400	630	400	630	400	630
4.75	40	400	630	400	630	400	630
8.25	40	250	630	250	630	250	630
15	20	250	630	250	630	250	630
15	25	250	630	250	630	250	630
15	31.5	250	630	250	630	250	630
15	40	250	630	250	630	250	630
27	16	160	400	160	400	N/A	N/A
27	25	160	400	160	400	N/A	N/A



### Niveles de Aislación Standard

Tensión Nominal $U_m$ kV valor rms	Tensión Soportada a Frecuencia Industrial kV valor rms	Tensión Soportada a Impulso Tipo Atmosférico kV valor pico
3.6	10	20 40
7.2	20	40 60
12	28	60 75 95
17.5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72.5	140	325
123	(185) 230	450 550
145	(185) 230 275	(450) 550 650
170	(230) 275 325	(550) 650 750
245	(275) (325) 360 395 460	(650) (750) 850 950 1050

### Conexiones Standard para Transformadores



### Altitud

Se sabe que la propiedad aislante del aire disminuye al aumentar la altitud, por lo tanto hay que tomarlo en consideración para el aislamiento exterior de los aparatos, a excepción del aislamiento interior que no sufre variaciones porque está garantizado por el medio utilizado como ser: vacío, gas SF6, etc.

Este fenómeno debe tenerse en cuenta al realizar el diseño de los elementos aislantes cuando los aparatos deban instalarse a más de 1000 m sobre el nivel del mar. En dichos casos, hay que considerar un coeficiente de corrección elaborada siguiendo lo dispuesto en las Normas IEC 60694 e IEC 60071-2, aplicando la fórmula.

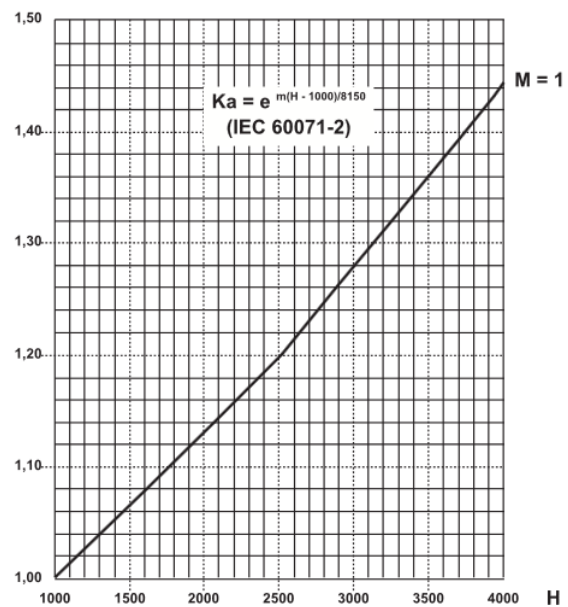
**H** = altitud en metros

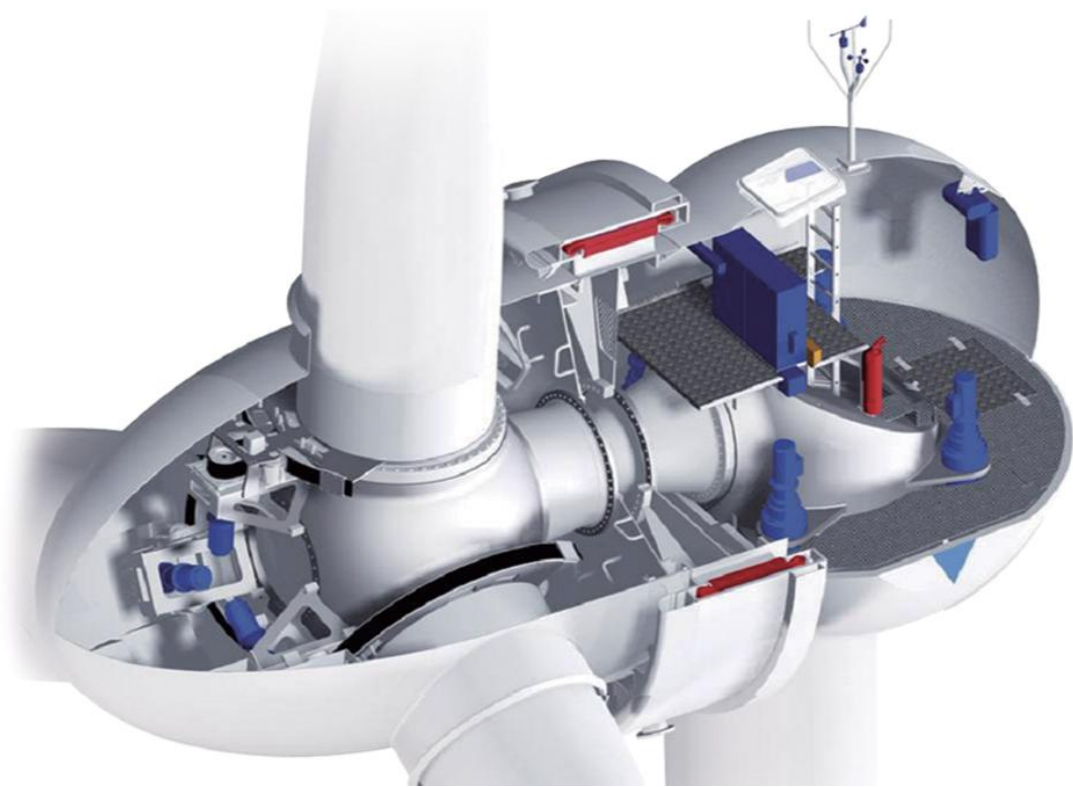
**m** = valor referido a frecuencia industrial y a las tensiones de ensayo soportadas a impulso atmosférico y entre fase y fase.

$$K_a = e^{m(H - 1000)/8150}$$

(IEC 60071-2)

### $K_a$





### FIJO

El interruptor en ejecución FIJA, tripolar o tetrapolar, prevé:

- terminales superiores e inferiores iguales
- mando por palanca
- relé termomagnético o electrónico
- marco para la puerta anterior del cuadro
- posibilidad de montaje sobre placa de fondo o guala DIN (hasta a 630A)
- interruptores caracterizados únicamente por cuatro profundidades (70 mm para S1-S2, 103.5 para S3...S6, 138.5 para S7 y 242 para S8)
- frontal normalizada para grupos de interruptores (45 mm para S1...S5, 105 mm para S3...S7).

### ENCHUFABLE

El interruptor en ejecución ENCHUFABLE se compone de:

- parte fija que se tiene que instalar directamente en la placa de fondo del compartimento;
- parte móvil obtenida del interruptor fijo con el añadido de los contactos de seccionamiento en correspondencia de los terminales de conexión, de la estructura metálica posterior para la fijación a la parte fija y de los cubrebornes.

La remoción del interruptor se efectúa desenroscando los tornillos de fijación superiores e inferiores. Un bloqueo impide la inserción y la remoción del interruptor con los contactos en posición de cerrado.

### EXTRAÍBLE

El interruptor en ejecución EXTRAÍBLE se compone de:

- parte fija que se tiene que instalar directamente en la placa de fondo del compartimento o con el grupo lateral montado en la parte fija para consentir el movimiento de extracción/inserción;
- parte móvil obtenida del interruptor fijo con el añadido de los contactos de seccionamiento en correspondencia de los terminales de conexión, de la estructura metálica posterior (que se acopla al lateral previsto en la parte fija para el deslizamiento) y de los cubrebornes
- accesorio que se tiene que aplicar en la parte frontal del interruptor a elegir entre frontal para mando por palanca, mando a motor y mando giratorio; la aplicación de uno de estos accesorios consiente realizar el bloqueo de interruptor en posición de extraído.

La inserción/extracción de la parte móvil se efectúa por medio de la correspondiente manivela de maniobra suministrada con el interruptor en la versión parte móvil de interruptor extraíble o con el kit de transformación del interruptor fijo en parte móvil de interruptor extraíble. El especial mecanismo permite poner el interruptor en posición de seccionado (con los circuitos de potencia y auxiliares desconectados) con la puerta de la celda cerrada, mejorando así la seguridad del operador.

La manivela puede insertarse solamente con el interruptor abierto.

Tras remover o extraer el interruptor, puede maniobrase en abierto/cerrado y mediante las correspondientes prolongaciones de conexión, pueden realizarse pruebas en blanco de funcionalidad de los circuitos de mando auxiliar.

	F	P	W
	Fijo	Enchufable	Extraíble
S1 125	■	■	-
S2 160	■	■	-
S3 160	■	■	■
S3 250	■	■	■
S4 160	■	■	■
S4 250	■	■	■
S5 400	■	■	■
S5 630	■	-	■
S6 630	■	-	■
S6 800	■	-	■
S7 1250	■	-	■
S7 1600	■	-	■
S8 2000	■	-	-
S8 2500	■	-	-
S8 3200	■	-	-

DISYUNTORES SACE		SACE Isomax S5	SACE Isomax S6	SACE Isomax S7	SACE Isomax S8
DISTRIBUCIÓN AC / DC		S5	S6	S7	S8
Polos	[nr.]	3 - 4	3 - 4	3 - 4	3 - 4
Iu	[A]	400-630	630-800	1250-1600	2000-2500-3200
Ue (AC)	[V~]	690	690	690	690
Icu (380/415V AC)	[kA]				
	B				
	N	35	35		
	S		50	50	
	H	65	65	65	85
	L	100	100	100	
	V				120
Ue (DC)	[V-]	750	750	-	-

## EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO

## TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

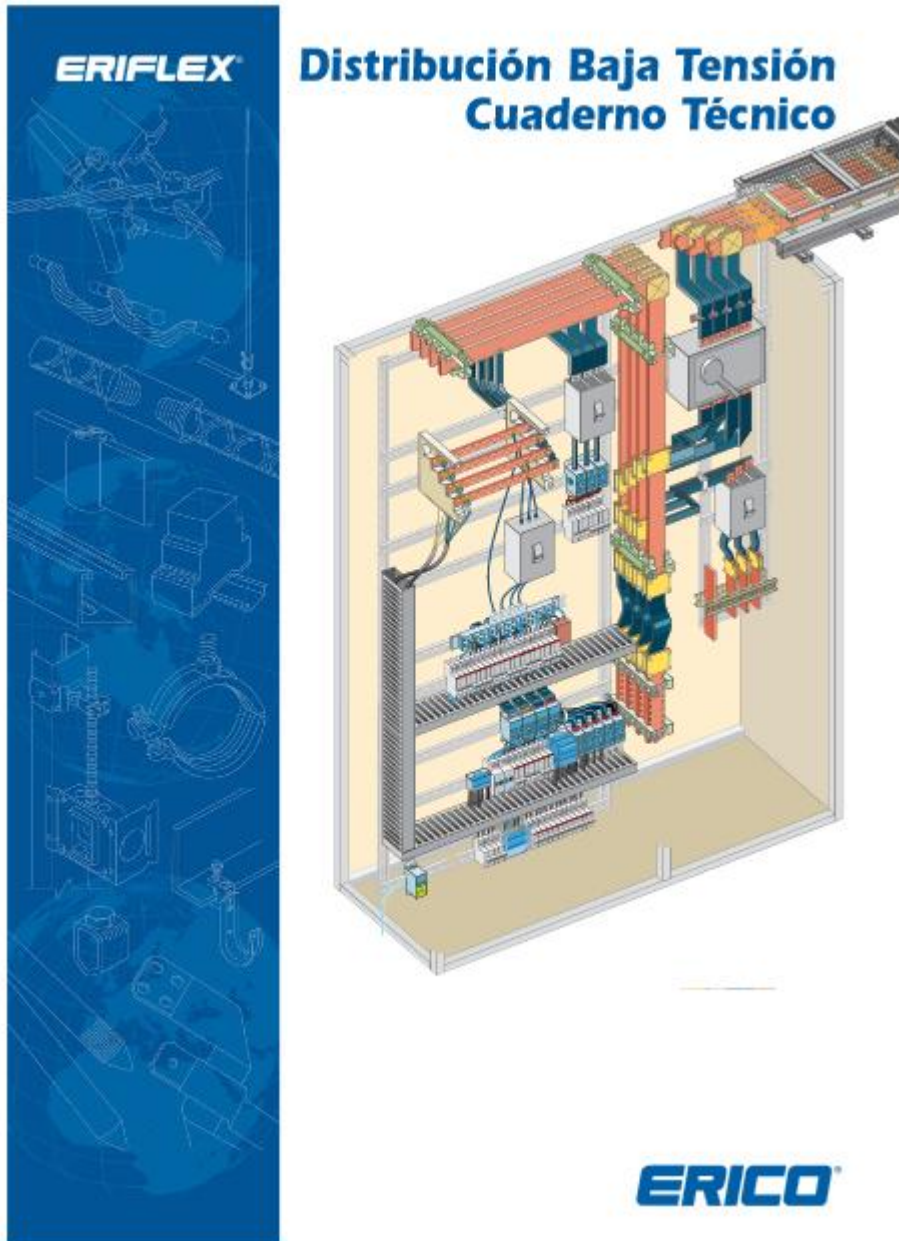
- Potencia Nominal ..... 6 MVA
- Relación.....0.69/22 KV
- Conexión..... $\Delta/Y$
- Impedancia máxima..... 6 %
- Refrigeración..... ONAN
- Relé Buchholz..... Si
- Protección Diferencial..... Si
- Equipo de protección..... Rele multifunción

## DISYUNTOR DE MEDIO VOLTAJE

- Voltaje nominal..... 24 KV
- Corriente de operación continua..... 630 A
- I nominal simétrica de cortocircuito..... 16 KA
- I de cierre..... 50 Ka

## DISYUNTOR DE 690 V

- Número de polos..... 3 – 4
- I nominal.....1250 – 1600 A
- V nominal..... 690 V
- Modulo de Protección:.....Relé multifunción
  - Sobrecorriente..... Si
  - Sobre/bajo voltaje..... Si
  - Sobre/baja frecuencia..... Si



## CUADERNO TÉCNICO

ERIFLEX® es una gama de productos amplia y completa para realizar con éxito sus instalaciones eléctricas y dentro de los cuadros y cofres eléctricos.

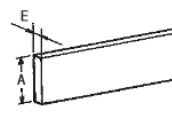
El catálogo general ERIFLEX Distribución Baja Tensión presenta las características generales de los productos.

Este documento agrupa los principales criterios de selección con el fin de ayudarles a optimizar el uso de la gama ERIFLEX: ¿Cómo elegir el producto más adecuado? ¿Cómo utilizarlo y conocer sus características detalladas?

Los productos ERIFLEX son conformes a la norma EN 60439.

<b>CONEXIONES Y CONTACTO</b> .....	Páginas 3-4
¿Cómo conseguir una buena conexión eléctrica?	
<b>ÚTILES ERIFLEX® FLEXIBAR</b> .....	Páginas 5-7
Cortar, desnudar, doblar, etc.	
<b>SOPORTES ERIFLEX® FLEXIBAR</b> .....	Página 8
Cálculo de la distancia entre soportes	
<b>EMBARRADOS</b> .....	Páginas 9-10
Introducción - Generalidades	
<b>PCB DPCB TCB - BARRAS de COBRE</b> .....	Página 11
¿Cómo elegir la barra de cobre adecuada?	
<b>AFBS FBS - SOPORTES DE BARRAS HORIZONTALES y PARA BLOQUES DISTRIBUCIÓN</b> .....	Página 12
Cálculo de la distancia entre soportes	
<b>CBS RCBS - SOPORTES DE BARRAS COMPACTO</b> .....	Página 13
Cálculo de la distancia entre soportes	
<b>CABS - SOPORTES DE BARRAS COMPACTOS CON ENTRE FASES VARIABLE</b> .....	Páginas 14-18
Cálculo de la distancia entre soportes y fijaciones	
<b>UBS - SOPORTES UNIVERSALES</b> .....	Páginas 19-20
Cálculo de la distancia entre soportes	
<b>ABS - SOPORTES DE BARRAS DE CANTO CON ENTRE FASES VARIABLE</b> .....	Páginas 21-24
Cálculo de la distancia entre soportes	

**BARRAS PLANAS:**



- Temperatura ambiente dentro del armario 35°C
- Temperatura de trabajo medida en la barra de cobre. Según la norma DIN 43671
- Barras de canto

A x E mm	Longitud (mm)			Intensidad nominal (A)							
	1000	2000	4000	Temperatura de trabajo 85°C				Temperatura de trabajo 65°C			
	nº artículo	nº artículo	nº artículo								
12 x 4	550780	550790		212				160			
12 x 5		550770		241				183			
20 x 5			550600	363				274			
25 x 5		549600	550610	433	776			327	586		
30 x 5			550620	502	890	1187	1329	379	672	896	1003
40 x 5			550630	639	1108	1444	1617	482	836	1090	1220
50 x 5		549610	550640	772	1317	1670	1870	583	994	1260	1411
60 x 5			550650	912	1524	1908	2137	688	1150	1440	1613
63 x 5		549620		951	1586	1980	2217	718	1197	1494	1673
80 x 5		549630	550660	1173	1921	2319	2597	885	1450	1750	1960
100 x 5		549640	550670	1431	2292	2716	3042	1080	1730	2050	2296
125 x 5		549650	550680	1723	2679	3155	3532	1300	2022	2381	2666
30 x 10		549700	550970	756	1300	1701		573	986	1289	
40 x 10		549710	550980	944	1624	2124		715	1230	1609	
50 x 10		549720	550900	1129	2001	2703		852	1510	2040	
60 x 10		549730	550910	1305	2279	3048		985	1720	2300	
80 x 10		549740	550920	1643	2796	3697		1240	2110	2790	
100 x 10		549750	550930	1974	3286	4320		1490	2480	3260	
120 x 10		549760	550940	2306	3790	4956		1740	2860	3740	
160 x 10			550950	2942	4757	6201		2220	3590	4680	
200 x 10			550960	3564	5711	7433		2690	4310	5610	

Se considera necesaria esta información, pues la conexión entre cubículos de tableros de llegada al Pad Mounted desde las torres de generación se efectuará mediante barras, que deberán aislarse para 1000 V (690 V nom).

Estas barras saldrán hasta el primario del transformador de 690 V a 22.000 V