

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN EL SECTOR
PUSUCHISI ALTO DEL CANTÓN LATACUNGA PARA EL
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA COTOPAXI.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

JUAN ANDRES LUCIO CRUZ

juan.lucio@outlook.es

DIRECTOR: ING. MSC LUIS ELÍAS TAPIA CALVOPÍÑA

luís.tapia@epn.edu.ec

Quito, enero 2014

DECLARACIÓN

Yo, Lucio Cruz Juan Andrés, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o certificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Juan Andrés Lucio Cruz

Certificación

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Juan Andrés Lucio Cruz, bajo mi supervisión.

Ing. Luis Tapia. MSc

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Principalmente a Dios, que en su infinita sabiduría y gracias a su bondad inmerecida nos da la vida día a día.

A mis padres Miguel y Nelly que incansablemente me enseñaron el valor de concluir las tareas iniciadas y por su amor incondicional.

A Miguel, Santiago y Sandra que más que mis hermanos son mis grandes amigos, en los que siempre puedo confiar.

A mis amigos y las personas importantes de esta institución que fueron mi apoyo en las aulas de clase y el trajinar de estudiante durante toda la carrera, quienes con su apoyo de una u otra manera me ayudaron a concluir con este proyecto; Patricio, Stephanie, Edison, Pedro y especialmente a Karen.

A mi director, Ing. Luis Tapia, por su paciencia en la corrección de este proyecto, a los profesores miembros del tribunal; Ing. Antonio Bayas y Dr. Carlos Gallardo por su guía oportuna, a quienes fueron mis instructores en la Escuela Politécnica Nacional.

DEDICATORIA

A mis hermanos, Miguel y Santiago que me enseñaron a no darme por vencido en cada etapa para alcanzar a concluir este paso.

A la mejor mujer que he conocido, mi mamá, Nelly, que con su lucha inagotable siempre procuró mantener mi rumbo en el camino de lo correcto y que con amor dedicó su vida a cuidarnos a mis hermanos y a mí.

A mi mejor profesor, instructor, y ejemplo de perseverancia, mi padre, Miguel, que con su sacrificio nos enseñó el valor de esforzarse por alcanzar los objetivos propuesto y que a pesar de su carácter fuerte siempre ve con orgullo a cada uno de sus hijos por igual.

Muy especialmente dedico este proyecto a mi primer amor, la mujer que desde su llegada a mi vida fue la razón de avanzar en cada aspiración propuesta, la persona que pudo cambiarme el mundo con su sonrisa incomparable, el motivo de mi alegría diaria y la principal razón por la que no decaigo en cumplir cada objetivo, a mi querida hermana Sandrita.

CONTENIDO

	PAGS
DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
CONTENIDO	VI
RESUMEN	XIX
PRESENTACIÓN	XX
 CAPITULO 1: INTRODUCCION	 1
1.1 GENERALIDADES	1
1.1.1 CLASIFICACIÓN DE LAS ENERGÍAS	1
1.2 EL VIENTO COMO FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE	3
1.3 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO	6
1.3.1 ENERGÍA EÓLICA	6
1.4 LA ENERGÍA EÓLICA EN EL ECUADOR	8
1.4.1 DESCRIPCIÓN DEL RECURSO EÓLICO DEL ECUADOR	9
1.5 POTENCIAL ENERGÉTICO EÓLICO EN EL ECUADOR	10
1.6 MARCO LEGAL PARA APROVECHAMIENTO DE RECURSOS EÓLICOS EN EL ECUADOR	12
1.7 TIPOS DE VIENTOS	15
1.7.1 CIRCULACIÓN ATMOSFÉRICA GENERAL.	15
1.7.2 EL RÉGIMEN DE VIENTOS: VARIACIONES CÍCLICAS; TURBULENCIA, RAFAGOSIDAD.	23
1.8 TRATAMIENTO DE DATOS EÓLICOS	24

1.8.1 LA CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO	24
1.8.2 DISTRIBUCIÓN DE DIRECCIONES DE VIENTO	25
1.8.3 DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES DE VIENTO.	27
1.8.4 VARIACIÓN VERTICAL DEL VIENTO.	27
1.8.5 EFECTOS DEL TERRENO Y PERTURBACIONES DE FLUJO.	27
1.8.6 INFLUENCIAS DE LA METEOROLOGÍA LOCAL.	28
1.8.7 EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA.	28
 CAPITULO 2: TECNOLOGÍA DE LA GENERACIÓN EÓLICA	30
2.1 TIPOS DE TURBINAS DE VIENTO	30
2.1.1 MÁQUINAS DE EJE VERTICAL	30
2.1.2 MÁQUINAS DE EJE HORIZONTAL	32
2.2 AEROGENERADORES	34
2.2.1 EQUIPO EÓLICO CON GENERADOR SÍNCRONO.	34
2.2.2 EQUIPO EÓLICO CON GENERADOR ASÍNCRONO O DE INDUCCIÓN	40
2.3 MÁQUINAS USADAS PARA GENERACIÓN EÓLICA	44
2.3.1 GENERADOR SÍNCRONO	44
2.3.2 GENERADOR DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA	45
2.3.3 GENERADOR DE INDUCCIÓN DE ROTOR DEVANADO	45
2.3.4 GENERADOR DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA CON CONVERTOR DIRECTAMENTE CONECTADO A LA RED	46
2.3.5 GENERADOR DE INDUCCIÓN DE DOBLE ALIMENTACIÓN.	47
2.3.6 GENERADORES CONECTADOS DIRECTAMENTE A LA RED.	48
2.3.6.1 GENERADOR DE IMANES PERMANENTES CON CONVERTOR DIRECTAMENTE CONECTADO A LA RED (MULTIPLICADORA OPCIONAL)	48

2.3.6.2 GENERADOR CON DEVANADO DE CAMPO DIRECTAMENTE CONECTADO A LA RED.	49
2.4 TECNOLOGÍA DE LOS AEROGENERADORES	50
2.4.1 AEROGENERADORES TIPO A.	50
2.4.2 AEROGENERADORES TIPO B.	51
2.4.3 AEROGENERADORES TIPO C.	52
2.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TECNOLOGÍAS DE LOS AEROGENERADORES	53

CAPITULO 3: MARCO TEÓRICO EXISTENTE PARA CUANTIFICACIÓN Y TRATAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO56

3.1 GENERALIDADES DEL PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN	56
3.2 MEDIDA Y REGISTRO DE DATOS DE VIENTO	56
3.3 EQUIPO DE MEDICIÓN DE CARACTERÍSTICAS EÓLICAS.	57
3.3.1 NOMAD 2	57
3.4 TRATAMIENTO DE DATOS EÓLICOS	62
3.4.1 DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES DE VIENTO.	62
3.4.2 VARIACIÓN VERTICAL DEL VIENTO.	64
3.4.3 VARIACIONES CÍCLICAS DEL RÉGIMEN DE VIENTOS: TURBULENCIA, RAFAGOSIDAD.	65
3.4.3.1 TURBULENCIA	65
3.4.3.2 RAFAGOSIDAD	66
3.5 CUANTIFICACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO NOMINAL PARA EL PARQUE.	67
3.6 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA NOMINAL DEL PARQUE	72

3.6.1 PRIMER PROCEDIMIENTO	72
3.6.1.1 CÁLCULO DE U_0	73
3.6.1.2 CALCULO DE U'_0	74
3.6.2 SEGUNDO PROCEDIMIENTO.	76
3.7 SELECCIÓN DEL TIPO DE AEROGENERADOR	77
3.8 CALCULO DEL NÚMERO DE AEROGENERADORES	80
3.9 UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES DENTRO DEL PARQUE EÓLICO	81
3.9.1 CON UN AEROGENERADOR INDIVIDUAL.	81
3.9.2 CON VARIOS GENERADORES.	81
3.9.3 PARA ZONAS MONTAÑOSAS	83
3.10 BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA, CONTROL Y SUPERVISIÓN.	83
3.10.1 RED DE COMUNICACIONES Y PUESTA A TIERRA	83
3.10.2 CONDUCTORES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA	84
3.11 SALA DE CONTROL	84
3.12 DISYUNTORES DE GENERADOR	84
3.13 SUBESTACIÓN	85
3.14 DISYUNTOR DE SALIDA EN MEDIO VOLTAGE	86
3.15 SISTEMA DE MEDICIÓN DE BAJO VOLTAGE.....	87
3.16 PUESTA A TIERRA	88
3.17 PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y SOBRETENSIONES DE MANIOBRA.	88
3.18 LÍNEA DE TRANSMISIÓN.	89
3.19 EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL DE UN PARQUE EÓLICO EN EL SECTOR PUSUCHISÍ ALTO.	90
3.19.1 IMPACTO SOBRE LA FLORA	91
3.19.2 EFECTO SOBRE LA AVIFAUNA	91

3.19.3 IMPACTO VISUAL Y RUIDO	92
CAPITULO 4: DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO	94
4.1 MEDIDA Y REGISTRO DE DATOS DE VIENTO.	94
4.2 TRATAMIENTO DE DATOS EÓLICOS	95
4.2.1 DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES DE VIENTO.	95
4.2.2 VARIACIÓN VERTICAL DEL VIENTO	97
4.2.3 VARIACIONES CÍCLICAS DEL RÉGIMEN DE VIENTOS:	
TURBULENCIA Y RAFAGOSIDAD.	99
4.2.3.1 TURBULENCIA	99
4.2.3.2 RAFAGOSIDAD	100
4.2.3.3 FACTOR DE RAFAGOSIDAD, FR	100
4.3 CUANTIFICACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO NOMINAL PARA EL PARQUE.	
.....	101
4.4 CÁLCULO DE POTENCIA DE CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE	
ELEPCO	102
4.5 CÁLCULO DEL NÚMERO DE AEROGENERADORES	106
4.6 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE.	106
4.7 MODELADO DEL PARQUE DE GENERACIÓN EÓLICA EN DIGSILENT	
POWERFACTORY	108
4.7.1 MODELO del parque eólico (estado estacionario).	108
4.7.2 Límite de potencia reactiva de los generadores	109
4.7.3 Capacidad de potencia reactiva.	110
4.7.4 Generación de curvas pq.	112
4.7.5 Análisis de pérdidas y generación.	116

4.7.6 Cálculo de pérdidas con un escrito DPL.	117
4.7.7 Cálculo de cortocircuitos, método completo.....	119
4.7.8 Análisis de calidad de potencia según IEC 61400-21	120
4.7.8.1 Definición de los espectros de armónicas y los coeficientes de flicker	121
4.7.9 Huecos de voltaje.....	122
 CAPITULO 5: ASPECTOS ECONÓMICOS	125
5.1 ESTRUCTURA DE COSTO DE UN PARQUE EÓLICO.	125
5.2 INVERSIÓN	127
5.3 FINANCIACIÓN	128
5.4 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	128
5.5 CONDICIONES DEL PRÉSTAMO	129
5.6 VIDA ÚTIL	129
5.7 INGRESOS POR PRODUCCIÓN	129
5.8 CRITERIOS DE RENTABILIDAD	130
 CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	136
 ANEXO 1: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ELEPCO Y PROPUESTA DE UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES	141
 A.1.1 ÁREA DE CONCESIÓN	141
A.1.2 FUENTES DE SUMINISTRO	141
A.1.3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIO	142

A.1.4 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES EXISTENTES EN ELEPCO S.A.	143
A.1.5 UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES EN EL TERRENO DESTINADO PARA EL PARQUE EÓLICO	144
A.1.6 SIMULACIÓN DEL PARQUE DISEÑADO.	145

ANEXO 2: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE AEROGENERADOR

GOLDWIND 70/1500	149
-------------------------------	------------

A.2.1 ALGUNAS PRECISIONES EN EL ESTABLECIMIENTO DE LAS TORRES PARA LAS GONDOLAS	152
---	-----

ANEXO 3: EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO

A.3.1 LA GÓNDOLA.....	155
-----------------------	-----

A.3.2 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO	156
-------------------------------------	-----

A.3.3 DISYUNTOR DE MEDIO VOLTAJE	157
--	-----

A.3.4 DISYUNTOR DE 690 V	160
--------------------------------	-----

A.3.5 REFERENCIA DE CAPACIDAD CONDUCTORA DE BARRAS DE COBRE	161
---	-----

A.3.6 GRÁFICO DE FACTORES DE CORRECCIÓN POR ALTURA	162
---	-----

ANEXO 4: LISTA DE HISTOGRAMAS Y DISTRIBUCIONES DE VELOCIDAD DE LOS MESES MÁS REPRESENTATIVOS OBTENIDA DE LOS RESULTADOS TOMADOS DE LAS MEDICIONES ANEMOMÉTRICAS

ANEXO 5: TABLAS DE CORRECCIÓN DE VELOCIDAD POR ALTURA

REFERENCIAS	169
--------------------------	------------

INDICE DE FIGURAS

1.1 Molino de viento en Catoira, España	4
1.2 Molino multipala [Rivera del Fresno]	5
1.3 Potencia eólica en el mundo	7
1.4 Atlas Eólico [4], parte 1	11
1.5 Brisa marina	18
1.6 Terral, o brisa terrestre	18
1.7 Brisa diurna del valle	19
1.8 Brisa nocturna de montaña	19
1.9 Esquema clásico de la circulación general de los vientos, con indicación de sus direcciones en superficie [8]	22
1.10 Rosa de vientos de frecuencias [2]	26
1.11 Rosa de vientos de velocidades [2]	26
1.12 Histograma de potencia	29
2.1 Las HAWT como maquina Barlovento (a) o Sotavento (b)	31
2.2 Las VAWT aceptan viento en cualquier dirección.	32
2.3 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).	33
2.4 a) Estator trifásico, b) Rotor de polos salientes, c) rotor cilíndrico, d) Dibujo simbólico de la máquina, e) Circuito esquemático del estator y del rotor.	35
2.5 Principio de funcionamiento de la máquina sincrónica	36
2.6 Circuito equivalente de la maquina sincrónica como generados	37
2.7. Características voltaje-velocidad de rotación de un generador de imanes permanentes	39
2.8 Un generador síncrono trifásico necesita los colectores y escobillas para transferir la corriente al campo del rotor	39

2.9. Curva par-velocidad de una máquina asíncrona polifásica	41
2.10 Generador inductivo autoexcitado.	42
2.11 circuito equivalente del generador de inducción.	43
2.12 Generador síncrono	44
2.13 Generador de inducción jaula de ardilla	45
2.14 Generador de inducción rotor devanado	46
2.15 Generador de inducción jaula de ardilla con convertidor directamente conectado a la red	47
2.16 Generador de inducción de doble alimentación	48
2.17 Generador de imanes permanentes con convertidor directamente conectado a la red.	49
2.18 Generador devanado de campo directamente conectado a la red.	50
2.19 Turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono. ..	51
2.20 Turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono doblemente alimentado.	52
2.21 Turbina eólica a velocidad variable basada en un generador síncrono.	53
3.1 Equipo de medición NOMAD 2	58
3.2 Ventana de importación de datos.	59
3.3 Selección de carpeta contenedora de datos correspondientes a cada mes. ..	59
3.4 Migración de datos de la carpeta contenedora a la base de información del programa.	60
3.5 Icono de ILLUCHI 1	61
3.6 Exportación de datos.....	62
3.7 Función de densidad de probabilidad de la distribución de Weibull para distintos valores del factor de forma [22].	63
3.8 Distribución de Rayleigh para probabilidad de velocidades de viento [7].	64
3.9 Coeficientes de potencia típicos para aerogeneradores [12].	70
3.10 Esquema simplificado de la red de distribución ILLUCHI.	72

3.11 Equivalente de Thevenin sin carga.	73
3.12 Equivalente de Thevenin con incremento de carga.	74
3.13 Aerogenerador Goldwind 70/1500	77
3.14 Curva de potencia del aerogenerador Goldwind 70/1500.	78
3.15 Esquema de un aerogenerador industrial conectado a la red.	81
3.16 Esquema de un parque eólico constituido por varios aerogeneradores conectados a la red.	82
3.17 Configuración del parque eólico en filas alineadas.	82
3.18 Configuración del parque eólico en tresbolillo.	83
3.19. Módulos de subestación	86
3.20. Diagrama de conexión del medidor	87
3.21. Unidad de medición de bajo voltaje	88
3.22. Dimensionamiento de disyuntores del parque eólico	90
4.1 Registro de mediciones equipo NOMAD 2.	94
4.2 Histograma de frecuencias.	96
4.3 Distribución de Weibull.	96
4.4 Corrección de velocidad a diferentes alturas	98
4.5 Diseño del sistema de distribución ELEPCO S.A.	103
4.6 Submenú de la barra escogida.....	104
4.7 Submenú de la barra escogida.....	104
4.8 Diagrama unifilar del parque Eólico Pusuchisí.	109
4.9 Ajuste de curva para niveles de voltaje.	110
4.10 Asignación de P y Q a los generadores.	111
4.11 Corrida de flujo de potencia subexitado sin compensación de reactivos	111
4.12 Flujo de potencia sobreexitado sin compensación de reactivos.	112
4.13 Feeders definidos en el parque eólico.	113
4.14 Ajuste de parámetros de entrada para la generación de la curva P-Q.	114

4.15 Curva P-Q sin compensación de reactivos.	115
4.16 Curva P-Q con compensación de reactivos.	115
4.17 Definición de curva de Potencia para los aerogeneradores	116
4.18 Asignación de características de aerogeneradores y velocidad de viento ..	117
4.19 Ajustes para el escrito Wind Park Analysis.	118
4.20 Cortocircuito completo en la barra Windpark 22.kV.	120
4.21 Definición de espectro de armónicos con IEC 61000.	121
4.22 Resultado de corrida de flujo de armónicos.	122
4.23 Ajuste de parámetros para simulación de hueco de voltaje.	123
4.24 Hueco de voltaje en el terminal de salida a la subestación Illuchi.	124
A.1.1 Área de concesión de ELEPCO	141
A.1.2 Navegación Geo-portal eléctrico CONELEC.....	144
A.1.3 Ubicación y detalles de Central ILLUCHI.	144
A.1.4 Ubicación individual de aerogeneradores a distancia >180 metros.	145
A.1.5 Simulación en PowerWorld 17	146
A.1.6 Diagrama unifilar simplificado	147
A.2.1 Torre Navarra (España) Kron	153
A.2.2 Niveles de altura de aerogeneradores	153
A.3.1 Componentes del aerogenerador	155
A.3.2 Características generales del transformador trifásico para el aerogenerador	157
A.3.3 Tableros de medio voltaje para la subestación.	159
A.3.4 Módulos de bajo voltaje.	161
A.3.5 Gráfico de factores de corrección por altura para el diseño de elementos aislantes	162
A.4.1 Histograma de frecuencias Agosto 2012.	163

A.4.2 Distribución de Weibull Agosto 2012	163
A.4.3 Histograma de frecuencias Septiembre 2012	164
A.4.4 Distribución de Weibull Septiembre 2012	164

INDICE DE TABLAS

1.1 Precios Preferenciales de Pago de Energía.	13
2.1 Alternativas del tipo de aerogenerador.	55
3.1 Datos de curva de potencia del aerogenerador Goldwind 70/1500.	78
3.2 Datos de fabricante Goldwind 70/1500.	80
4.1 Corrección de velocidad a diferentes alturas	98
4.2 Velocidad promedio a alturas corregidas	99
4.3 Energía extraíble del parque a diferentes alturas	108
4.4 Resultado del análisis del feeder del parque	118
4.5 Resultados del análisis de falla en la barra Windpark 22.8 kV	120
5.1 Costos de inversión del parque eólico	127
5.2 Parámetros económicos para alturas de instalación	130
5.3 Costos de explotación de parque eólico	132
5.4 Flujo de Caja libre	132
5.5 Balance de beneficios del parque eólico con torres de 65 m	133
5.6 Balance de beneficios del parque eólico con torres de 85 m	134
5.7 Balance de beneficios del parque eólico con torres de 100 m	135
A.1.1 Características de centrales de generación de ELEPCO S.A.	142
A.1.2 Subestaciones de la provincia de Cotopaxi.	143
A.3.1 Disyuntores de medio voltaje.	158
A.3.2 Disyuntores de 690 V.	160
A.3.3 Barras de conexión de los módulos.	162
A.5.1 Tabla de corrección de velocidad por altura para velocidades anemométricas ELEPCO. S.A.	165

RESUMEN

El calentamiento global es sin duda la consecuencia directa de la contaminación que la humanidad ha producido, en el transcurso del último siglo, debido al uso de combustibles fósiles para generación de energía, circunstancia que ha provocado un considerable impacto negativo en el deterioro del medio ambiente. Es obligación de todos nosotros buscar y apoyar a nuevas fuentes de energía que sustituyan a las actuales, con miras a reducir la degradación del medioambiente sin detener la búsqueda de mejora del estilo de vida de la población mundial.

Tomando en cuenta la Ley de Régimen del Sector Eléctrico artículo 5, literal k "Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas"; artículo 63 "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. El CONELEC asignará con prioridad fondos del FERUM a proyectos de electrificación rural a base de recursos energéticos no convencionales tales como energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras de las similares características"; artículo 64 "El Consejo Nacional de Electrificación dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad"

La participación de las energías renovables debe incrementarse en la producción nacional, en un porcentaje adecuado que permita cambiar la matriz energética, reduciendo la participación térmica y la importación de energía desde los países vecinos.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto de titulación es el Diseño de un Parque Eólico en el sector Pusuchisi Alto del cantón Latacunga para el Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Cotopaxi, el cual consta de seis capítulos que se describen a continuación:

CAPÍTULO 1: Introducción

Este capítulo puntualiza el grado de desarrollo del recurso eólico ecuatoriano en el contexto mundial de las energías renovables, así como describe el marco regulatorio nacional que habilita, incentiva y promueve este tipo de aprovechamientos

CAPÍTULO 2: Tecnología de la generación eólica

Descripción de los parámetros y procedimientos de diseño existentes en normas y bibliografía especializada, tales como la UNE-EN-61400-21

CAPITULO 3: Marco teórico existente para cuantificación y tratamiento del recurso eólico

Descripción de los tipos de generadores utilizados en los sistemas eólicos y sus principios básicos de funcionamiento, conocimientos éstos que permitirán justificar el escogitamiento de alguno de ellos

CAPITULO 4: Diseño del parque eólico

Estudios de pre factibilidad y factibilidad técnica en base de la información recolectada por el equipo de monitoreo, utilizando los procedimientos descritos en el capítulo 3

CAPITULO 5: Aspectos económicos

Estimación de costos con precios referenciales de mercado internacional para efectuar análisis financiero de justificación de la inversión a realizarse

CAPITULO 6: Conclusiones y Recomendaciones

CAPITULO 1

INTRODUCCION

1.1 GENERALIDADES

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.

Aunque solo 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, a excepción, tal vez, de la energía nuclear [1].

1.1.1 CLASIFICACIÓN DE LAS ENERGÍAS:

La energía de irradiación directa proveniente del Sol que no se ha transformado ni absorbido por las diferentes capas terrestres es la encargada de proveer de luz y calor a sus habitantes, esta energía se designa como energía solar directa o meramente energía solar.

Durante las horas de día la atmósfera terrestre es calentada por el Sol, aunque no es calentada de manera uniforme ya que la superficie de la Tierra esta fraccionada en las masas terrestres que son continentes o islas donde se provoca mayor calentamiento, sin contar también las grandes extensiones de agua en los mares y océanos. Los gradientes térmicos son la consecuencia inmediata de esta absorción no uniforme de energía, estos son la principal causa del movimiento de las masas de aire, y por consiguiente, el principio de la energía del viento o eólica [2].

Parte de la energía emitida por el Sol que ha logrado traspasar la atmósfera y

alcanza las aglomeraciones terrestres es absorbida por la vegetación que forma parte de toda su extensión por medio del proceso de fotosíntesis, por el cual, además, se almacena en las plantas en forma de energía química. Esta última, que es transferida a los seres vivos por medio de la cadena alimentaria, y que además, está presente en los restos que estos producen, se conoce como biomasa [2].

Con el paso de varios centenares de años y bajo diferentes escenarios de temperatura y presión, la biomasa encerrada en el interior de la Tierra se transformó en lo que hoy conocemos como las riquezas fósiles o recursos no renovables; entre los que conocemos al carbón, el gas natural y el más conocido de todos, el petróleo [2].

En el interior de la Tierra, se halla un tipo de energía enclaustrada que se manifiesta como calor, desatando su poder en los volcanes, manantiales de aguas termales y en forma de conducción calórica en las capas rocosas internas, a esta energía se la conoce como geotérmica.

Cuando las grandes aglomeraciones de agua superficial absorben energía solar, su temperatura aumenta y al evaporarse en parte, se transportan hacia la atmósfera; seguidamente se condensan y precipitan hacia la superficie en forma de nieve o lluvia, las cuales se acumulan a diferentes niveles de la superficie terrestre. Al desplazarse estas aguas de zonas de mayor a zonas de menor altura la energía potencial contenida se transforma en energía cinética, lo que es el principio fundamental de la conocida energía hidráulica [2].

Finalmente, por la acción del calor del Sol, el viento y las fuerzas gravitacionales sobre los océanos en conjunto dan origen a la energía del mar, de entre las cuales se conoce la energía de las mareas, de las olas, la maremotérmica, provocada por los cambios térmicos en estas masas, la energía de los gradientes salinos o de las corrientes marinas.

Se destacan de todas estas formas de energía, las denominadas energías renovables o alternativas, que son aquellas cuya explotación a gran escala no afecta significativamente al medio ambiente, ni al entorno en el que se utilizan, son recuperables en el tiempo de forma natural y a diferencia de los recursos fósiles no se consiguen mediante explotación de estos recursos limitados y no renovables [2].

1.2 EL VIENTO COMO FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE

Tal como se mencionó en el apartado anterior, la energía producida por radiación solar, que no es absorbida uniformemente por la superficie terrestre debido a la irregularidad del terreno continental por la existencia de masas sólidas y grandes extensiones de agua, provoca consecuentemente masas de aire con diferentes temperaturas, y consiguientemente diferentes presiones y densidades. Por tanto el fenómeno conocido como viento, es consecuencia del desplazamiento de aire desde presiones altas hacia las presiones bajas [2].

Con la inserción del concepto de energía eólica se sugiere la introducción a la energía del viento, asociada al desplazamiento de las masas de aire sobre la superficie terrestre como efecto de la composición de ciertos fenómenos termodinámicos que tienen lugar en la atmosfera junto con las resultas propias que se derivan del constante movimiento del planeta, conceptos estos que se examinarán al desarrollarse este proyecto.

Con esto, de manera más general, se puede entender como manejo de los recursos eólico a cualquier tipo de explotación de energía del viento, de los cuales se puede citar múltiples ejemplos, desde la contaminación de la atmosfera por dispersión de contaminantes hasta la navegación marítima en embarcaciones a vela [2].

Este estudio, sin embargo, se encamina en lo correspondiente con la conversión de la energía eólica en energía mecánica, y en consecuencia, el uso exclusivo de esta energía mecánica para su aprovechamiento en materia de generación eléctrica.

Estimativamente se conoce que cerca del 2% del total de la energía solar que alcanza la Tierra corresponde a la energía contenida en los vientos, lo que supone más de dos mil millones de toneladas equivalentes de petróleo anuales y aunque en la práctica no toda esta energía se puede utilizar, la fracción útil de ello hace de la energía eólica uno de los recursos renovables con mayor potencias [2].

Pese a esto, similar a la energía solar, la energía del viento, plantea una traba con su aprovechamiento a gran escala por medio de la conversión de su energía mecánica, al estar ésta caracterizada por su dispersión y aleatoriedad. Aun así, si no se tomara en cuenta el aprovechamiento de la fuerza de animales de arrastre, la energía del viento podría considerarse como la más antigua desde que las primeras civilizaciones humanas aprovecharon este recurso para la búsqueda y explotación de más fuentes de alimento en los mares y en la transportación marítima.

Aunque el uso de la energía producida por el viento data desde épocas muy remotas, es a partir de los siglos XII y XIII cuando se empieza a explotar este recurso y a popularizarse el uso de los molinos de viento para la moltura de granos y bombeo de agua, basados en rudimentarios diseños [2].



Fig 1.1 Molino de viento en Catoira, España

Al avanzar en la historia, no es sino hasta la segunda mitad del siglo XIX cuando sucede una de las más relevantes conquistas en la tecnología de aprovechamiento del viento, desde luego con la aparición del molino multipala americano, usado popularmente en prácticamente todo el mundo para el bombeo de agua, y cuyas características serían la base sólida que requerían diseños más actuales de los modernos generadores eólicos.



Fig. 1.2 Molino multipala [Rivera del Fresno]

Con la revolución industrial y la explotación masiva de las maquinas a vapor, la electricidad y los combustibles derivados de la explotación del recurso fósil como fuentes de energía motriz, se puede decir que el desarrollo de los molinos de viento entre el siglo XIX y la mayor parte del siglo XX se truncó [2]. Sin embargo como consecuencia de la crisis del petróleo en la década de 1970 se reinician en Estados Unidos, Alemania y Dinamarca la investigación y perfeccionamiento de técnicas y materiales usados en la elaboración de máquinas eólicas, lo que ha permitido una mejora en la eficiencia y cada vez más el aumento en su potencia por unidad de generación, que alcanza hoy día valores de hasta 7,5 MW por unidad [2].

Los progresos tecnológicos alcanzados, junto con la reducción de costos y el firme apoyo de las políticas energéticas en los países más desarrollados, han llevado a un fuerte crecimiento en la potencia instalada en el mundo desde el año 1992, que según el informe de la World Wind Energy Association (WWEA) se contabilizan en 273 GW en funcionamiento a finales del año 2012. España, Alemania, China e India continuarán apuntalando el desarrollo de la energía eólica y en acumulado representan el 74% de la capacidad mundial de energía

eólica, según el mencionado informe.

Debiendo aclararse que en los anteriores datos estadísticos no se consideran las pequeñas instalaciones eólicas aisladas, tales como instalaciones de bombeo; instalaciones de suministro de electricidad (para usos domésticos, bombeo, ordeño, telecomunicaciones o fabricación de hielo); y sistemas híbridos eólico-fotovoltaico o eólico-diesel. De gran interés son las experiencias que se inician para la obtención de hidrógeno con electricidad de origen eólico.

1.3 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO

El informe global de energías renovables GSR 2012, señala que las energías renovables incorporaron casi la mitad de los cerca de 208 gigavatios de capacidad eléctrica agregadas 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, respectivamente, seguida de la energía hidroeléctrica.

1.3.1 ENERGÍA EÓLICA. La capacidad de energía eólica creció un 20% en 2011, aproximadamente en 40 GW, sumándose en 238 GW a finales de ese año, es decir, es los mayores aumentos de la capacidad de cualquier tecnología renovable Fig. 1.3.

La tendencia hacia el aumento del tamaño de los proyectos eólicos individuales y las grandes turbinas de viento continuó y, al mismo tiempo, el uso de las turbinas de pequeña escala es cada vez mayor, y el interés en proyectos de energía eólica de la comunidad está en aumento en varios países.

La reducción de los costos ha sido el principal impulso de tal tendencia hacia el aumento de tamaño de los proyectos eólicos individuales.

Promovido por la necesidad de electricidad en sectores rurales, el uso de turbinas de pequeña escala también está aumentando. 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.

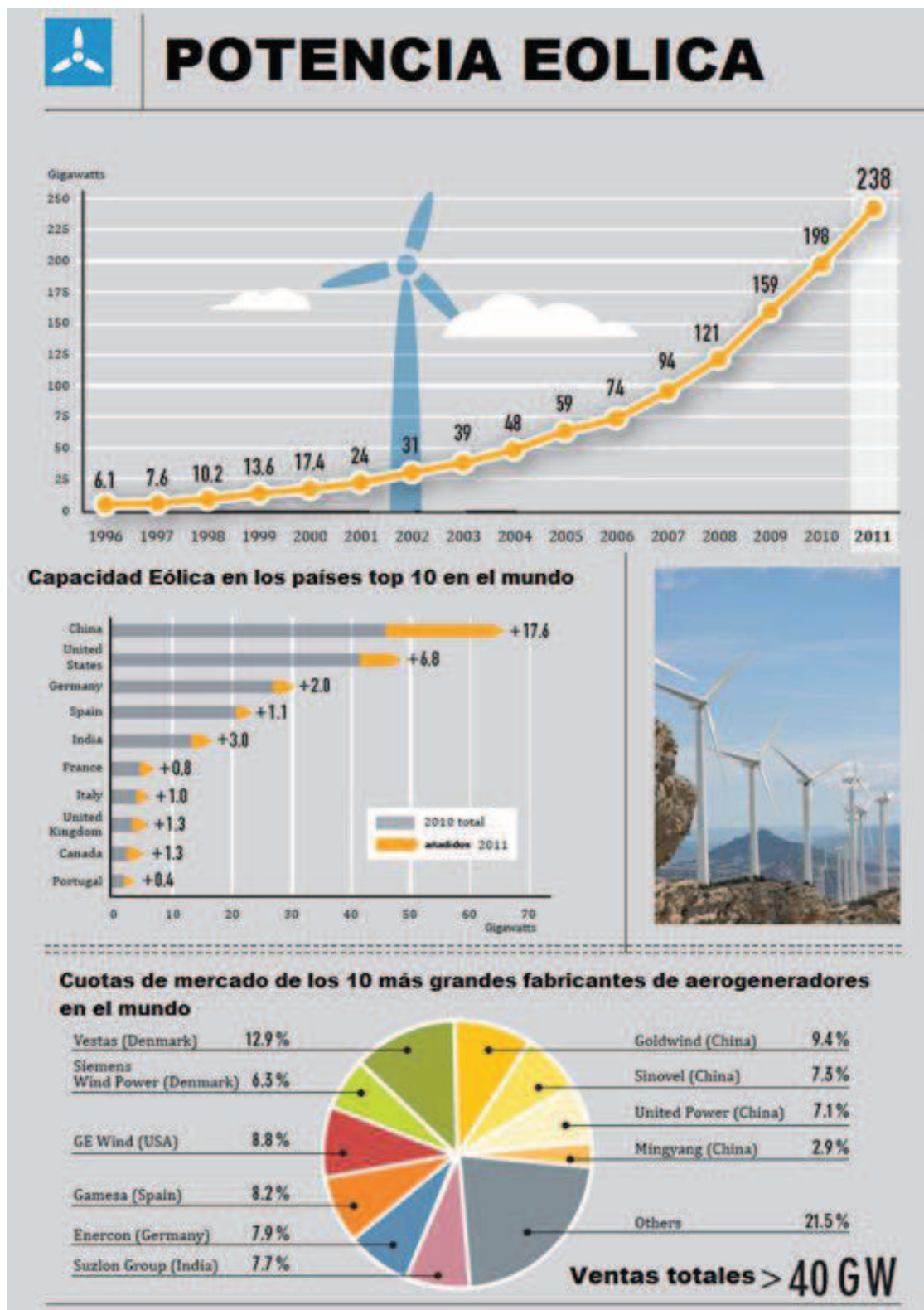


Fig. 1.3 “Potencia eólica en el mundo” [3]

Al igual que con la energía solar fotovoltaica, el costo de la electricidad procedente de la energía eólica se ha reducido sensiblemente. Los recientes descensos de los precios son el resultado de un exceso de capacidad entre los productores, el aumento de la competencia, el aumento de escala y una mayor eficiencia, que se han combinado para reducir los costos de la turbina, aumentan los factores de capacidad, y reducir los costos de operación y mantenimiento.

“Los 10 mejores fabricantes de turbinas del mundo capturaron casi el 80% del mercado mundial y procedían de Europa (4), China (4), India (1), y Estados Unidos (1). Vestas (Dinamarca) mantuvo su clasificación número uno, pero su participación en el mercado mundial se redujo en casi un 2%. Goldwind (China) subió del cuarto al segundo lugar, en sustitución de Sinovel (China), que cayó al séptimo lugar. Gamesa (España) subió cuatro filas, United Power (China) subió dos, y Mingyang (China) se unió a los 10 del primer tiempo. En China, Goldwind (20,4%) reemplazó Sinovel (16,4%) como el mayor proveedor de nuevas turbinas. Fabricantes de turbinas extranjeros, a excepción de GE, vio a sus acciones más pequeños del mercado en 2011, mientras que el dominio de los grandes jugadores de China está siendo desafiada por un número cada vez mayor de pequeñas empresas nacionales” [3].

La mayoría de los fabricantes están desarrollando máquinas en el rango de 4.5 a 7.5 MW, siendo este último valor el tamaño más grande que está disponible comercialmente [3].

1.4 LA ENERGÍA EÓLICA EN EL ECUADOR

A pesar de tener una gran cantidad de 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, en adición a los grandes proyectos hidroeléctricos que se están implementando, contar con un inventario actualizado del recurso eólico que viabilice y fomente la inversión pública y privada en la generación de la energía eólica [4].

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” [4].

1.4.1 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 al país después de atravesar todo el continente. Esto hace que el viento horizontal a gran escala sea más bien débil en todo el territorio continental [4].

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 selvática vegetación influye de forma categórica 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 interactúan los vientos alisios del Este con dos circulaciones locales: la brisa que se establece por la variación de temperaturas entre el continente y el océano, y la circulación valle-montaña por el dominio 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 unifican tres características importantes para entender su distribución de viento: son islas volcánicas y bajo la influencia de los alisios. El viento global que reciben es menos perturbado por ser islas; sin embargo, los vientos alisios a esta latitud tan baja son de limitada intensidad [4].

1.5 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 1.3 que se muestra a continuación y que está disponible en las páginas virtuales del MEER [4].

En la elaboración de dicho informe se destaca el cuadro de potencial eólico eléctrico estimado del país, en el que se aprecia la potencia instalable por provincias, a continuación se encuentra el cuadro tomado del Atlas Eólico del Ecuador [4].












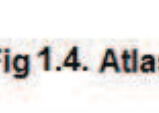
POTENCIAL EÓLICO - ELÉCTRICO ESTIMADO DEL ECUADOR									
POTENCIAL BRUTO									
PROVINCIA	POTENCIAL INSTALABLE					INTEGRACIÓN ACUMULADA			
	RANGO VELOCIDAD m/s	ÁREA [km²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	FACTOR DE CAPACIDAD	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]	VIENTO [m/s]	ÁREA [km²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]
 Carchi	7,0 - 7,5	1,24	3,72	0,20	6,39	> 7	4,60	13,80	23,69
	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
 Imbabura	7,0 - 7,5	2,46	7,39	0,20	12,68	> 7	6,32	18,95	32,54
	7,5 - 8,0	1,75	5,24	0,25	11,26	> 7,5	3,86	11,57	24,83
	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
 Pichincha	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	40,91	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
 Cotopaxi	> 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	6,19	> 8	1,64	4,92	12,67
 Tungurahua	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
	6 - 6,5	4,48	13,44	0,20	23,08	> 6	5,34	16,02	27,51
	6,5 - 7,0	0,71	2,13	0,20	3,66	> 7	0,86	2,58	4,43
	7,0 - 7,5	0,15	0,45	0,25	0,97	> 7,5	0,15	0,45	0,97
 Bolívar	7,0 - 7,5	1,02	3,05	0,20	5,23	> 7	2,42	7,27	12,49
	7,5 - 8,0	0,48	1,44	0,25	3,09	> 7,5	1,41	4,22	9,07
	8,0 - 8,5	0,48	1,44	0,30	3,71	> 8	0,93	2,78	7,17
	> 8,5	0,45	1,34	0,35	4,04	> 8,5	0,45	1,34	4,04
 Chimborazo	7,0 - 7,5	14,97	44,91	0,20	77,10	> 7	30,60	91,80	157,62
	7,5 - 8,0	8,97	26,92	0,25	57,78	> 7,5	15,63	46,90	100,65
	8,0 - 8,5	4,58	13,75	0,30	35,42	> 8	6,66	19,97	51,44
	> 8,5	2,07	6,22	0,35	18,68	> 8,5	2,07	6,22	18,68
 Cañar	7,0 - 7,5	11,50	34,49	0,20	59,21	> 7	23,95	71,85	123,36
	7,5 - 8,0	7,09	21,26	0,25	45,62	> 7,5	12,45	37,36	80,18
	8,0 - 8,5	3,16	9,47	0,30	24,39	> 8	5,37	16,10	41,48
	> 8,5	2,21	6,63	0,35	19,94	> 8,5	2,21	6,63	19,94
 Azuay	7,0 - 7,5	62,16	186,47	0,20	320,17	> 7	98,25	294,75	506,07
	7,5 - 8,0	26,90	80,71	0,25	173,22	> 7,5	36,09	108,28	232,38
	8,0 - 8,5	7,16	21,47	0,30	56,29	> 8	9,19	27,56	70,99
	> 8,5	2,03	6,10	0,35	18,31	> 8,5	2,03	6,10	18,31
 Loja	7,0 - 7,5	106,02	320,77	0,20	550,75	> 7	293,40	880,19	1511,26
	7,5 - 8,0	69,46	208,39	0,25	447,25	> 7,5	186,47	550,42	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	660,32	> 8,5	73,25	219,76	660,32
 Zamora Chinchipe	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
 El Oro	7,0 - 7,5	20,32	60,97	0,20	104,67	> 7	45,08	135,25	232,22
	7,5 - 8,0	10,82	32,45	0,25	69,64	> 7,5	24,76	74,29	159,44
	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
TOTAL ESTIMADO PARA EL ECUADOR [MW]						> 7	556,99	1670,96	2988,98
						> 7,5	309,96	929,87	1995,68
						> 8	166,54	499,61	1296,72
						> 8,5	91,59	274,76	825,57

Fig 1.4. Atlas Eólico [4], parte 1

1.6 MARCO LEGAL PARA APROVECHAMIENTO DE RECURSOS EÓLICOS EN EL ECUADOR

Inicialmente las regulaciones CONELEC 09/08 y 04/11 permitieron el ingreso regulado de las fuentes de energía renovable no convencional.

En junio del 2013 se derogan las anteriores regulaciones y en su reemplazo se cuenta en la actualidad con las regulaciones CONELEC 001/13 y 002/13 de las cuales se extrae la información más útil para el presente trabajo.

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”[5].

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”[5].

Procedimiento De Calificación Y Obtención Del Título Habilitante:

“El generador no convencional deberá presentar al CONELEC, para la calificación, la documentación señalada en el numeral anterior y someterse al proceso indicado en esta Regulación.

El CONELEC, adicionalmente, en función del parque generador que cubre la demanda eléctrica del país podrá negar la solicitud del generador no convencional

en caso se estime que la energía a entregarse no es necesaria, en las condiciones presentadas por el inversionista.

Una vez obtenido el certificado previo al Título Habilitante, por el cual se califica la solicitud de la empresa para el desarrollo y operación de un proyecto de generación, se determinará el plazo máximo que tiene el solicitante para la firma de contrato. Durante este periodo no se aceptará a trámite otro proyecto que utilice los recursos declarados por el primero.

Para la obtención del Título Habilitante, el proyecto calificado se someterá a lo descrito en la normativa vigente”[5].

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”[5].

Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)

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

Tabla No. 1 Precios Preferentes tomados de [5]

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”[5].

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”[5].

CONDICIONES OPERATIVAS

1. Punto De Entrega Y Medición

“El punto de entrega y medición de la energía producida por este tipo de plantas, será el punto de conexión con el Sistema de Transmisión o Distribución, adecuado técnicamente para entregar la energía producida.

La red necesaria para conectarse al sistema de transmisión o distribución, deberá estar contemplada en los planes de expansión y transmisión. El sistema de medición comercial deberá cumplir con lo indicado en la regulación”[5].

2. Calidad Del Producto

“Los parámetros técnicos para la energía eléctrica suministrada por estos generadores, en el punto de entrega al SNI, serán los mismos que los

establecidos para los generadores convencionales, señalados en las Regulaciones, que sobre la materia, estén vigentes”[5].

LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA

“El CENACE, sobre la base de los precios establecidos en las Tabla No. 1 de la presente Regulación, liquidará mensualmente los valores que percibirán los generadores no convencionales por la energía medida en el punto de entrega, bajo las mismas normas de liquidación que se aplica a generadores convencionales.

La liquidación realizada por el CENACE a los Distribuidores y Grandes Consumidores, deberá considerar el cargo correspondiente para remunerar a los generadores no convencionales, en forma proporcional a su demanda.

Para el caso se supere el 6% de la capacidad instalada y operativa de los generadores del mercado, con despacho preferente, el Estado asumirá el diferencial de costos (sobrecostos) entre el precio señalado en la presente Regulación y el valor medio del precio de contratos” [5].

Documentos que como se puede apreciar constituyen las reglas administrativas entre generadores y la demanda.

1.7 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 siguientes párrafos.

1.7.1 CIRCULACIÓN ATMOSFERICA GENERAL

El flujo de viento continuamente se procura ajustar con los desequilibrios térmicos que resultan de la influencia de la radiación del Sol sobre la superficie terrestre. De forma más convenida, la atmosfera terrestre, que hace las veces de

una envoltura gaseosa que se divide verticalmente en una sucesión de capas horizontales, relacionando y agrupando básicamente a las variaciones de temperatura que se encuentran contenidas en cada división.

El viento en superficie que tiene lugar en las capas más bajas de la atmosfera es el fenómeno que ahora interesa examinar. Ocurre en la zona conocida como troposfera, con un espesor de 16 km en la zona ecuatorial.

Desde el punto de vista de la explotación exclusivamente eólica, solo son de interés de los vientos que son producidos en las zonas más bajas de la troposfera, encontrándose estos a unos cuantos cientos de metros arriba de la superficie del planeta

Entonces, el viento, siendo una consecuencia de la radiación solar que alcanza la Tierra define la funcionalidad de la atmosfera semejante a una monumental máquina térmica en la cual la circulación atmosférica es proporcionada por las diferencias de temperatura existentes entre el Ecuador y los Polos, siendo esta la principal causa del apareamiento de los vientos generales o globales.

“En definitiva el viento, tiene su origen en el desarrollo de gradientes horizontales de presión dentro de la atmósfera. Los movimientos verticales en el seno de la atmósfera están limitados por el equilibrio hidrostático existente entre los gradientes verticales de presión y las fuerzas gravitatorias, por lo que en general, los vientos verticales cuentan con velocidades varios órdenes de magnitud inferiores a los horizontales”[2].

En sentido más general, los efectos térmicos se combinan con los dinámicos que son resultado del movimiento rotacional de la Tierra, conocido como aceleración de Coriolis, proporcionando como resultado un esquema simplificado de la circulación atmosférica general.

Al situarse sobre la línea ecuatorial, el aire recalentado como resultado de su roce con la superficie terrestre, se eleva y se desvía hacia los Polos por las capas altas de la atmosfera, empujando su dirección hacia el Este, en el hemisferio Norte, y hacia el Oeste en el hemisferio Sur.

Ya que se ha enfriado el aire y ha descendido hasta la capa mas baja, retorna hacia el Ecuador, sometido a la misma aceleración de Coriolis y a una

recreación del ciclo repitiéndose una y otra vez. “En toda esta zona comprendida entre el Ecuador y aproximadamente los 30° de latitudes Norte y Sur, soplan unos vientos muy constantes de componente Este, los llamados vientos alisios (*trade winds*)”[2].

En las cercanías del Ecuador, se crea una capa de presiones bajas que succiona viento de ambos hemisferios, en esta zona los vientos, si bien ligeros son de componente Este.

“En las latitudes próximas a los 30°, donde se originan las altas presiones tropicales, los vientos son muy débiles (*horse latitudes*) y de ellas divergen tanto los alisios como los ponientes de las latitudes medias” [2].

Referido a gran como a pequeña escala, las condiciones de la geografía local son en muchas ocasiones el principio de tendencias que están por encima de los mapas de velocidad del viento.

Las diferencias de temperatura atmosférica generan vientos locales que son más evidentes mientras más débiles son los vientos de circulación general, además provocan pequeñas variaciones de presión. Es de notar que en ciertas zonas los vientos locales logran superar en magnitud al viento general.

Al considerar los efectos de los vientos locales, cuya causa es puramente térmica, cabe señalar las brisas y los vientos de ladera.

Las brisas que tienen lugar entre el mar y la tierra, así como las que ocurren entre el terreno abierto y las zonas montañosas, o los encontrados entre la zona ciudad y campesina, tienen su origen en las pequeñas o grandes diferencias de temperatura entre las dos zonas, teniendo entonces una diferencia de densidad en el aire que pasa por cada una y la aparición de diferencias verticales y horizontales [6].

Concretamente, en las zonas que están ubicadas cerca de la costa, durante el horario en el que el sol tiene una mayor incidencia, la superficie se calienta a mayor velocidad que en el mar, siendo consecuencia de vientos locales cuya dirección de movimiento es de mar a superficie terrestre (brisa marina) y de nivel del mar a tierra en altura.

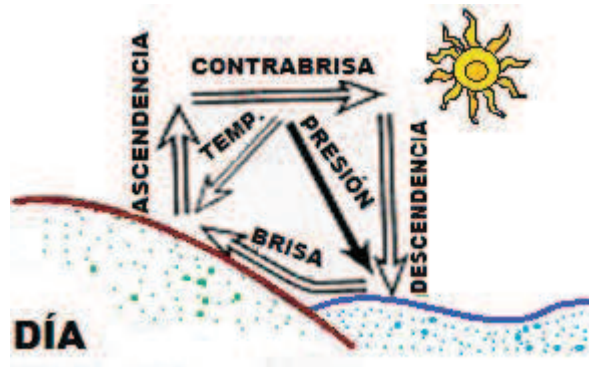


Fig 1.5 Brisa marina

Llegado el fin de un día común, la brisa marina bordea su máxima magnitud pudiendo alcanzar velocidades que van de entre 5m/s hasta de 7 m/s, aunque con un monitoreo más detallado se han encontrado incidencias de ráfagas de viento de hasta 15 m/s [7].

Al terminar el día y caer la noche, hay un enfriamiento más rápido del mar que se calentó durante las horas en que hubo sol, habiendo entonces una inversión de la circulación mencionada, provocándose vientos locales de tierra a más en superficie.



Fig. 1.6. Terral, o brisa terrestre

El predominio de brisas tierra-mar y viceversa, se atenúa a mayor velocidad al separarse de la zona costera, llegando a tener valores que tienen a ser insignificantes al sobrepasar aproximadamente los 3 kilómetros de la orilla [6].

En las zonas de los valles ubicados en sectores montañosos se forman vientos de ladera y valle.

Después de terminado el ocaso y comenzando el alba y como consecuencia de esto el calentamiento de las laderas del valle, tienen lugar efusiones de aire que se dirige ascendentemente, estos se conocen como vientos anabáticos. Pasadas las horas y llegado el momento cuando el sol se halla en su máxima altura, las corrientes ascendentes obtienen fuerza suficiente para permitir el ascenso de aire calentado valle arriba.

Estas aumentan mientras sigue pasando el tiempo durante el día, siendo así que para el final del horario de claridad ha llegado también el final de los vientos de ladera quedando solamente el viento que se dirige valle arriba [7].

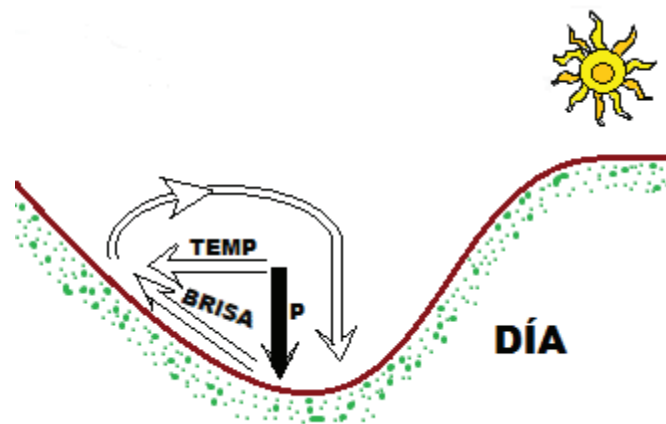


Fig. 1.7. Brisa diurna del valle

Concluido el día y ya después que el sol se ha puesto, ocurre un enfriamiento terrestre rápido así que el régimen en el que circula el viento se invierte, provocando esto vientos catabáticos, que son vientos de ladera descendentes, estos son crecientes y tienen como resultado de su aparecimiento un flujo descendente de aire enfriado en todo el valle en dirección a los llanos desde la zona montañosa [7].

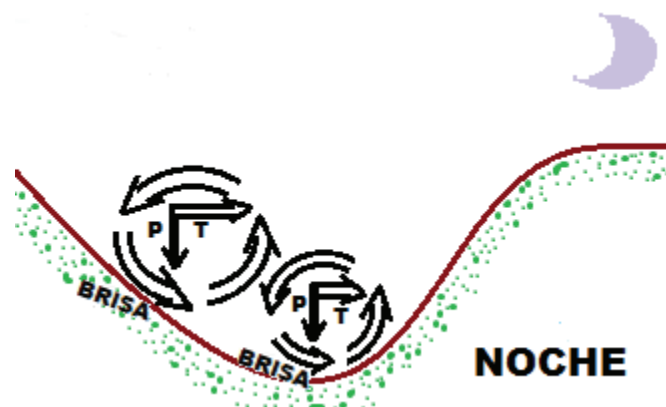


Fig. 1.8 Brisa nocturna de montaña

En horas de la noche, las brisas que ocurren en la montaña suelen tener más fuerza comparadas con las diurnas de valle, llegando a registrarse en algunos lugares hasta los 11 m/s [7].

Como es de esperarse, la importancia y ocurrencia de estos vientos tienen más variables a considerar, y además de sus características propias, dependen de las montañas cercanas, de la cantidad de radiación que determinará el grado de insolación y la dirección.

Estos vientos con características térmicas, y con poca influencia del carácter orográfico de la zona de aparición no son suficientes para generar vientos que contengan la energía necesaria para la implantación de parques aerogeneradores, aunque pueden ser de interés para implantaciones de carácter florícola, o residencial [2].

Es de gran interés el aprovechamiento eólico que presentan las elevaciones más pronunciadas, guardando la relación con los fenómenos térmicos, las zonas de gran altitud a menudo atraviesan capas de inversión de temperatura, que se refiere al “cambio normal de las propiedades de la atmósfera con el aumento de la altitud. Usualmente corresponde a un incremento de la temperatura con la altura, o bien a una capa de inversión donde ocurre el incremento” [2], que para lugares específicos en épocas clasifican a la atmosfera en las cercanías de la superficie [6].

Efectivamente, hay la existencia de un flujo normal de aire sobre la zona de inversión térmica, sin embargo, bajo esta zona, hay un estancamiento, quedando aislada esta capa estancada del sistema general donde se encuentra circulando el viento normal en esta región.

Esta capa en la que invierte la temperatura, que se puede considerar como un lago de gran tamaño en el que en lugar de agua hay aire que se encuentra estancado, puede y de hecho favorece a que haya una aceleración en el movimiento y circulación del viento, ya que se desplaza sobre este lago imaginario sin tener que sortear ninguna traba y sin que haya pérdidas debidas a rozamiento que alentarían su paso en las cercanías del suelo [6].

“Por ello, las cumbres de las cordilleras no sólo disfrutan de vientos más frecuentes, sino que éstos también acostumbran a ser más fuertes”[2].

“Además de los vientos de origen térmico, la propia geografía y orografía continentales, en definitiva, la topografía, da lugar a perturbaciones de la circulación general atmosférica. Incluso rasgos topográficos de mediana o pequeña entidad (colinas, cantiles, vaguadas y pequeños valles), originan perturbaciones que pueden favorecer la existencia de áreas singulares en las que la velocidad del viento se ve incrementada, modificando favorablemente su aptitud para el aprovechamiento eólico”[2].

Al igual que si se considerara cualquier otro fluido, el aire tiene a circunvalar obstáculos en lugar de sortearlos, ya que se requiere menos energía para bordearlo en lugar de intentar comprimirlo para esquivarlo.

En toda la faz del planeta y como y como resultado de las causas citadas anteriormente se pueden encontrar varios tipos de vientos locales que resultan ser de interés para el aprovechamiento y explotación del recurso eólico [2].

Se puede entonces definir un esquema global para la circulación atmosférica, respectiva a las capas inferiores de la troposfera especialmente las cercanas a la superficie del planeta y con el propósito de un posible aprovechamiento energético, puede formarse una estructura de diferentes capas de actuación:

- **“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*”[2].
- **“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)” [2].

- **“zonas anticiclónicas:** son las franjas de separación entre el aire subtropical y el tropical (zonas de descendencia)” [2].
- **“zonas templadas:** áreas con vientos de Poniente, poco regulares y de direcciones variables, producto del desplazamiento de los anticiclones” [2].
- **“zonas ciclónicas:** son las franjas que separan el aire tropical del aire polar (zonas de ascendencia), cuyo límite recibe el nombre de *frente polar*” [2].
- **“zonas polares:** son áreas anticiclónicas, de altas presiones en superficie, con vientos de componente Nordeste (hemisferio Norte) y Sudoeste (hemisferio Sur)” [2].
- **“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].

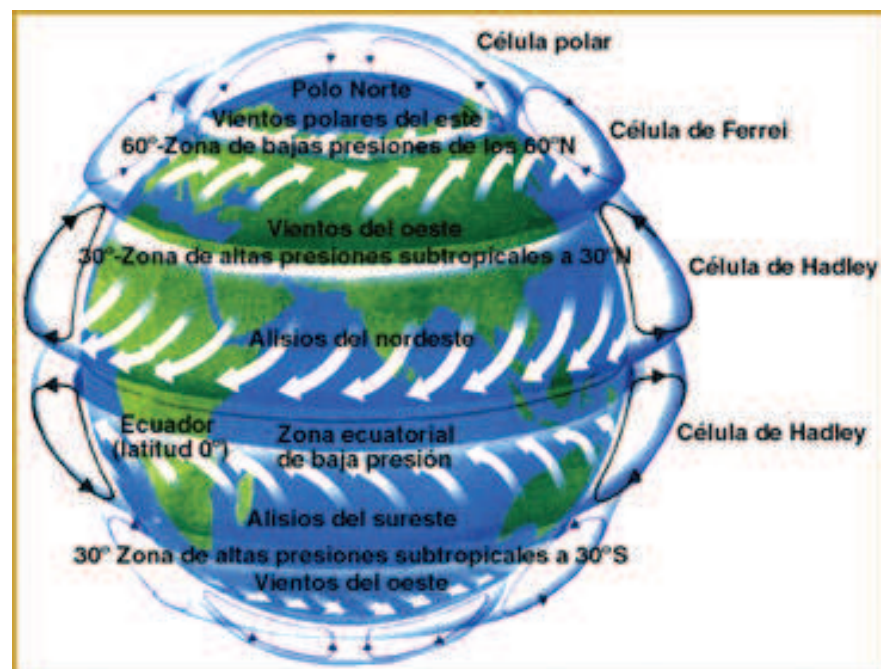


Fig. 1.9 Esquema clásico de la circulación general de los vientos, con indicación de sus direcciones en superficie [8]

1.7.2 EL RÉGIMEN DE VIENTOS: VARIACIONES CÍCLICAS; TURBULENCIA, RAFAGOSIDAD.

La velocidad y dirección del viento tienen un dilatado rango de variación por lo que lo hacen un recurso que se caracteriza por su aleatoriedad e intermitencia. Dado que este tiene el régimen variable citado correspondiente a las velocidades de ocurrencia, se procede a promediar los valores para varios intervalos de tiempo diferentes, siendo común y bastante confiable usar como reseña la velocidad media anual [2].

El cambio de meses, las diferentes estaciones del año, la geografía de la ubicación en el sitio de estudio hace que por su parte haya una marcada variación en el promedio de velocidades obtenido. Tomando como ejemplo, para el sitio de estudio del presente proyecto, el viento arrecia en los meses de agosto a marzo y disminuye en los meses de invierno [2].

Los ciclos solares son la principal causa de las brisas y los fenómenos térmicos relacionados con el viento, por lo que es claro deducir que, además de las variaciones de las diferentes estaciones en el transcurso del año, también se originan fluctuaciones diarias en lo referente a intensidad y dirección del viento [2].

Hay que tener por lo tanto muy en cuenta el lapso de tiempo con el cual se toma como referencia los análisis y los datos de las particularidades eólicas de un cierto lugar de estudio, esto con el propósito de clasificar y separar las variaciones en la velocidad del viento de corta duración, debidas principalmente al intercambio de capas atmosféricas, o de la variación de larga duración asociadas con fenómenos meteorológicos trascendentes [9].

La velocidad instantánea del viento, como era de esperarse, varía en dirección y magnitud al analizar los registros anemométricos, llegando a notarse

considerables variaciones en intervalos muy cortos de tiempo, esto se conoce como turbulencia atmosférica [2].

Los aspectos más relevantes que se deberá tener presente al relacionar el aprovechamiento eólico con la turbulencia del viento son:

- Según su orografía la ubicación
- Implantación de los aerogeneradores
- Variaciones de la energía extraíble producida

El fenómeno de turbulencia puede tener lugar por muchas causas, citando algunos ejemplos se puede referir a las irregularidades del terreno, los obstáculos que se presentan al paso normal del viento como árboles, vegetación en general, edificaciones, etc. La variación térmica frente a estos otros factores resulta insuficiente para ser tomada en cuenta con altas velocidades de viento, siendo estas condiciones propias para preocuparse más bien por la mezcla mecánica predominante y más significativa en aplicaciones energéticas [9].

1.8 TRATAMIENTO DE DATOS EÓLICOS

A continuación se presenta una introducción al tratamiento de datos eólicos, se analizará el método de obtención de los datos y su procedimiento matemático en los próximos capítulos.

1.8.1 LA CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO

Un ajuste estadístico para poder predecir el comportamiento del viento es razonablemente necesario al ser el viento una variable estocástica. Este ajuste resulta necesario para cuando se desea hacer un tratamiento estadístico más cuidadoso de los datos de viento, así se conoce la posibilidad de la explotación del recurso energético [10].

“De toda la energía contenida en el viento, prácticamente la mitad se pierde en las capas altas de la atmósfera, mientras que cerca de la otra mitad se disipa

en las proximidades de la superficie terrestre, siendo ésta la parte de interés para su aprovechamiento energético” [2].

Resaltando de entre variados datos que se puede obtener provenientes del monitoreo ambiental, y para efectos de producción energética, los puntos que sobresalen por su importancia en cuanto a caracterización de un emplazamiento, son las direcciones y velocidades sobre las cuales se comentó en los apartados anteriores.

1.8.2 DISTRIBUCIÓN DE DIRECCIONES DE VIENTO

En emplazamientos de equipos aislados cuyo terreno no es uniforme o presenta varios obstáculos importantes es de valiosa importancia para la ubicación de las torres de aerogeneración, así como para la construcción de varias máquinas aerogeneradores en conjunto formando un único parque generador es necesario establecer la importancia de las características direccionales del viento.

Otro aspecto muy importante sobre el cual es necesario tener un conocimiento cabal es la variabilidad e intermitencia direccional del régimen de vientos que debe determinar el sistema de orientación del equipo aerogenerador que se pretende será instalado en el sitio de estudio [2].

La rosa de los vientos náutica sobre la cual además de la dirección, se conoce sobre el porcentaje o frecuencia en el que un lapso de tiempo proviene de una cierta dirección, es una representación que ejemplifica gráficamente la rosa de distribuciones para el aprovechamiento eólico [9].

En lo que se refiere a materia de aprovechamiento eólico a pesar de poder usarse graduaciones tradicionales, como los cuadrantales o el contorno en circulares, resulta más confiable la división de la rosa de los vientos en dieciséis rumbos, asignados de acuerdo a los cuadrantes: N, NNW, S, etc [2].

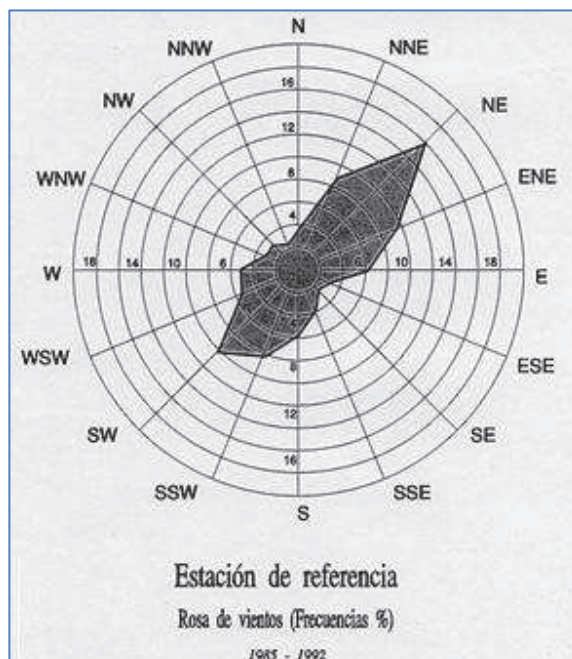


Fig. 1.10 “Rosa de vientos de frecuencias [Lara,1993]”

La comúnmente utilizada representación separada de la rosa de los vientos con la distribución de velocidades sobre intervalos direccionales puede suponer una alternativa a la representación de frecuencias y velocidades como conjunto, en un caso como este citado el círculo central muestra en un periodo analizado la velocidad del viento [2].

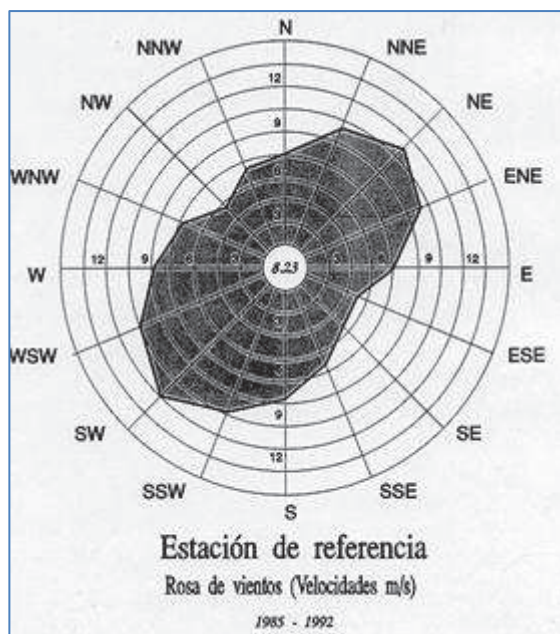


Fig. 1.11” Rosa de vientos de velocidades [Lara, 1993]”

1.8.3 DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES DE VIENTO.

Para la obtención de los parámetros de interés como el potencial de viento que se halla disponible en una zona de posible emplazamiento, es de mucha ayuda conocer sobre la distribución de probabilidades de la velocidad del viento en dicha ubicación.

Resulta muy utilizable por su sencillez una representación analítica para la distribución de probabilidad de velocidad de viento cuando se desea extrapolar datos de un emplazamiento para el cual se ha hecho un estudio previo, o para conocer los parámetros de interés a una posible altura diferente de implantación [2].

1.8.4 VARIACIÓN VERTICAL DEL VIENTO.

El perfil de variación vertical del viento suele por lo general aumentar con la altura de implantación, esto debido al conocimiento razonable de que las masas de aire en movimiento cercanas a la superficie del suelo es causante de la variación en las velocidades del viento.

“De acuerdo con la Organización Meteorológica Mundial, los datos de viento se miden de manera normalizada a una altura de 10 m sobre el suelo, por lo que será precisa la aplicación de algún procedimiento para la determinación de las velocidades de viento a alturas diferentes” [2].

1.8.5 EFECTOS DEL TERRENO Y PERTURBACIONES DE FLUJO.

En lo correspondiente con la posibilidad de extrapolar datos para ubicar un parque eólico en una ubicación diferente, hay una limitación debida principalmente a la diferencia existente entre los tipos de terrenos así que solo se podrá usar con terrenos con similares características, de preferencia los que cumplen con condiciones de homogeneidad y ausencia de obstáculos.

Al no tener siempre circunstancias tan favorables en lo que se refiere al aprovechamiento energético se puede analizar factores como las irregularidades del terreno o los obstáculos que se encuentran.

Las fuerzas de rozamiento del viento con la superficie del suelo tiene un papel importante en lo referido a la instalación de aerogeneradores, ya que estos se encuentran en una capa o zona límite en el que la proximidad al suelo puede afectar considerablemente a los valores obtenibles del viento [11].

1.8.6 INFLUENCIAS DE LA METEOROLOGÍA LOCAL.

Puede salir a la vista además problemas que resultan de considerar las condiciones ambientales meteorológicas que producen los tipos de vientos que son de interés para estudios energéticos, el uso de valores medios de registro de datos de viento puede ser uno de estos problemas, pueden ser también los relacionados con el transporte o desplazamiento horizontal de las masas de aire.

Para este respecto, la zona andina está plenamente abierta a la influencia de los grandes centros de presión desplazados sobre el océano Pacífico, con diferentes variedades de obstáculos que afectan sus características.

La importancia de estos factores debe ser cuidadosamente sopesada en la fase de evaluación de los recursos eólicos, si bien puede ser obviada en las fases preliminares (planificación inicial y análisis de oportunidad) del proyecto.

1.8.7 EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA.

Para poder tratar correctamente los datos, se determina la potencia media que suministra un determinado equipo de aerogeneración, se puede presentar en forma de un histograma como suma de las potencias parciales debidas a las diferentes clases de vientos, en el que se establezca una distribución de velocidades de viento en intervalos de clase (bins) junto con el cálculo de la frecuencia de ocurrencia de cada una de dichas clases [2].

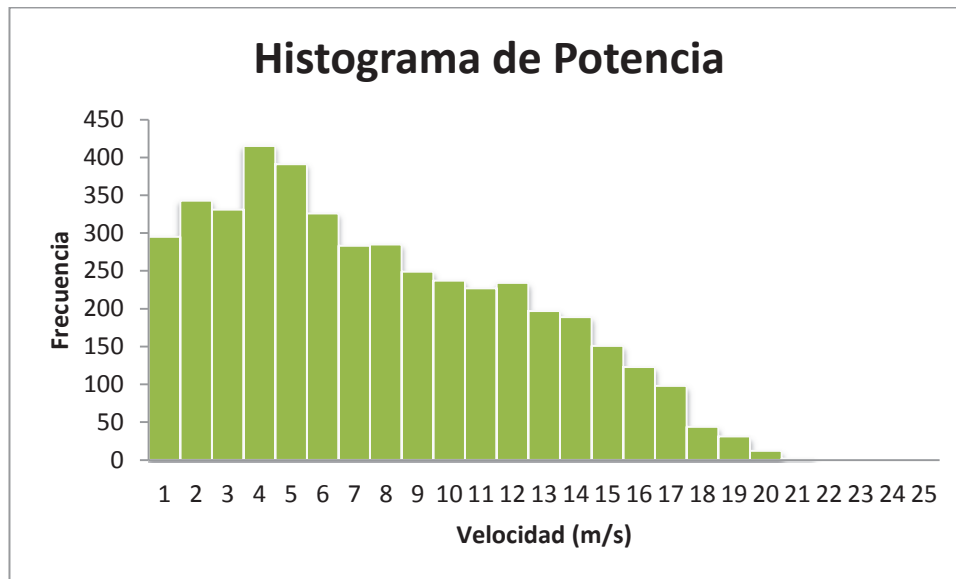


Fig. 1.12 Histograma de potencia

“En el límite, el histograma de potencia del aerogenerador se convierte en una curva continua que representa la densidad de frecuencias de potencia y que puede ser expresada analíticamente mediante el conveniente acomodo estadístico, para proceder a su integración y en definitiva, al cálculo de la potencia eólica disponible y la energía producida en un determinado periodo” [2]. En la práctica, para determinar la cantidad de energía que una determinada maquina aerogenerador es capaz de suministrar en un parque eólico puede presentarse usando varios métodos y procedimientos, dependiendo de la confiabilidad de información que se requiera para el estudio.

CAPITULO 2

TECNOLOGÍA DE LA GENERACIÓN EÓLICA

2.1 TIPOS DE TURBINAS DE VIENTO

Los primeros aerogeneradores fueron usados para moler el grano en harina, de ahí el nombre de "molino de viento". Estrictamente hablando, llamar a una máquina que bombea el agua o genera electricidad como un molino de viento es algo de un nombre inapropiado.

En cambio, se está utilizando una más precisa, pero por lo general más inadecuada, la terminología: "generador de viento", "aerogenerador", "generador de turbina de viento" (aerogeneradores), y "sistema de conversión de energía eólica" (WECS) todos están en uso.

Para nuestros propósitos, "aerogenerador" será suficiente, a pesar que a menudo vamos a hablar acerca de los componentes del sistema (por ejemplo, torres, generadores, etc.) que claramente no son parte de una turbina. 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 de turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT), pero hay algunos con palas que giran alrededor de un eje vertical (VAWT). Los ejemplos de los dos tipos se muestran en la figura. 2.1.

2.1.1 MÁQUINAS DE EJE VERTICAL

La única máquina de eje vertical 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.

La principal ventaja de las máquinas de eje vertical, es que no necesitan ningún tipo de control de desvío para evitar que quede perpendicular al viento. Una

segunda ventaja es que la maquinaria pesada contenida en la góndola (la carcasa alrededor del generador, caja de engranajes, y otros componentes mecánicos) puede estar situada en el suelo, donde puede ser reparada fácilmente. Dado que los equipos pesados no se alzan en lo alto de una torre, ésta en sí no necesita ser estructuralmente tan fuerte como la de un HAWT.

La torre se puede aligerar aún más cuando se utilizan cables de sujeción, lo cual está bien para las torres situadas en tierra, pero no para instalaciones en alta mar.

Las aspas de un rotor Darrieus, a medida que giran, están casi siempre en tensión pura (solo sometidas a esfuerzos de tensión), lo que significa que pueden ser relativamente ligeras y baratas, ya que no tienen que manejar la flexión constante asociada con cuchillas en las máquinas de eje horizontal Figura 2.2

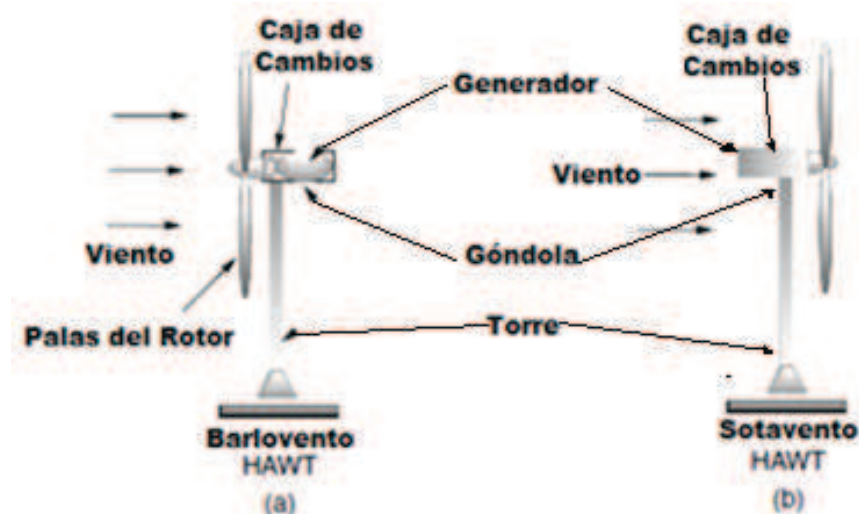


Fig. 2.1 Las HAWT como máquina Barlovento (a) o Sotavento (b)

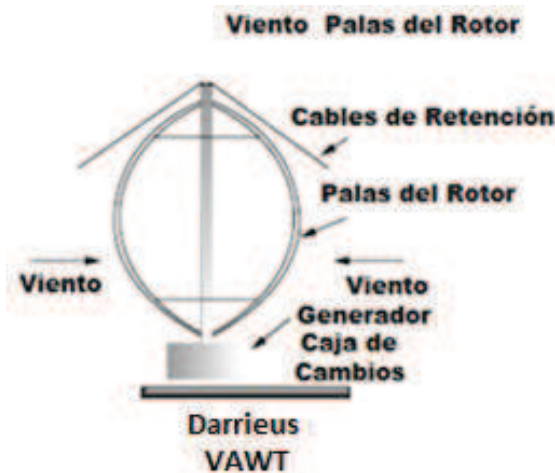


Fig. 2.2 Las VAWT aceptan viento en cualquier dirección.

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. Como veremos más adelante, la potencia en el viento aumenta con el cubo de la velocidad por lo que es considerable incentivo poner las palas en velocidades de viento más altas que son las que existen a más altura. 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.

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.

2.1.2 MÁQUINAS DE EJE HORIZONTAL

Tanto para generación en bloque como para aplicación residencial casi todas 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].

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.

Estos tienen un problema, con los efectos de sombra en la torre, es decir, cada vez que una pala oscila detrás de la torre, ésta se encuentra con un breve período de viento reducido, lo que hace que la pala se doble. Esta flexión no sólo tiene el potencial de conducir a la rotura de la pala debido a la fatiga, sino que también aumenta el ruido de la pala y reduce la potencia de salida.

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.

Otra decisión de diseño fundamental para turbinas eólicas se refiere al número de cuchillas giratorias [2].

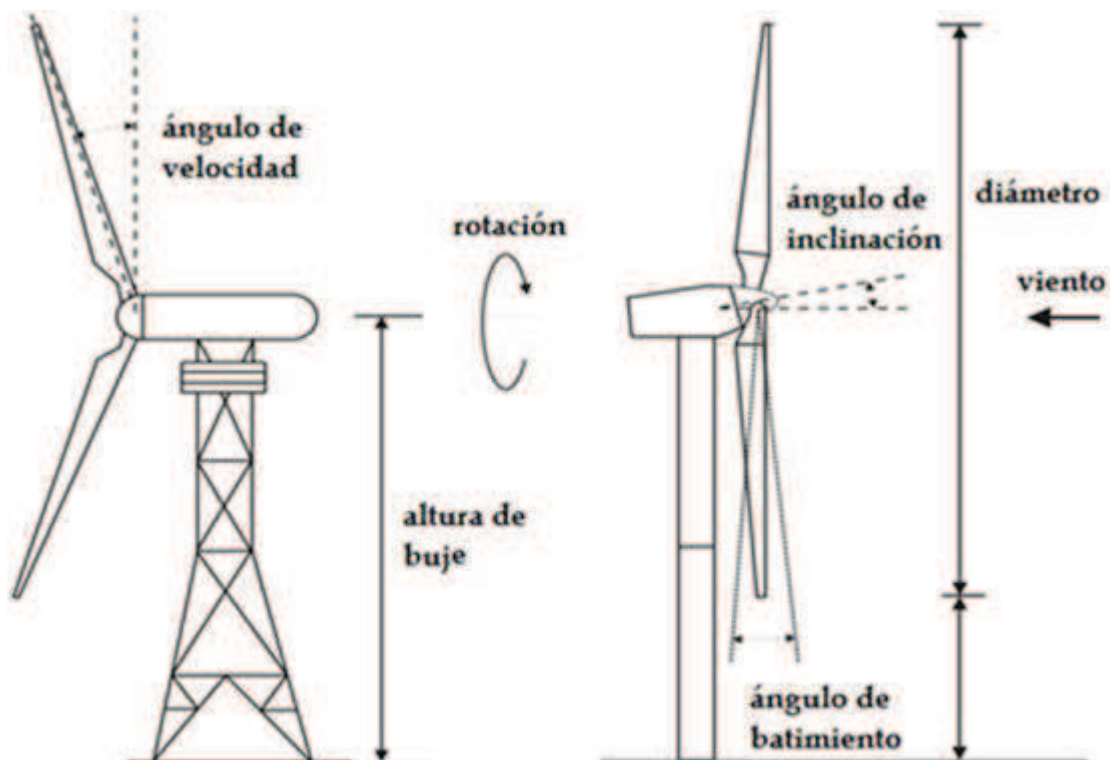


Fig. 2.3 Las HAWT se dividen a la vez en aquellas en las que el rotor gira frente a la torre (barlovento) y las que rotan detrás de la torre (sotavento).

Las turbinas de viento con muchas palas operan con velocidad de rotación mucho más baja que aquellos con menos palas, pues la turbulencia causada por una cuchilla afecta a la eficiencia de la pala que sigue, por tanto, con un menor número de palas, la turbina puede girar más rápido antes de que esta interferencia sea excesiva, lo cual permitirá un giro del eje más rápido lo que permite utilizar generadores físicamente más pequeños en tamaño [2].

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.

2.2 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, según se detallan en los siguientes numerales.

2.2.1 EQUIPO EÓLICO CON GENERADOR SÍNCRONO.

La máquina sincrónica trifásica está formada por el devanado trifásico de armadura ubicado en el estator y por el devanado de campo que se encuentra en el rotor, el mismo que es alimentado por corriente directa mediante un sistema formado por anillos deslizantes y escobillas. El rotor puede ser cilíndrico o de polos salientes. El sistema del rotor es de baja potencia.

En las siguientes figuras (Fig. 2.4) se indica: en la parte a) el estator trifásico, en la b) el rotor de polos salientes, en la c) el rotor cilíndrico, en la d) un dibujo simbólico de la máquina y en la e) el circuito esquemático del estator y del rotor.

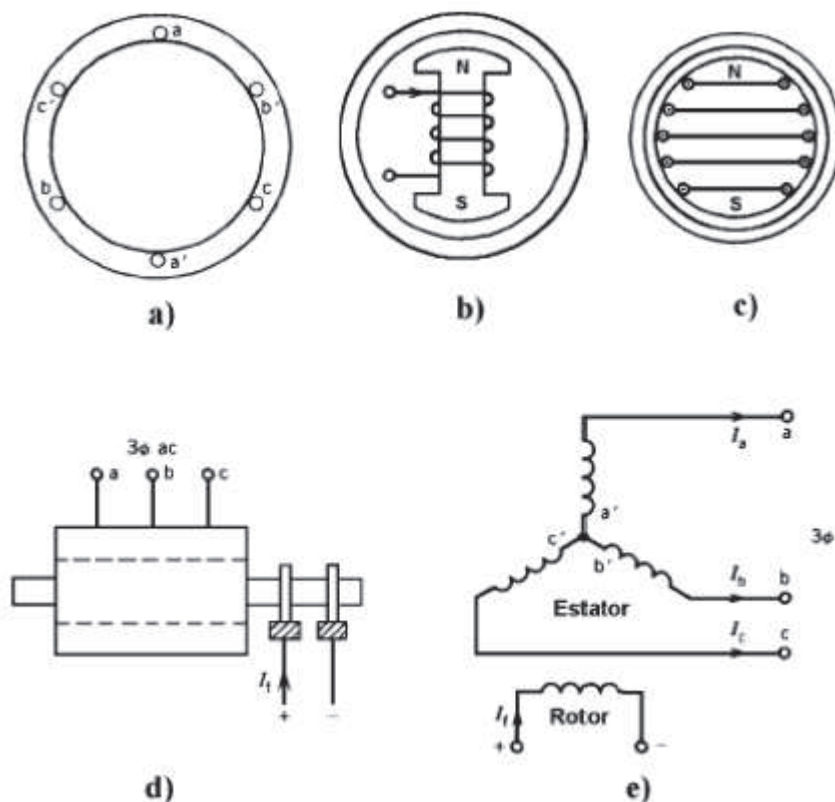


Fig. 2.4 a) Estator trifásico, b) Rotor de polos salientes, c) rotor cilíndrico, d) Dibujo simbólico de la máquina, e) Circuito esquemático del estator y del rotor.

El principio de funcionamiento de esta máquina trabajando como generador es el siguiente: la corriente continua que es aplicada a la bobina del rotor crea un campo magnético que gira a velocidad sincrónica permitiendo que sus líneas de flujo magnético sean cortadas por las bobinas del estator, induciéndose en él un campo magnético que gira a velocidad sincrónica produciéndose el torque electromagnético, por la tendencia que tienen los campos a alinearse. El campo del rotor adelanta al de la armadura, es decir el primero jala al segundo.

El torque electromagnético se opone al giro, por lo que se requiere de una máquina de impulsión para suministrar el torque mecánico que sostenga la

rotación. En los generadores eólicos la máquina de impulsión es la turbina de viento [27].

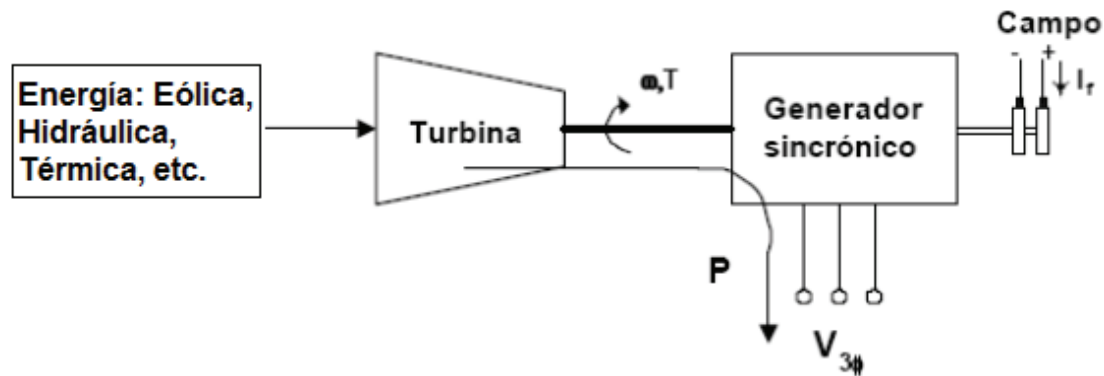


Fig. 2.5 Principio de funcionamiento de la máquina sincrónica

El torque electromagnético es el mecanismo que usa el generador sincrónico para convertir energía mecánica en eléctrica.

Como se conoce, los generadores síncronos giran a una velocidad rotacional precisa, determinada por el número de polos y de la frecuencia necesaria para las líneas de alimentación, en función de la siguiente expresión:

$$f_s = \frac{P}{2} * \frac{n_s}{60} \quad (1)$$

Donde:

f_s : frecuencia eléctrica de la red [Hz]

P : número de polos

n_s : velocidad sincrónica del rotor [r.p.m]

Las bobinas de campo magnético del rotor requieren la inyección de una corriente continua, la cual depende de la resistencia de las mencionadas bobinas mediante la expresión:

$$V_f = I_f * R_f \quad (2)$$

Donde:

V_f : Voltaje de campo [V_{DC}]

I_f : Corriente de campo [A_{DC}]

R_f : Resistencia de las bobinas de campo [Ω]

El hecho de que estos generadores necesiten corriente continua para sus devanados de campo crea dos complicaciones:

En primer lugar, la corriente continua tiene que existir siempre, por lo cual es necesario un circuito de rectificación, llamado la excitatriz, que convierte la señal alterna de la red en la corriente continua para el rotor.

En segundo lugar, debe actuar mientras el rotor gira, lo que significa que se necesitan anillos de deslizamiento ubicados en el eje del rotor, con escobillas que presionan contra ellos. El reemplazo de las escobillas y la limpieza de los anillos colectores se suman a la necesidad de mantenimiento de este tipo de generadores [25].

Para evitar las complicaciones mencionadas, en los generadores eólicos modernos se utiliza la tecnología de *Permanent Magnet Direct-Drive* (PMDD).

Al ser una máquina sincrónica que trabaja como generador, su circuito equivalente es el representado en la figura 2.6.

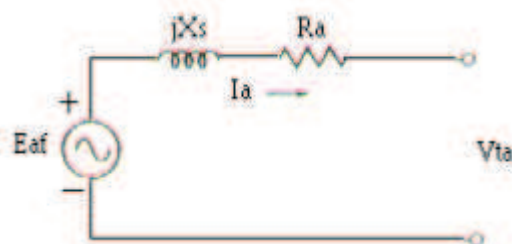


Fig 2.6 Circuito equivalente de la máquina sincrónica como generados

Las expresiones que lo definen son:

$$E_{af} = R_s I_a + j\omega \left(\frac{3}{2} L_{aa0} + L_{a1} \right) I_a + V_{ta}$$

$$E_{af} = R_s I_a + jX_s I_a + jX_r I_a + V_{ta} \quad (3)$$

Con:

$$E_{af} = \frac{\bar{\omega}}{2} * \pi * f * N * \Phi_{mx} * K_w \quad (4)$$

Donde:

E_{af} = Voltaje interno generado

f : frecuencia eléctrica Hz

N : Número de devanados.

Φ : Flujo total en el entrehierro.

K_w : Factor de reducción de la fuerza electromotriz aplicado a devanados distribuidos que varía entre 0,85 y 0,95

Y el torque necesario al eje del generador esta dado por:

$$\tau = \frac{\pi}{2} \frac{p}{2} \Phi_{ag} * F_f * \sen \delta \quad (5)$$

Donde:

δ : ángulo entre los campos magnéticos del entrehierro y del campo

Φ_{ag} : flujo resultante del entrehierro, por polo

F_f : fuerza magnetomotriz producida por la corriente de campo

p : número de polos

En éste tipo de generadores el voltaje 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 máquina objeto del presente estudio Fig. 2.7.

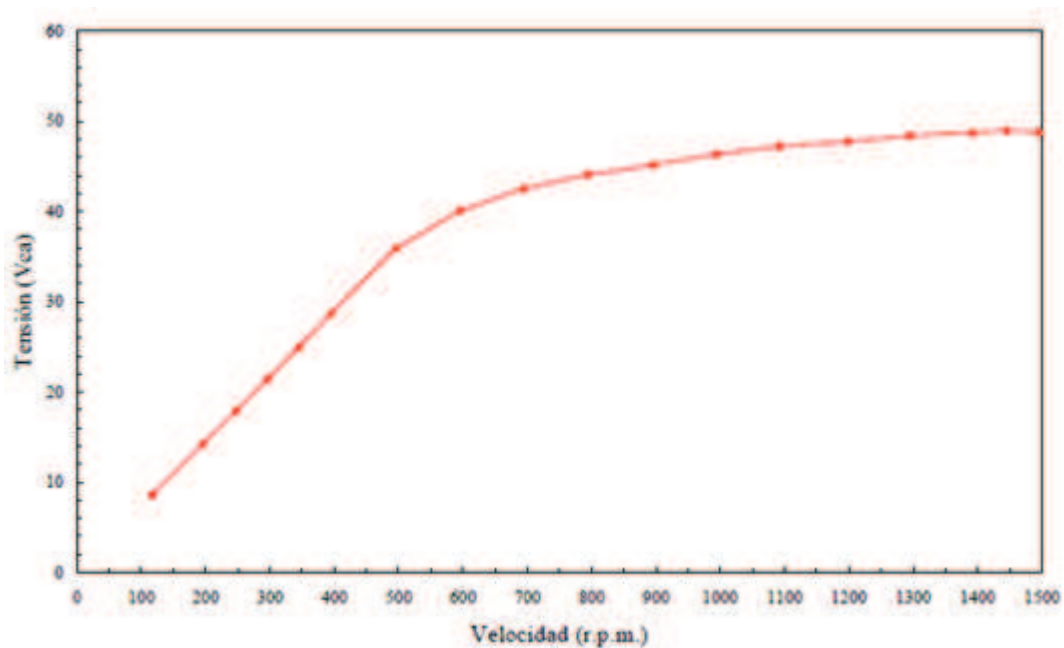


Fig. 2.7. Características voltaje-velocidad de rotación de un generador de imanes permanentes.

La Figura 2.8 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 [25].

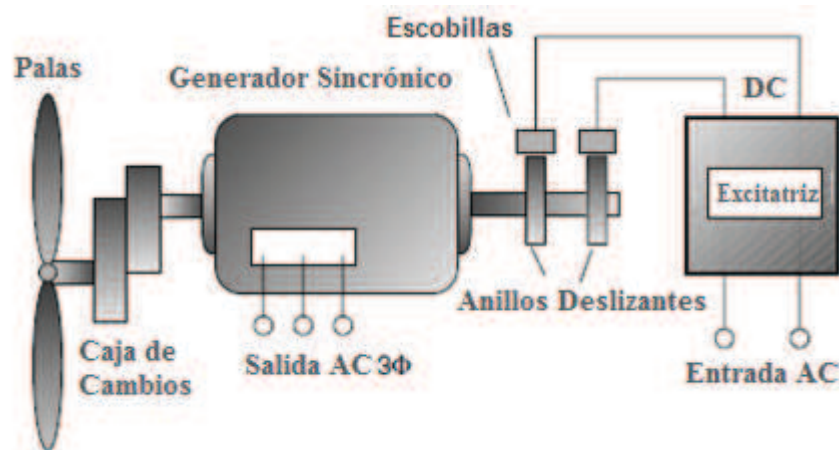


Fig. 2.8 Un generador síncrono trifásico necesita los colectores y escobillas para transferir la corriente al campo del rotor

2.2.2 EQUIPO EÓLICO CON GENERADOR ASÍNCRONO O DE INDUCCIÓN

Hasta el año 2004 la mayoría de las turbinas eólicas se diseñaron con generadores de inducción en lugar de las máquinas síncronas que se describió anteriormente. En contraste con un generador síncrono, las máquinas de inducción no giran a una velocidad fija, cumpliendo con el principio de los generadores asíncronos, es decir, las palas de la turbina hacen girar al rotor un poco más rápido que la velocidad síncrona y la energía se entrega en sus devanados de estator.

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. Esto significa que son menos complicados y menos caros y requieren menos mantenimiento [25].

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:

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} \quad (6)$$

Donde:

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 2.9.

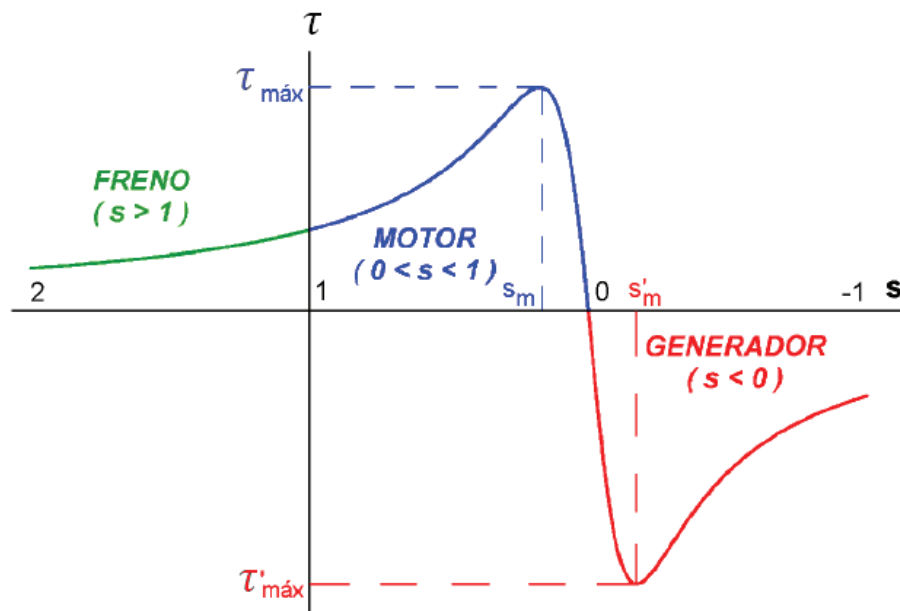


Fig. 2.9. Curva par-velocidad de una máquina asíncrona polifásica

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. 2.10, se indica un generador de inducción monofásico 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:

$$N_R = 1 - s \quad N_S = 1 - -0.01 \quad * 3600 = 3636 \text{ rpm} \quad (7)$$

Una ventaja adicional con generadores de inducción es que pueden amortiguar los choques causados por los cambios rápidos en la velocidad del viento. Cuando la velocidad del viento cambia de pronto, el deslizamiento aumenta o disminuye lo que ayuda a absorber el impacto de los equipos mecánicos de la turbina eólica [25].

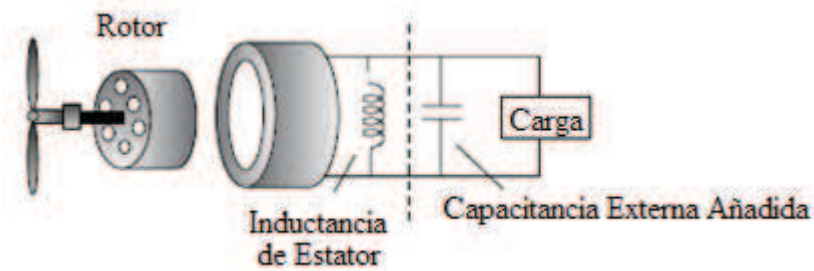


Fig. 2.10 Generador inductivo autoexcitado.

De lo indicado anteriormente, el circuito equivalente del generador de inducción se puede establecer en la figura 2.11.

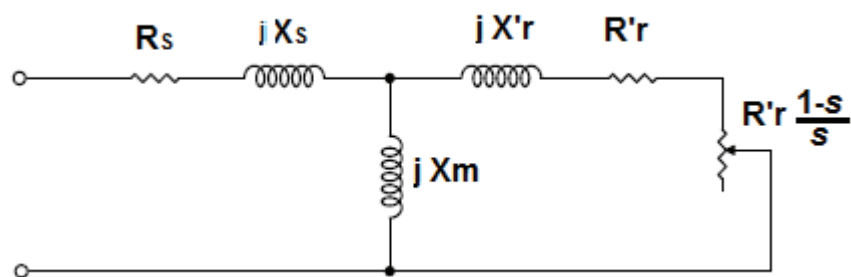


Fig. 2.11 circuito equivalente del generador de inducción

Donde:

R_s : resistencia del estator

jX_s : reactancia de dispersión del estator

jX_m : reactancia de magnetización

jX'_r : reactancia de dispersión del rotor, referida al estator

R'_r : resistencia del rotor que representa a las pérdidas en el cobre del rotor

$R'_r \frac{1-s}{s}$: resistencia del rotor referida al estator que representa la potencia mecánica interna entregada por la máquina al eje del rotor

El deslizamiento produce voltajes de frecuencia proporcional a él:

$$E_{rotor} = S * E_{estator} \quad (8)$$

$$f_{rotor} = S * f_{estator} \quad (9)$$

Torque

Es la relación entre la potencia y la velocidad angular, por lo tanto, el torque mecanico interno será:

$$\tau = \frac{3 * I_r^2 * R'_r}{\omega_s * s} \quad (10)$$

2.3 MÁQUINAS USADAS PARA GENERACIÓN EÓLICA

A continuación se detallará a breves rasgos los tipos de generadores que se han venido utilizando en producción de energía eólica. Las diferentes configuraciones de cada generador se basan en la máquina sincrónica y asincrónica detallada en los apartados anteriores, teniendo así:

2.3.1 GENERADOR SÍNCRONO

Las características de este equipamiento son las siguientes:

- Posee una caja de velocidades cuya relación se la define como $1/n$ (relación de la multiplicadora)
- Muchos usan multiplicadora 10-20 rpm esto quiere decir que el generador operará de 1200-1500 rpm (60 Hz).
- El generador síncrono arranca a velocidad constante, los pares transitorios en la turbina se dan debido a la turbulencia, produciendo un esfuerzo mecánico en los engranajes lo que disminuye la confiabilidad
- Se utiliza para sistemas aislados donde se puede permitir variaciones pequeñas de la frecuencia [12].

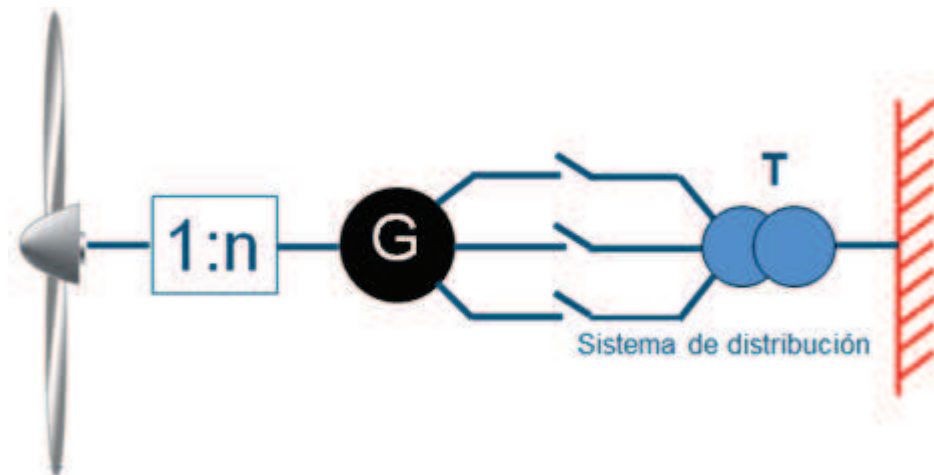


Fig. 2.12 Generador síncrono

2.3.2 GENERADOR DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA

Las características de este equipamiento son las siguientes:

- Generador inducción (IG) que opera a una velocidad casi constante
- IG necesita el aporte inicial de una potencia reactiva necesaria para magnetizar la máquina.
- Con ráfagas constantes de viento la velocidad cambia poco lo que hace que los transitorios se reduzcan.
- Puede operar a velocidades de entre 1000/1500 rpm (60 Hz) con la correspondiente caja multiplicadora [12].

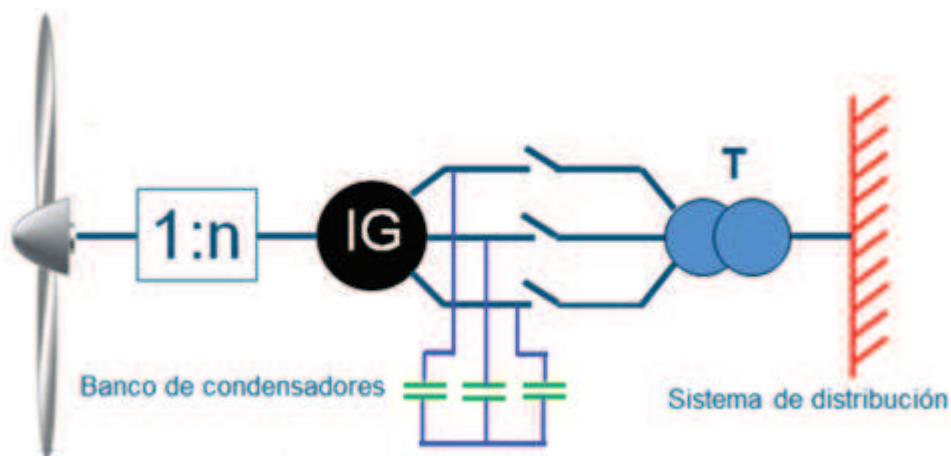


Fig. 2.13 Generador de inducción jaula de ardilla

2.3.3 GENERADOR DE INDUCCIÓN DE ROTOR DEVANADO.

- Controlando las resistencias del rotor se controla el rango de velocidades que pueden incrementarse ligeramente.
- Los bancos de capacitores se instalan en los bornes del generador.
- Requieren control $V(Q)$ y $f(P)$
- Con electrónica de potencia el rango de velocidad se incrementa, esto hace que se incremente la captura de energía.
- Como se controla el voltaje, cuando cambia la potencia activa los transitorios se reducen [12].

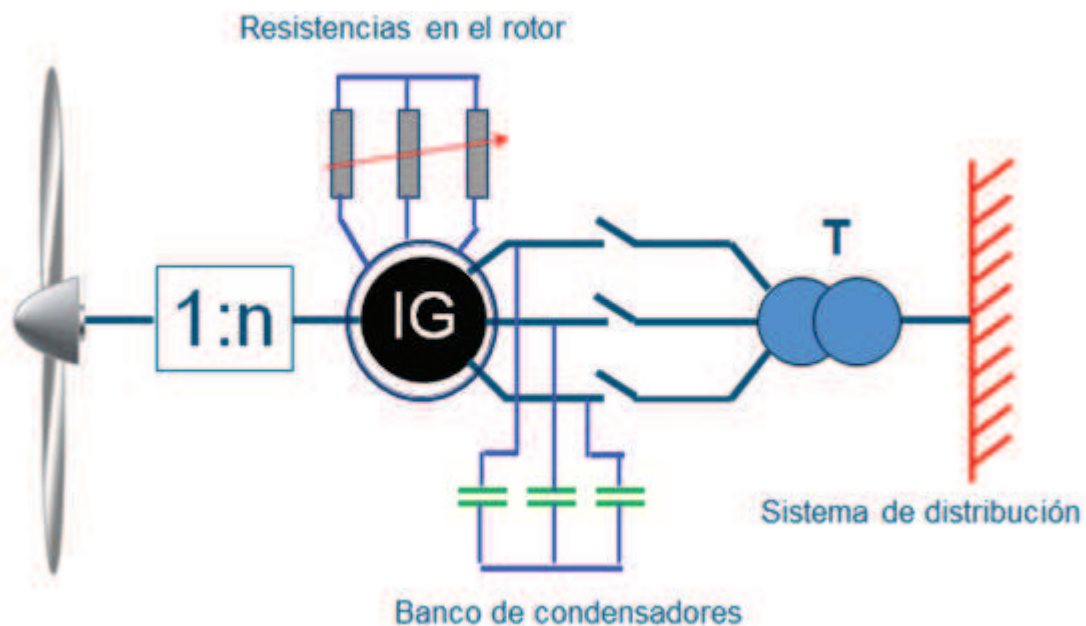


Fig. 2.14 Generador de inducción rotor devanado

2.3.4 GENERADOR DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA CON CONVERTOR DIRECTAMENTE CONECTADO A LA RED

Las características de este equipamiento son las siguientes:

- Su electrónica de potencia es costosa, pues requiere de un rectificador (AC/DC) en el lado del generador y un inversor (DC/AC) en el lado de la red.
- El primer conversor recibe una señal alterna distorsionada entregada por el generador eólico, la misma que es transformada a una señal continua, de valor constante.
- El segundo conversor recibe la señal continua constante y la invierte en una señal sinusoidal pura para que sea posible su conexión a la red.
- Requiere de caja multiplicadora, para cambiar velocidades entre 10 y 20 rpm a la velocidad del generador según su número de polos

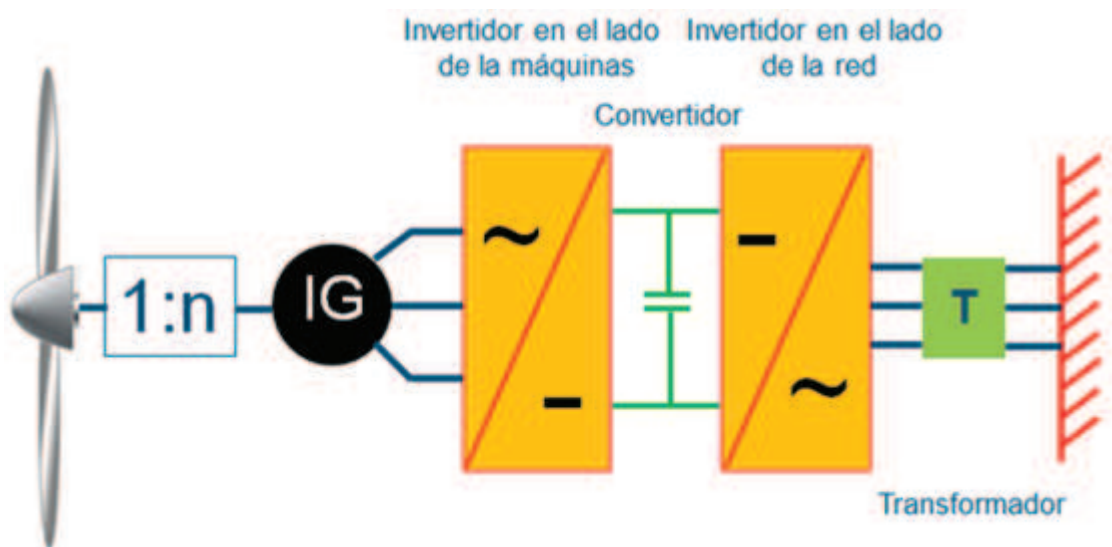


Fig. 2.15 Generador de inducción jaula de ardilla con convertidor directamente conectado a la red.

2.3.5 GENERADOR DE INDUCCIÓN DE DOBLE ALIMENTACIÓN.

Es el sistema más utilizado, es decir, el preferido por los fabricantes y las características de este equipamiento son las siguientes:

- La máquina de inducción consta de un rotor devanado conectado a un conversor y estator conectado directamente a la red.

- El rotor es alimentado por un convertor a la frecuencia deslizante (25-30% de la frecuencia nominal de la red)
- La potencia del convertor está entre el 15 y 30% de la potencia nominal del generador [28].
- A las bobinas del rotor se conectan mediante anillos deslizantes los terminales del convertidor del lado del generador [12].

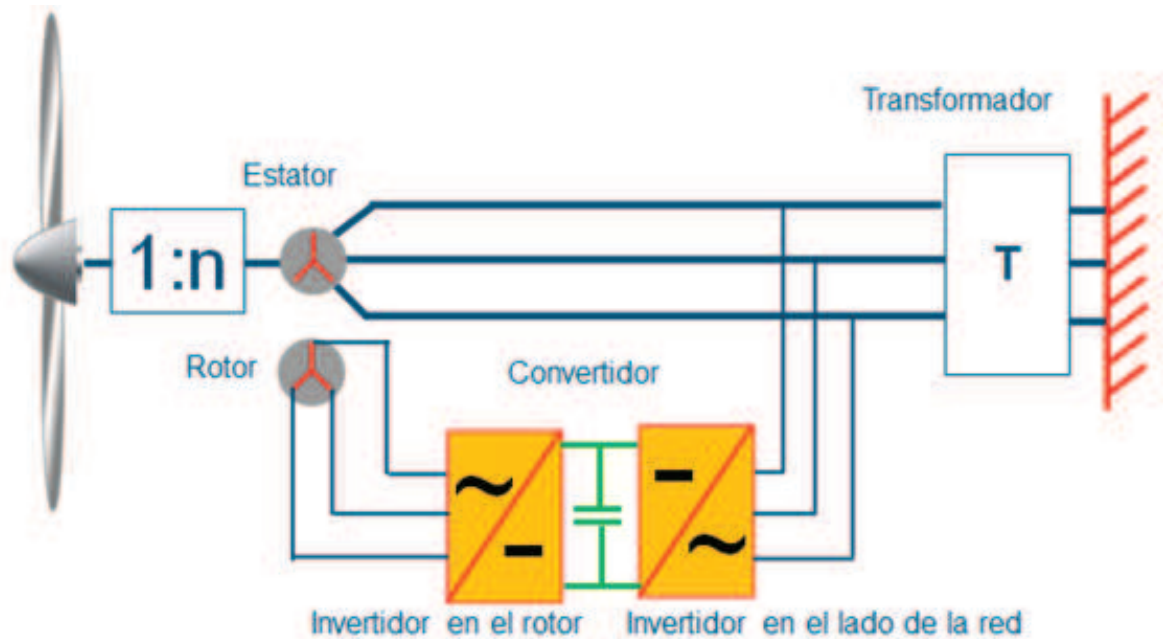


Fig. 2.16 Generador de inducción de doble alimentación

2.3.6 GENERADORES CONECTADOS DIRECTAMENTE A LA RED.

Tienen similares características entre los dos tipos de generadores conocidos con este diseño:

- El convertor es conectado directamente a la red y usan una máquina sincrónica (SG)
- Generador desacoplado de la red lo que se traduce a que la (SG) no tiene problemas en la red
- Pueden o no tener multiplicadora
- Operan a velocidad variable
- Control completo de P y Q que generan [12].

2.3.6.1 GENERADOR DE IMANES PERMANENTES CON CONVERTOR DIRECTAMENTE CONECTADO A LA RED (MULTIPLICADORA OPCIONAL)

- Generador imanes permanentes lo que produce el campo magnético interno del rotor.
- Como no hay devanado de campo no hay pérdidas significativas (eficiencia $\geq 90\%$).
- La potencia se rectifica y luego se ondula para conectarse a la red.
- Los rectificadores IGBT son equipos de gran tamaño
- Control completo de potencia luego de la segunda etapa de inversión.
- Reduce la inyección de armónicos a la red.
- Se frena por inclusión de resistencias rotóricas ante cualquier falla.
- Multiplicadora opcional [12].

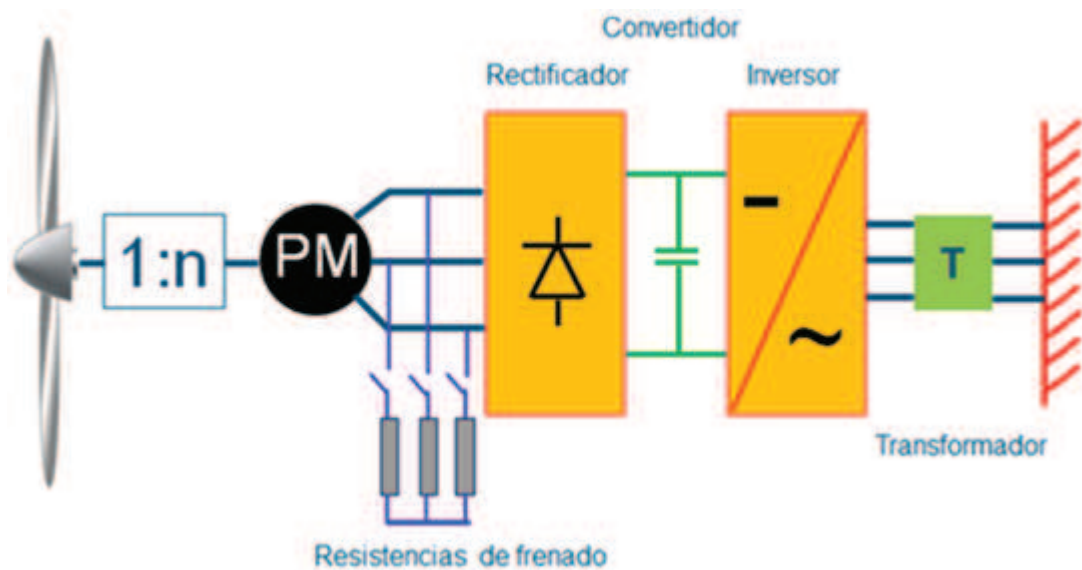


Fig. 2.17 Generador de imanes permanentes con convertidor directamente conectado a la red.

2.3.6.2 GENERADOR CON DEVANADO DE CAMPO DIRECTAMENTE CONECTADO A LA RED.

- Multiplicadora opcional en caso de velocidades bajas

- Cuando se los diseña con devanado de campo, éste puede ser controlado mediante un rectificador directamente conectado a la red.
- La corriente de campo controla la magnitud de f.e.m., es decir, controla el voltaje del generador.
- Tienen control completo de P y Q a los bornes de la segunda etapa de inversión [12].

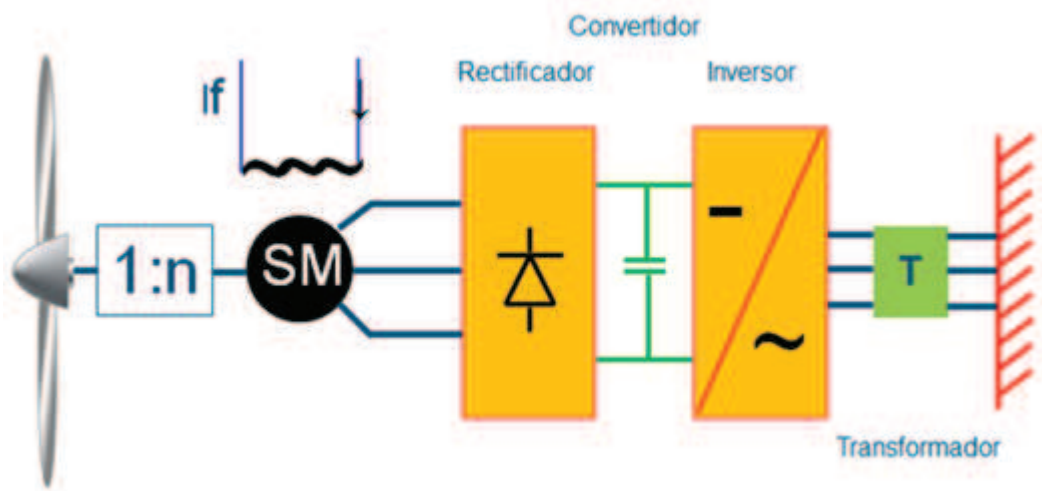


Fig. 2.18 Generador devanado de campo directamente conectado a la red.

Si bien los primeros parques utilizaron turbinas de velocidad fija con generadores asíncronos con rotor cortocircuitado, en los últimos años la tendencia dominante ha sido la de instalación de turbinas de velocidad variable, bien sea con generadores asíncronos doblemente alimentados o bien con generadores síncronos acoplados a la red mediante conversores electrónicos en el estator.

En los párrafos siguientes se detallarán los tipos de tecnología en aerogeneración [12].

2.4 TECNOLOGÍA DE LOS AEROGENERADORES

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. De los tipos de generadores tratados anteriormente se clasifican los tres tipos de

aerogeneradores más utilizados comercialmente como tipo A, B y C y se los describe a continuación:

2.4.1 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 [14].

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.

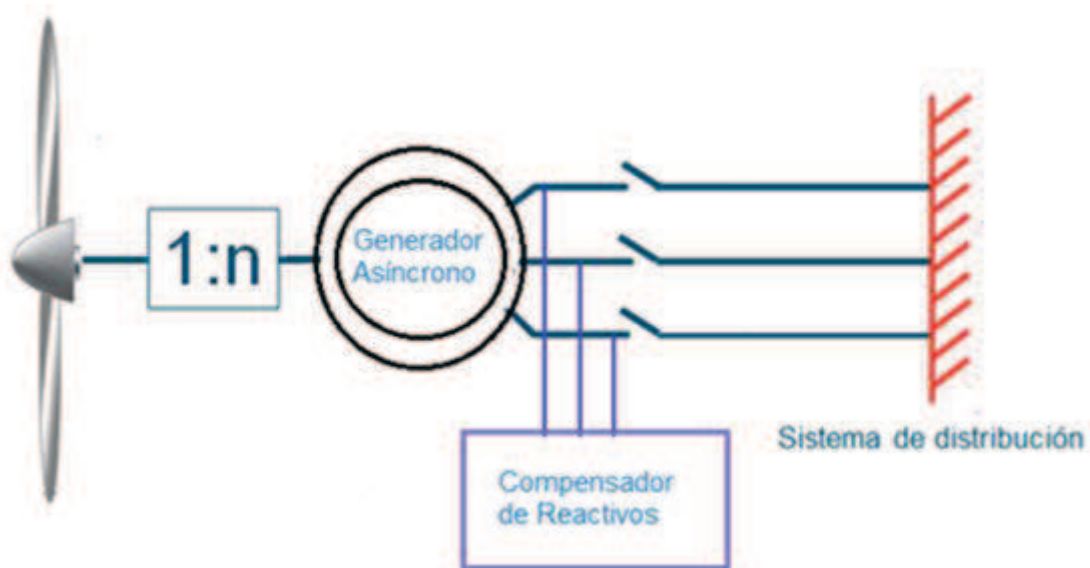


Fig. 2.19 Turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono.

2.4.2 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 estén desacoplados, 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 [14].

Como la velocidad de la turbina es baja, resulta necesario conectar 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.

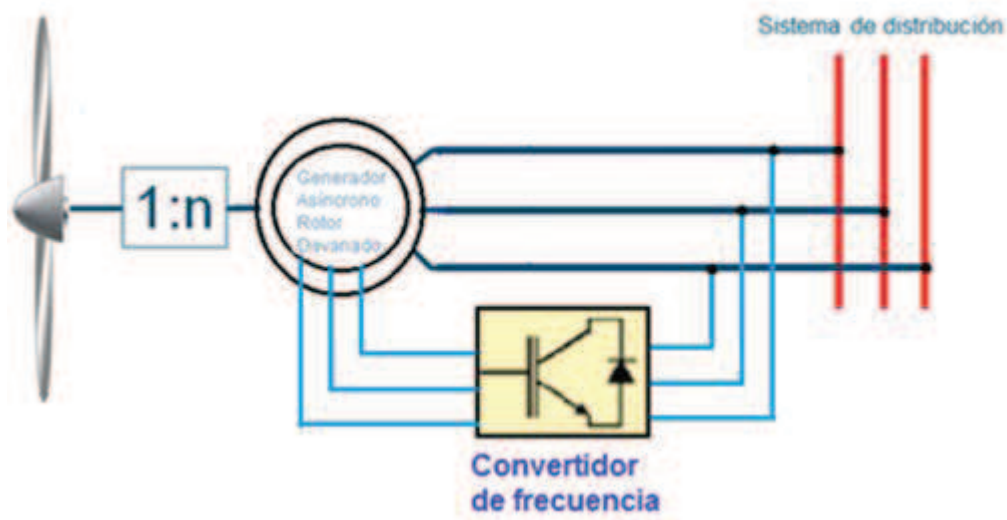


Fig. 2.20 Turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono doblemente alimentado.

2.4.3 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

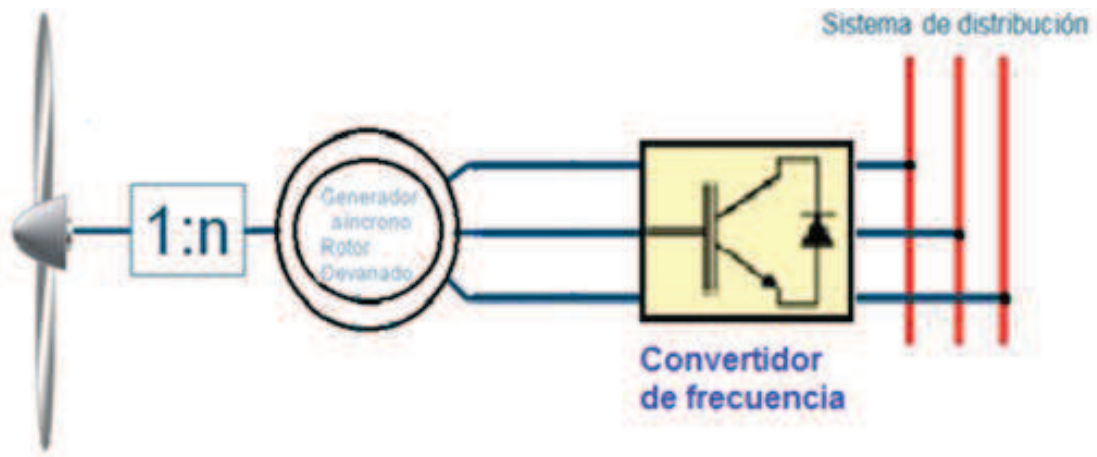


Fig. 2.21 Turbina eólica a velocidad variable basada en un generador síncrono.

2.5 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 [14].

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 [15]. 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.

Para la selección del tipo de aerogenerador que se va a utilizar en el diseño se ha buscado una serie de alternativas disponibles en el mercado internacional especializado teniendo las siguientes:

ALTERNATIVAS DEL TIPO DE AEROGENERADOR				
FABRICANTE	VESTAS	NORDEX	GAMESA	GOLDWIND
CARACTERÍSTICAS				
Potencia Nominal [MW]	2-3	2,5	2	1,5
Frecuencia [Hz]	50-60	50-60	50-60	50-60
Tecnología	DFIG	DFIG	DFIG	FCIG
Arranque a velocidad [m/s]	3	4	4	3
Corte con velocidad de viento [m/s]	20	25	25	25
Niveles de ruido	hasta 105 dB	hasta 105 dB	hasta 105 dB	hasta 105 dB
Voltaje de salida [V]	690	690	690	690
Diámetro del rotor [m]	80	90	80	70
Número de palas	3	3	3	3
Altura de torre [m]	80/95/105/125	65/70/80	60/67/78/100	65/85/100
Yawing system control	si	si	si	si

Tabla 2.1 Alternativas del tipo de aerogenerador

En base de todas las consideraciones anteriores, tomando en cuenta las ventajas y desventajas de cada una de las implementaciones, se ha escogido para el presente trabajo un equipamiento con las siguientes características principales:

- Clase C con generador síncrono multipolar con imanes permanentes (PMDD).
- Potencia nominal 1,5 MW por torre.
- Direct Drive de tres palas.
- Velocidad de 10 a 20 [rpm]
- Con Yawing System Control (YSC).

Siendo el aerogenerador seleccionado como más apto para el estudio el fabricado por la empresa china Xinjiang Goldwind Science and Technology, con el cual se continuará el desarrollo del presente trabajo.

CAPITULO 3

MARCO TEÓRICO EXISTENTE PARA CUANTIFICACIÓN Y TRATAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

3.1 GENERALIDADES DEL PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN

El objetivo del procedimiento de medición es recoger datos que satisfagan una serie de criterios claramente definidos para asegurar que éstos son de cantidad y calidad suficientes para determinar con precisión las características de rendimiento de la turbina de viento.

El procedimiento de medición está acorde con la cláusula 10 de la BS EN 61400-1:2005 [18], de modo que cada etapa del procedimiento y las condiciones de ensayo pueden ser revisadas y, de ser necesario, repetidas. Durante el período de medición, los datos se comprobarán periódicamente para garantizar la calidad y la repetitividad de los resultados de las pruebas. Los registros de prueba se mantendrán para documentar eventos de suma importancia durante la prueba de rendimiento de energía.

3.2 MEDIDA Y REGISTRO DE DATOS DE VIENTO.

Para empezar con el procedimiento de evaluación del potencial es necesaria la

instalación de equipo anemométrico especializado y calibrado adecuadamente para que se pueda tomar una correcta medición de las magnitudes que nos serán útiles en el desarrollo del presente capítulo.

Gracias a la empresa auspiciante del equipo de monitoreo se tuvo la oportunidad de comprobar la instalación y aprender sobre el uso del equipo de medición y toma de datos.

3.3 EQUIPO DE MEDICIÓN DE CARACTERÍSTICAS EÓLICAS.

Luego de buscar el lugar óptimo de ubicación del equipo anemométrico junto con un topógrafo trabajador de la empresa auspiciante de los datos, y después de comprobar que el equipo va a tener un correcto resguardo por un cuidador se procedió a instalar el equipo, a continuación se detalla una breve descripción del dispositivo.

3.3.1 NOMAD 2

El NOMAD 2 es un registrador avanzado de viento que utiliza el recurso de datos de Second Wind Inc. Está diseñado para satisfacer las necesidades de los programas de evaluación de la energía eólica moderna: más sensores en torres altas, alta fiabilidad y conectividad remota flexible. El NOMAD 2 también está diseñado para adaptarse a los muchos participantes en estos programas: instaladores, los proyectos y los administradores de datos, y por supuesto, los meteorólogos. El NOMAD 2 se conectará directamente a los sensores y transductores utilizados para la evaluación del recurso eólico y estudios de potencia de rendimiento estándar IEC. Hasta 12 anemómetros u otros dispositivos de frecuencia o estado pueden ser conectados al NOMAD 2, incluyendo pluviómetros, contadores de energía, y los relés. Las 8 entradas analógicas se conectan directamente a veletas, termistores, y convertidores de medida de presión de aire, energía eléctrica, o el nivel de sonido. El NOMAD 2 alcanza $\pm 0,02\%$ de precisión en las entradas de contador y de $\pm 0.2\%$ de precisión en las entradas analógicas.



Fig. 3.1 Equipo de medición NOMAD 2

El equipo toma un dato cada 2.5 segundos y los integra cada 10 minutos [18].

La elección de periodos de muestreo de diez minutos, implica disponer de 144 puntos diarios, que supone una densidad aceptable y simplifica el análisis de las bandas de integración.

Los análisis de viento para periodos de entre diez minutos y una hora resultan absolutamente aceptables para el estudio de las posibilidades de su aprovechamiento energético aunque introducen un error que con fines de aproximación es despreciable.

A continuación se detallará el uso del NOMAD 2 y su programa de escritorio para toma de datos.

- 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:

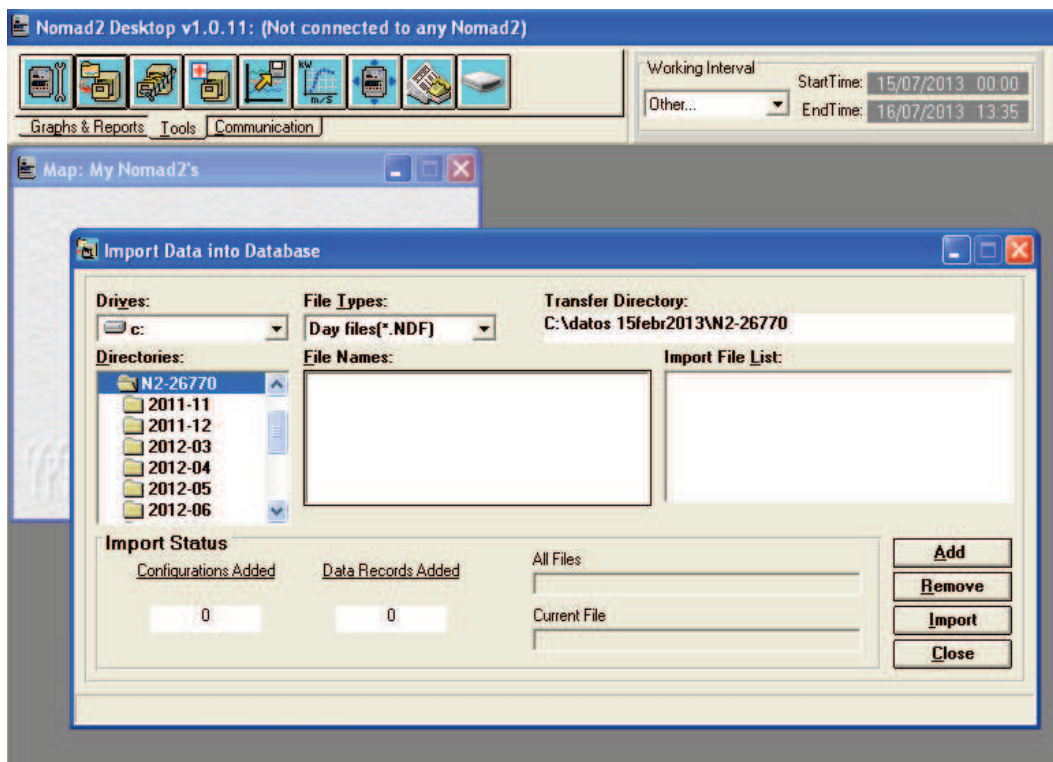


Fig 3.2 Ventana de importación de datos

Se escoge la base de datos a importar que generalmente es mensual:

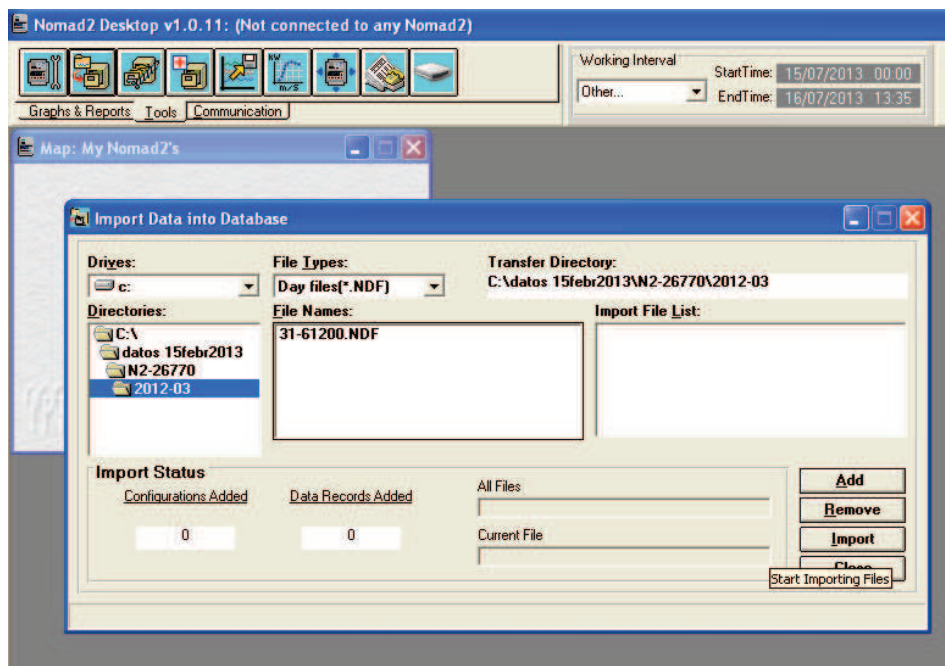


Fig. 3.3 Selección de carpeta contenedora de datos correspondientes cada mes

Se selecciona todos los archivos que contenga la carpeta de cada mes,

presionando el botón “Add” y el botón “Import”.

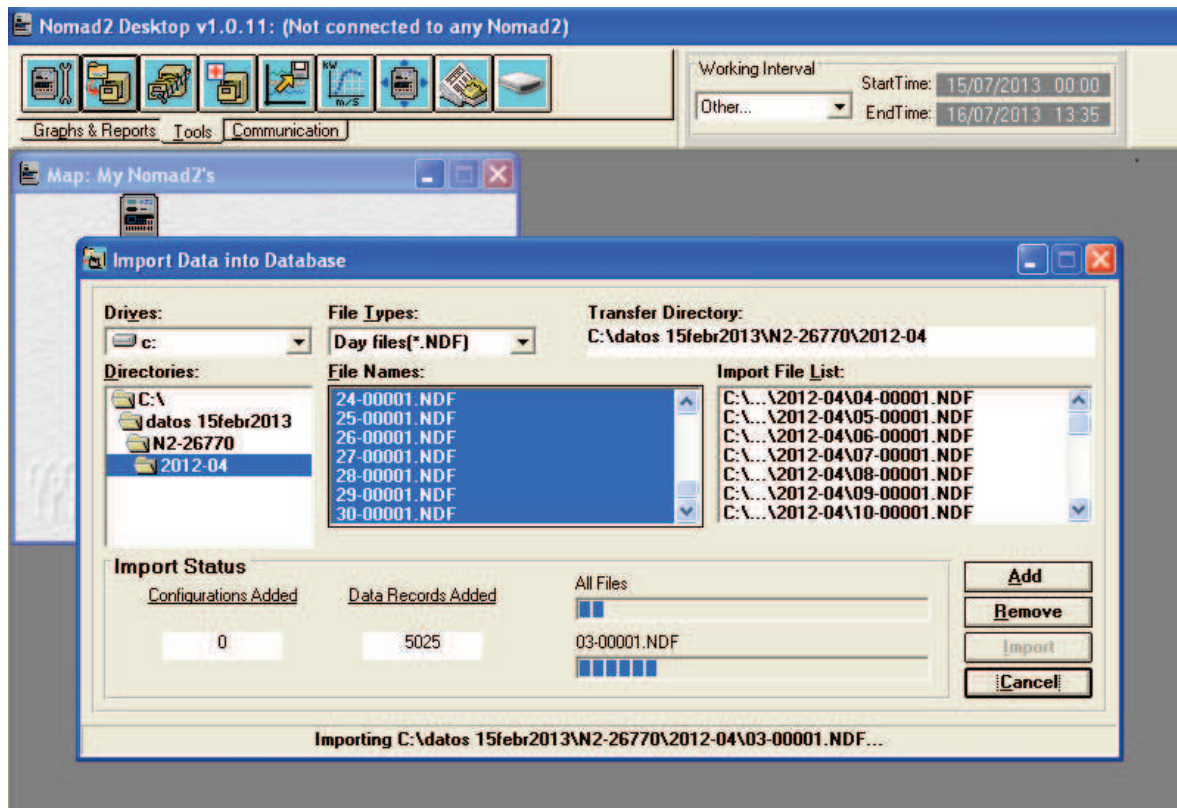


Fig 3.4 Migración de datos de la carpeta contenedora a la base de información del programa

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 3.5 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.

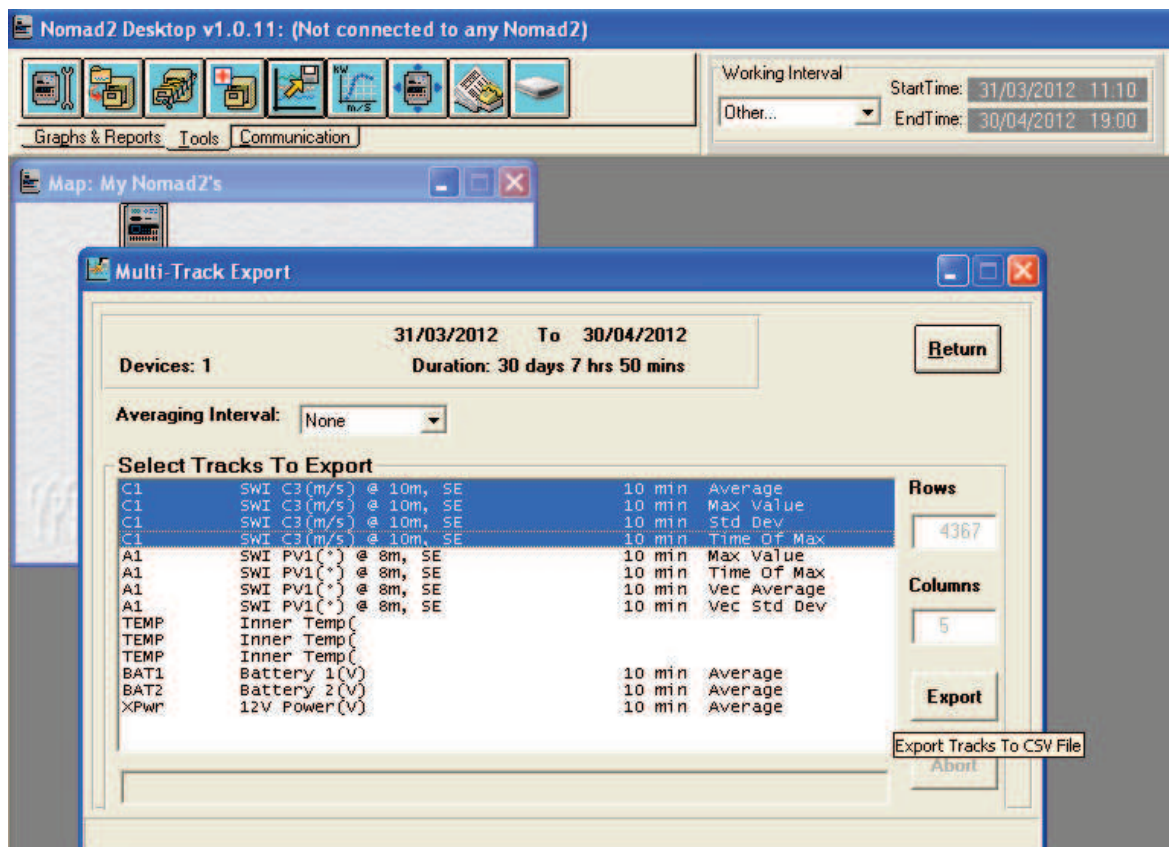


Fig 3.6 Exportación de Datos

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

3.4 TRATAMIENTO DE DATOS EÓLICOS

3.4.1 DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES DE VIENTO.

La expresión analítica conocida como distribución de Weibull, es la más utilizada para la representación de la probabilidad del viento para alcanzar una determinada velocidad, por lo que se usa en este tipo de estudios energéticos. Su función de densidad de probabilidad para un particular en el que interesa analizar las velocidades del viento corresponde a la siguiente expresión:

$$f(v) = \frac{k}{c} * \frac{v^{k-1}}{c} * e^{-\frac{v^k}{c^k}} \quad (11)$$

en la que:

v : velocidad de viento determinada

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

k : factor de forma (1; 1,5 ò 2)

c : factor de escala. Determina la amplitud de la curva en el eje coordenado, la amplitud del intervalo de velocidades de viento consideradas y su valor es próximo a la velocidad media.

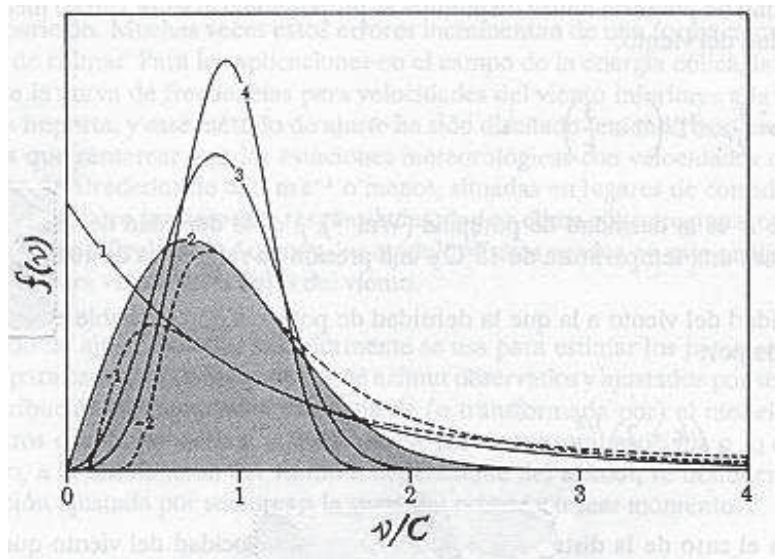


Fig 3.7 “Función de densidad de probabilidad de la distribución de Weibull para distintos valores del factor de forma, k ” [22]

Tomada de la gama de distribuciones de velocidad de Weibull, resalta un caso específico en cuyo factor de forma, $k = 2$, para el cual existe una degeneración en la conocida como distribución de Rayleigh, que es utilizada comúnmente en procesos en los que no se conoce parámetros de Weibull para la zona de estudio [22].

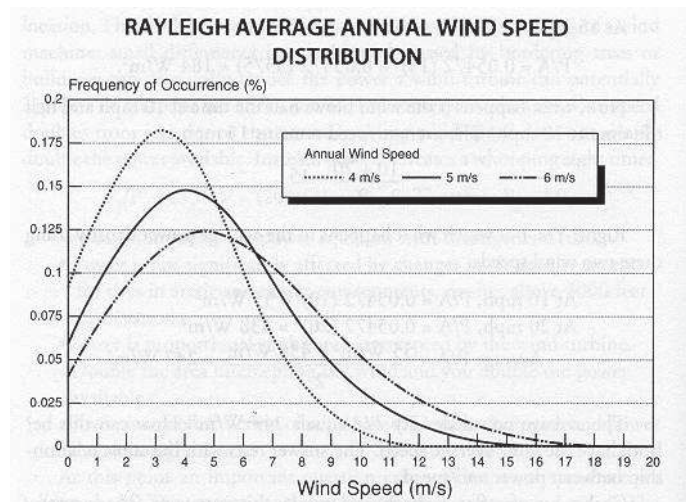


Fig 3.8 “Distribución de Rayleigh para la probabilidad de velocidades de viento” [7]

Partiendo de una muestra de datos que corresponda a un amplio periodo temporal, ordenados en rangos de velocidades y con conocimiento de las frecuencias acumuladas de cada intervalo, se pueden determinar los parámetros de distribución de Weibull para un cierto emplazamiento de estudio.

En conclusión, el paso precedente para la evaluación de una posible explotación del aprovechamiento energético es establecer una expresión analítica que especifique la distribución de velocidades del viento para una determinada ubicación.

3.4.2 VARIACIÓN VERTICAL DEL VIENTO.

Cuando se estudia una zona llana y un terreno homogéneo, la extrapolación de datos eólicos se asume con el modelo de ley potencial para el perfil vertical de velocidades [10]:

$$v_z = v_0 * \frac{z}{z_0}^\alpha \quad (12)$$

En donde puede determinarse la velocidad media, v_z , a una altura cualquiera

Z , a partir de la velocidad media v_0 , conocida para el nivel de referencia, Z_0 que es la altura de instalación del anemómetro.

- “El coeficiente α (coeficiente de cortadura), depende de la rugosidad media del terreno.
- En emplazamientos con velocidades media superiores a 6 m/s y atmosfera predominantemente neutra, α varía con la rugosidad media entre 0,1 y 0,3.
- El exponente α puede evaluarse con buena aproximación a partir de la expresión:

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 * \ln v_0}{1 - 0,88 * \ln \frac{Z_0}{10}} \quad (13)$$

- De una manera muy general puede tomarse un valor $\alpha=1/7$ [10]

Es oportuno en este momento aclarar que los procedimientos mencionados anteriormente son válidos para terrenos relativamente llanos ya que se usan para obtener datos lo más precisos posibles para la estimación del potencial eólico, se puede admitir aproximaciones en el planteamiento del proyecto pero no se admite imprecisiones en la fase de análisis del mismo [9].

3.4.3 VARIACIONES CÍCLICAS DEL RÉGIMEN DE VIENTOS: TURBULENCIA, RAFAGOSIDAD.

3.4.3.1 TURBULENCIA

Al incorporar todas las variaciones de velocidad con frecuencias que sobrepasen al cambio de la velocidad media se puede entender el término turbulencia, que además puede ser definida como la desviación de la velocidad instantánea con respecto a la velocidad media. Para medir la turbulencia en el viento, es común el uso de la intensidad de turbulencia $I_V(z)$, expresión que relaciona la media de las velocidades en el periodo de tiempo considerado y la desviación estándar, a una altura z previamente determinada, lo que va a representar un índice de

variabilidad de la velocidad del viento [10]:

$$I_v z = \frac{\sigma_v(z)}{v(z)} \quad (14)$$

3.4.3.2 RAFAGOSIDAD

En el que, para una cierta altitud, z , la magnitud de la ráfaga máxima, la velocidad media y la desviación estándar se relacionan con el surgimiento de un parámetro, G_t , que se pasará a conocer como **índice de rafagosidad** [9]:

$$v_{\max} z = v z + G_t * \sigma_v z \quad (15)$$

Este índice, independiente de la altura y de las características propias del terreno, depende puntualmente del equipo anemométrico utilizado y del rango de tiempo promedio utilizado en la medición de velocidades. Una expresión de su valor medio en un periodo de tiempo t (minutos) puede efectuarse de la siguiente manera [9]:

$$G_t = 0.42 * \ln \frac{3600 \text{ minutos}}{t} \quad (16)$$

Los esfuerzos dinámicos estructurales son una parte importante en lo que se refiere al diseño del equipo de aerogeneración, para esto se emplea comúnmente el factor de rafagosidad, FR determinado para un cierto rango de tiempo (en muchos casos menos a una hora) como la relación entre la velocidad media y la velocidad máxima registrada en el periodo analizado [9]:

$$FR = \frac{v_{\max}(z)}{v(z)} \quad (17)$$

Al igualas y sustituir ecuaciones, resulta menos complicado demostrar la relación

lineal que hay entre el factor de rafagosidad FR , y la intensidad de turbulencia $I_v(z)$, esta relación lineal se hace a través de un índice de rafagosidad, G_t , expresión que se designa de la siguiente forma:

$$FR = 1 + G_t * I_v z \quad (18)$$

No se ahondará más en estos conceptos aplicados al análisis estructural del equipo de aerogeneración ya que se entiende que sobrepasa el alcance de este proyecto [2].

3.5 CUANTIFICACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO NOMINAL PARA EL PARQUE.

Si se relaciona con conceptos físicos básicos, una masa de aire desplazándose con una velocidad definida, posee una energía cinética, E_c , con la siguiente expresión:

$$E_c = \frac{1}{2} m \cdot v^2 \quad (19)$$

Donde:

m = masa de una corriente de aire;

v = velocidad de traslado del aire;

La energía específica por unidad de volumen, e , siendo ρ la densidad del aire, vendrá con la siguiente expresión:

$$e = \frac{1}{2} \rho \cdot v^2 \quad (20)$$

Además, el flujo de aire, Φ , que atraviesa una establecida superficie, siendo A la superficie normal a la dirección del desplazamiento, viene dado por [2]:

$$\Phi = v * A \quad (21)$$

Subsiguientemente, la **potencia eólica aprovechable** en un área transversal perpendicular a la circulación de aire, puede formularse como el flujo de su

energía cinética, es decir:

$$Pd = \frac{1}{2} \rho * A * v^3 \quad (22)$$

En correspondencia con esta expresión, se puede señalar la cantidad de importancia de las tres variables que se muestran, siendo estas, área barrida por la máquina eólica (A), velocidad del viento (v), y densidad del aire (ρ).

La potencia es una función elevada al cubo de la velocidad del viento, con lo que al duplicarla, esta se incrementará en ocho veces.

El área de barrido o área útil barrida por el aerogenerador influencia positivamente sobre la potencia disponible, sienta esta relación una proporción directa. Al duplicar el área interceptada, ocurre lo mismo con la potencia que se encuentra disponible, es así que, al incrementar la longitud horizontal de las palas en un aerogenerador, la potencia extraíble se cuadriplica [2].

Al final, las variaciones en la densidad del aire no logran afectar de manera significativa a la potencia disponible, a excepción de escenarios polares o desérticos o lugares de ubicación con alturas que sobrepasan los 1000 metros sobre el nivel del mar. La densidad de aire merma con el aumento de temperatura ambiental y con la caída de presión.

La mengua de la presión con el incremento de la altura del emplazamiento, sí puede influenciar significativamente, proponiendo un caso en el que, para la misma velocidad de viento y área interceptada, la potencia eólica como relación de la densidad de aire, se reduce en un 10% para un lugar situado a 1000 metros sobre el nivel del mar, 20% para un lugar a 2000, etc., según las siguientes expresiones [2]:

$$\rho = \rho_0 - 1,194 * 10^{-4} * H_m \frac{Kg}{m^3} \quad (23)$$

Siendo:

H_m : Altura sobre el nivel del mar en metros

ρ_0 : Densidad del aire a nivel del mar = $1,225 \frac{Kg}{m^3}$

ρ : Densidad del aire a la altura $H_m \frac{Kg}{m^3}$

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.

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} * \rho * v^3 \quad (24)$$

En la expresión anterior, ya que se trata de datos comúnmente disponibles, se utilizan los valores medios de velocidad del viento al cubo y de la densidad de aire. Con esto se puede caracterizar un lugar únicamente en función de la velocidad del viento, sin considerar características de la máquina que se va a emplear.

Ya que el aire no deja de moverse tras actuar sobre las palas del aerogenerador se llega a la conclusión que no se puede extraer la totalidad de potencia disponible en el viento con una máquina eólica. La cantidad de potencia que se pueda aprovechar depende de las características de funcionamiento del equipo aerogenerador y de la potencia eólica disponible [2].

“La **potencia eólica aprovechable** por una máquina eólica de sección útil A , perpendicular a la corriente de un flujo de aire de densidad ρ 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” [2]:

$$P_a = C_p * P_d = C_p * \frac{1}{2} \rho * A * v^3 \quad (25)$$

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 [18].

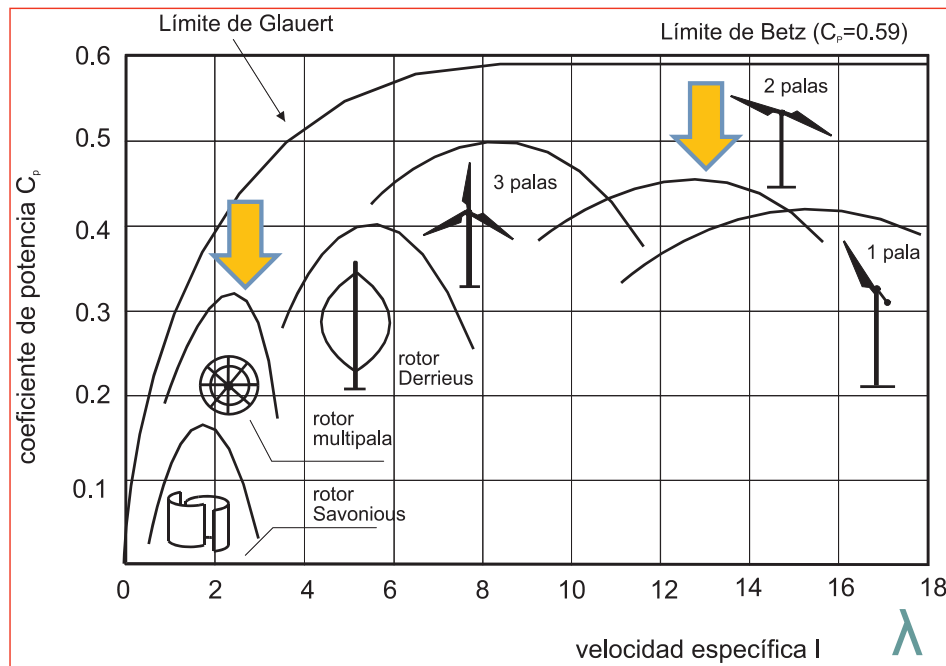


Fig. 3.9 Coeficientes de potencia típicos para aerogeneradores [12].

“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” [2].

$$P_a \text{ máx} = \frac{16}{27} * \rho * A * v^3 \quad (26)$$

Al analizar esta última expresión, se deduce que el valor máximo que en teoría se puede extraer de cualquier máquina eólica, expresión que se conoce como el

límite de Betz, equivale al 59,3% o 16/27, es decir;

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

Una transmisión correctamente diseñada puede ser operada a un rendimiento mayor al 97%. No obstante, en el momento del diseño el rendimiento de los alternadores puede alcanzar un 97%, aunque la mayor parte de tiempo que el aerogenerador trabaja con cargas parciales hace que su eficacia disminuya. El acondicionamiento de la energía en las máquinas interconectadas a la red también aporta pérdidas significativas [9], [21].

Con la premisa de que todos los aerogeneradores no aprovechan la totalidad del viento disponible se puede saber que estas máquinas no absorben ráfagas de viento ni pueden seguir los cambios instantáneos de viento, por sus limitaciones físicas. Las pérdidas por orientación y ráfagas en conjunto con el acondicionamiento energético pueden arrojar un rendimiento adicional del 98% [9], [21].

Así se tiene que, la energía que se puede obtener del viento está entre un 15 y un 45% de la energía eólica disponible, dependiendo del tamaño y tipo del aerogenerador y del régimen de vientos en la ubicación del parque eólico.

Si se asume además una distribución regular del viento en el lugar de ubicación del parque y aceptando un coeficiente de potencia medio del 46%, dado el crecimiento tecnológico y desarrollos actuales de las máquinas eólicas, el valor medio de la densidad del aire a nivel del mar de $1,225 \text{ kg/m}^3$, es necesario aquí una estimación aproximada 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 [9], [21].

$$\frac{P_a}{A} = 0.4 * \frac{1}{2} * 1.25 * v^3 = \frac{v^3}{4} \frac{W}{m^2} \quad (28)$$

Hoy en día con la facilidad de estudios previos son frecuentes obtenciones específicas en valores 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% [9].

3.6 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA NOMINAL DEL PARQUE

Para establecer la potencia nominal del parque podemos hacerlo a partir de calcular la potencia de cortocircuito en el nudo de conexión, analizando la red y el nodo con teoría de circuitos.

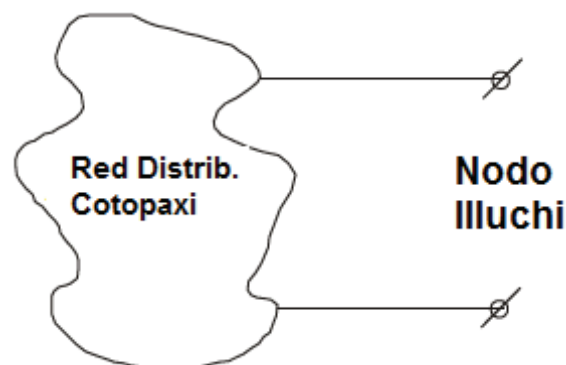
Otro método de hacerlo es diseñando el sistema al que va a conectarse el parque usando un programa computacional que permita simular un escenario para obtener resultados que faciliten el cálculo.

En el desarrollo de esta sección se analizará los dos procedimientos, para una posterior selección de uno de ellos que cumpla con las exigencias de diseño.

Para ambos casos se utilizará como plataforma de análisis una base de potencia de 100 MVA [20].

3.6.1 PRIMER PROCEDIMIENTO

Para el primer procedimiento: en primer lugar se analizó la Red de distribución Cotopaxi como un sólo sistema en el que el parque eólico estará conectado al nodo de Illuchi, tal como se muestra en la figura 3.10.



3.10 Esquema simplificado de la red de distribución ILLUCHI.

Para encontrar la potencia nominal del parque eólico a diseñar, fue necesario encontrar la potencia de cortocircuito MVA_{cc} p.u. en el nudo Illuchi. Con ayuda de análisis de fallas en el punto de conexión se encontró la impedancia de Cortocircuito, por tanto se tiene:

$$S_{cc} = \frac{1}{Z_{cc}} \quad (29)$$

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, después de su conexión. Entonces se tiene:

$$Z_{cc} = \frac{\Delta U}{i} = \frac{U' - U_0}{i} \quad (30)$$

3.6.1.1 CÁLCULO DE U_0

La tensión U_0 representa la tensión, en el modelo del sistema de distribución, sin carga ($i = 0$).tal como se muestra en la figura 3.9 Con el uso de un programa computacional se simula el flujo de carga del sistema eléctrico [20].

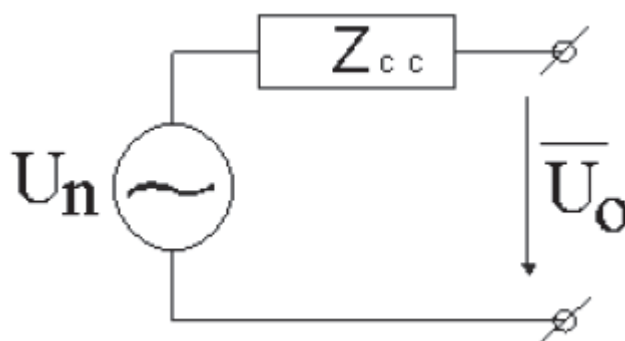


Fig. 3.11 Equivalente de Thevenin sin carga.

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 nudo 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 de la tensión y su ángulo del nudo seleccionado.

3.6.1.2 CALCULO DE U'_0

La tensión U'_0 representa la tensión debido a un incremento de potencia ΔP en el sistema de distribución, tal como está demostrado en la figura 3.10. Este valor de U'_0 es encontrado incrementando la potencia en pasos pequeños porcentajes de potencia en el nudo Illuchi. El flujo de carga da como resultado: Módulo de tensión (U'_0) y ángulo de tensión (U'_0) [20].

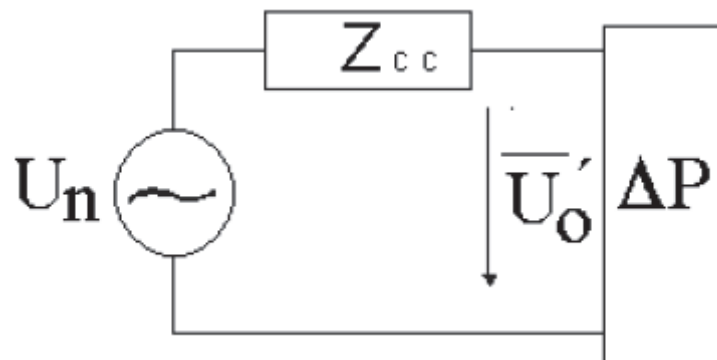


Fig. 3.12 Equivalente de Thevenin con incremento de carga.

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

$$P = V I \cos \phi \quad (31)$$

Donde $fp = \cos\phi = 1$ ya que $Q = 0$, se considera que el generador sólo entrega potencia activa, y se aumenta la potencia en pasos de 0,01 [p.u.] con la base de 100 MVA.

Despejando el módulo de $[I]$ de la ecuación anterior se tiene:

$$I = \frac{P}{V * fp} \quad (32)$$

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 ($Q = 0$). El valor de la impedancia de cortocircuito Z_{cc} puede ser encontrado con la ecuación (30), así se tiene:

$$Z_{cc} = \frac{\Delta U}{i} = \frac{U' - U_0}{i} [p. u.]$$

y el valor de la potencia de cortocircuito en [p.u.] se encuentra con la ecuación (29):

$$S_{cc} = \frac{1}{Z_{cc}[p. u.]} = [p. u.]$$

Una vez obtenidos estos resultados se procederá al cálculo de la potencia nominal del parque eólico en el nudo Illuchi, para lo cual se hace uso de la norma española BOE 12 numeral 4 “Condiciones específicas de interconexión de centrales de autogeneración con generadores asíncronos” 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:

$$P_n \cong \frac{S_{cc}}{20} \quad (33)$$

Dónde:

P_n = potencia nominal del parque.

En este caso P_n es:

$$P_n \cong \frac{S_{cc} \text{ p.u.}}{20} * 100 \text{ MVA} = P_n [\text{MVA}]$$

3.6.2 SEGUNDO PROCEDIMIENTO.

Para el segundo procedimiento: Se diseña la red a la que va a conectarse el parque eólico en un programa computacional que sea capaz de entregar como resultado la potencia nominal de cortocircuito y la corriente de cortocircuito.

Para el programa con el que se pretende trabajar en el desarrollo de este trabajo (PowerWorld) se puede conocer realizando corrida de flujos y análisis de cortocircuito en el nudo de conexión, la corriente de cortocircuito con lo que obtenemos la potencia de cortocircuito aplicando la siguiente ecuación [28]:

$$S_{cc} = \sqrt{3} * i_{cc} * V_0 \quad (34)$$

Siendo en este caso V_0 el voltaje nominal del nudo al que se va a conectar.

Una vez obtenidos estos resultados se procederá al cálculo de la potencia nominal del parque eólico en el nudo Illuchi, con el procedimiento usado en el apartado anterior usando la norma española BOE 12 ecuación (33)

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, 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 3.13 Aerogenerador GW 70/1500

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

A continuación se detallan los datos para el cálculo de la curva de potencia:

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
14	1500		

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

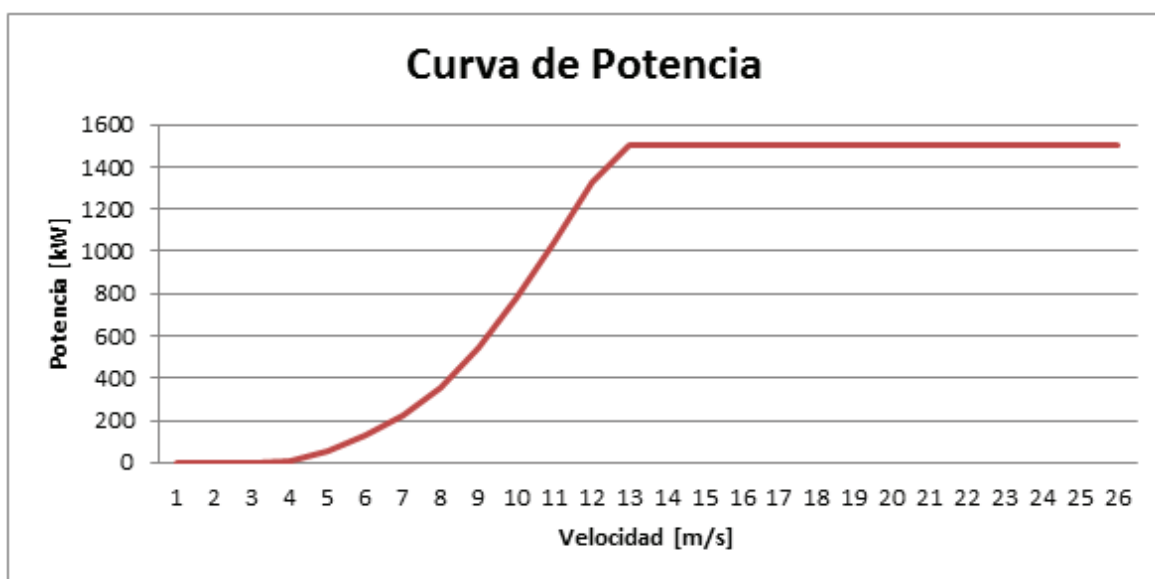


Fig 3.14 Cuerva de potencia aerogenerador Goldwind 70/1500

Con los parámetros antes obtenidos y los detallados en el Capítulo 2, a continuación se detallan las características técnicas más relevantes del equipo seleccionado, tomadas de las tablas del fabricante que se detallan 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)
	Velocidad del viento de supervivencia	70m/s (IEC IIA)
	Tiempo de vida del diseño	> 20 Años
	Temperatura ambiente de funcionamiento	(-)30 Celsius hasta 40 Celsius
	Temperatura ambiente en espera	(-)40 Celsius hasta 50 Celsius
ROTOR	Diámetro	70 m
	Área de Barrido	3850 m ²
	Rango de Velocidad	10,2 hasta 19 rpm
	Numero de Palas	3
	Tipo de Pala	LM34P o similares
GENERADOR	Tipo	Generador síncrono multipolar, excitado por campo de rotor de imanes permanentes
	Potencia nominal	1500 kW
	Diseño	De accionamiento directo

	Corriente nominal	660A
	Velocidad de rotación nominal	19 rpm
	Protección clase	IP23
	Categoría de aislamiento	F
CONVERTIDOR	Tipo	IGBT
	Protección clase	IP54
	Factor de potencia de salida en rango regulado	(-)0,95 a 0,95
	Voltaje de Salida nominal	620/690 V
	Corriente nominal de salida	1397/1255 A
SISTEMA DE FRENADO	Frenado aerodinámico	paso de palas triple redundante
	Frenado mecánico	Sistema de frenado hidráulico
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:

$$n = \frac{P_{n-parque}}{P_{n-aerogenerador}} \quad (35)$$

3.9 UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES DENTRO DEL PARQUE EÓLICO

La ubicación de generación eléctrica conectada a una red existente puede hacerse de dos formas:

3.9.1 CON UN AEROGENERADOR INDIVIDUAL.

Con el objetivo de satisfacer la demanda propia, un usuario instala un aerogenerador y de haber una sobreproducción, este exceso puede ser vendido directamente a la red de distribución a la cual está conectado.

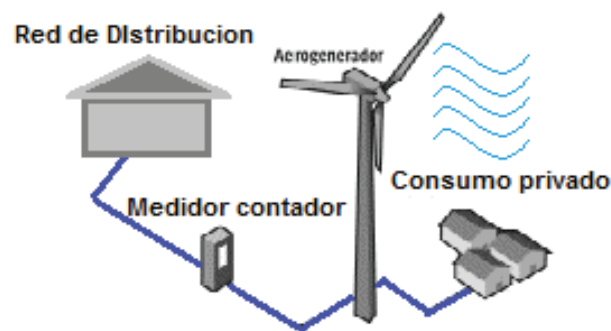


Fig 3.15 Esquema de un aerogenerador individual conectado a la red.

3.9.2 CON VARIOS GENERADORES.

Las empresas productoras de electricidad por medios eólicos tienen varios aerogeneradores conectados que producen potencia del orden de los Megavatios, este esquema constituye un parque generador que consta de máquinas conectadas eléctricamente mediante redes propias, compartiendo una misma infraestructura, mismos caminos y vías de acceso y mismos sistemas de control.

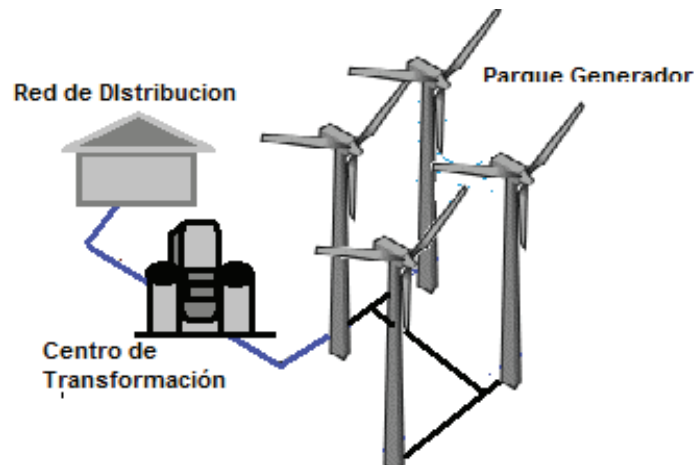


Fig 3.16 Esquema de un parque eólico constituido por varios aerogeneradores conectados a la red.

Al trabajar sobre la configuración de uno de estos parques de generación eólica, se debe tratar el tema de cómo deben estar distribuidos sobre el terreno de implantación.

Cuando el terreno no presenta obstáculos y es llano con una dirección de viento dominante, los aerogeneradores pueden disponerse en filas alineadas (Fig. 3.17).

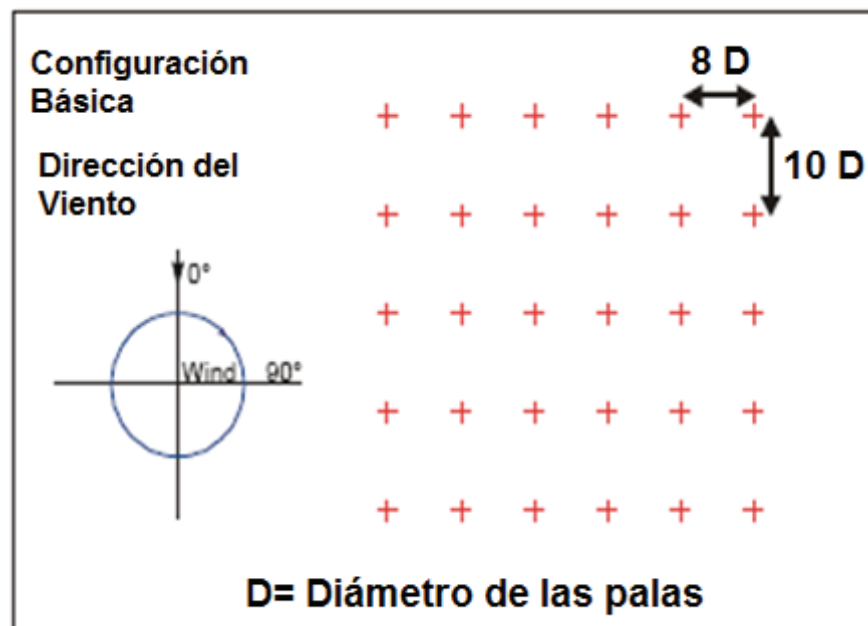


Fig 3.17 Configuración del parque eólico en filas alineadas.

Si a pesar de ser un terreno llano el viento tiene características de cambio de dirección los aerogeneradores se ubican al tresbolillo.

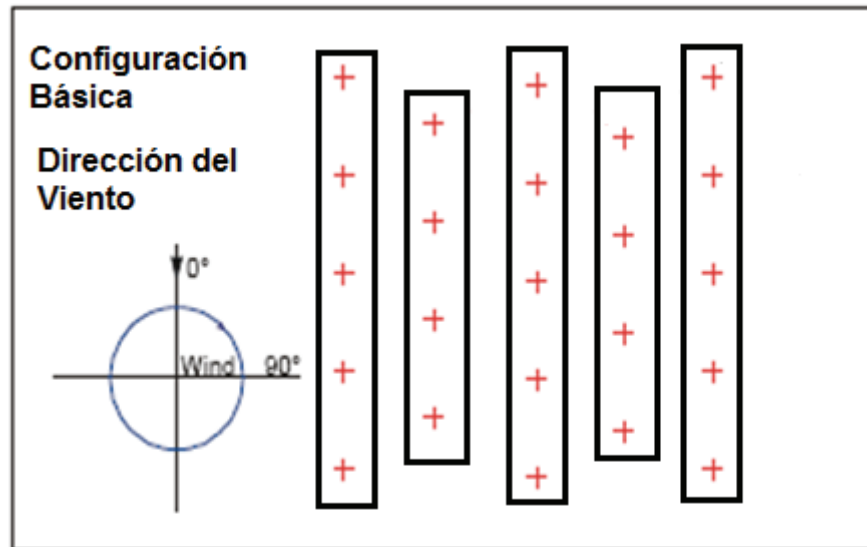


Fig 3.18 Configuración del parque eólico al tresbolillo.

3.9.3 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.

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

3.10.1 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 70 mm de sección equivalente a un conductor 3/0 AWG, a efectos de descargar a tierra la carga estática, y permitir la operación de las protecciones del generador correspondiente [21].

3.10.2 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 1000 V 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.

3.11 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 controlará el funcionamiento del parque con monitoreo local y remoto vía IP [21].

3.12 DISYUNTORES DE GENERADOR

Para cada torre de generación se instalará un disyuntor de salida (Dgen) cuya capacidad será 1500 A, con aislamiento en SF6, 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

Las características técnicas se pueden apreciar en el Anexo 3

3.13 SUBESTACIÓN

La subestación de elevación de 0.69/22 kV será un módulo compacto Pad Mounted que se integre con el sistema Pad Mounted de las entradas de los 5 generadores a través de disyuntores similares a los que se encuentran a la salida de cada generador dimensionados en el numeral 3.12 y cuyas características se detallarán en el Anexo 3

El transformador de elevación es único y estará integrado en forma modular al Pad Mounted con una configuración barra simple, tanto en el lado de 690 V como en el lado de 22 kV, su potencia nominal será de 7MVA.

Los disyuntores de entrada al Pad Mounted (690 V) recibirán la señal de disparo de sendos relés cuyas características estarán determinadas específicamente por el fabricante (Fig 3.19). Existirá un disyuntor por cada cubículo que contenga la primera etapa del inversor A/C – D/C, en éste se ubicará también el capacitor de aplanamiento, para continuar en otro cubículo que contendrá la segunda etapa de inversión, en este caso, la D/C – A/C, en la cual se conectará, la llegada del generador, a la barra de 690 V que recorre todos los cubículos, tal como se puede apreciar en el diagrama unifilar de la figura 3.19

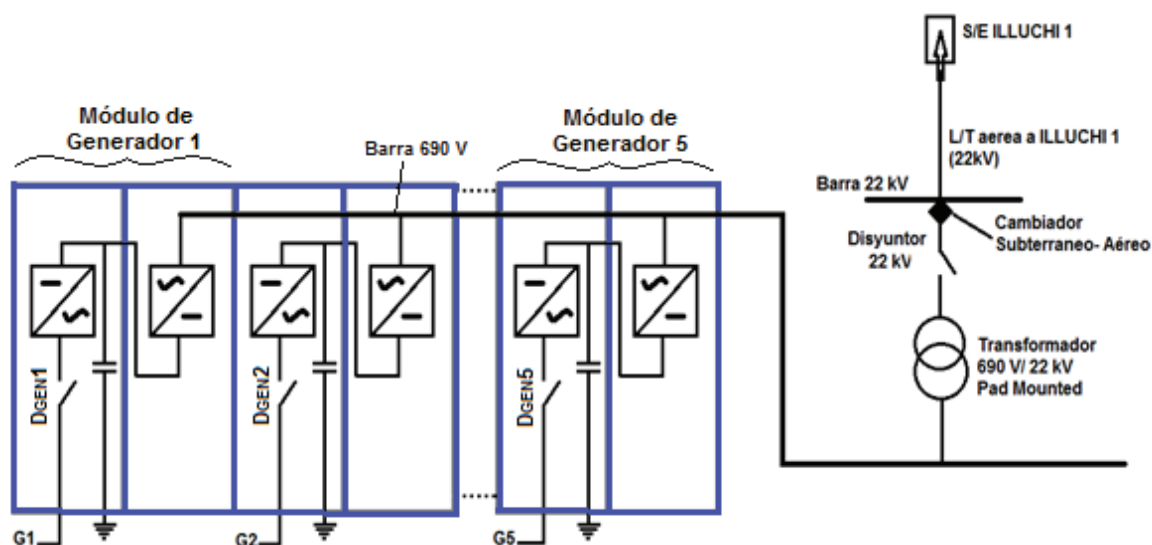


Fig. 3.19. Módulos de subestación

Debe aclararse que el sistema de conversión A/C – D/C – A/C son de peso y volumen considerables lo cual obliga a su colocación en la sala de control y no en la góndola.

A cada cubículo de entrada llegará la señal del sincronoscopio para efectuar la entrada en línea del aerogenerador correspondiente, procedimiento que puede efectuarse de manera local, remota o automática.

La interconexión entre cubículos de llegada de los generadores se efectuará mediante barra de cobre (barra de 690 V esquema barra simple) de la capacidad suficiente (Tabla A.3.3 del Anexo 3), mediante la cual se llegará hasta los bushings de bajo voltaje del cubículo de transformación.

3.14 DISYUNTOR DE SALIDA EN MEDIO VOLTAJE

El disyuntor del lado de 22 kV que corresponde a la protección del lado de medio voltaje del transformador y será de 24 kV, 630 [A] que también estará integrado modularmente al Pad Mounted.(Anexo 3). Desde, sus bushings en forma

subterránea para luego pasar a disposición aérea se conectará a la primera estructura de la línea de transmisión.

3.15 SISTEMA DE MEDICIÓN DE BAJO VOLTAJE.

El Sistema de Medición de Bajo Voltaje (LVMS) es una solución flexible, se ajusta al modelo específico de turbina y cumple con los requisitos locales de equipos de medición, además, las pérdidas de energía en el transformador, cables, infraestructura eléctrica del parque eólico y la subestación de transformador principal son compensados económicamente en comparación con la medición en el lado de alto voltaje. Los LVMS miden la producción de energía mediante transformadores de corriente (TC). Este sistema se monta en las barras colectoras en el cuarto del transformador. Los TC y las entradas de voltaje están conectados a la unidad de medida primaria en la góndola, obteniéndose los datos disponibles a través de un sistema SCADA. También se puede acceder a los datos del medidor de forma remota, a través de una red de comunicación.

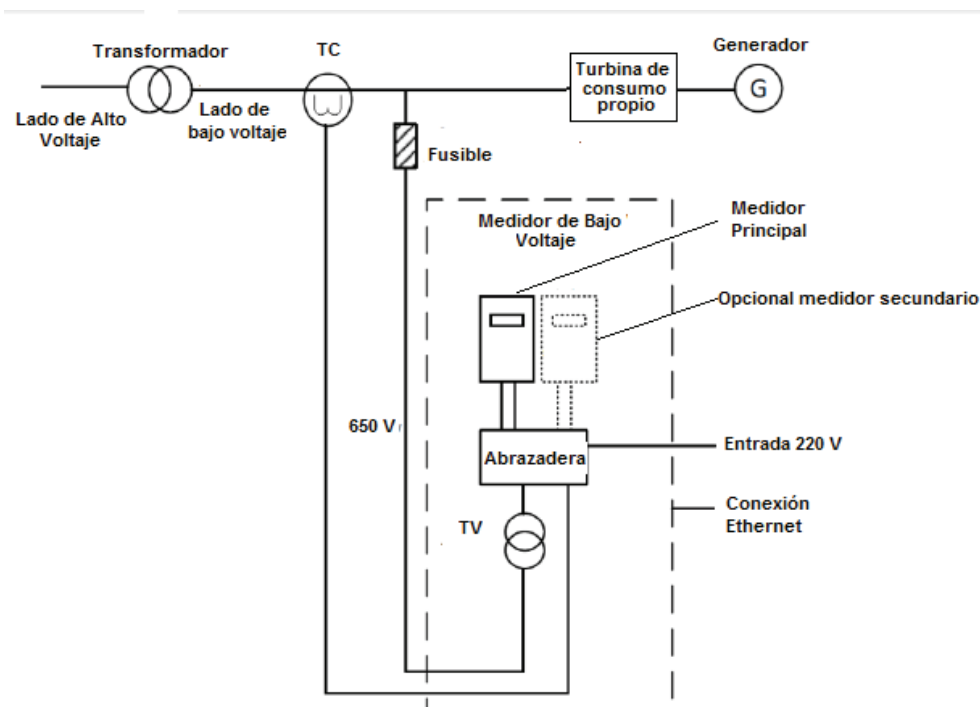


Fig. 3.20. Diagrama de conexión del medidor



Fig. 3.21. Unidad de medición de bajo voltaje

3.16 PUESTA A TIERRA

Se deberá diseñar y ejecutar una puesta a tierra a la cual deberán estar conectadas todas las partes metálicas no vivas de generador, góndola y torre. Deberá estar realizada de tal modo que la resistencia de puesta a tierra sea inferior a 3 ohm, y será capaz de disipar la energía de una descarga atmosférica de doscientos 200 kA sin que ningún sobrevoltaje dañe los equipos de generación, regulación, comando, control, y comunicaciones del aerogenerador (Anexo 2).

3.17. PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y SOBRETENSIONES DE MANIOBRA.

De acuerdo con la norma IEC 1024 y [18], las partes expuestas del aerogenerador serán capaces de funcionar como bajada eficaz de descargas atmosféricas, adoptándose como valor de diseño 200 kA. En particular las palas serán capaces de descargar rayos sin sufrir daños. La protección contra rayos se produce a través de una serie de receptores en ambos lados de la pala y en su punta. Estos

terminales, embebidos en la pala sirven para conducir la energía desde el propio rayo hasta la torre, a través de un sistema de conductores en el interior del alabe. Tanto los aerogeneradores como el sistema eléctrico deberán incorporar un sistema de protección contra sobretensiones debidas a rayos o maniobras eléctricas, que para el caso del aerogenerador escogido para el diseño se encuentra ya incluido como elemento constructivo del mismo (Anexo 2).

3.18 LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

Será a 22 kV y unirá la subestación anteriormente detallada con la subestación de 22 kV existente en la central Illuchi 1.

Esta línea será trifásica con conductor tipo ACSR calibre 4/0 AWG y será sujeta mediante estructuras normalizadas en postes de 12 metros de hormigón de 500 Kg de esfuerzo a la rotura.

Se utilizarán dos estructuras tipo 3 CR para el arranque y terminación, y 12 estructuras 3 CP a lo largo de los 1200 metros de longitud de la línea, éstas serán de 22 KV

Esta línea llegará a la subestación existente en la Central Illuchi 1 e ingresará, a la misma, a través de una posición de 22 kV existente para ampliaciones futuras.

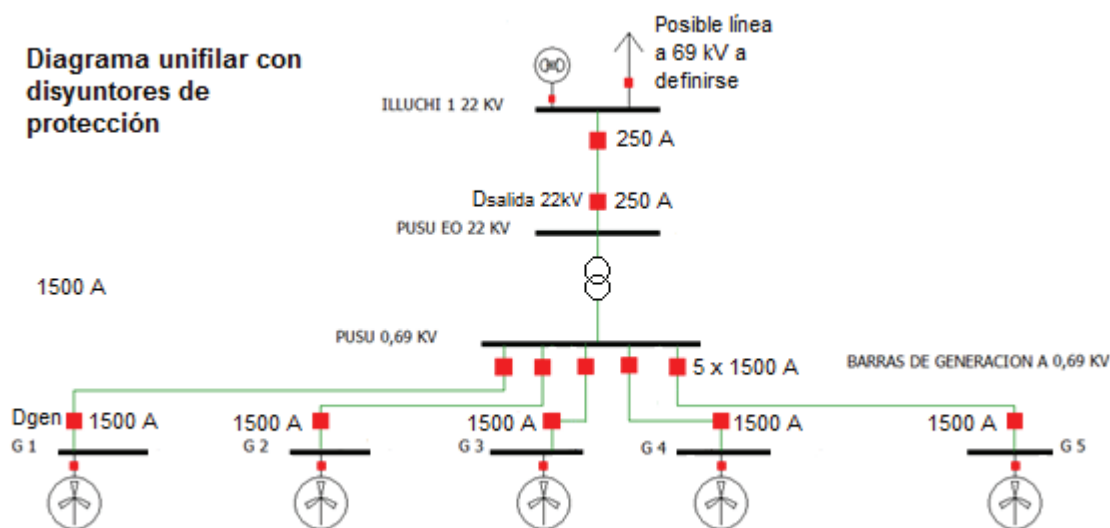


Fig. 3.22. Dimensionamiento de disyuntores del parque eólico

3.19 EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL DE UN PARQUE EÓLICO EN EL SECTOR PUSUCHISÍ ALTO

En conformidad con el artículo 23 numeral 6 y los artículos 86 al 91 de la Constitución Política de la República del Ecuador, “el Estado reconoce a las personas el derecho a vivir en un ambiente sano, ecológicamente equilibrado y libre de contaminación que garantice un desarrollo sustentable, además, en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en el artículo 3, se dispone que en todos los casos los generadores, transmisor y distribuidores de energía eléctrica, observarán las disposiciones legales relativas a la protección del ambiente”.

“El impacto de una actividad en el medio presenta una mayor o menor incidencia dependiendo de tres factores fundamentales: del carácter de la acción en sí misma, de la fragilidad ecológica que tenga el territorio donde va a llevarse a cabo la acción y de la calidad ecológica que tenga el lugar donde se desarrolla el proyecto. Cuanto más intensa sea la acción, más frágil sea el territorio y mayor calidad posea, el impacto producido será mayor. El carácter de los proyectos eólicos genera escaso impacto, por lo que, al evaluarlo, se deberá centrarse fundamentalmente en el análisis de los otros dos puntos (fragilidad y calidad ecológica), lo que requiere un estudio del lugar en que va a realizarse el

proyecto.” No obstante, existen efectos comunes a las instalaciones eólicas que pueden sintetizarse en los siguientes aspectos: impacto sobre la flora, efectos sobre la avifauna, impacto visual y ruido [23].

3.19.1 IMPACTO SOBRE LA FLORA

“Respecto a los efectos que el desarrollo de la energía eólica pudiera tener sobre la flora, parece obvia su escasa influencia. Su cobertura se verá modificada en la fase de construcción del parque debido, principalmente, al movimiento de tierras en la preparación de accesos al parque y la realización de cimentaciones para aerogeneradores y edificios de control” [29]. Para el caso del sector de Pusuchisí Alto se tiene poca existencia de fauna propia de la zona al ser un sector de escasa densidad poblacional y de suelo ya erosionado a causa de las condiciones climáticas y la escasa hidrología de la zona.

3.19.2 EFECTO SOBRE LA AVIFAUNA

“En cualquier caso, la construcción de parques debe evitarse en ciertas áreas como las rutas de migración y las zonas de residencia de especies sensibles o en peligro de extinción. En el caso de la avifauna, exceptuando aves planeadoras, que habitan normalmente en una zona de aerogeneradores, el peligro de choque es relativamente bajo, ya que los pájaros aprenden a evitar los obstáculos existentes en su propio territorio. Para las aves migrantes diurnas el peligro de colisión, con buenas condiciones climatológicas, es insignificante, ya que suelen divisar el obstáculo y modifican su ruta de vuelo a gran distancia de los parques eólicos. Aunque lógicamente sería deseable que todos los tendidos eléctricos fueran subterráneos, sí debería ser obligatorio en el caso concreto de los tendidos ubicados en espacios protegidos, rutas migratorias o áreas de reproducción de especies de aves protegidas” [29].

En el caso de edificarse un parque eólico en la zona de estudio este no afectaría a la avifauna ya que no hay registro de migración de aves para este sector.

3.19.3 IMPACTO VISUAL Y RUIDO

La queja más frecuente que supone uno de los problemas más significativos contra los aerogeneradores y siendo el principal factor que determina acciones públicas contra la aplicación de la energía eólica es el impacto visual que conllevan.

Por esto es que esta objeción no puede ser ignorada en el proceso de desarrollo del parque eólico. Este, sin embargo, es el impacto ambiental menos cuantificable y por tanto el menos investigado en comparación con otros que pueden ocasionar disturbios medioambientales, de ser el caso en la zona de ubicación. “La razón por la cual la investigación no es frecuente es porque el impacto ambiental es, a menudo, subjetivo y en cualquier caso difícil de estimar y cuantificar. Los aerogeneradores crean una intrusión en el paisaje dado que son estructuras verticales destacando en un paisaje de componentes horizontales, son estructuras artificiales de carácter puntual, lo que hace que su impacto visual, aunque exista, sea menor que si fueran estructuras lineales que ocuparan grandes extensiones; los objetos en movimiento atraen la atención del observador, por ello las palas girando constituyen puntos dominantes en el paisaje; la intrusión visual disminuye con la distancia” [29].

Los aerogeneradores provocan ruido asociado a su propio funcionamiento. “Cuatro factores determinan el grado de molestia: el propio ruido producido por el aerogenerador, la posición de las turbinas, la distancia a la que se encuentran los residentes del área con respecto a los aerogeneradores, y el sonido de fondo existente”[21]. Existen dos fuentes de ruido en una turbina en funcionamiento: ruido mecánico y ruido aerodinámico. El ruido mecánico tiene su origen en el generador, la caja multiplicadora y las conexiones eléctricas, y puede ser fácilmente reducido mediante técnicas convencionales. “El ruido de naturaleza

aerodinámica, producido por el movimiento de las palas, tiene un tratamiento más difícil por métodos convencionales. Este ruido puede ser disminuido reduciendo la velocidad del rotor. Actualmente, los aerogeneradores se diseñan con criterios para disminuir el ruido aerodinámico, y los modelos en el mercado tienen niveles de ruido que en general están por debajo del ruido de fondo del propio viento” [29].

El tentativo lugar de ubicación del parque aerogenerador se encuentra suficientemente alejado de zonas donde se obstruya el paisaje visual ya que no cuenta con una topografía llana, sino más bien, una zona de altos y bajos, de poco o escaso tránsito y de insuficientes edificaciones o viviendas.

CAPITULO 4

DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

4.1 MEDIDA Y REGISTRO DE DATOS DE VIENTO.

Los análisis de viento para periodos de entre diez minutos y una hora también resultan adecuados para el estudio de las posibilidades de su aprovechamiento energético, aunque arrojen resultados no tan precisos, razón por la cual se ha monitoreado parámetros con un periodo de integración de 10 minutos, seteo que si es permitido por el equipo NOMAD que se utiliza para esta investigación.

1	Registro de mediciones de equipo NOMAD 2 en el sector Pullichisi Alto							
2	ELEPCO.S.A.		F.I: 1 ene 2012		F.F:1 ene 2013		Juan Lucio C	Datos
3	Campamento Tanque de Presión Central Hidroeléctrica Illuchi No2 ELEPCO S.A.							
4	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	
5		Vel. Prom. 10 min	Max Valor veloc 10	Desv. Stdr	Duración del max	Vano del vien	desv stdr de	
6	01/01/2012 0:10	8.936753	10.696000	0.7469196	18	315	0.2219782	
7	01/01/2012 0:20	6.573008	8.397999	0.7353608	10	315	0.2219782	
8	01/01/2012 0:30	9.006331	11.462000	1.063399	466	315	0.2219782	
9	01/01/2012 0:40	8.025838	10.313000	0.8982143	26	315	0.2219782	
10	01/01/2012 0:50	8.304785	10.313000	0.7000357	502	315	0.2219782	
11	01/01/2012 1:00	8.200111	9.546999	0.5985584	64	315	0.2219782	
12	01/01/2012 1:10	8.440115	9.929999	0.6075177	393	315	0.2219782	
13	01/01/2012 1:20	7.706043	9.546999	0.6072479	154	315	0.2219782	
14	01/01/2012 1:30	7.584769	8.780999	0.4007909	293	315	0.2219782	
15	01/01/2012 1:40	6.775989	8.397999	0.4877015	588	315	0.2219782	
16	01/01/2012 1:50	7.879032	10.313000	0.8584871	446	315	0.2219782	
Hoja1 Hoja2 enero febrero marzo abril mayo junio julio agosto septi								

Fig 4.1 Registro de mediciones equipo NOMAD 2

A fin de mantener el vínculo con la norma IEC 61400-12-1 y al mismo tiempo disponer de informes más precisos, la elección se ha hecho para informar siempre los resultados estándar basados en las estadísticas de 10 minutos.

Todos los datos siguieron un control de calidad por parte de la empresa auspiciante.

4.2 TRATAMIENTO DE DATOS EÓLICOS

4.2.1 DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES DE VIENTO.

“Para la industria eólica es muy importante ser capaz de describir la variación de las velocidades del viento. Los proyectistas de turbinas necesitan la información para optimizar el diseño de sus aerogeneradores, así como para minimizar los costos de generación. Los inversionistas necesitan la información para estimar sus ingresos por producción de electricidad”[2].

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

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

La expresión analítica de densidad de probabilidad para el caso particular de distribuciones de velocidades de viento puede expresarse como la ecuación (11):

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

en la que

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

v : Velocidad de viento determinada

k : Factor de forma (1; 1,5 ò 2)

c : Factor de escala

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 cada mes.

A continuación se presentan ejemplos de los gráficos mencionados para un mes representativo con incidencia eólica alta. Los gráficos de todos los meses de monitoreo se presentan en el Anexo 4

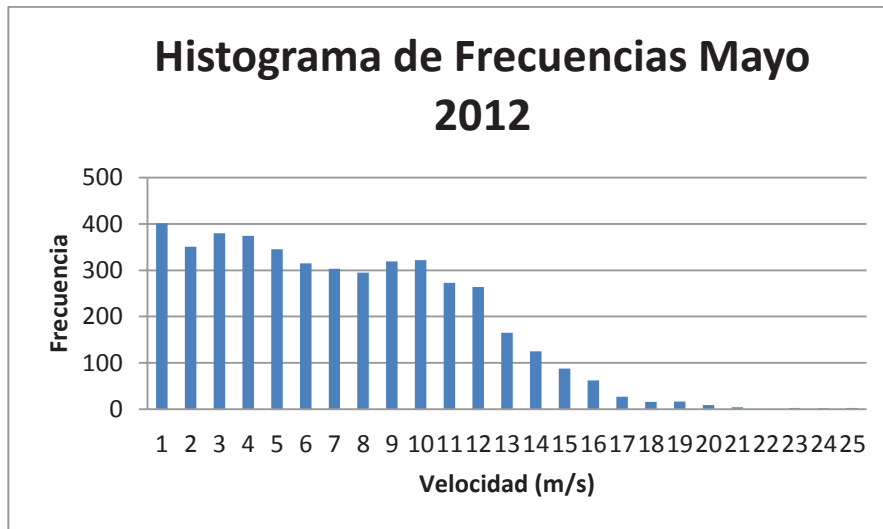


Fig. 4.2 Histograma de Frecuencias

Del anterior gráfico, se pasa al siguiente 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.

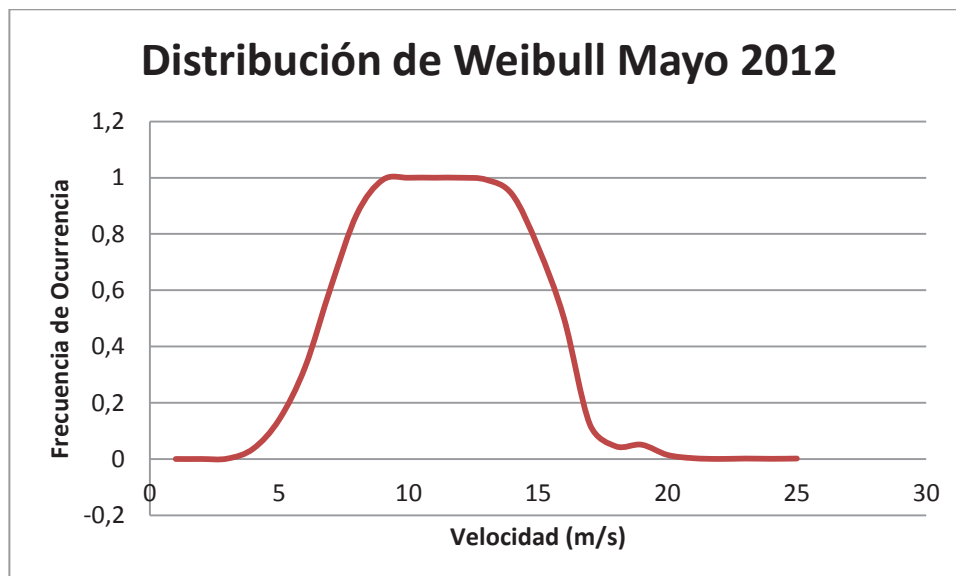


Fig. 4.3 Distribución de Weibull

4.2.2 VARIACIÓN VERTICAL DEL VIENTO

La Empresa Eléctrica Cotopaxi, ha instalado su equipo de monitoreo en un mástil de 10 metros de altura, con miras a establecer, mediante aproximaciones, 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.

Por esta razón, de la bibliografía especializada, se ha utilizado la expresión denominada ley potencial para el perfil vertical de velocidades [ecuaciones (12), (13)]:

$$v_z = v_0 * \frac{Z}{Z_0}^\alpha$$

Donde:

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 * \ln v_0}{1 - 0,88 * \ln \frac{Z_0}{10}}$$

Z = Altura de corrección a 65, 85, 100 m

Z_0 = Altura de referencia de anemmetro 10 m

v_0 = Velocidad promedio a la altura Z_0

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

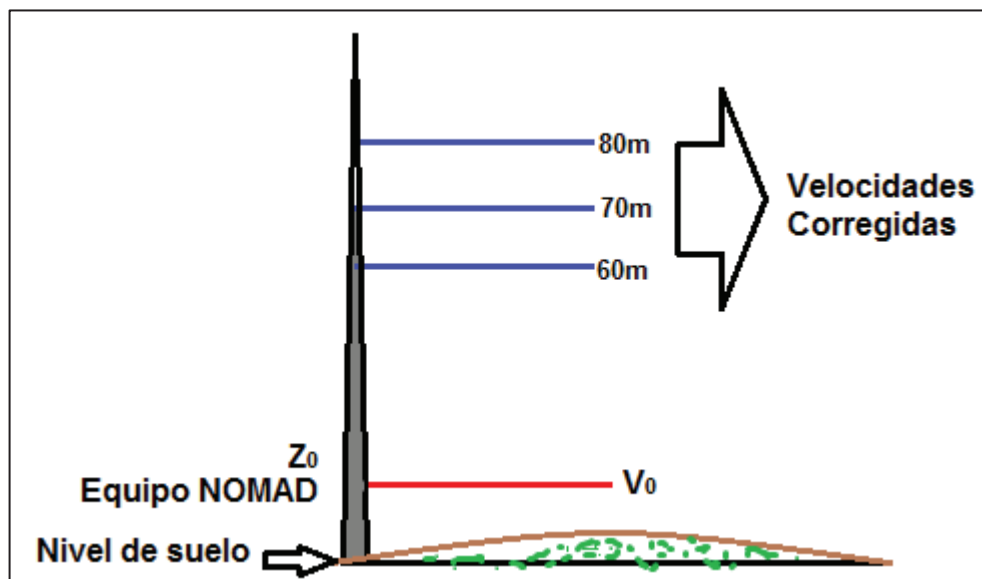


Fig. 4.4 Corrección de velocidad a diferentes alturas

Usando la velocidad de cada 10 minutos del anemómetro, a 10 m, se procedió a obtener primero el exponente de Hellmann o llamado coeficiente de cortadura α y se procedió a hacer la extrapolación de datos usando el modelo de variación vertical del viento para alturas antes indicadas.

A continuación se presenta un ejemplo de la hoja de cálculo de los resultados obtenidos para un día cualquiera. Tablas más detalladas se encuentran en Anexo 5.

TimeStamp	Dato Medido NOMAD (m/2)	Coeficiente Hellmann	Corrección 65m	Corrección 85m	Corrección 100m
01/01/2012 0:10	8,936753	0,17726484	12,4531927	13,0596954	13,4414026
01/01/2012 0:20	6,573008	0,2042985	9,63476535	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	11,3836608	11,968411	12,3371764
01/01/2012 0:50	8,304785	0,1837188	11,7132081	12,3049576	12,6778962
01/01/2012 1:00	8,200111	0,184835	11,5897635	12,1789229	12,5503181
01/01/2012 1:10	8,440115	0,18229636	11,872427	12,4674619	12,8423565
01/01/2012 1:20	7,706043	0,19030358	11,0035228	11,5798564	11,9435932
01/01/2012 1:30	7,584769	0,19169949	10,85869	11,4317177	11,7934766
01/01/2012 1:40	6,775989	0,20162209	9,88266292	10,4319159	10,7794048
01/01/2012 1:50	7,879032	0,18834996	11,2094695	11,7904092	12,1568993
01/01/2012 2:00	7,271974	0,19540556	10,4833504	11,0475491	11,4040174
01/01/2012 2:10	6,927912	0,19967085	10,0674033	10,6213626	10,9716821

01/01/2012 2:20	8,150954	0,18536412	11,5317021	12,1196301	12,4902912
01/01/2012 2:30	8,371183	0,18301802	11,7913798	12,3847501	12,7586539
01/01/2012 2:40	8,637367	0,18026339	12,1037486	12,7034471	13,0811151
01/01/2012 2:50	8,348187	0,18326009	11,7643178	12,3571287	12,7306994
01/01/2012 3:00	7,835618	0,18883618	11,1578549	11,7376506	12,1034572
01/01/2012 3:10	8,080096	0,18613247	11,447907	12,034043	12,4036354
01/01/2012 3:20	8,483529	0,18184487	11,9234153	12,5194892	12,895002
01/01/2012 3:30	9,807446	0,16908351	13,4587948	14,0833296	14,4756955
01/01/2012 3:40	9,04781	0,176178	12,5823256	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	15,8189912	16,477628	16,8899085
01/01/2012 4:10	10,72217	0,16123641	14,4995297	15,1404526	15,5424363
01/01/2012 4:20	7,697752	0,19039831	10,9936332	11,5697428	11,9333457
01/01/2012 4:30	6,340653	0,20746561	9,3494389	9,88453962	10,2234998
01/01/2012 4:40	5,722749	0,21648846	8,58205041	9,09521925	9,42091664
01/01/2012 4:50	6,003625	0,21227202	8,93248539	9,45590688	9,78781097
01/01/2012 5:00	6,611926	0,203779	9,68239188	10,2264299	10,5707788

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

4.2.3 VARIACIONES CÍCLICAS DEL RÉGIMEN DE VIENTOS: TURBULENCIA Y RAFAGOSIDAD.

4.2.3.1 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:

$$I_{v\ z} = \frac{\sigma_v\ z}{v\ z} = \frac{1,05592765}{8,38665703} = 0,125906$$

4.2.3.2 RAFAGOSIDAD

Para el valor de la ráfaga máxima, $\sigma_v(z)$ y $v\ z$ están relacionados con el apareamiento de un parámetro, $G\ t$, llamado *índice de rafagosidad* [9].

Considerando que las velocidades del viento más altas se han detectado entre las 12:00 y las 24:00 se puede escoger un $t = 12\ horas$, con lo cual:

$$G\ t = 0,42 * \ln \frac{3600}{720} = 0,675964$$

$$v_{m\grave{a}x\ z} = v\ z + G\ t * \sigma_v\ z = 8,38665703 + 0,675964 + 1,0559276$$

$$v_{m\grave{a}x\ z} = 10,1383\ \frac{m}{s}$$

4.2.3.3 FACTOR DE RAFAGOSIDAD, FR

Relación entre la velocidad máxima instantánea registrada en el periodo en cuestión y la velocidad media en dicho periodo [9]:

$$FR = \frac{v_{m\grave{a}x\ z}}{v\ z} = 1,20886$$

Las turbulencias y rafagosidades disminuyen la posibilidad de utilizar la energía

eólica porque provocan cargas de fatiga que disminuyen la vida útil de un aerogenerador, estos parámetros deben ser considerados en el dimensionamiento estructural de la torre que soportará el conjunto aerogenerador.

4.3 CUANTIFICACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO NOMINAL PARA EL PARQUE.

La altura de implantación del parque generador tiene su parte de la influencia en la energía que se puede extraer de él dependiendo del lugar donde se vaya a ubicar, para esto se procede con el siguiente análisis a una altura diferente a la del nivel del mar

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 (23) con los siguientes datos se tiene:

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

Siendo:

$$H_m: 3675$$

$$\rho_0: 1,225 \frac{Kg}{m^3}$$

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

$$v = 8,386 \frac{m}{s} \text{ de Tabla 4.2}$$

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

$$\rho_{Pusuchisi} = 0,8668 \frac{Kg}{m^3}$$

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

$$Pd = 984,043 \text{ kW instantáneos} \quad 37$$

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 3.9 del cual el valor más comúnmente utilizado

es $C_p=0,46$ [23], [24].

Como se indicó en el capítulo anterior una transmisión mecánica bien diseñada, actualmente, opera con un rendimiento superior al 90%. El rendimiento de los alternadores varía con la carga de manera significativa, pudiendo asumirse que en el punto de diseño, su rendimiento puede ser del 95%; 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 90% [21], [23].

Con los valores antes indicados y los resultados obtenidos se tendrá un valor C_p de:

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

$$C_{p-definitivo} = 0,424 \quad 38$$

Con lo cual, utilizando la expresión (26), la potencia aprovechable por cada aerogenerador será:

$$Pa = 0,424 * 984,043$$

$$Pa = 417,234 \text{ kW instantáneos} \quad 39$$

4.4 CÁLCULO DE POTENCIA DE CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE ELEPCO

Una vez efectuadas las redes de secuencia positiva negativa y cero del sistema eléctrico de ELEPCO S.A. con los datos proporcionados por el departamento de Generación 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. Para esto es necesario simular el sistema con las impedancias propias de líneas de transmisión, transformadores y generadores.

Se escogerá la barra en la cual se va a conectar el aerogenerador para efectuar el análisis de cortocircuitos. Esto se consigue ubicándose sobre la barra de estudio, desplegando el submenú que se aprecia en la fig.(4.6), para este caso es la Barra Illuchi-28, que es una barra a 22,8 kV a la cual se conecta la Central Illuchi 1:

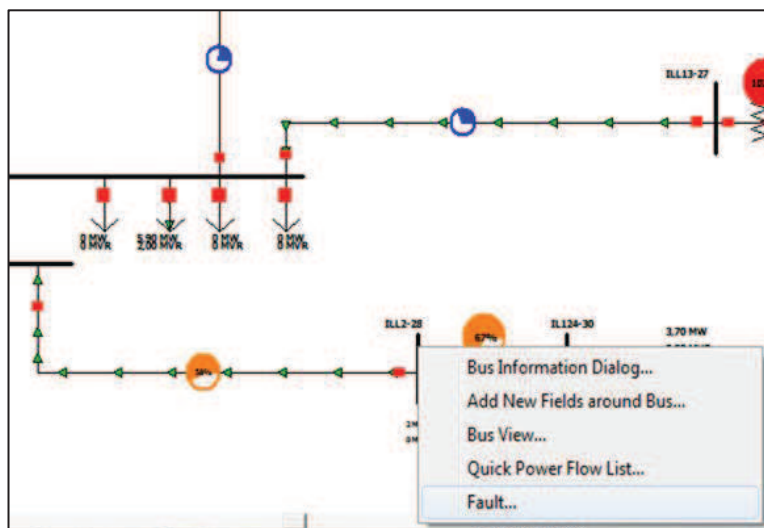


Fig. 4.6 Submenú de la barra escogida

A continuación se obtendrá el valor de la corriente de cortocircuito tal como se indica en el siguiente gráfico (Fig. 4.7):

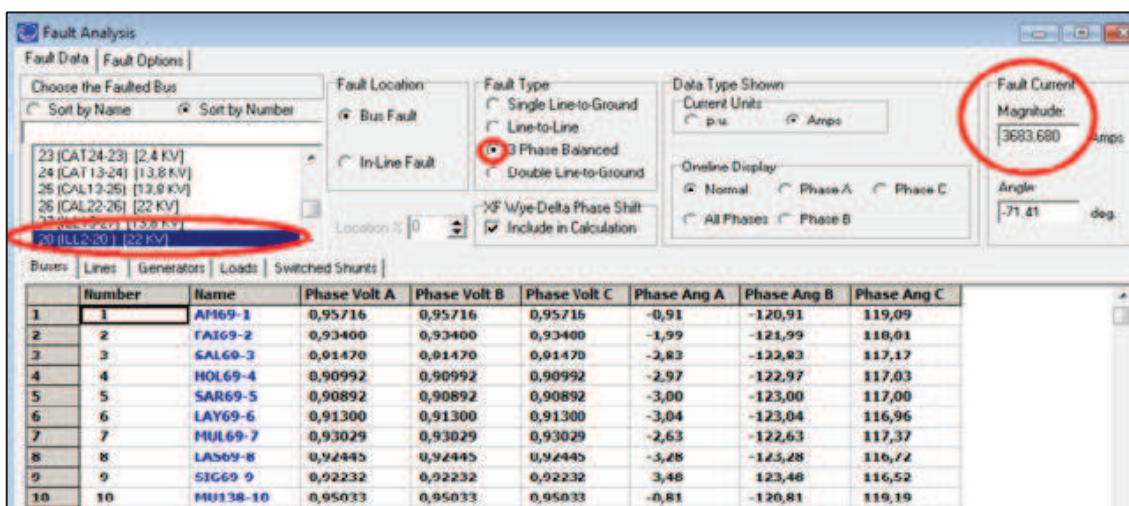


Fig. 4.7 Obtención de resultados

En el recuadro *Fault Current* se obtiene el valor de la corriente, que para el presente caso es 3687,69 [A].

Con lo cual se calcula la potencia de cortocircuito, aplicando la ecuación (34):

$$S_{cc} = \sqrt{3} * i_{cc} * V_0$$

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

$$S_{cc} = 145,626 \text{ MVA} \quad 40$$

Una vez obtenidos estos resultados se procederá al cálculo de la potencia nominal del parque eólico en el nudo Illuchi, con el procedimiento usado en el apartado (3.6.2) usando la norma española BOE 12. Que establece la expresión (33):

$$S_n \cong \frac{S_{cc}}{20}$$

Por lo tanto, la potencia posible a instalarse en aerogeneración en el sector de Illuchi es de:

$$S_n \cong \frac{145,626 \text{ MVA}}{20} = 7,28 \text{ MVA} \quad (41)$$

Analizando la figura 1.3 del Capítulo 1 que para la provincia de Cotopaxi, fija una potencia posible a instalarse en aerogeneración de 7,54 MW, con lo que se confirma plenamente los cálculos realizados.

4.5 CÁLCULO DEL NÚMERO DE AEROGENERADORES

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 (26):

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

4.6 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE.

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 $C_{p-\text{definitivo}} = 0,3078$, dentro de valores característicos indicados en la Figura 3.9, rendimientos electromecánicos y la potencia instantánea disponible, cuyos valores proceden del sitio de emplazamiento y el tipo de máquinas instaladas y que se encuentran en operación a nivel internacional, de las cuales es un ejemplo la instalada nacionalmente en Villonaco, la producción anual de energía del parque se puede calcular de la siguiente forma:

$$E = P_a * t * n \quad 42$$

Siendo

$$t = 8760 \text{ horas}$$

$$n = 5 \text{ aerogeneradores}$$

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

Es decir, la producción de energía del parque anual es $18274 [MW \cdot h]$.

Considerando que el aerogenerador escogido es un Goldwind de 1.5 MW, su energía anual usando la expresión (42) es de:

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

Por lo cual se obtiene un factor de planta de:

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

Según [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

Por lo tanto, los parámetros eólicos indican que es recomendable la instalación del parque propuesto, cuya selección deberá darse en base de la disponibilidad económica que tenga ELEPCO S.A. a través del acercamiento que pueda realizar con los inversionistas privados, en base de la Tabla 4.2 donde se sintetiza la Energía, el Factor de Planta y la calificación del futuro proyecto.

Altura del Buje [m]	Potencia [kW]	Energía [MW*h/año] por aerogenerador	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 4.3 Energía extraíble del parque a diferentes alturas

La Tabla 4.2 se ha efectuado en base a la altura de instalación considerando para los tres casos un radio de paletas de 35 metros.

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

4.7 MODELADO DEL PARQUE DE GENERACIÓN EÓLICA EN DIGSILENT POWERFACTORY

A continuación se modelará el parque eólico de 7.5 MW sobre el cual se realizarán los diferentes estudios de flujo de carga, corto-circuito y armónicos [30].

4.7.1 MODELO PARQUE EÓLICO (ESTADO ESTACIONARIO)

El parque consta de 5 aerogeneradores tipo convertidor de potencia nominal con turbinas de 1.5 MW cada una y un banco de capacitores conmutables para la compensación de reactivo. El sistema colector en 22.8 kV consta de cinco circuitos. Cada circuito consta de un generador eólico. Finalmente el parque está conectado mediante un transformador 1:1 de 10 MW al sistema de distribución mediante la subestación Illuchi 2.

Los generadores eólicos son modelados en Power Factory mediante generadores estáticos con las siguientes características:

- Potencia aparente nominal: 1.67 MVA
- Factor de potencia (nominal): 0.9

Su punto de operación a:

- Potencia activa 1.5 MW
- Factor de potencia 1

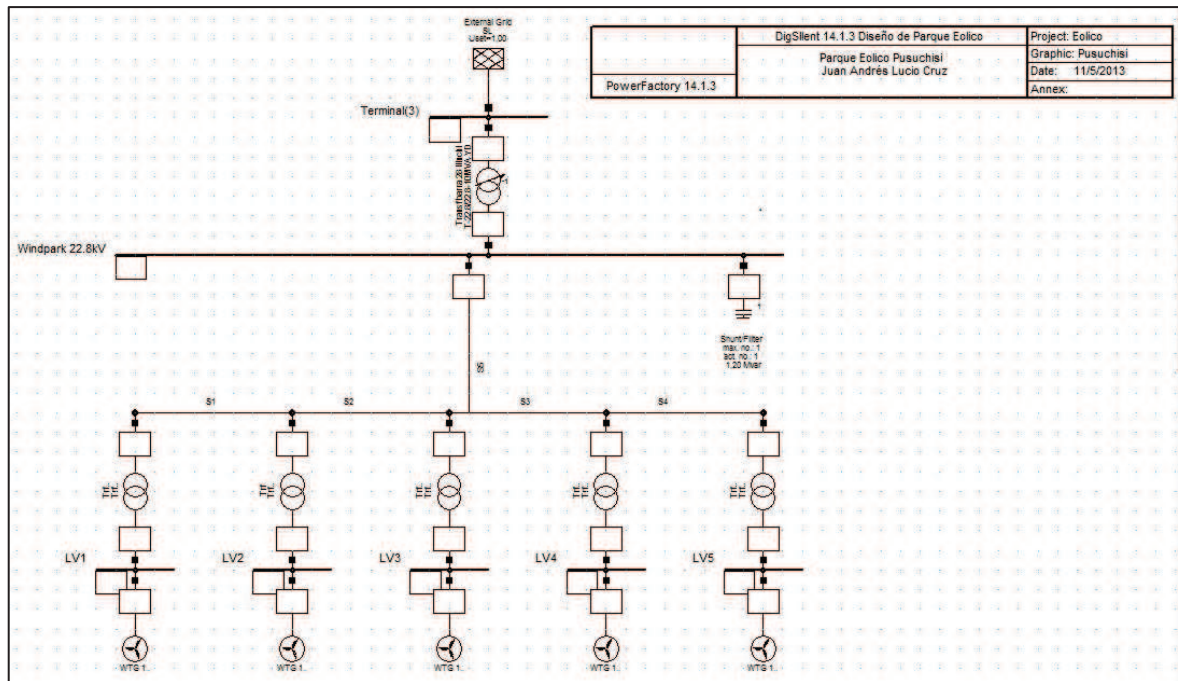


Fig. 4.8 Diagrama unifilar del parque Eólico Pusuchisi

4.7.2 LÍMITE POTENCIA REACTIVA DE LOS GENERADORES.

A continuación se definirá la curva de potencia reactiva del generador eólico. Una característica que los diferencia de los generadores convencionales es que su límite reactivo es dependiente del voltaje.

Para ello Power Factory ofrece la opción de curvas de capacidad dependientes del voltaje.

Se edita la curva para los niveles de voltaje y potencia activa de la maquina definidos para cada tipo de generador según su fabricante, a continuación se filtran los generadores y se asigna la curva a todos ellos.

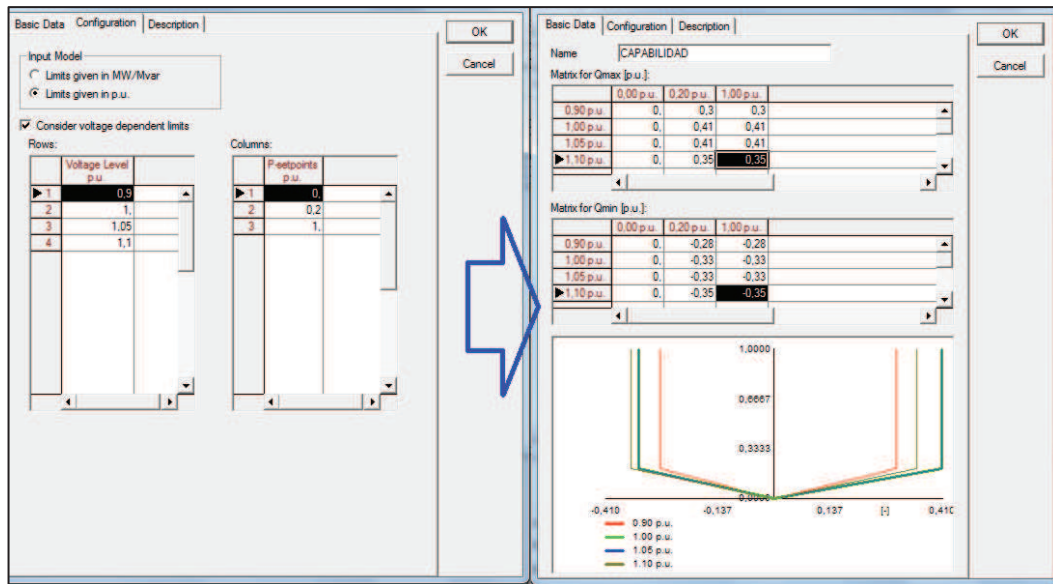


Fig. 4.9 Ajuste de curva para niveles de voltaje

4.7.3 CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA

Se debe comprobar que el sistema esté operando dentro de los límites mencionados, lo que significa que los aerogeneradores tienen que operar a la potencia activa nominal, para ello nos basamos en la curva “requerimientos posibles para la operación del parque” figura 10 del manual de usuario. Se procede a verificar el punto de operación de la esquina superior izquierda.

Para ello: Seleccionar todos los generadores estáticos, P activa igual a 1,2 MW Q reactiva igual a -1,2 MVAR, se puede activar el sistema de alarma por colores para comprobar las violaciones de voltaje y sobrecarga en los flujos de carga.

Name	Grid	Bus T.	Ctrl Mode	Ex. Sta Ctrl	Input Mode	Act. Pow. MW	React. Pow. Mvar	App. Pow. MVA	Pow. Fact.	cos(phi)(ind.cap)
WTG 1.5MW	Steady state wind fan	PQ	0		PQ	1.2	-1.2	1.697056	0.7071068	cap.
WTG 1.5MW(1)	Steady state wind fan	PQ	0		PQ	1.2	-1.2	1.697056	0.7071068	cap.
WTG 1.5MW(11)	Steady state wind fan	PQ	0		PQ	1.2	-1.2	1.697056	0.7071068	cap.
WTG 1.5MW(13)	Steady state wind fan	PQ	0		PQ	1.2	-1.2	1.697056	0.7071068	cap.
WTG 1.5MW(7)	Steady state wind fan	PQ	0		PQ	1.2	-1.2	1.697056	0.7071068	cap.

Fig. 4.10 Asignación de P y Q a los generadores

Mediante el modo de coloración se activará la alarma para violaciones de voltaje y sobrecargas en flujos de carga.

Originalmente un factor de potencia de 0.87 (subexitado) sin compensación de reactivos [30].

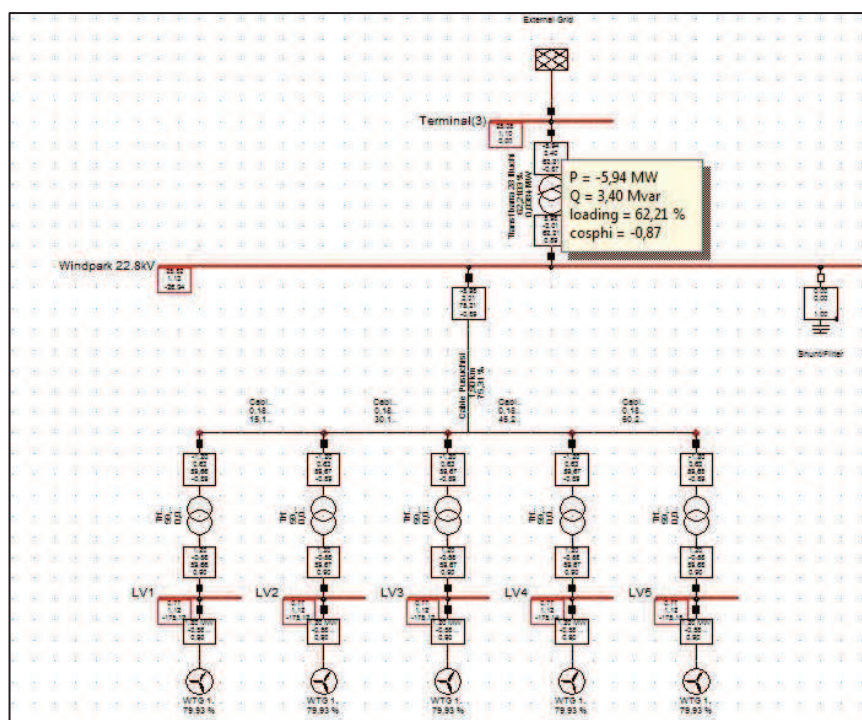


Fig. 4.11 Corrida de flujo de potencia subexitado sin compensación de reactivos

Se empieza con $P=1.2$ y $Q=1.2$. El generador esta Sobreexcitado (debe tener un factor de potencia de 0,925)

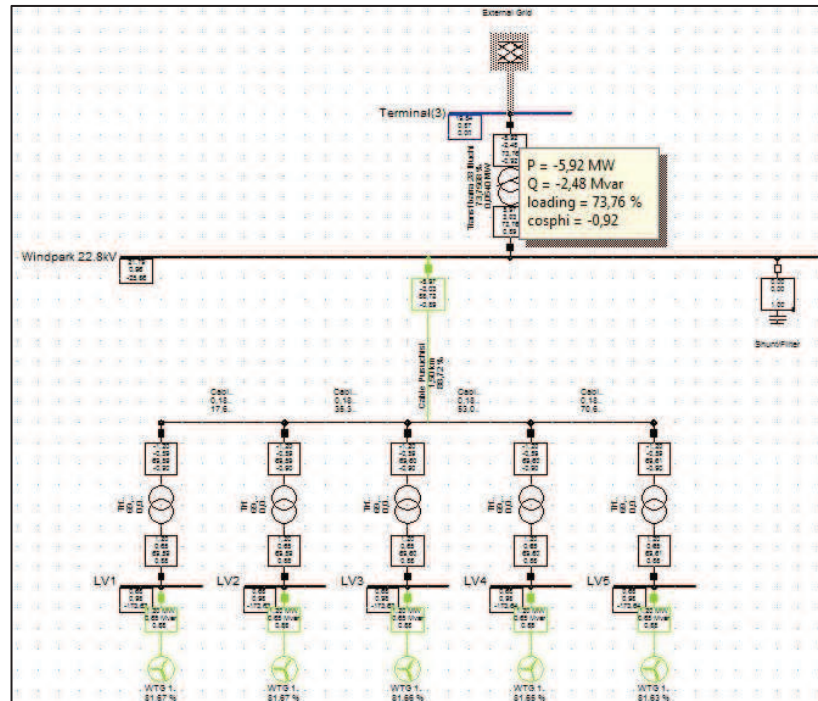


Fig. 4.12 Flujo de potencia sobreexcitado sin compensación de reactivos

Las condiciones de voltaje así como las de factor de potencia no son las óptimas por lo que se habilita el cambiador de taps del transformador para controlar el lado de bajo voltaje. Es recomendable instalar un Station Controller pero no se modifican en gran manera los resultados de salida.

Variando los taps del transformador se consigue una variación pequeña en el factor de potencia y por otro lado muchos pasos hacen que disminuya los niveles de voltaje, por lo que se decide tomar en cuenta el uso del banco de capacitores.

4.7.4 GENERACIÓN DE CURVAS PQ

Utilizando el escrito DPL se genera la curva PQ del parque eólico tanto para el caso de sin compensación como para el caso donde se incluye la compensación de reactivo. El escrito modifica la potencia activa de los generadores eólicos del 0

al 100% de su potencia nominal en dos iteraciones: primero para mínima tensión en el punto de conexión del parque (y por lo tanto máxima generación de reactivo) y segundo para máxima tensión (mínimo Q).

Se procede a realizar lo siguiente:

Desactivar el control de potencia reactiva del parque eólico (control de estación) de manera que cada generador controle la tensión de manera local.

Definir un alimentador (feeder) que incluya todo el parque desde el punto de conexión PCC.

Nombrarlo “Feeder Wind Farm” orientado como Branch

Revisar que la coloración del diagrama esté asignada como 3. Si el Feeder está correctamente definido, el parque eólico deberá de aparecer con ese color [30].

Después de definir el Feeder el escrito DPL puede ser empleado, a continuación se encuentra detallado este proceso:

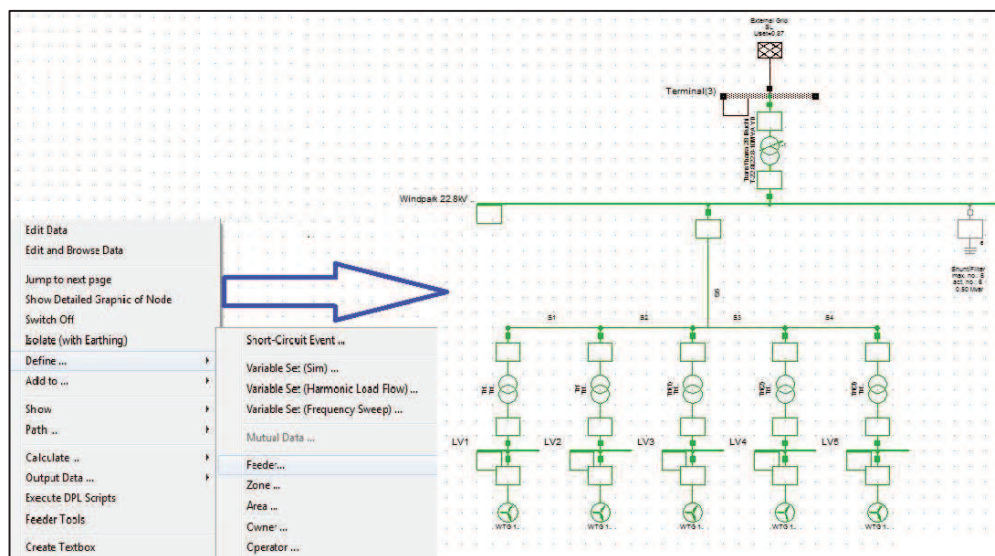


Fig. 4.13 Feeders definidos en el parque eólico

Después de definir el Feeder el escrito DPL puede ser empleado, seleccionando el escrito DPL "Wind Farm PQ Curve", se cambia los parámetros de entrada y notar que la potencia nominal del parque, y los límites del factor de potencia y del voltaje se ajustan según el parque eólico diseñado.

Seleccionar el objeto externo "Windpark" el feeder definido previamente. El escrito ejecutará 100 flujos de carga y cambiará la potencia activa y reactiva de los generadores eólicos, a continuación se detalla este proceso.

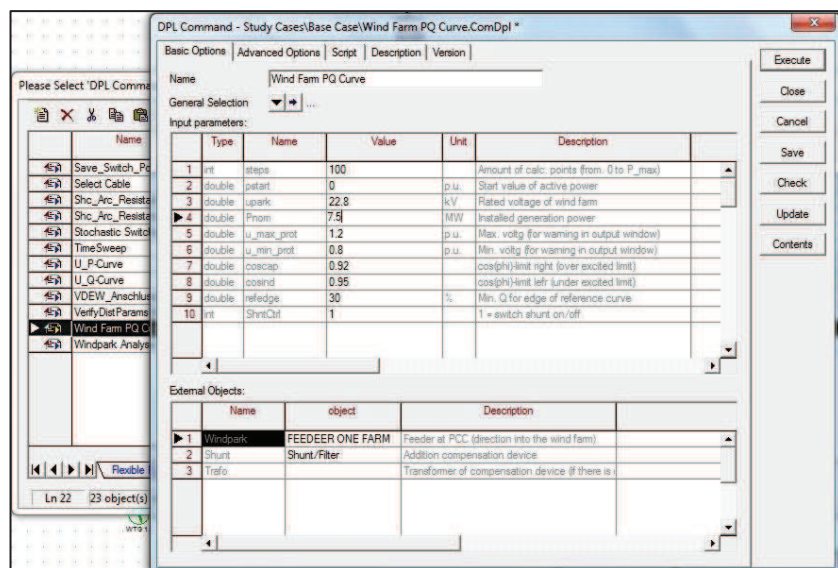


Fig. 4.14 Ajuste de parámetros de entrada para la generación de la curva P-Q

Para que cumpla con el código de red, la curva roja debe de contener a la curva azul tanto en el lado derecho como izquierdo.

Esto significa que el parque eólico debe de ser capaz de operar con un factor de potencia de 0.87 sub-excitado así como 0.925 sobre-excitado.

La curva azul indica el reactivo mínimo que debe poder generar (absorber) el parque de acuerdo al factor de potencia min/max exigido en el punto de conexión. En este sentido la curva punteada en azul define la zona de operación requerida como mínimo; deberá entonces verificarse que la curva correspondiente al parque eólico cubra mínimamente esta zona de operación [30].

A continuación se puede apreciar la curva PQ sin compensación:

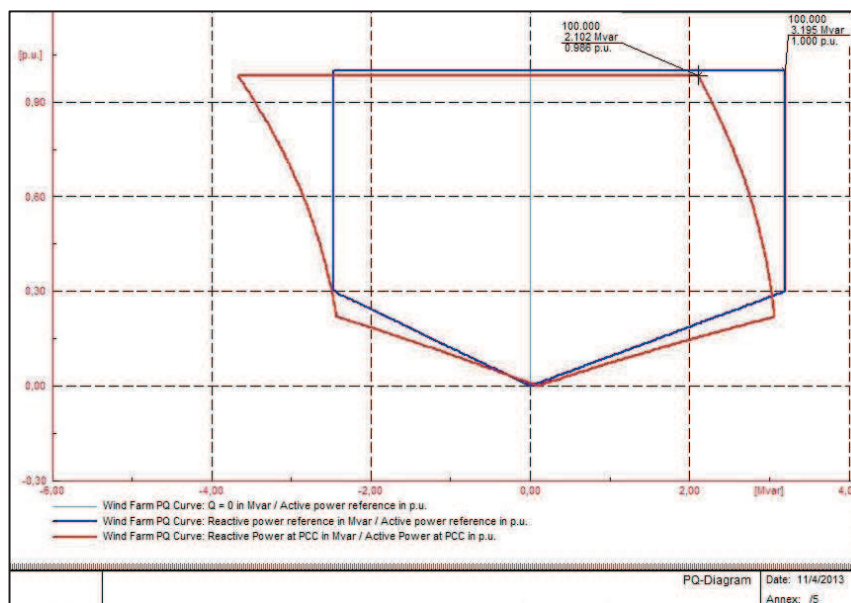


Fig. 4.15 Curva P-Q sin compensación de reactivos

Ahora, para mostrar la curva con compensación, se realiza el procedimiento anterior pero con la conexión del capacitor.

La diferencia entra los puntos señalados será la información para la calibración del banco de capacitores, se ajustó para este caso con un solo paso de 1,2 MVAR. Obteniéndose como resultado la curva esperada en la que la compensación de reactivos mantenga los límites de generación permitidos.

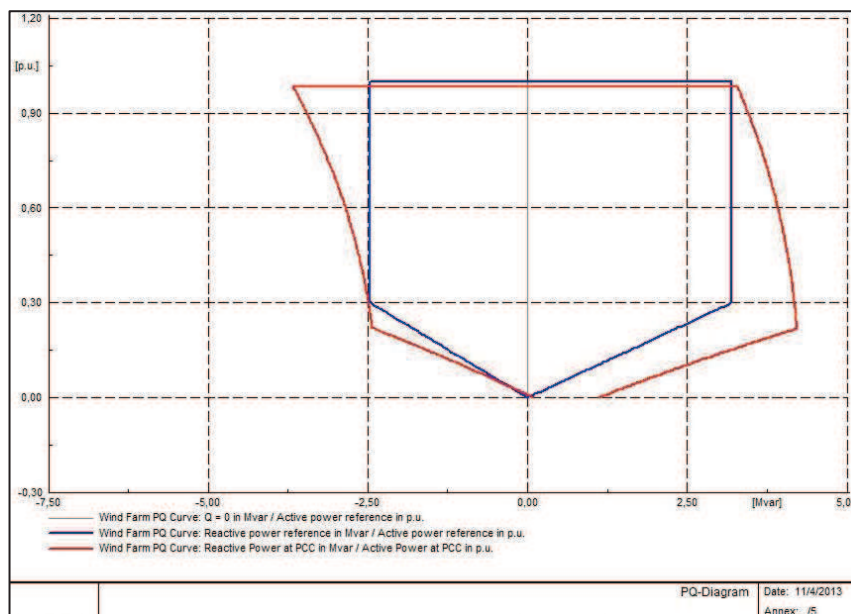


Fig. 4.16 Curva P-Q con compensación de reactivos

4.7.5 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS Y GENERACIÓN.

La potencia de salida de un generador eólico depende de la velocidad del viento. Power Factory ofrece la posibilidad de almacenar la generación en porcentaje en un vector donde el valor correspondiente a la potencia generada por una determinada velocidad de viento pueda seleccionarse mediante un trigger. En este caso el trigger corresponde a la velocidad del viento.

En la ventana de edición de cada aerogenerador se puede editar su curva de potencia propia dependiendo de los datos que proporcione cada fabricante seleccionando la característica “wind turbine power characteristic”

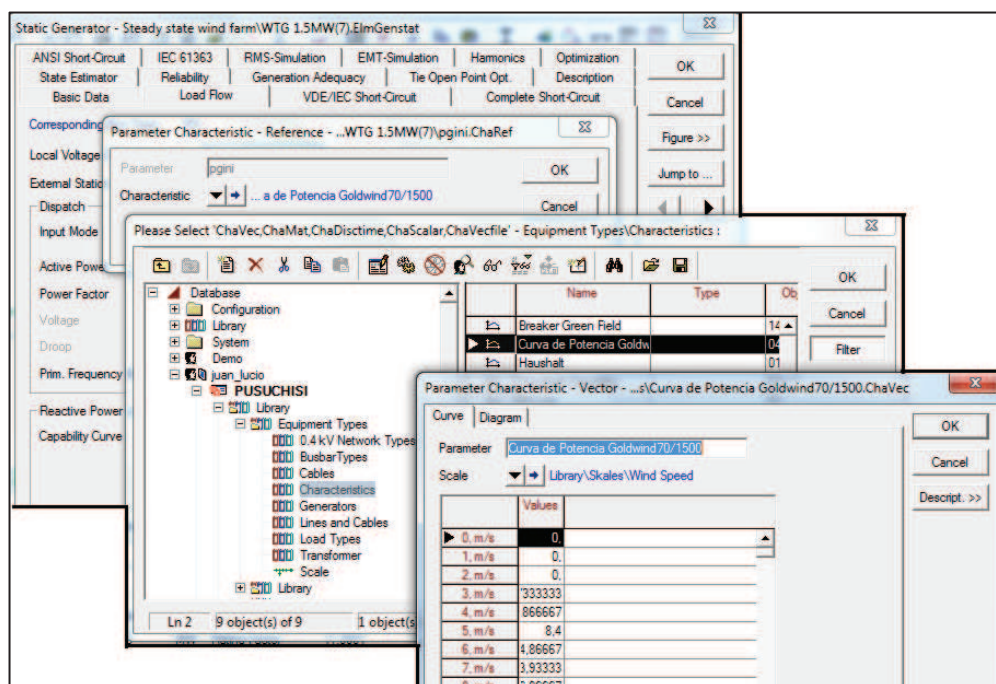


Fig. 4.17 Definición de curva de Potencia para los aerogeneradores

Activar la función Scales desde tolos -> User -> Settings, y ajustar la velocidad del viento a una de las obtenidas en cálculos anteriores por medio del ajuste de velocidades a diferentes alturas de viento [30]. Para el caso de este proyecto se escogerá la velocidad de viento corregida a una altura de 85 metros que se puede apreciar en la Tabla 2.

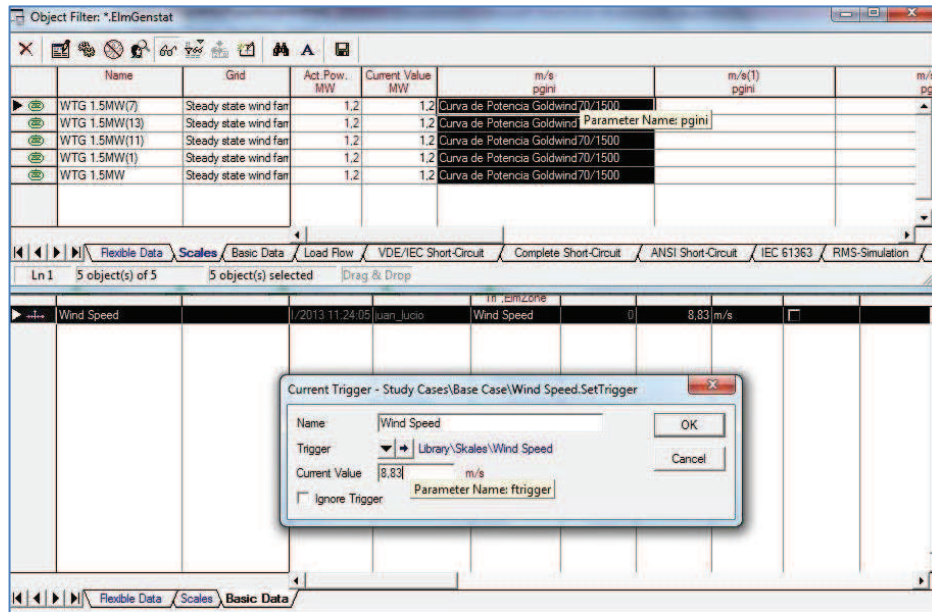


Fig. 4.18 Asignación de características de aerogeneradores y velocidad de viento

4.7.6 CALCULO DE PERDIDAS CON UN ESCRITO DPL

Ahora se puede calcular las perdidas con la definición de la característica y un escrito DPL. El escrito utiliza la probabilidad para una velocidad dada de viento que se calcula utilizando la distribución de Weibull que se calcula a partir de la velocidad media del viento y un factor de forma de la distribución.

Para este análisis se ejecuta DPL Scripts desde el menú principal, seleccionando el escrito "Wind Park Analysis". Se escoge después el objeto definido como "Windpark" y el feeder "Feeder Wind Farm". Finalmente se selecciona el trigger de la velocidad de viento y se ejecuta.

A continuación se detalla este proceso:

Con un análisis breve de los resultados se puede notar que en las consideraciones del parque no se toma en cuenta la altura de implantación del mismo, que tomada como aspecto relevante desde los inicios del diseño disminuyen la energía total en el PCC, una revisión más detallada señala que al corregir este detalle se obtiene un valor similar al obtenido por medio de Power Factory:

$$Pd = \frac{1}{2} 1,225 * 3850 * 8,386^3$$

$$Pa = 0,424 * 1,3907$$

$$Pa = 589,654 \text{ kW} \quad \textit{instantáneos}$$

$$E_{Real} = 589,654 * 8760 * 5 = 25826 \text{ MW} * h/año$$

Obteniéndose los mismos resultados que se hubieran conseguido de diseñar el parque eólico a nivel del mar, lo que confirma la validez de los cálculos realizados.

4.7.7 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS, MÉTODO COMPLETO

Se calcula la corriente de cortocircuito trifásica para la barra de "Windpark 22.8kV" considerando una reactancia de falla igual a 2 ohm. Cerciorarse de tener habilitado el método "Current Iteration"

Analizar la contribución de los generadores eólicos a la falla. Verificar la corriente de falla subtransitoria (Ikss) y transitoria (Iks) aportada por el generador eólico a la falla. Incluir en los resultados de las barras la magnitud de la tensión (u) y la tensión transitoria (us).

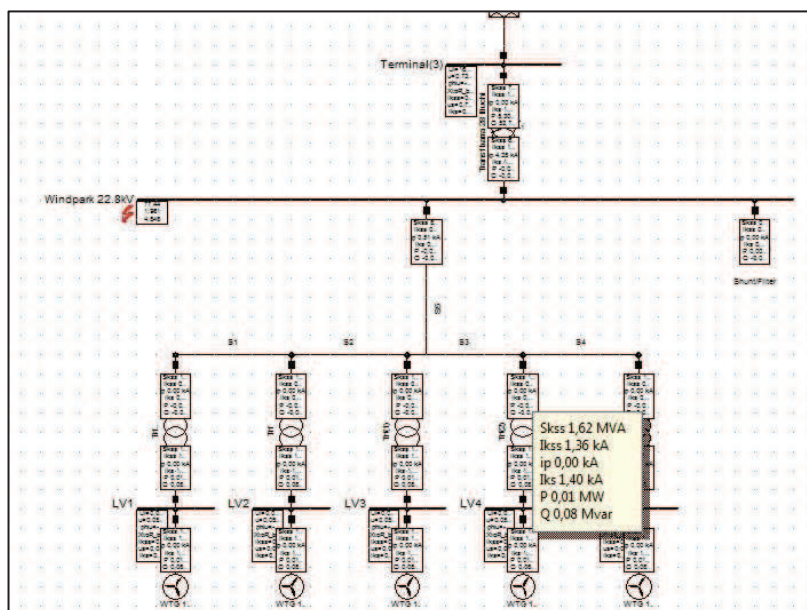


Fig. 4.20 Cortocircuito completo en la barra Windpark 22.8kV

A continuación se detallan los resultados del cálculo de cotrocircuito completo realizado

Parque Eolico Pusuchisi				DigSILENT		Project: Eolico							
				PowerFactory									
				14.1.3		Date: 11/4/2013							

Fault Locations with Feeders													
Short-Circuit Calculation complete				3-Phase Short-Circuit			/ Max. Short-Circuit Currents						

Short-Circuit Duration			Fault Impedance										
Break Time		0,20 s	Resistance, Rf		0,00 Ohm								
Fault Clearing Time (Ith)		1,00 s	Reactance, Xf		0,00 Ohm								

Grid: Steady state wind fa System Stage: Steady state wi						Annex:		/ 1					

	rtd.V.	Voltage	c-	Sk"	Ik"	Ik'	ip	Ib	ib	Ith			
	[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA]	[deg]	[kA/kA]	[kA]	[kA]	[kA]

Windpark 22.8kV	22,80	0,00	0,00	1,00	77,44 MVA	1,96 kA	-114,1	1,97	-114,9	4,85 kA	1,97	2,79	1,99
Transf barra 28	Terminal(3				69,41 MVA	1,76 kA	64,9	1,76	64,9	4,35 kA			
Line	Terminal				8,11 MVA	0,21 kA	73,9	0,21	66,1	0,51 kA			
Shunt/Filter					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			

Tabla. 4.5 Resultados de análisis de falla en la barra Windpark 22.8kV

4.7.8 ANÁLISIS DE CALIDAD DE POTENCIA SEGÚN IEC 61400-21

El análisis incluye el cálculo de la distorsión de voltaje debido a armónicos, el cambio relativo de voltaje debido a operaciones de maniobra en el parque eólico y los factores de flicker de maniobra (switching) y continuo.

4.7.8.1 DEFINICIÓN DE LOS ESPECTROS DE ARMÓNICAS Y LOS COEFICIENTES FLICKER.

Se define un nuevo espectro de corrientes armónicas IEC61000 (TypHmccur) que se encuentra en la librería. Debe notarse que las inyecciones se definen como el porcentaje de la corriente nominal del generador.

Asegúrese de que esté asignado al generador eólico (generador estático).

Esto se detalla a continuación:

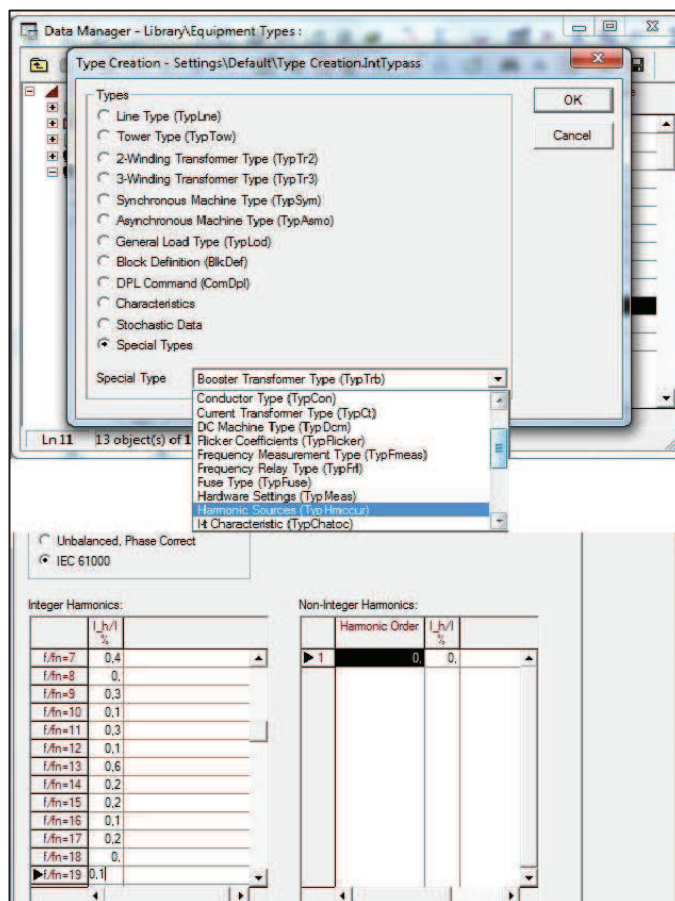


Fig. 4.21 Definición de espectro de armónicos con IEC 61000

Para especificar coeficiente flicker del generador eólico, crear un nuevo tipo de coeficiente flicker (TypFlicker). La velocidad media anual del viento considerada para la ubicación de este parque eólico es de 8,83 m / s.

A continuación se muestra el resultado de la pantalla de salida de la corrida de flujo de armónicos y flicker, con esto se conoce:

La distorsión armónica en el PCC y la frecuencia de salida especificada.

Factores de flicker de corto y largo término para operación continua.

Cambio de voltaje relativo (%)

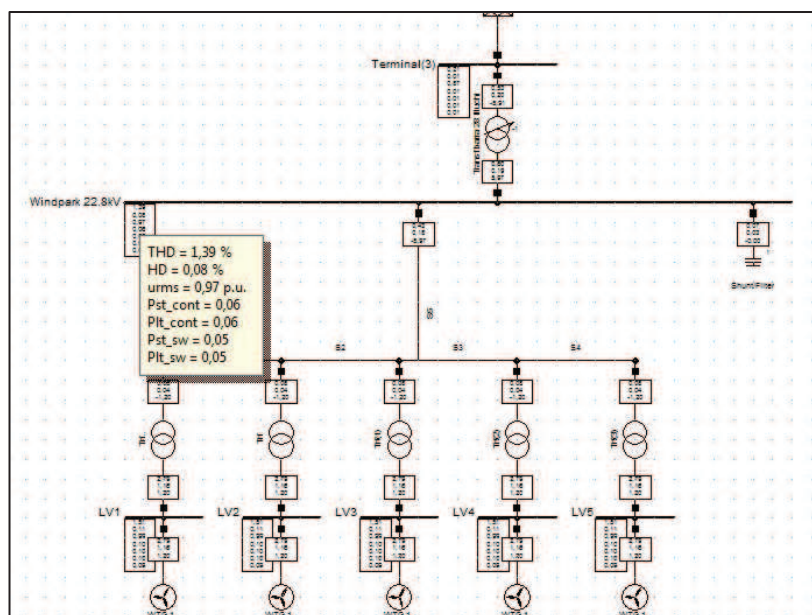





Fig. 4.22 Resultado de corrida de flujo de armónicos

4.7.9 HUECOS DE VOLTAJE

El parque eólico que se va a conectar debe ser capaz de soportar sin daño ni desconexión los valores de operación en régimen permanente es decir valores nominales de frecuencia, rango de variación y ocurrencia de eventos. Con respecto a los eventos, el parque no se desconectará como consecuencia de los huecos de voltaje asociados a cortocircuitos correctamente despejados según la norma P.O 12.2.

Para esto se define en el punto de conexión común los eventos de corto circuito y despeje de la falla, calibrando así los elementos de protección para eventos de variación voltaje o frecuencia.

Por medio del icono de cálculo de condiciones iniciales () se empieza a ejecutar la simulación, posteriormente con el icono de simulación () se define el tiempo que va a durar el evento, y con el icono () se crea una gráfica de la simulación.

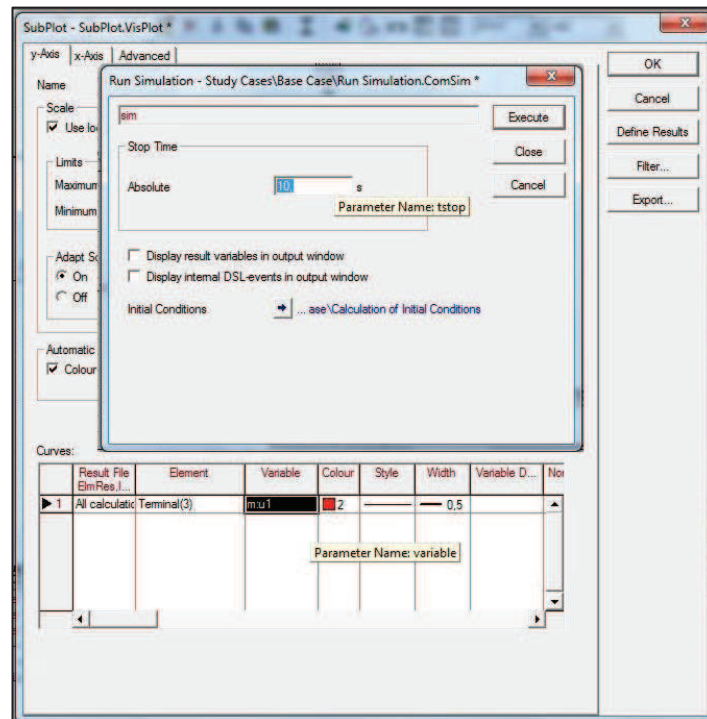


Fig. 4.23 Ajuste de parámetros para simulación de hueco de voltaje

El gráfico resultante en el lado de alto voltaje del transformador muestra una caída de voltaje con reposición 500 milisegundos después de iniciada la falla, reponiéndose al 0.96 p.u. del voltaje previo a la falla regresando a un voltaje de operación permitido

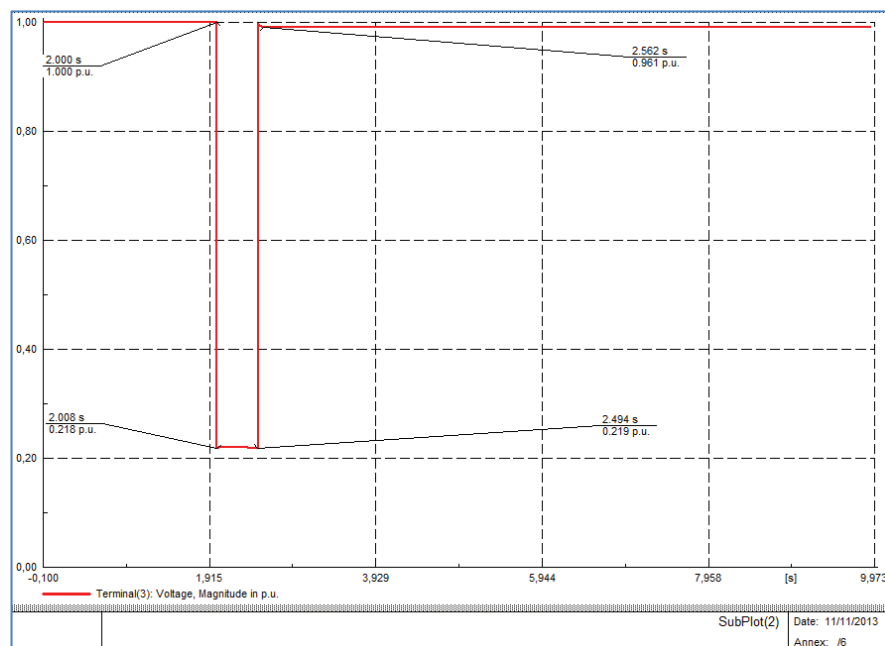


Fig. 4.24 Hueco de voltaje en el terminal de salida a la subestación Illuchi

Como se muestra en las figuras anteriores el perfil de voltaje en la barra de 22,8kV de Illuchi cumple con la normativa española P.O. 12.2 [30]. De esta forma el parque eólico diseñado no se desconectará de la red eléctrica ante perturbaciones similares. El único parámetro que no se cumple según esta norma es con relación al tiempo de despeje de la falla que está muy por debajo de los 500 ms establecido en la norma.

CAPITULO 5

ASPECTOS ECONÓMICOS

5.1 ESTRUCTURA DE COSTO DE UN PARQUE EÓLICO.

La implantación de un parque de generación eólica involucra la participación de un equipo multidisciplinario que agrupe personal con conocimiento en obra civil, eléctrica, ambiental, mecánica, financiero, entre otros, que se los puede detallar como componentes en los siguientes grupos:

- organizadores
- organizadores del proyecto
- financiadores
- constructores civiles
- fabricantes
- instaladores de aerogeneradores
- instaladores eléctricos
- instaladores de equipos de comunicación y transmisión de datos
- instaladores de monitorización
- equipo de mantenimiento mecánico
- equipo de mantenimiento de infraestructuras y equipos eléctricos
- equipo de mantenimiento de telecomunicaciones
- equipo de mantenimiento de sistemas informáticos y de monitoreo de instalaciones
- equipo no técnico de mantenimiento de instalaciones del parque eólico.
- operadores de las instalaciones
- procuradores y dirigentes del parque eólico

Primeramente se analiza el caso de un promotor único. En este esquema el promotor es quien toma el riesgo de identificación de la instalación, de diseño del proyecto de aprovechamiento, de evaluación del recurso eólico, de comisión de permisos, licencias y autorizaciones, de desarrollo y construcción del proyecto.

El promotor único del proyecto cuenta para la siguiente etapa con un colaborador especialista en asuntos financieros quien correrá con los gastos asociados a esta fase que reúne aspectos de contratación de suministros y construcción de las instalaciones [20].

Para buscar una figura de financiación del proyecto que preste cobertura se presenta el proyecto cerca de su puesta en marcha, consolidando las garantías y permisos existentes para que los mercados financieros encuentren atractivo el proyecto.

La operación del parque durante un determinado tiempo implica desembolsos cuantiosos, así es que una vez se ha recuperado la inversión y obviamente con una sustanciosa ganancia por el riesgo aceptado al invertir en el proyecto el promotor único dispondrá de un nuevo capital para poder reinvertirlo, ya teniendo una retroalimentación del desarrollo y promoción del parque generador [20].

Para un segundo caso de inversión se puede mencionar al promotor que se encarga de identificar un proyecto que después de analizarlo lo entiendo como realizable, lo ofrece promueve con mercados financieros quienes pasan a ser quienes asumen los riesgos financieros propios de lo que supondría el desarrollo y puesta en marcha y operación del proyecto.

Como figura intermedia en el proceso aparece el fabricante del equipo eléctrico, mecánico, y en fin, tecnológico quien asume a la vez una figura de promotor, tratando de hacer deseable la contratación y compra de su maquinaria, siendo posible y muy probable la participación de una entidad financiera ajena para el desarrollo del proyecto, la misma que es contactada por el promotor y a la vez fabricante.

Para cualquiera de los casos mencionados, o para cualquier otro caso posible de ser desarrollado, y con la posibilidad de que exista un ajuste a cada situación concreta, desde el momento de la concepción inicial hasta la puesta en marcha

de un parque eólico los inversionistas son sin duda el ente de mayor importancia. Obviamente no se puede dejar de lado una visión y análisis previo de lo que serán los costos de operación y mantenimiento, que en conjunto con los gastos involucrados a la inversión definirán si el proyecto resulta rentable y, en definitiva, el costo de la electricidad generada mientras la vida útil del parque sea responsabilidad de los involucrados en el proyecto [20].

El siguiente es un caso de estudio con datos financieros y técnicos de estructura y costo económico de un parque eólico basado en los datos experimentales obtenidos en el Capítulo 4 y datos económicos proporcionados por la empresa patrocinadora.

5.2 INVERSIÓN

En el cálculo de la inversión se puede partir de la siguiente distribución de costos, usual en parques que actualmente están en operación [21]:

CONCEPTO	Costo absoluto por tipo de generador, Dólares			Costo relativo, %
	Altura 65 m.	Altura 85 m.	Altura 100 m.	
Evaluación de recursos eólicos	75600	84000	92400	0,8
Ingeniería, licencias y permisos	396900	441000	485100	4,2
Aerogeneradores	7049700	7833000	8616300	74,6
Obra civil	585900	651000	716100	6,2
Infraestructura eléctrica	850500	945000	1039500	9
Línea de evacuación	491400	546000	600600	5,2
TOTAL	9450000	10500000	11550000	100

Tabla 5.1 Costos de inversión del parque eólico

“El resto de la inversión representa costos varios, principalmente ingeniería, establecimiento, maquinaria, transporte, etc. No obstante lo anterior, en la fase previa al lanzamiento final del proyecto deberá considerarse el costo real y detallado de las partidas que puede representar variaciones significativas con la aproximación propuesta” [21].

5.3 FINANCIACIÓN

Para esta etapa, los actores que intervienen son, por un lado, las entidades financieras y por otro los socios promotores del proyecto (constructor, operador del negocio, compañía eléctrica que adquiere el producto, propietarios del terreno, administración central y local, inversores privados y otros).

“La proporción razonable, dependiendo de las condiciones de posibilidad económica del proyecto y de las garantías adicionales que se aporten, puede estimarse entre el 20% y el 30% de fondos propios, respecto al total de la inversión” [20].

En nuestro caso, el tanto por ciento que aportará el promotor será del 20%, siendo el resto (80%), aportado por una entidad financiera.

5.4 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

“Se considera costos por Operación y Mantenimiento del parque en un 2% de sus ingresos anuales. Dentro de la Operación se incluye mano de obra calificada que revise constantemente el buen funcionamiento del parque y efectúe las actividades transaccionales de energía” [20].

Se considera como parte del mantenimiento a la gestión de la instalación, mantenimiento de los sistemas de seguridad, revisiones generales que permitan que funcione correctamente, el cambio de consumibles, los ajustes de componentes mecánicos, la protección anticorrosiva, el mantenimiento de la obra civil, etc [20].

5.5 CONDICIONES DEL PRÉSTAMO

Un tipo de interés nominal actual, susceptible de ser considerado es el 5% (tasa activa efectiva del BCE) con pagos mensuales y una duración de 25 años. Este índice, se obtiene por investigación en determinadas páginas de internet de cálculo de hipotecas [21].

5.6 VIDA ÚTIL

La vida útil de una instalación de esta magnitud y tipo suele ser de 15 años, llegando a 20 años en funcionamiento normal con mantenimiento cotidiano. En el caso de parques eólicos marinos se estiman vidas útiles en torno a los 30 años.

Las características de parques actuales, así como el análisis del equipo de aerogeneración, dan la confianza que se necesita para poder ser claros y precisos en la estimación de la vida útil del parque de estudio en 25 años [21].

5.7 INGRESOS POR PRODUCCIÓN

Para el cálculo se considera los valores obtenidos de la Tabla 4.2, 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.

Con los valores así obtenidos se detalla en la Tabla 5.1 los parámetros económicos que permitirán escoger la altura de instalación adecuada [21].

$$Ingresos = E_{Real} * 0,0859 \frac{\$}{kWh} * \frac{1000kW * h}{1MW * h} = \frac{\$}{año} \quad (43)$$

Altura [m]	Energía real [MW*h/año]	Ingresos anuales [\$ /año]
65	18271,81	1569548,2
85	21365,18	1835269,4
100	23498,31	2018504,5

Tabla 5.2 Parámetros económicos para alturas de instalación

5.8 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:

$$VAN = -A + \frac{FCL_1}{1+r^1} + \frac{FCL_2}{1+r^2} + \dots + \frac{FCL_n}{1+r^n} \quad (44)$$

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

La expresión del valor actualizado neto supone un valor nulo al final del periodo para la inversión realizada.

Si se tiene que el valor actualizado neto es mayor que cero, la inversión será rentable. En caso contrario, dicha inversión carecerá de interés económico. A mayor valor actualizado neto, mayor rentabilidad de la inversión; pudiéndose comparar de este modo diferentes opciones de la inversiones posibles [21].

“El valor actualizado neto permite conocer el valor que tendrá la inversión en el futuro expresado en relación al valor del dinero a día de hoy. La importante diferencia entre el valor futuro y el valor actualizado neto obliga a considerar este último como el parámetro realmente representativo para el análisis de rentabilidad” [21]. Esta corrección, como se indicó, es denominada expresión del capital futuro en divisa de hoy.

“Si cuando $m = n$, el VAN sigue siendo negativo, la inversión no es rentable. Y cuando el VAN se iguala a cero indica que se ha recuperado la inversión.

El *FCL*, flujo de caja libre, es el balance existente entre beneficios y gastos” [20].

Para costos estimativos del parque eólico, el costo de kilovatio instalado tiene un valor aproximado de 900 dólares (FOB España), que aproximadamente en Ecuador ascendería, dependiendo de la altura de la torre e incluidos costos de instalación y pruebas a:

- 1800 \$ el kW para alturas de 65 metros.
- 2000 \$ el kW para alturas de 85 metros
- 2200 \$ el kW para alturas de 100 metros

De los cuales, el 30% aporta el promotor y el restante 70% la entidad financiera.

Analizamos el FCL:

$$FCL = \text{Ingresos} - \text{Gastos} \quad (44)$$

Concepto	Costo Absoluto por tipo de generador, Dólares			Costo Relativo %
	Altura m.	Altura m.	Altura m.	
	65	85	100	
Terrenos (alquiler)	5022,6	5872,9	6459,2	16,0
Operación y mantenimiento	17892,8	20922,1	23011,0	57,0
Gestión y administración	4080,8	4771,7	5248,1	13,0
Seguros e impuestos	4394,7	5138,8	5651,8	14,0
TOTAL	31391,0	36705,4	40370,1	100,0

Tabla 5.3 Costos de explotación de parque eólico

Altura [m]	Costo de kW instalado	Ingresos	Gastos		FCL [\$]
		Por Energía vendida [\$]	Costos Explotación	Deuda con entidad financiera [\$]	
65	1800	1569548,2	31390,963	396900	1141257,2
85	2000	1835269,4	36705,387	441000	1357564
100	2200	2018504,5	40370,09	485100	1493034,4

Tabla 5.4 Flujo de Caja libre

Calculando el VAN:

Para aerogeneradores de 65 metros de altura de buje:

Año	Inversión [\$]	Recuperación [\$]	Balance de Beneficios [\$]
1	9450000	1113421,665	-8336578,335
2	9450000	1086265,039	-7250313,296
3	9450000	1059770,77	-6190542,527
4	9450000	1033922,702	-5156619,825

5	9450000	1008705,075	-4147914,75
6	9450000	984102,5123	-3163812,238
7	9450000	960100,012	-2203712,226
8	9450000	936682,9385	-1267029,287
9	9450000	913837,0132	-353192,2738
10	9450000	891548,3056	538356,0318
11	9450000	869803,2249	1408159,257
12	9450000	848588,5121	2256747,769
13	9450000	827891,2314	3084639
14	9450000	807698,7623	3892337,763
15	9450000	787998,7925	4680336,555
16	9450000	768779,3097	5449115,865
17	9450000	750028,5949	6199144,46
18	9450000	731735,2145	6930879,674
19	9450000	713888,0142	7644767,688
20	9450000	696476,1114	8341243,8
21	9450000	679488,8891	9020732,689
22	9450000	662915,9894	9683648,678
23	9450000	646747,3067	10330395,98
24	9450000	630972,9822	10961368,97
25	9450000	615583,3973	11576952,36

Tabla 5.5 Balance de beneficios del parque eólico con torres de 65 m

Para aerogeneradores de 85 metros de altura de buje:

Año	Inversión [\$]	Recuperación [\$]	Balance de Beneficios [\$]
1	10500000	1324452,66	-9175547,34
2	10500000	1292148,94	-7883398,4
3	10500000	1260633,11	-6622765,29
4	10500000	1229885,96	-5392879,33
5	10500000	1199888,74	-4192990,58
6	10500000	1170623,16	-3022367,42
7	10500000	1142071,38	-1880296,04
8	10500000	1114215,98	-766080,061
9	10500000	1087039,98	320959,919
10	10500000	1060526,81	1381486,73
11	10500000	1034660,3	2416147,03
12	10500000	1009424,69	3425571,72
13	10500000	984804,571	4410376,29

14	10500000	960784,948	5371161,24
15	10500000	937351,168	6308512,4
16	10500000	914488,945	7223001,35
17	10500000	892184,336	8115185,69
18	10500000	870423,743	8985609,43
19	10500000	849193,895	9834803,32
20	10500000	828481,849	10663285,2
21	10500000	808274,975	11471560,1
22	10500000	788560,951	12260121,1
23	10500000	769327,757	13029448,9
24	10500000	750563,665	13780012,5
25	10500000	732257,235	14512269,8

Tabla 5.6 Balance de beneficios del parque eólico con torres de 85 m

Para aerogeneradores de 100 metros de altura de buje:

Año	Inversión [\$]	Recuperación [\$]	Balance de Beneficios [\$]
1	11550000	1456618,955	-10093381
2	11550000	1421091,664	-8672289,38
3	11550000	1386430,892	-7285858,49
4	11550000	1352615,504	-5933242,99
5	11550000	1319624,882	-4613618,1
6	11550000	1287438,909	-3326179,19
7	11550000	1256037,96	-2070141,23
8	11550000	1225402,888	-844738,346
9	11550000	1195515,013	350776,667
10	11550000	1166356,11	1517132,78
11	11550000	1137908,4	2655041,18
12	11550000	1110154,537	3765195,71
13	11550000	1083077,597	4848273,31
14	11550000	1056661,07	5904934,38
15	11550000	1030888,849	6935823,23
16	11550000	1005745,218	7941568,45
17	11550000	981214,847	8922783,29
18	11550000	957282,7776	9880066,07
19	11550000	933934,4172	10814000,5
20	11550000	911155,5289	11725156
21	11550000	888932,2233	12614088,2
22	11550000	867250,9496	13481339,2
23	11550000	846098,4874	14327437,7

24	11550000	825461,9389	15152899,6
25	11550000	805328,7209	15958228,3

Tabla 5.7 Balance de beneficios del parque eólico con torres de 100 m

Del análisis de las tablas 5.5; 5.6 y 5.7 se puede deducir que la opción económicamente más rentable es con la instalación a 100 metros de altura, pues la inversión se recupera a los 8 años y se empiezan a obtener beneficios a partir del noveno, tanto es así que al año 25 los beneficios del parque serán de 15'958288 dólares, esto supone una ganancia neta de 2127 dólares por kilovatio instalado, contra 1758 dólares del estudio de parque eólico analizado en la referencia [21], lo que en teoría prevé un incentivo a la inversión en este tipo de generación no convencional.

CAPÍTULO 6

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

En la zona sierra se tiene vientos en la época estacional de verano, en la cual disminuye el caudal hídrico teniéndose en la energía eólica una fuente complementaria a la hídrica

Si bien la corrección por altura incrementa los valores de la velocidad del viento a alturas mayores, sin embargo este incremento se ve afectado negativamente por el efecto descendente del valor de la densidad del aire con el aumento de la altura.

Para obtener informes más precisos de la evaluación del recurso eólico es de gran importancia una cantidad correcta de datos obtenidos de equipos de medición y análisis debidamente calibrados, estableciéndose que es necesario el monitoreo de parámetros ambientales por el lapso de un año como mínimo.

Los datos recolectados coinciden con los datos obtenidos de Atlas Eólico del MEER ratificando la validez de uno y otro.

En la zona de monitoreo dirección del viento es predominante en la posición NNE.

El avance a grandes pasos de la tecnología de aerogeneración es gracias a la utilización de materiales nuevos que permiten reducir el peso de construcción sin disminuir la resistencia mecánica de los mismos.

La determinación de recursos eólicos basado en la cuantificación de la producción anual es de suma importancia, pues ésta podrá complementar la energía procedente de fuentes hídricas, que con la disminución de los caudales, también está en decremento

Realizar los cambios legales y normativos necesarios, con el propósito de que se impulse el desarrollo de la generación eólica en el país, circunstancia esta que ya ha sido considerada gubernamentalmente a través de las regulaciones 01/13 y 02/13

En el proceso de generación de energía eléctrica por medios eólicos presenta una incidencia nula sobre las características físico-químicas del suelo o sobre su erosión, ya que no produce ningún contaminante ni tampoco vertidos o grandes movimientos de tierra.

La energía eólica es independiente de cualquier política o relación comercial, se obtiene en forma mecánica y por tanto es directamente utilizable, y al final la vida de la instalación, el desmantelamiento no deja huellas.

El ruido es uno de los más relevantes impactos negativos producidos por el giro de un rotor del aerogenerador, sin embargo, el nivel de ruido y su efecto no es más intenso que el provocado por una instalación industrial y siempre que se encuentre muy cerca de las torres

La explotación de la energía eólica, como recurso renovable al igual que otro tipo de recurso necesita un correcto estudio de factibilidad y estrategias en la

obtención de datos y su consecuente explotación a fin de obtener un correcto aprovechamiento del mismo. Actualmente el Ecuador ya cuenta con un mapa eólico, quedando el compromiso de buscar alternativas para disminuir los costos de tal manera de que la energía eólica sea competitiva con los otros tipos de generación tradicional.

El presente trabajo constituye un estudio previo a la instalación de un parque eólico en el sector de Pusuchisí Alto perteneciente al Cantón Latacunga, el mismo que podrá entregar su energía al sistema de distribución de la ELEPCO S.A.; disminuyendo la compra de energía al SNI y reduciendo las pérdidas en las etapas de subtransmisión y Transmisión, justificando la importancia del concepto de generación distribuida.

Por otro lado, si se considera una producción anual del parque en 23'498.000 kwh/año, se debería dejar de generar, igual cantidad de energía, con plantas térmicas, evitando la emisión de CO₂ en 1'856.342 ton/año, pues se considera un índice de 0.079 tonCO₂/kWH generado con combustibles fósiles.

Por tanto, un cambio en el uso de los recursos de producción energética y en consecuencia un cambio en la matriz energética de un país beneficia no solo localmente sino en forma general al planeta.

RECOMENDACIONES

Es importante analizar todas las posibles contingencias que puedan ocurrir durante la operación del parque generador, una de ellas en este caso una programación de control preventivo constante con el fin de prevenir una desconexión debida a una velocidad excesiva del viento en la zona de emplazamiento del equipo eólico.

Es necesario que los organismos encargados de la administración de la energía efectúen mapas energéticos específicos en cada uno de los cordones montañosos a nivel nacional.

Instalar equipos de monitoreo a distintas alturas en las cimas montañosas de la cordillera por al menos un año.

Se recomienda, el presente trabajo como un estudio de prefactibilidad, para en esta línea base, se realice el estudio de factibilidad incluida la ingeniería de detalle, que junto a la disponibilidad económica en base de préstamos internacionales, permita la ejecución de éste o de cualquier proyecto de generación eólica.

Los organismos reguladores y control de mercado eléctrico ecuatoriano deben seguir promoviendo la libre competencia de las energías renovables y su promoción nacional.

Es conocido que la economía europea ha vuelto sus miradas inversionistas al mercado de la producción energética en Latinoamérica y en particular a nuestro país, circunstancia ésta que debería ser aprovechada permitiendo el ingreso de inversiones que a la larga quedarán de propiedad del Estado Ecuatoriano, tal como indica el artículo 93 del “REGLAMENTO DE CONCESIONES, PERMISOS Y LICENCIAS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIA

ELECTRICA”, que indica que al momento de concluir la vigencia del contrato de concesión, permiso o licencia, por cualquier forma prevista por la Ley, todos los bienes propiedad del concesionario, deberán ser transferidos al Estado o a quien determine el contrato sin reclamar derecho a recibir compensación alguna.

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ELEPCO Y PROPUESTA DE UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES.

A.1.1 ÁREA DE CONCESIÓN

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A. tiene por objeto la prestación electricidad como servicio público, el área que tiene por concesión es la correspondiente a toda la provincia de Cotopaxi, lo cual es de 5556 km².

Desde el año 1978 y con la consecuente remodelación de las redes se inicia la expansión de la red de distribución y es así que en manera planificada y paulatina se extendieron y se continúan extendiendo las redes a punto que actualmente ha rodeado las redes de las empresas eléctricas adyacentes impidiendo su avance.



Fig. A.1.1 Área de concesión de ELEPCO

A.1.2 FUENTES DE SUMINISTRO

El sistema eléctrico de ELEPCO S.A. cuenta con dos fuentes de suministro de energía: una de ellas es por parte de los nodos del S.N.I desde las subestaciones Ambato a 69 kV y desde la subestación Mulaló a 138 kV, los cuales son quienes

aportan la mayor parte de energía consumida. La segunda fuente de suministro proviene de generación local de pequeñas centrales hidroeléctricas ubicadas en zonas donde la hidrografía lo permite.

La generación local se conforma de cinco centrales hidroeléctricas: El Estado, Angamarca, estas dos centrales pertenecen al Cantón Pujilí, Catazacón ubicado en el Cantón Pangua y las centrales Illuchi 1 y 2 ubicadas en el cantón Latacunga donde está centrado el consiguiente estudio.

La capacidad instalada disponible de las cinco centrales para la generación de energía eléctrica es de 15,2 MVA. En el siguiente cuadro se muestran las características de las centrales de generación ELEPCO S.A.

CENTRAL	EL ESTADO	CATAZACON	ANGAMARCA	ILLUCHI 1	ILLUCHI 2
GENERACION	HIDRAULICA	HIDRAULICA	HIDRAULICA	HIDRAULICA	HIDRAULICA
CAPACIDAD (kVA)	2125	1000	375	5244	6500
VOLTAJE (V)	4160	440	4160	2400	2400
FRECUENCIA (HZ)	60	60	60	60	60
FP	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
No. GRUPO	2	2	2	4	4
Año entrad. Servicio	1986	1991	1994	1951	1951
Observaciones	inter al sist.	inter al sist.	aislado.	inter al sist.	inter al sist.

Tabla A.1.1 Características de centrales de generación de ELEPCO S.A.

A.1.3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIO

El sistema de distribución primario es meramente de configuración radial, a un nivel de voltaje de 13,8 kV. El sistema de distribución tiene 28 alimentadores primarios, que en resumen suman 2700 km de redes. El sistema de

transformadores de distribución actualmente está compuesto de 4451 transformadores monofásicos y trifásicos con capacidad de 103,83 MVA, con lo que se cubre las necesidades de energía a bajo voltaje que demandan los usuarios.

A.1.4 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES EXISTENTES EN ELEPCO S.A.

Las subestaciones de distribución de Cotopaxi suman 74,25 MVA de capacidad instalada y las subestaciones de elevación en las centrales de generación cuentan con 15,62 MVA.

Las subestaciones con las que cuenta la provincia de Cotopaxi son las siguientes:

SUBESTACION	VOLTAJE(kV)	CAPACIDAD(MVA)
S/E SALCEDO	69/13,8	10/12,5
S/E SAN RAFAEL	69/13,8	10/13
S/E CALVARIO	23/13,8	4/5,2
ILLUCHI 1	2,4/22,0	3x1,75
ILLUCHI 2	2,4/13,8 - 69/13,8	6,5
S/E LA COCHA	69/13,8	10/12,5
S/E LASSO T1	69/13,8	12/12,5
S/E LASSO T2	69/13,8	20
S/E MULALO	69/13,8	10/12,5
S/E SIGCHOS	4,16/13,8	5
S/E EL ESTADO	0,44/13,8	2,5
S/E CATAZACON	4,16/13,8	1
S/E ANGAMARCA		0,375

Tabla A.1.2 Subestaciones de la provincia de Cotopaxi

A.1.5 UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES EN EL TERRENO DESTINADO PARA EL PARQUE EÓLICO

El levantamiento topográfico de la zona y la ubicación de los equipos de medición fueron hechos en el campamento del tanque de presión de la central Illuchi No 1 en el sector Pusuchisi alto aproximadamente a 1200 metros de la central de generación Illuchi No 1, usando la base de datos geográficos del CONELEC se ubicara la zona de ubicación de la central:

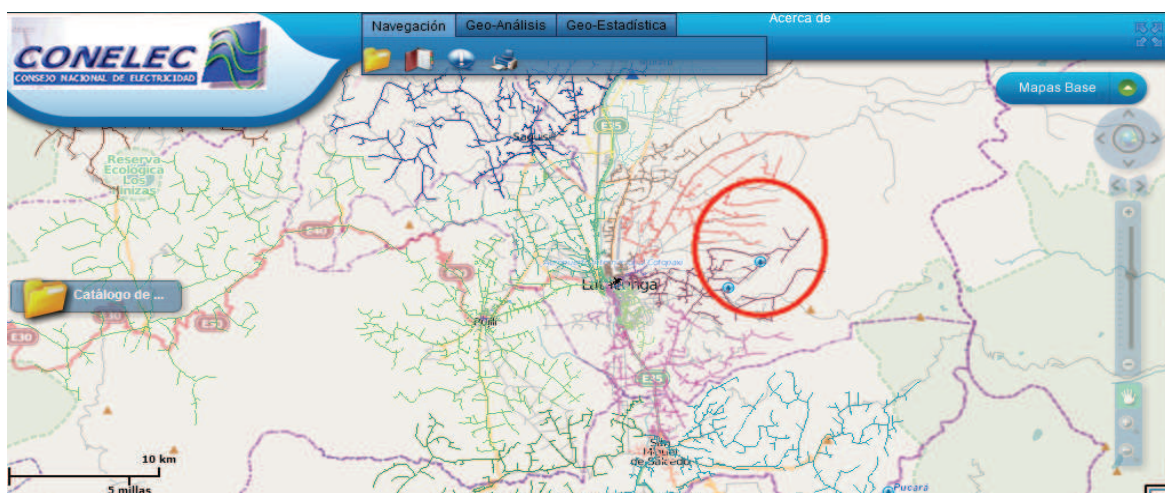


Fig. A.1.2 Navegación Geo-portal eléctrico CONELEC

Se pueden diferenciar las centrales Illuchi 1 y 2, nos centraremos en la zona de Illuchi 1:

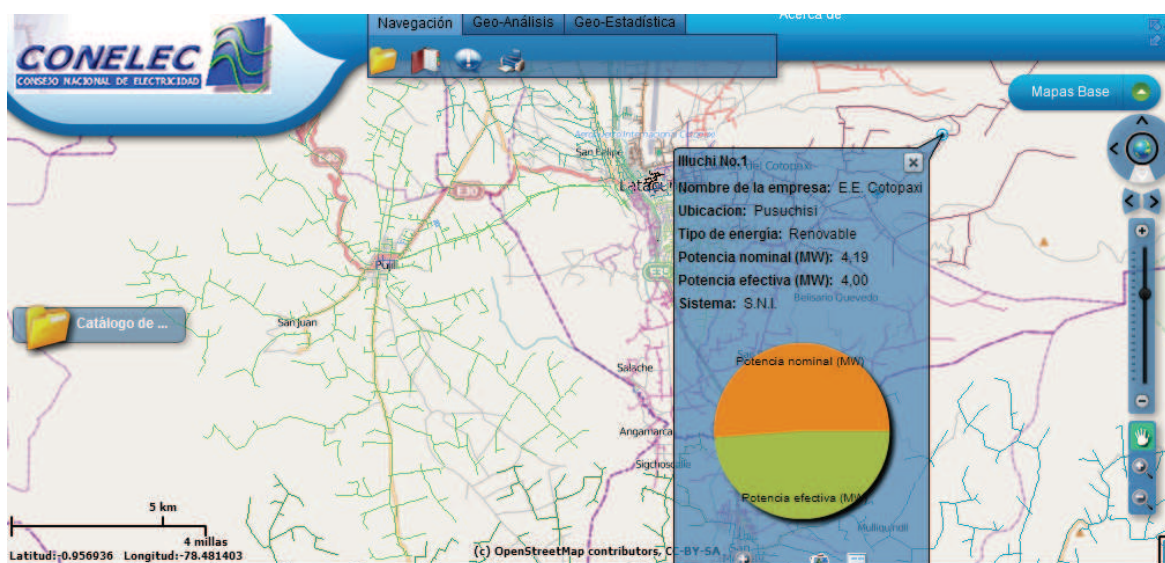


Fig. A.1.3 Ubicación y detalles de Central ILLUCHI 1

Y posteriormente a la zona donde se continúa haciendo el levantamiento topográfico para su evaluación definitiva.

Esto para tener una idea más clara de la ubicación del proyecto, a continuación se presenta en más detalle el levantamiento de la zona de estudio, con la ubicación de los aerogeneradores a una distancia de aproximadamente 230 metros



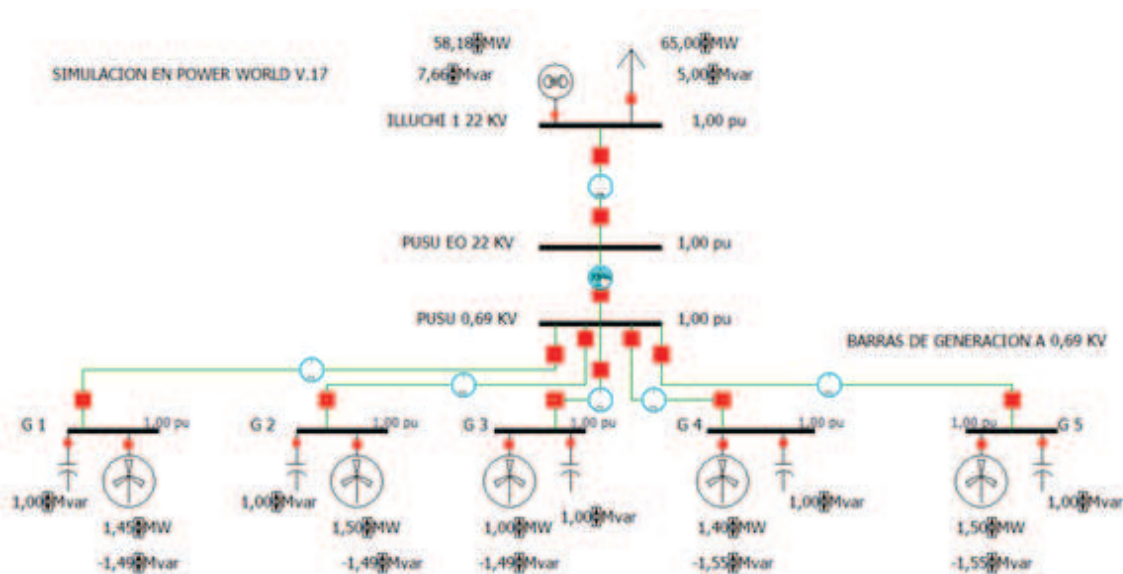
Fig. A.1.4 Ubicación individual de aerogeneradores a distancia >180 metros.

La ubicación geográfica se define en base a coordenadas referenciales facilitadas y con el criterio de separación entre aerogeneradores de $2,5D$ (En este caso corresponde a $2,5 \cdot 70 = 175$ mts. de separación mínima).

A.1.6 SIMULACIÓN DEL PARQUE DISEÑADO.

Con los parámetros de conductores escogidos, ubicación de las torres y ubicación de la subestación se han obtenido los parámetros de impedancias de línea y se ha asumido una impedancia del transformador elevador con los cuales se ha

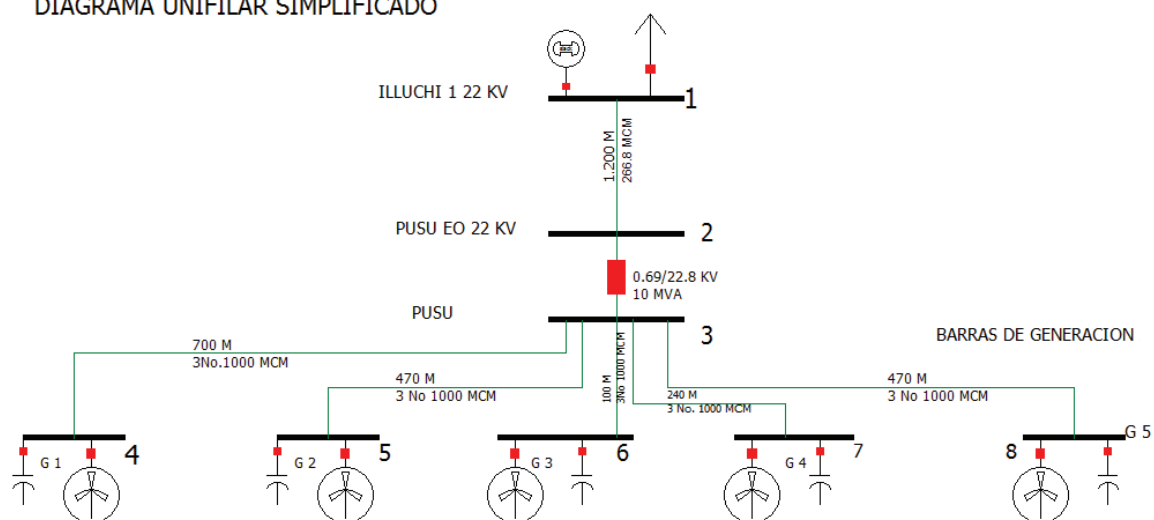
simulado el sistema en PowerWorld 17, sin encontrar caídas de voltaje en los alimentadores de bajo voltaje ni en el alimentador principal que interconecta con la central ILLUCHI 1 a 22 kV Fig A.1.5.



A.1.5 Simulación en PowerWorld 17

Adicionalmente se adjunta el diagrama unifilar simplificado (Figura A.1.6) elaborado en base a los sitios de implantación de las torres de la subestación y de la línea de transmisión.

DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO



A.1.6 Diagrama unifilar simplificado

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.

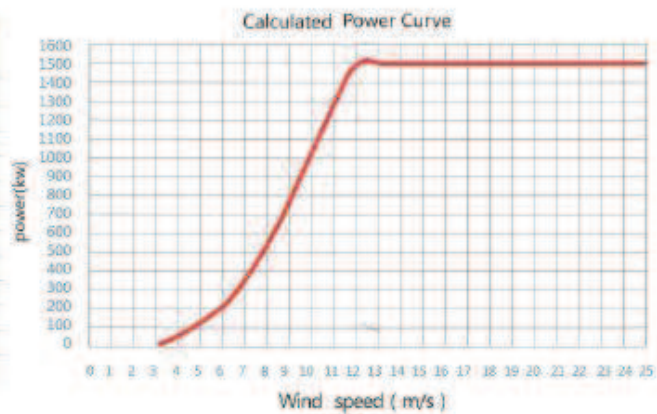
 **GOLDWIND**

GW 70/1500



Wind Turbine Power Curve 1.225kg/m³

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(55)
	Survival wind speed(3s)	70m/s (IEC IIIA)
	Design lifetime	≥20 Year
	Operating ambient temperature	-30℃ ~ +40℃
	Standby ambient temperature	-40℃ ~ +50℃
Rotor	Diameter	70m
	Swept area	3850m ²
	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 IEC1024-1, 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)991-3760855
 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 : khvx@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 E-mail: info@goldwind.cn

A.2.1 ALGUNAS PRECISIONES EN EL ESTABLECIMIENTO DE LAS TORRES PARA LAS GONDOLAS

La torre del aerogenerador soporta la góndola y el rotor.



Fig. A.2.1 Torre Navarra (España) 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.

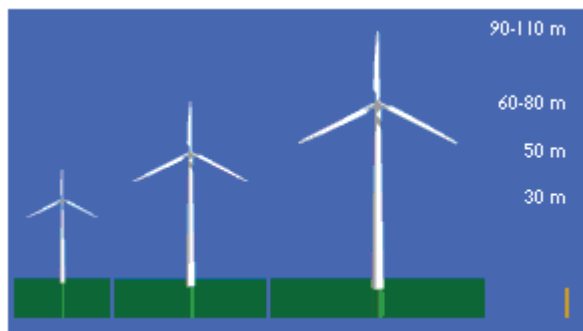


Fig. A.2.2 Niveles de altura de aerogeneradores

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:

Costo por metro de torre (10 metros más de torre le costarán actualmente alrededor de 15.000 dólares americanos).

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).

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

EQUIPAMIENTO ELECTROMECHANICO

A.3.1 LA GÓNDOLA

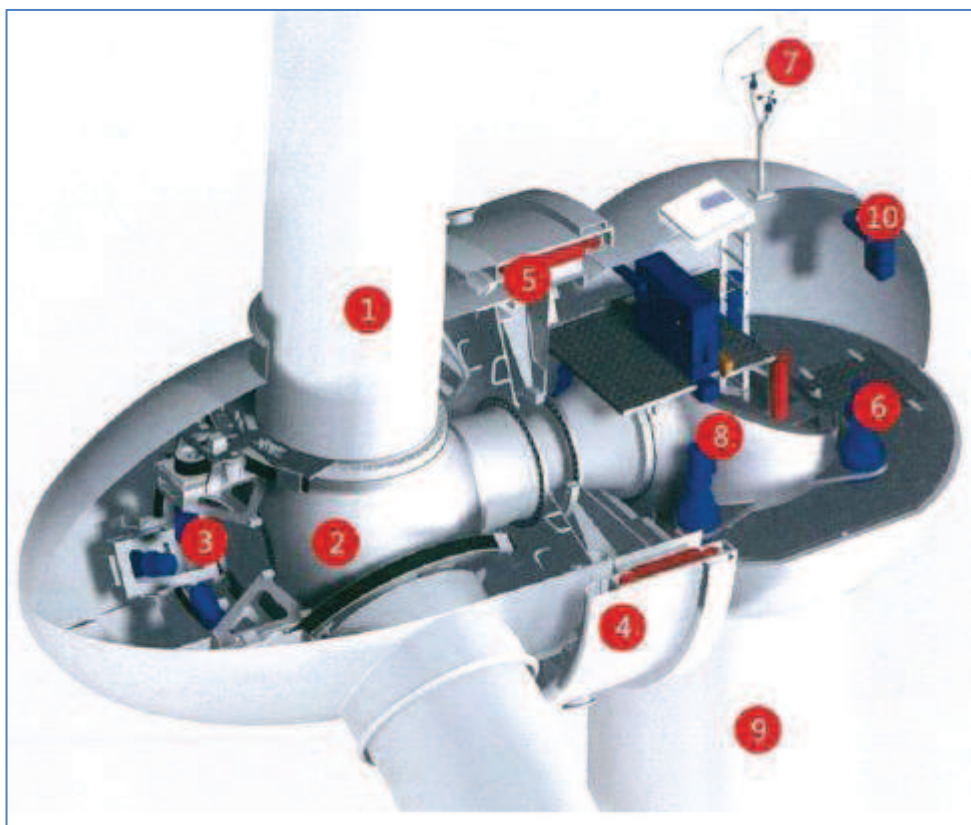


Fig. A.3.1 Componentes del aerogenerador

En la figura A.3.1 se pueden diferenciar los siguientes componentes del aerogenerador:

Paletas del rotor.

Eje del sistema.

Sistema de paso de las palas.

Rotor del generador.

Estator del generador.

Sistema de orientación.

Sistema de medición del viento.

Base de la máquina.

Torre.

Grúa auxiliar.

Se ha detallado el equipo principal a ser utilizado en la implementación, para lo cual se ha utilizado, únicamente como referencia, productos ABB para establecer un ejemplo real del sistema.

A.3.2 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

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



Fig. A.3.2 Características generales del transformador trifásico para el aerogenerador

A.3.3 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


Interrupzor		VM1 24							
Normas	IEC 62271-100 • CEI 17-1 (fasc. 1375) •								
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	
Poder de corte nominal (corriente nominal simétrica de cortocircuito)	Isc [kA]	16	16	16	16	16	16	–	
		20	20	20	20	20	20	–	
		25	25	25	25	25	25	25	
		–	–	–	–	–	–	–	
Corriente nominal admisible de breve duración (3 s)	Ik [kA]	16	16	16	16	16	16	–	
		20	20	20	20	20	20	–	
		25	25	25	25	25	25	25	
		–	–	–	–	–	–	–	
Poder de cierre	Ip [kA]	40	40	40	40	40	40	–	
		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
		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	00005	00005	00006	00007	00007	00007	
Temperatura de funcionamiento	[°C]	– 25 ... + 40							
Tropicalización	IEC-60068-2-30 • 721-2-1 •								
Compatibilidad electromagnética	IEC 60894 •								



Tabla A.3.1 Disyuntores de medio voltaje

ABB**Media Tensión****Celdas Aisladas en Aire, Tipo Advance y Safe Gear****CARACTERÍSTICAS:**

- Metal-Clad 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 elección galvanneal
- 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 empennada 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 recubierta, autoprotectible 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 mejoran la circulación de aire 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 20	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	15	160	400	160	400	N/A	N/A
27	25	160	400	160	400	N/A	N/A

Fig. A.3.3 Tableros de medio voltaje para la subestación

A.3.4 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

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	-	-

FUJO	ENCHUFABLE	EXTRAÍBLE
<p>El interruptor en ejecución FIJA, tripolar o tetrapolar, prevé:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 guía 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 normalizado para grupos de interruptores (45 mm para S1, S6, 105 mm para S3, S7) 	<p>El interruptor en ejecución ENCHUFABLE se compone de:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 <p>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.</p>	<p>El interruptor en ejecución EXTRAÍBLE se compone de:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 permitir 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 permite realizar el bloqueo del interruptor en posición de extracción <p>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.</p> <p>La manivela puede insertarse solamente con el interruptor abierto.</p> <p>Tras remover o extraer el interruptor, puede maniobrase en abierto/cerrado y mediante las correspondientes prolongaciones de conexión, pueden realizarse pruebas en banco de funcionalidad de los circuitos de mando auxiliar.</p>

	F	F'	W
	Fijo	Enchufable	Extraíble
S1 125	■	■	—
S2 160	■	■	—
S3 160	■	■	■
S3 200	■	■	■
S4 160	■	■	■
S4 200	■	■	■
S5 400	■	■	■
S5 430	■	—	■
S6 630	■	—	■
S6 800	■	—	■
S7 1250	■	—	■
S7 1600	■	—	■
S8 2000	■	—	—
S8 2500	■	—	—
S8 3200	■	—	—

Tabla A.3.2 Disyuntores de 690 V

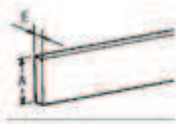
A.3.5 REFERENCIA DE CAPACIDAD CONDUCTORA DE BARRAS DE COBRE



Fig. A.3.4 Módulos de bajo voltaje

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).

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 n° artículo	2000 n° artículo	4000 n° artículo	Temperatura de trabajo 85°C				Temperatura de trabajo 65°C				
				1000	1500	2000	2500	1000	1500	2000	2500	
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	1123	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	550990	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		

Tabla A.3.3 Barras de conexión de los módulos

A.3.6 GRÁFICO DE FACTORES DE CORRECCIÓN POR ALTURA

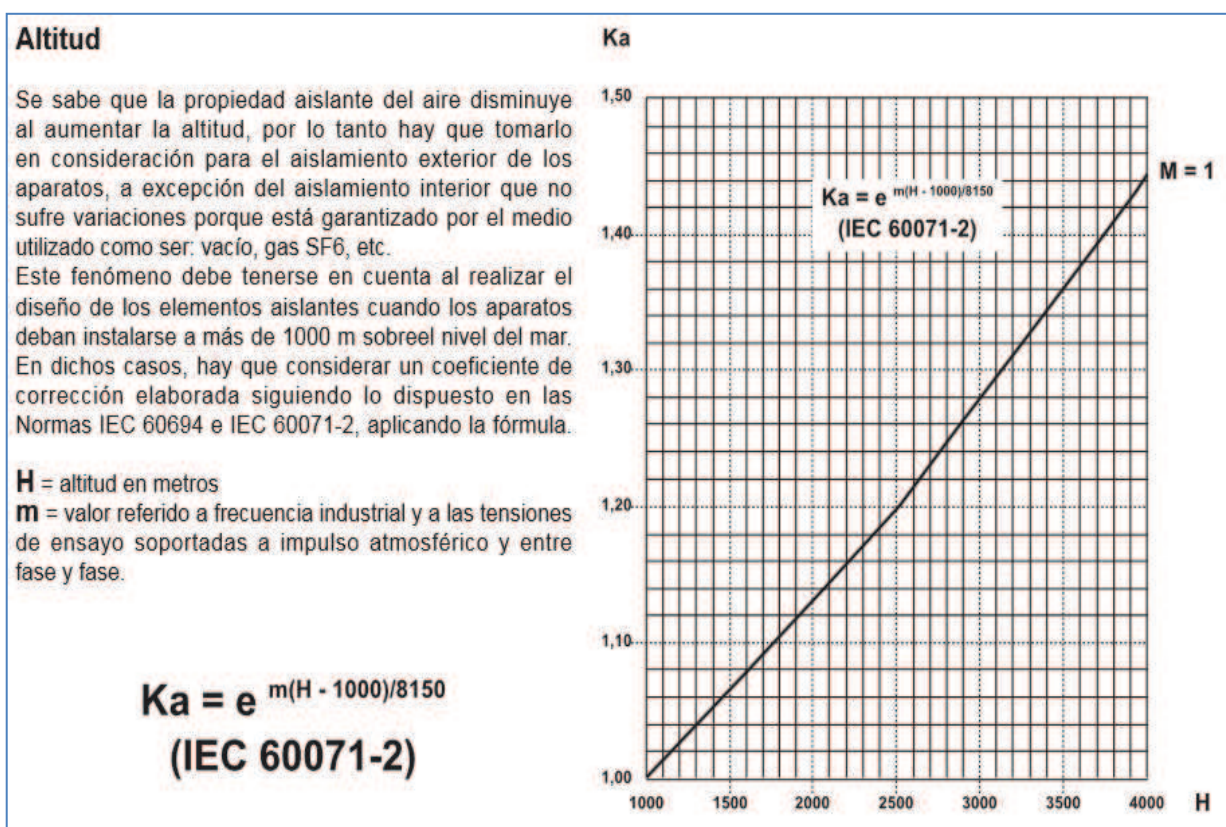


Fig. A.3.5 Gráfico de factores de corrección por altura para el diseño de elementos aislantes

ANEXO 4

LISTA DE HISTOGRAMAS Y DISTRIBUCIONES DE VELOCIDAD DE LOS MESES MÁS REPRESENTATIVOS OBTENIDA DE LOS RESULTADOS TOMADOS DE LAS MEDICIONES ANEMOMÉTRICAS.

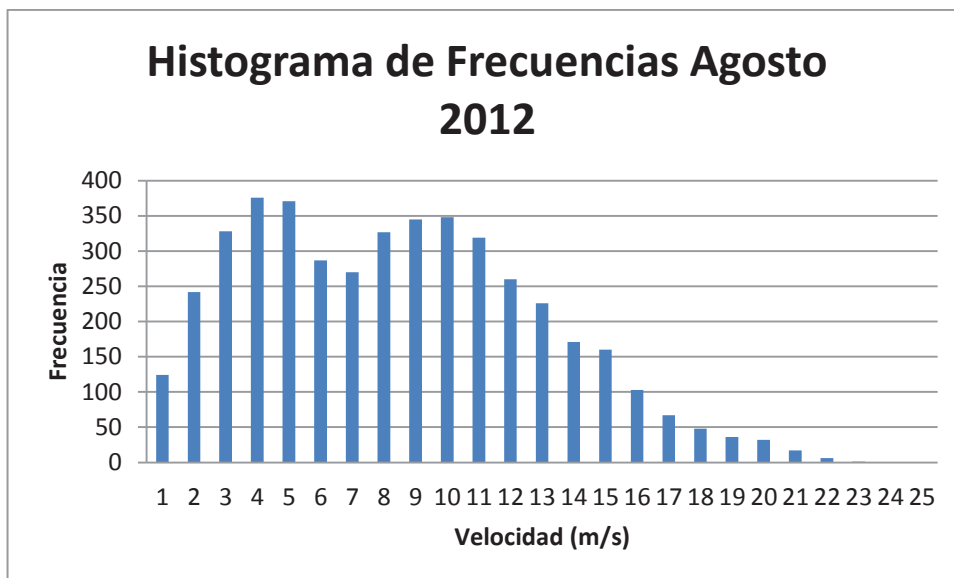


Fig. A.4.1 Histograma de frecuencias Agosto 2012

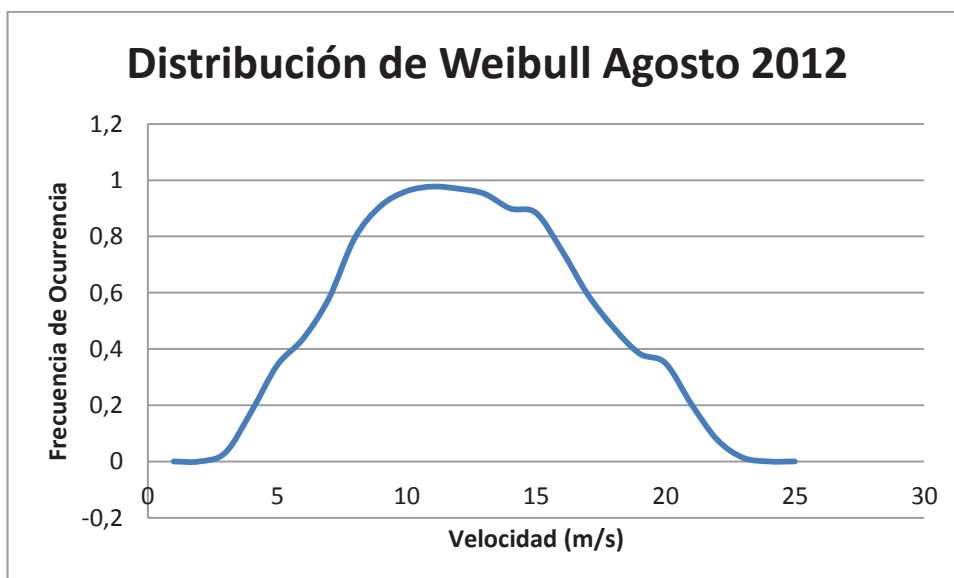


Fig. A.4.2 Distribución de Weibull Agosto 2012

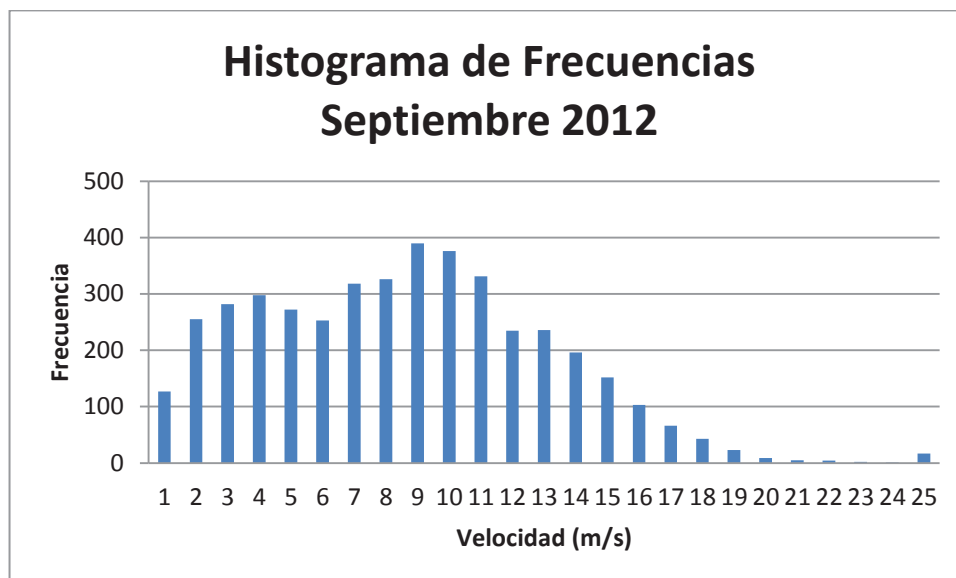


Fig. A.4.3 Histograma de frecuencias Septiembre 2012

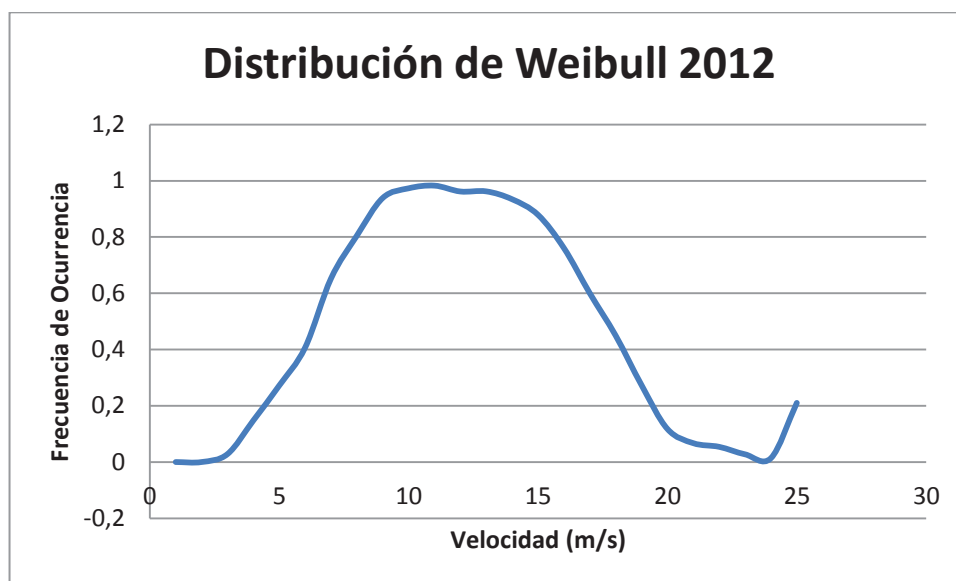


Fig. A.4.4 Distribución de Weibull Septiembre 2012

Los gráficos para todos los demás meses se encuentran en el Anexo magnético.

ANEXO 5

TABLAS DE CORRECCIÓN DE VELOCIDAD POR ALTURA

TABLA DE CORRECCIÓN DE VELOCIDAD POR ALTURA PARA VELOCIDADES ANEMOMÉTRICAS ELEPCO. S.A					
CORRECCIÓN DE VELOCIDAD POR ALTURA					
TimeStamp	Dato Medido NOMAD (m/s)	Coefficiente 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
01/01/2012 4:10	10,72217	0,16123641	14,49952975	15,1404526	15,5424363
01/01/2012 4:20	7,697752	0,19039831	10,99363317	11,5697428	11,9333457
01/01/2012 4:30	6,340653	0,20746561	9,349438905	9,88453962	10,2234998
01/01/2012 4:40	5,722749	0,21648846	8,582050411	9,09521925	9,42091664
01/01/2012 4:50	6,003625	0,21227202	8,93248539	9,45590688	9,78781097
01/01/2012 5:00	6,611926	0,203779	9,682391881	10,2264299	10,5707788
01/01/2012 5:10	6,358516	0,20721804	9,371434621	9,90713624	10,246459
01/01/2012 5:20	6,306184	0,20794529	9,3069664	9,84090254	10,1791598
01/01/2012 5:30	5,361443	0,22222748	8,127058423	8,62629133	8,94353427
01/01/2012 5:40	3,514102	0,25940301	5,710662997	6,12221288	6,38583025

01/01/2012 5:50	1,985948	0,30962352	3,545397763	3,85245727	4,05127189
01/01/2012 6:00	1,077594	0,36342369	2,127586067	2,34545995	2,48816316
01/01/2012 6:10	0,692046	0,40239305	1,469757376	1,63729404	1,74794601
01/01/2012 6:20	0,3549992	0,4611363	0,841571907	0,95239296	1,02651115
01/01/2012 6:30	0,3562758	0,46082041	0,844099011	0,9551719	1,0294535
01/01/2012 6:40	0,3945763	0,45183496	0,91925007	1,03770751	1,11677571
01/01/2012 6:50	1,357188	0,34312349	2,579702813	2,82843026	2,9906356
01/01/2012 7:00	1,541666	0,331908	2,869476947	3,13669196	3,31053584
01/01/2012 7:10	3,728584	0,25418949	6,000369048	6,42380654	6,69473545
01/01/2012 7:20	2,98046	0,27389717	4,976659904	5,35609792	5,59990248
01/01/2012 7:30	2,835561	0,2782829	4,773741288	5,14375632	5,38172983
01/01/2012 7:40	2,99195	0,27355857	4,992680172	5,37285157	5,61710964
01/01/2012 7:50	3,191109	0,26788757	5,268791634	5,66136842	5,91329044
01/01/2012 8:00	2,961953	0,2744453	4,950834561	5,32908712	5,57215854
01/01/2012 8:10	3,960956	0,24886928	6,311159891	6,74689328	7,02537162
01/01/2012 8:20	5,435504	0,2210202	8,220724501	8,72288563	9,04190671
01/01/2012 8:30	7,066435	0,19792866	10,23526807	10,7934184	11,1462564
01/01/2012 8:40	6,684068	0,20282404	9,770554985	10,3169034	10,6626438
01/01/2012 8:50	7,367091	0,19426198	10,59776281	11,1646933	11,5227998
01/01/2012 9:00	7,116225	0,19731079	10,29547166	10,8551056	11,2088346
01/01/2012 9:10	7,296233	0,19511248	10,51255389	11,0774532	11,4343419
01/01/2012 9:20	7,446877	0,19331406	10,69354654	11,2627366	11,6221973
01/01/2012 9:30	6,377038	0,20696207	9,394231055	9,93055387	10,2702515
01/01/2012 9:40	5,786581	0,21551234	8,661934485	9,17747652	9,5046116
01/01/2012 9:50	6,961111	0,19925016	10,10768446	10,6626568	11,0135853
01/01/2012 10:00	7,653695	0,19090341	10,941052	11,5159665	11,8788544
01/01/2012 10:10	8,159897	0,18526762	11,5422693	12,1304221	12,5012172
01/01/2012 10:20	8,956532	0,17707029	12,47621021	13,0831511	13,4651182
01/01/2012 10:30	9,792111	0,16922122	13,44121465	14,0654532	14,4576447
01/01/2012 10:40	8,499494	0,18167942	11,94215478	12,538609	12,9143481
01/01/2012 10:50	11,76457	0,15307186	15,66787939	16,3246525	16,7358556
01/01/2012 11:00	11,16262	0,15769378	14,99538152	15,6433486	16,0494413
01/01/2012 11:10	8,066702	0,18627846	11,43205395	12,017849	12,3872379
01/01/2012 11:20	10,78664	0,16070887	14,57231562	15,2143025	15,616908
01/01/2012 11:30	9,869362	0,1685297	13,52972982	14,155453	14,5485188
01/01/2012 11:40	11,14476	0,15783469	14,97533851	15,6230301	16,0289624
01/01/2012 11:50	11,91329	0,1519664	15,8331464	16,4919557	16,9043358
01/01/2012 12:00	12,79994	0,14564924	16,81156501	17,4814355	17,9001707
01/01/2012 12:10	11,53669	0,15479315	15,4139747	16,0675221	16,476857
01/01/2012 12:20	12,0831	0,15072092	16,0214351	16,6825041	17,096188
01/01/2012 12:30	10,93984	0,15946782	14,74499021	15,3894599	15,7935146
01/01/2012 12:40	8,553754	0,18111942	12,00580126	12,6035408	12,9800443
01/01/2012 12:50	8,591416	0,18073281	12,04993933	12,6485645	13,0255945
01/01/2012 13:00	6,657264	0,20317764	9,737816812	10,28331	10,6285354

01/01/2012 13:10	6,259589	0,20859792	9,24949145	9,7818427	10,1191432
01/01/2012 13:20	5,575935	0,21877552	8,39775584	8,90536675	9,22769478
01/01/2012 13:30	7,454535	0,19322361	10,70273111	11,2721366	11,6317262
01/01/2012 13:40	8,452251	0,18216991	11,88668466	12,4820107	12,8570786
01/01/2012 13:50	8,805894	0,17856293	12,30069479	12,9042634	13,2842299
01/01/2012 14:00	8,928452	0,17734661	12,44352999	13,0498484	13,4314463
01/01/2012 14:10	9,810632	0,16905493	13,4624467	14,0870429	14,479445
01/01/2012 14:20	9,08612	0,17580618	12,62681038	13,2365882	13,6202364
01/01/2012 14:30	7,681789	0,19058098	10,97458738	11,550265	11,9136094
01/01/2012 14:40	7,721365	0,19012878	11,0217944	11,5985411	11,9625251
01/01/2012 14:50	8,37566	0,18297097	11,79664703	12,390126	12,7640945
01/01/2012 15:00	7,857318	0,18859281	11,18365974	11,7640282	12,1301771
01/01/2012 15:10	8,894629	0,17768061	12,40414343	13,0097083	13,3908593
01/01/2012 15:20	10,8358	0,16030872	14,62776853	15,2705591	15,6736339
01/01/2012 15:30	10,72218	0,16123632	14,49954104	15,140464	15,5424478
01/01/2012 15:40	10,45982	0,16341637	14,20259035	14,839063	15,2384425
01/01/2012 15:50	10,19045	0,16571231	13,89642583	14,5281234	14,9247022
01/01/2012 16:00	10,39535	0,16396044	14,12943354	14,7647826	15,1635037
01/01/2012 16:10	10,62897	0,16200467	14,39418041	15,0335445	15,4346168
01/01/2012 16:20	10,17896	0,16581159	13,88333693	14,5148261	14,9112825
01/01/2012 16:30	10,87536	0,15998803	14,67236246	15,3157949	15,7192445
01/01/2012 16:40	10,33917	0,16443732	14,06562279	14,6999829	15,0981241
01/01/2012 16:50	9,874459	0,16848427	13,535566	14,1613865	14,5545096
01/01/2012 17:00	10,10555	0,16644854	13,79965396	14,4298022	14,8254708
01/01/2012 17:10	11,57818	0,15447724	15,46026406	16,1144084	16,5240894
01/01/2012 17:20	12,75398	0,14596578	16,7611289	17,4304698	17,8489024
01/01/2012 17:30	13,77977	0,13915826	17,87992028	18,5600136	18,9845466
01/01/2012 17:40	14,23363	0,13630654	18,37050441	19,0546753	19,481492
01/01/2012 17:50	14,35171	0,13557952	18,49771366	19,1828805	19,6102518
01/01/2012 18:00	12,28864	0,14923658	16,24876017	16,9124732	17,3276792
01/01/2012 18:10	10,43172	0,1636531	14,17071326	14,8066976	15,2057911
01/01/2012 18:20	9,240593	0,17432267	12,80586934	13,4189529	13,8045581
01/01/2012 18:30	10,17638	0,1658339	13,88039758	14,5118399	14,9082687
01/01/2012 18:40	9,567432	0,17126389	13,18311656	13,8029301	14,1925123
01/01/2012 18:50	9,803603	0,169118	13,45438959	14,0788502	14,4711724
01/01/2012 19:00	11,12752	0,15797092	14,95598626	15,6034111	16,0091881
01/01/2012 19:10	10,67098	0,16165754	14,44168549	15,0817552	15,4832402
01/01/2012 19:20	10,70877	0,16134645	14,48439227	15,1250925	15,5269461
01/01/2012 19:30	10,96603	0,1592574	14,77446945	15,4193572	15,8236558
01/01/2012 19:40	11,59031	0,15438509	15,47379203	16,1281101	16,5378917
01/01/2012 19:50	12,31419	0,1490538	16,27697424	16,941009	17,3564
01/01/2012 20:00	10,85559	0,16014815	14,65008011	15,2931923	15,696455
01/01/2012 20:10	10,02702	0,16713506	13,71002356	14,3387194	14,7335343
01/01/2012 20:20	9,842554	0,16876906	13,49902585	14,124236	14,5169996

01/01/2012 20:30	8,92016	0,17742838	12,43387631	13,0400104	13,421499
01/01/2012 20:40	7,656892	0,19086666	10,94486924	11,5198707	11,8828107
01/01/2012 20:50	6,662375	0,20311011	9,744061016	10,2897176	10,6350414
01/01/2012 21:00	6,703865	0,20256379	9,794720983	10,3416986	10,687818
01/01/2012 21:10	9,162723	0,17506738	12,71566768	13,327095	13,7117201
01/01/2012 21:20	10,36535	0,16421477	14,09536582	14,7301879	15,1286001
01/01/2012 21:30	11,26476	0,15689222	15,1099048	15,7594315	16,1664315
01/01/2012 21:40	11,00815	0,15892004	14,82185506	15,4674112	15,8720996
01/01/2012 21:50	10,74835	0,1610218	14,52909533	15,1704516	15,5726887
01/01/2012 22:00	9,904461	0,1682173	13,56990895	14,1963006	14,5897598
01/01/2012 22:10	9,283359	0,17391634	12,85535455	13,4693389	13,855477
01/01/2012 22:20	8,341184	0,18333394	11,75607408	12,3487142	12,7221832
01/01/2012 22:30	8,311824	0,18364424	11,72150008	12,3134222	12,6864637
01/01/2012 22:40	7,287303	0,19522025	10,50180564	11,0664474	11,4231815
01/01/2012 22:50	6,616417	0,20371925	9,687884838	10,2320675	10,5765035
01/01/2012 23:00	5,206975	0,22480008	7,931009707	8,42401134	8,73746752
01/01/2012 23:10	4,224575	0,24319916	6,660132482	7,10913767	7,39574932
01/01/2012 23:20	5,10803	0,22648838	7,804927482	8,29384721	8,60482067
01/01/2012 23:30	5,790411	0,21545411	8,666722999	9,18240661	9,50962744
01/01/2012 23:40	4,644602	0,2348579	7,208877214	7,67767778	7,97639044
01/01/2012 23:50	5,138677	0,22596198	7,844022557	8,3342143	8,64596161

Tabla A.5.1 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.

REFERENCIAS

- [1] Jarabo Friedrich, F., Pérez Domínguez, C., Elórtégui Escartín, N., Fernández González, J. y Macías Hernández, J.J. (1988), *El libro de las energías renovables*, Sociedad Anónima de Publicaciones Técnicas, Madrid.
- [2] Manuel Lara Coira, Reducción del riesgo en la dirección de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, Ferrol Marzo 2006
- [3] Global Status Report (GSR), “Renewables 2012”.
- [4] Atlas Eólico del Ecuador; Esteban Albornoz, Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, 2013
- [5] www.conelec.gob.ec/normativa/001_13%20energias%20renovables.pdf
- [6] Medina, M. (1994), *Iniciación a la meteorología*, Editorial Paraninfo, Madrid.
- [7] Gipe, P. (1993), *Wind Power for Home and Business*, Chelsea Green Publishing Company, Post Mills, Vermont
- [8] Sureda, V. y San Gil, J.A. (1975), *La atmósfera y la predicción del tiempo*, Salvat Editores, Barcelona.
- [9] Martín Morillas, F. (1993), *Evaluación de recursos eólicos*, Curso sobre Principios de la Conversión de la Energía Eólica, Instituto de Estudios de la Energía, Madrid.
- [10] Zubiaur Ruiz, R. (1993), *Recursos eólicos*, Curso sobre Producción de Electricidad con Energías Renovables, Instituto de Estudios de la Energía, Madrid.
- [11] López Tolosa, A. (1995), *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.

- [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. (1993), *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.
- [15] Lago, C., Prades, A., Soria, E. and Díaz, A. (1993), *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.
- [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. (1990), *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
- [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.
- [20] Gallardo Carlos, "Integración de Energías Renovables en la Red", Leganes 2006
- [21] Alberto Molinero, "Proyecto de Parque Eólico" Madrid 2009
- [22] Troen, I. and Petersen, E.L. (1999), *European Wind Atlas*, Risø National

Laboratory, Roskilde, Denmark.

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

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

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

[26] www.intercables.com.ve

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

[28] Perdana, Abraham (2008), Dynamic Models of Wind Turbines, Chalmers University of Technology.

[29] Revista Ambientum edición febrero 2012.

[30] Modelado de Generación Eólica en DigSILENT PowerFactory, Material de Capacitación.