

ENERLAC

olade

Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-Américaine D'Energie
Organização Latino-Americana de Energia

Latin American and the Caribbean Energy Magazine

ENERLAC MAGAZINE - Year 2 - No 2 - October 2010

ENERLAC MAGAZINE/REVISTA ENERLAC | YEAR 2/AÑO 2 | N° 2 | OCTOBER 2010/OCTUBRE 2010

enerlac

Latin American and the Caribbean Energy Magazine / *Revista de Energía-América Latina y Caribe*

Index / Índice

2

Presentation / *Presentación*

5

Energy Security in Latin America and the Caribbean: OLADE's viewpoint /
La Seguridad Energética en América Latina y el Caribe: La visión de OLADE

10

Bio-Energy in Family Farming: A new Sustainable Perspective
for the Rural Sector / *Bio-Energía en la Agricultura Familiar:
Una nueva Perspectiva Sostenible para el Sector Rural*

16

Selection of Wind Turbines and Wind Farm Sites Based on the Probability of Hurricane
Strikes and other Events that Produce Extreme Winds in the Different Regions of Cuba /
*Selección de Aerogeneradores y Emplazamientos de Parques Eólicos Atendiendo
a los Riesgos de Afectación por Huracanes y otros Eventos que pueden causar
Vientos Extremos en cada Región de Cuba*

32

Future Stories for Pemex Exploration and Production: Strategic Considerations
from Scenario Generation / *Referencias a Considerarse en un Futuro
para la Exploración y Producción de Pemex: Consideraciones Estratégicas
del Escenario de Generación*

54

Offshore Exploration and Production in Argentina: an Economic and Environmental
Challenge / *Exploración y Producción Costa Afuera en Argentina:
un Desafío Económico y Ambiental*

72

Rewriting the History of Oil Contracts in Ecuador /
Reescribiendo la Historia en Contratos Petroleros en el Ecuador

79

Mexican Program for Electrical Appliance Replacement /
Programa Mexicano de Sustitución de Equipos Electrodomésticos

Selection of Wind Turbines and Wind Farm Sites Based on the Probability of Hurricane Strikes and other Events that Produce Extreme Winds in the Different Regions of Cuba

Selección de Aerogeneradores y Emplazamientos de Parques Eólicos Atendiendo a los Riesgos de Afectación por Huracanes y otros Eventos que pueden causar Vientos Extremos en cada Región de Cuba



Guillermo José Leiva Viamonte

Director of Renewable Energy for INEL
(Empresa de Ingeniería de la UNE, MINBAS)

From 1977 to 1990 worked as Project Engineer, Department Head, General Project Engineer, and Head Technologist for energy projects in the Petroleum, Chemical, Rubber, Glass, and Thermoelectric Industries. Has been involved in renewable energy since 1982; developed thermal solar energy, urban landfill, and solid waste biogas projects for MINBAS. Founder of Unión Eléctrica (UNE) Wind Energy Group (1991) and Founding Member of CUBASOLAR, the Cuban Society for Promoting Renewable Energy and Respect for the Environment (1993), lead campaigns for surveying wind energy (1991-98), and coordinated the development, installation and commissioning (1995-1999) of the Turiguanó Demonstration Wind Farm. Worked for EcoSol Solar of COEPXTEL S.A. (1994-2005) on the implementation of solar heat, photovoltaic, and hybrid wind-photovoltaic systems, and served as its Engineering Manager (2002-2005). Has been involved with the UNE Wind Program since 2005 and has performed wind surveys throughout the country (including the installation of 88 automated measurement stations, wind processing and integral characterization, and site selection for wind farms); served as the Chief Wind Energy Technologist responsible for coordinating the development of concepts in support of the National Wind Energy Development Program; established the Wind Engineering Group in 2007 to carry out engineering studies and projects for future wind farms. Is a member of UNAICC (Unión Nacional de Arquitectos e Ingenieros de la Construcción de Cuba).

Guillermo José Leiva Viamonte

Director de Energías Renovables de INEL
(Empresa de Ingeniería de la UNE, MINBAS)

De 1977 a 1990 trabajó como Ingeniero de Proyectos, Jefe de Departamento, Ingeniero de Proyectos General y Tecnólogo Principal de proyectos energéticos para las industrias del Petróleo, Química, Caucho, Vidrio y Termoeléctricas. Vinculado a las energías renovables desde 1982, elaboró desde el MINBAS proyectos de energía solar térmica, uso de biogás de vertederos y de residuos sólidos urbanos. Fundador del Grupo Eólico de la UNE, Unión Eléctrica (1991) y Miembro Fundador de CUBASOLAR, la Sociedad Cubana para la Promoción de las Fuentes Renovables de Energía y el Respeto Ambiental (1993), dirigió campañas de prospección eólica (1991-98), y lideró la gestión, montaje y puesta en marcha (1995-1999) del Parque Eólico Demostrativo de Turiguanó. Colaboró con la empresa EcoSol Solar de la Corporación COEPXTEL S.A. (1994-2005) en instalaciones de calentadores solares, sistemas fotovoltaicos e híbridos eólicos-fotovoltaicos, siendo además su Gerente de Ingeniería (2002-2005). Desde 2005 se vinculó al Programa Eólico de la UNE conduciendo la prospección eólica en todo el país (que abarcó la instalación de 88 estaciones de medición automáticas, el procesamiento y caracterización integral del recurso y la selección de zonas para desarrollos de parques eólicos), fungiendo como Tecnólogo Principal de Energía Eólica a cargo de coordinar la elaboración de las ideas conceptuales para fundamentar la propuesta de Programa Nacional de Desarrollo Eólico, y en 2007 creó el Grupo de Ingeniería Eólica para preparar los estudios y proyectos de ingeniería de los futuros parques. Es miembro de la UNAICC (Unión Nacional de Arquitectos e Ingenieros de la Construcción de Cuba).

Abstract

This paper identifies the relationship between the maximum wind velocity forecast by INSMET (Meteorological Institute) for each climatic region of the country, and the maximum strength of each wind turbine Class according to its design extreme wind velocity at hub height with a repeat occurrence of 50 years, and quantifies that relationship by comparing the resulting thrust pressure exerted by the wind on the wind turbine for each reference condition.

The wind turbine types suitable for use in each climatic region try to avoid catastrophic damage due to high intensity hurricane strikes, and achieve the highest energy yield for any rated power and hub height.

The limitations of the evaluation method are identified as well as additional research that should be carried out in the future to confirm the conclusions and proposals of this study.

1. Introduction

The frequent incidence of tropical cyclones in the Caribbean, the high probability that Cuba will be affected, and the great importance of ensuring that future Cuban Wind Farms have high energy yields, reliability and durability prompted an evaluation to identify and quantify the relationship between technical design requirements and the relevant climatic parameters for wind turbine selection, based on the magnitude and probability of occurrence of high intensity hurricanes and other events that produce extreme winds; further studies are proposed for defining the design parameters of wind turbines as well as restrictions that should be considered when selecting wind farm locations.

2. Methodology

The pressure exerted by the wind at the maximum velocities forecast for each climatic region of Cuba [1] [2] was calculated by comparing the pressures that wind turbines should withstand according to the relevant design velocities of each type according to the applicable standards [3] [4], and for each climatic region, in order to determine the application limits, and identify the exclusions for each class; the partial evaluation will help identify the limitations of the method so that further evaluations and additional studies can be recommended.

3. Technological Assumptions

Future modern grid-connected wind turbines in wind farms with power values greater than 1 MW or even 2 MW will harness a significant amount of Cuba's wind potential (already identified or yet to be studied) for the national energy balance. The use of lower power wind turbines in less

Resumen

En este trabajo se identifica la relación existente entre las velocidades máximas pronosticadas por el INSMET para cada región climática del país y la resistencia máxima de cada Clase de aerogenerador definida a partir del valor de su velocidad extrema de diseño a la altura del buje con recurrencia de 50 años, y cuantifica comparativamente esa relación en términos de presión de empuje resultante ejercida por el viento sobre el aerogenerador para cada condición de referencia.

Se proponen las clases de aerogeneradores que podrán emplearse en cada región climática para evitar riesgos de daños catastróficos por el embate de huracanes de gran intensidad, y para lograr los más elevados rendimientos energéticos para cualquier potencia nominal y altura de buje.

Se identifican las limitaciones del método de evaluación usado y los temas de investigación complementaria que deben desarrollarse para confirmar en el futuro las conclusiones y propuestas de este estudio.

1. Introducción

La frecuente incidencia de ciclones tropicales en el área geográfica del Caribe, el elevado riesgo de que afecten o influyan sobre Cuba y la gran importancia de asegurar un elevado rendimiento energético, fiabilidad y durabilidad de los futuros parques eólicos, han motivado un análisis para identificar y cuantificar en lo posible la relación entre los requisitos técnicos de diseño y los parámetros climatológicos relevantes para seleccionar los aerogeneradores que los integren, según las magnitudes y probabilidades de ocurrencia de huracanes de gran intensidad y otros eventos que provoquen vientos extremos; se propone el alcance de los estudios que se requieren para definir los valores de los parámetros de diseño a especificar para los aerogeneradores y las restricciones a considerar para la selección de zonas de emplazamiento de parques eólicos.

2. Metodología

Se calcularon las presiones ejercidas por los vientos para las velocidades máximas pronosticadas para cada región climática de Cuba [1] [2], sometiéndose a comparación con las presiones que deben soportar los aerogeneradores de acuerdo con las velocidades relevantes de diseño de cada clase especificada por las normas aplicables [3] [4], también para cada región climática, con el fin de establecer los márgenes de aplicación de cada clase e identificar las exclusiones de usos; la evaluación parcial permitirá identificar las limitaciones del método empleado con el fin de recomendar otras evaluaciones y estudios complementarios.

3. Premisas Tecnológicas

El empleo de modernos aerogeneradores para conexión a red con potencias unitarias mayores de 1MW o incluso mayores de 2MW e integrados en parques eólicos, serán en el futuro la base para aprovechar el potencial eólico disponible en Cuba (identificado ya o por estudiar aún) a escalas significativas para el balance

accessible areas has not been ruled out; however, it will be essential to follow market trends involving technological improvements and the availability of spare parts and service.

A major challenge for national engineers will be to determine high-risk zones and wind turbine characteristics to ensure that they can withstand high intensity hurricanes and other extreme meteorological events that produce hazardous winds that could endanger their survival because:

- Internationally there have been several cases of severe wind generator damage or massive wind farm destruction due to tropical cyclones; however, published information on the causes of the catastrophes and the extreme wind velocity during these events, when available, is far from reliable.
- Two wind farms that are already installed in Cuba received a direct strike by the high intensity hurricanes Gustav and Ike during their first year of operation (2008) without catastrophic damage.
- IEC standard 61400-1 3rd Edition (2005): “Wind turbines. Design requirements”^[3] defines three classes according to their strength and a Special Class S, and expressly states in par. 6.2: “The particular external conditions defined for classes I, II and III are not intended to cover offshore conditions or wind conditions experienced in tropical storms such as hurricanes, cyclones and typhoons. Such conditions may require a class S wind turbine design.”
- The absolute maximum wind velocity statistics and estimates for the different probabilities of each climatic region of Cuba^[1] and high intensity hurricane strike probabilities for the provinces^[2], are not sufficiently detailed to permit accurate behavior forecasts for specific areas of interest for wind farms because they are located in strips along the northern coast of the central and eastern regions, but distant from meteorological stations with long term data.

The above-mentioned IEC 61400-1 wind turbine design standards^[3], Germanischer Lloyd (GL): Guidelines for the certification of wind turbines. 2003 Edition^[4] and others, classify wind turbines according to the reference wind velocity value, V_{ref} (average velocity over 10 min estimated at the hub height with a repeat occurrence of 50 years) and I_t (turbulence intensity defined as the ratio of the standard deviation of the velocity and the average velocity referred to 15 m/s). See Table 1 below.

Table 1 Summary of Wind turbine classification parameters^{[3], [4]} / **Tabla 1** Resumen de parámetros de clasificación de aerogeneradores^{[3], [4]}

Wind turbine class / Clases de aerogeneradores	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	Values specified by the manufacturer / Valores especificados por el diseñador
A I_{ref} (dimensionless) / I_{ref} (adimensional)	0,16			
B I_{ref} (dimensionless) / I_{ref} (adimensional)	0,14			
C I_{ref} (dimensionless) / I_{ref} (adimensional)	0,12			

energético nacional. No se descarta usar máquinas de menor potencia en zonas de difícil accesibilidad, pero será inevitable seguir la tendencia del mercado por lógicas razones de avances tecnológicos, disponibilidad de repuestos y servicios.

Un gran reto para la Ingeniería nacional es determinar las zonas de alto riesgo y las características de los aerogeneradores para que soporten huracanes de gran intensidad u otros eventos meteorológicos extremos que provoquen vientos peligrosos para su supervivencia, porque:

- Hay varias experiencias internacionales de afectaciones severas a aerogeneradores o destrucciones masivas en parques eólicos por ciclones tropicales, pero las informaciones publicadas sobre las causas de las catástrofes y los valores de velocidades extremas durante los eventos, cuando han sido publicadas, son poco confiables.
- Dos de los parques eólicos instalados en Cuba sufrieron embates directos de los huracanes de gran intensidad Gustav e Ike en su primer año de funcionamiento (2008), sin que ocurrieran daños catastróficos.
- La Norma IEC 61400-1 3ª Edición (2005): “Aerogeneradores. Requisitos de diseño”^[3] que define 3 clases según su resistencia, y una clase Especial S, expresamente indica en su Epíg. 6.2 que: “Las condiciones externas especiales definidas para las clases I, II y III no están pensadas para cubrir las instalaciones marinas (“offshore”) ni las condiciones de viento experimentadas en tormentas tropicales como huracanes, ciclones y tifones. Esas condiciones pueden requerir un diseño de aerogeneradores de Clase S.”
- Las estadísticas y estimaciones de velocidades máximas absolutas con diferentes probabilidades para cada región climática de Cuba^[1] y de probabilidades de afectación de huracanes de gran intensidad por provincias^[2] no son suficientemente detalladas para alcanzar pronósticos precisos de su comportamiento para las zonas de interés específico para emplazar parques eólicos, que se localizan en franjas muy próximas a la costa norte de las regiones central y oriental, alejadas de estaciones meteorológicas con larga data.

Las normas de diseño de aerogeneradores IEC 61400-1 citada^[3], Germanischer Lloyd (GL): Guideline for the certification of wind turbines. Edition 2003^[4] y otras, clasifican los aerogeneradores según el valor de la velocidad de referencia V_{ref} (velocidad promedio de 10 min con recurrencia de 50 años, estimada a la altura del buje) y de I_t (intensidad de turbulencia, definida como la razón entre la desviación típica de la velocidad y la velocidad promedio, referida a 15 m/s). Ver la Tabla 1 siguiente.

The values of the parameters in the table are for the hub height, and:

- V_{ref} is the reference wind velocity;
- A is the category of the highest turbulence characteristics;
- B is the category of the medium turbulence characteristics;
- C is the category of the lowest turbulence characteristics; and,
- I_{ref} is the expected value of the turbulence intensity for 15 m/s.

Standards^[3] and^[4] emphasize the importance of evaluating the reference velocity V_{ref} and the turbulence index I_{ref} when designing or selecting wind turbines for a specific location, because the reference wind velocity value V_{ref} is used to derive other important parameters such as:

- The average design velocity $V_{ave} = 0.2 V_{ref}$
- The extreme velocity V_{e50} (a gust with a duration of 3 sec and a 50 year repeat occurrence), which will be calculated for two conditions according to Par. 6.3.2.1 of^[3] for the Extreme wind model (EWM):
 - a) For the permanent extreme wind model as $V_{e50} = 1.4 V_{ref} (Z/Z_{hub})^{0.11}$
 - b) It will be calculated as $V_{e50} = V_{ref} (Z/Z_{hub})^{0.11}$ for the stable extreme wind model, and for the hub height, it is equal to the reference velocity.
- The extreme velocity V_{e1} (a gust with duration of 3 sec and a 1 year repeat occurrence) will be calculated as $V_{e1} = 0.8 V_{e50}(Z)$

The ultimate or breaking strength of the main components and the overturn resistance of the entire wind turbine will be calculated from these values. The results for each class are:

Wind turbine class / Clases de aerogeneradores	I	II	III	S
V_{e50} (m/s)	70	59.5	52.5	Values specified by the manufacturer / Valores especificados por el diseñador
V_{e1} (m/s)	56	47.6	42	
V_{ave} (m/s)	10	8.5	7.5	

It is essential to know the wind turbulence intensity, I_t , at the site chosen for a wind turbine in order to confirm that the fatigue strength of the different components will ensure its robustness under the expected operating conditions, and to estimate the energy losses due to wash effects between the wind turbines on a wind farm. Turbulence is not discussed in this paper because it is assumed that the short duration of hurricane force winds will not add significantly to wind turbine fatigue, and that wash will not affect the energy yield because the wind farm will not operate during these events.

En la tabla los valores de los parámetros se aplican a la altura del buje, y:

- V_{ref} es la velocidad de referencia del viento;
- A designa la categoría para las características de las turbulencias más altas;
- B designa la categoría para las características de las turbulencias medias;
- C designa la categoría para las características de las turbulencias más bajas; y,
- I_{ref} es el valor esperado de la intensidad de turbulencia para 15 m/s.

Las normas^[3] y^[4] enfatizan la relevancia de evaluar la velocidad de referencia V_{ref} y el índice de turbulencia I_{ref} para diseñar o seleccionar máquinas para un emplazamiento dado, porque del valor de la velocidad del viento de referencia V_{ref} se derivan otros parámetros como:

- La velocidad promedio de diseño $V_{ave} = 0.2 V_{ref}$
- La velocidad extrema V_{e50} (racha con duración de 3 seg y recurrencia de 50 años) que según el Epíg. 6.3.2.1 de^[3] para el Modelo de velocidad del viento extrema (EWM o “Extreme wind model”) será calculada para dos condiciones:
 - a) Para el modelo de viento permanente extremo como $V_{e50} = 1.4 V_{ref} (Z/Z_{bujes})^{0.11}$
 - b) Para el modelo de viento extremo estable se calculará como $V_{e50} = V_{ref} (Z/Z_{bujes})^{0.11}$ y que para la altura del buje es igual a la velocidad de referencia.
- La velocidad extrema V_{e1} (racha con duración de 3 seg y recurrencia de 1 año) que será calculada como $V_{e1} = 0.8 V_{e50}(Z)$

A partir de estos valores se comprobará la resistencia límite o la rotura de los componentes principales y la resistencia a vuelco de todo el aerogenerador. Resulta para cada clase:

La intensidad de turbulencia del viento I_t en el emplazamiento para el que se selecciona un aerogenerador, es básica para confirmar que la resistencia a fatigas de sus distintos componentes garantizará su durabilidad bajo las condiciones de explotación esperadas, así como para estimar las pérdidas energéticas por efectos de estelas entre los aerogeneradores de un parque eólico. La turbulencia no se discute en este trabajo al suponerse que la corta duración de los vientos de huracanes no agregará fatigas significativas a los aerogeneradores y que las estelas no afectarán al rendimiento energético, porque el parque eólico no funciona durante esos eventos.

Table 2 Summary of the velocity frequency spectra recorded by measuring stations at eleven-wind assessment sites in Cuba / **Tabla 2** Resumen de los espectros de frecuencia de velocidades registrados por estaciones anemométricas de 11 zonas de prospección eólica en Cuba

Wind velocity frequency distribution, and absolute maximum recorded / <i>Distribución de frecuencias de velocidades, y máximas absolutas registradas</i>	Western Region / <i>Región Occidental</i>		Central Region / <i>Región Central</i>		Eastern Region / <i>Región Oriental</i>						
	Los Canarcos (Isla d/I Juventud)	Caribe (Sta. Cruz - HLAB)	Adelaida (Corralillo - VCL)	El Dorado (Sagua - VCL)	P. Piloto (Sola - CMG)	Las 80 (Nuevitas - CMG)	Herradura (Herradura - LTU)	Los Cocos (Gibara - HLG)	Punta Mulass (Banes - HLG)	Canal Llano (Frank País - HLG)	La Punta (Maisí - GTM) (*)
Approx. dist. to coast (km) / <i>Dist. aprox. costa (km)</i>	2,0	0,9	1,5	1,5	0,8	1,8	0,1	0,4	0,4	0,3	0,4
Frec. Acum (%) / <i>Frec. Acum (%)</i>											
< 4 m/s	23,3	14,0	22,6	22,6	17,0	14,7	14,0	18,0	14,3	29,1	16,6
4 ≥ x < 10 m/s	75,0	78,0	72,0	72,0	74,8	76,8	75,0	69,3	72,3	63,7	75,1
10 ≥ x ≤ 14 m/s	1,5	7,4	4,9	4,9	7,9	8,3	10,5	11,6	13,0	7,1	8,1
> 14 m/s	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Max 10 min (m/s) / <i>Máx 10 min (m/s)</i>	18,3	28,0	25,5	25,5	19,4	18,1	19,4	17,8	19,6	18,6	22,5
Absolute max. (m/s) / <i>Máx. absoluta (m/s)</i>	27,3	38,3	35,4	35,4	26,6	24,0	23,9	24,1	24,3	22,2	33,3
Date of absolute maximum occurrence / <i>Fecha de ocurrencia de la Máxima absoluta</i>	23-06-08	9-09-08	9-09-08	8-09-08	9-11-08	5-07-06	30-10-07	19-08-07	5-11-06	19-11-07	7-09-08
Probable event / <i>Evento probable</i>	N/I	Huracán IKE			Not identified / <i>No identificados</i>						IKE

(*) Measured at a height of 30m / *Medición a 30m de altura.*

Based on the above, it follows that the Vrefs and the corresponding extreme Ve50 velocities chosen for determining the appropriate wind turbine type for each wind power area of interest in Cuba will depend directly on the forecast maximum velocity at each location. This reference parameter is critical and will be used in the analysis.

4. Average Wind Behavior in the Study Areas

An analysis of the behavior of the wind velocity at a height of 50 m at all wind measurement stations in wind evaluation zones near the northern coast of Cuba (where the highest average values were recorded) showed that the annual average wind velocity did not exceed 7 m/s [5] at any of them, thus they do not exceed the design average velocity Vave for Class III wind turbines.

The distribution of velocity frequencies over entire measurement periods at 11 wind evaluation sites is summarized in Table 2 below, showing that the number of velocities near the standard rated value for large wind turbines (12

De todo lo previamente citado se deriva que las Vref y las correspondientes velocidades extremas Ve50 a seleccionar para definir las clases de los aerogeneradores a utilizar en cada zona de interés eólico de Cuba dependerán directamente de la velocidad máxima pronosticada para cada región de emplazamiento, por lo que éste es un parámetro crítico de referencia que será utilizado en este análisis.

4. Comportamiento Promedio del Viento en Zonas de Prospección

El análisis del comportamiento de la velocidad del viento a 50m de altura en todas las estaciones anemométricas de las zonas de prospección eólica próximas a la costa norte de Cuba (que exhiben los valores promedio más altos registrados) revela que en ninguna las velocidades promedio anuales superan los 7 m/s [5], y por tanto no superan la velocidad promedio Vave de diseño de los aerogeneradores de Clase III.

El comportamiento de la distribución de frecuencias de velocidades durante los períodos completos de mediciones en 11 zo-

to 14 m/s) is limited, and that velocities higher than 14 m/s have almost no statistical representation.

The average annual wind velocity and the distribution of velocity frequencies are both important for determining the classes of wind turbines that are required because the common wind pattern on the northern coast of Cuba is low to moderate velocities that decline significantly 2 to 3 km inland; there is little vertical variation in areas near the shore. Since the energy yield of wind turbines is related to the wind velocity according to the cubic law $E = f [V^3]$ and linearly to the area swept by the rotor, which increases significantly from a Class I to a Class III machine, it would seem obvious that the best wind turbine for the coastal area of Cuba would have the largest rotor (preferably the standard Class III) and the lowest height available for each rated power range.

However the resistance of a wind turbine to the wind depends on the magnitude of the thrust force that is applied to the entire structure of the machine, which is a velocity squared function, $F \text{ thrust} = f (V^2)$; the velocity increases with the height z according to $V_z = V_{ref} (z/z_{ref})^\alpha$, and since increasing the rated power increases the height of the rotor, it will be important to evaluate the effect of the vertical increase on the velocity at each site.

Although for heights of 10 to 50m overall average values of $\alpha \approx 0.2$ are recorded in areas of the northern coast under normal wind conditions, there is uncertainty about its value for $z > 50m$ due to the lack of measurements (Note 1); the uncertainty in the vertical variation of the wind velocity is greater during tropical storms or cyclones, so Engineering uses the recommended values [3], [4] for calculating loads at hub heights greater than 50m.

As a rule of thumb, it is assumed that the minimum height of the rotor shaft will be equal to its diameter for sites with a smooth vertical profile and low α values. A slight increase in velocity at a greater height can result in a sizeable increase in the energy yield of a wind farm if greater hub heights are used; however, this must be evaluated carefully because each 10m increase in the height can increase the cost of wind turbine towers, shipping, and installation by 8% or more [6].

It is assumed in any analysis of wind turbine resistance to extreme winds due to hurricanes, that:

- The machines are parked and secured to “await” the hurricane in accordance with their technological characteristics. It is assumed that the rotor and nacelle of fixed pitch and stall regulated turbines will be blocked by mechanical

nas de prospección se resume en la Tabla 2 siguiente, apreciándose la baja frecuencia de velocidades en torno al valor nominal estándar de los grandes aerogeneradores (entre 12 y 14 m/s) y que las velocidades superiores a 14 m/s apenas tienen representación estadística.

Tanto la velocidad promedio anual como la distribución de frecuencias de velocidades son relevantes para definir las clases de aerogeneradores requeridos, porque el patrón común del viento en la costa norte de Cuba se caracteriza por velocidades moderadas a bajas, que declinan notablemente al penetrar 2 a 3 km, y con poca variabilidad vertical en zonas muy próximas a la costa. Dado que el rendimiento energético de los aerogeneradores depende de la velocidad del viento según la ley cúbica $E = f [V^3]$ y linealmente del área barrida por el rotor que crece notablemente para cada potencia nominal al pasar de una máquina de Clase I hasta de Clase III, “parece obvio” que el aerogenerador idóneo para las zonas costeras de Cuba sería una máquina del mayor diámetro de rotor (preferiblemente de la Clase III estándar) y la menor altura disponibles en cada gama de potencia nominal dada.

Pero la resistencia de un aerogenerador al viento depende de la magnitud de la fuerza de empuje que éste ejerce sobre toda la estructura de la máquina, la que es función cuadrática de la velocidad según $F_{empuje} = f (V^2)$; la velocidad aumenta con la altura z según $V_z = V_{ref} (z/z_{ref})^\alpha$ y dado que al aumentar la potencia nominal tiende a aumentar la altura de las máquinas, en general será importante evaluar el efecto del incremento vertical de la velocidad en cada emplazamiento.

Aunque en zonas de la costa norte se ha comprobado que en condiciones normales del viento para alturas desde 10 hasta 50m se registran valores promedio globales de $\alpha \approx 0,2$ hay incertidumbre sobre su valor para $z > 50m$ por no haber mediciones (Nota 11); la incertidumbre crece respecto a la variación vertical de la velocidad de los vientos durante tormentas o ciclones tropicales, por lo que para calcular las cargas a alturas del buje sobre 50m la Ingeniería hace uso de valores recomendados [3], [4].

Como regla se acepta que en zonas con perfiles verticales suaves, que corresponden a valores de α bajos, la altura mínima del eje del rotor es igual a su diámetro. Un incremento sensible de la velocidad con la altura puede elevar mucho el rendimiento energético de un parque eólico si se seleccionan mayores alturas del buje, pero esto debe comprobarse cuidadosamente porque cada 10 m de aumento de altura puede representar sobrecostos de 8% o más en las torres, sus fletes y el montaje del aerogenerador [6].

Para cualquier análisis de resistencia de los aerogeneradores a vientos extremos provocados por huracanes se supone que:

- Las máquinas “esperan” al huracán paradas y aseguradas según sus características tecnológicas. Se acepta que en máquinas de paso fijo y regulación “stall” el rotor y la góndola se bloquea-

¹ INSMET Reference Stations are located on 11 telecommunications towers throughout the country and provide measurement at different heights up to 100m in some cases; however, most are located in the interior, far from the coast, with the exception of El Ramón (Holguín) on the northern coast, and El Brinco (Playa Giron) and Punta Tabacal (Santiago de Cuba), that are both on the southern coast / *Las Estaciones de Referencia del INSMET situadas sobre 11 torres de telecomunicaciones a lo largo del país miden a distintas alturas llegando hasta 100 m en algunas, pero casi todas se hallan en zonas interiores muy alejadas de las franjas costeras, excepto El Ramón (Holguín) en la costa norte, El Brinco (Playa Giron) y Punta Tabacal (Santiago de Cuba), ambas en la costa sur.*

means, and that the rotor will be off-wind (also known as the flag position) for the most likely wind direction; the rotor of fixed or variable velocity variable pitch and regulated pitch machines will be left free to turn slowly, while the blades and nacelle will be blocked off-wind by mechanical means.

- The cyclonic rotation and passage of hurricanes will subject the wind turbines of the wind farm to variable wind directions such that the rotor will fulfill or not fulfill randomly the condition of lowest resistance (rotor off-wind or “flag position”), even if the blades are off-wind with respect to their normal operating position.
- Parked wind turbines will be disconnected from the grid when a cyclone threatens, and the grid will be de-energized. The machines would thus be unable to move to keep their rotors off-wind; in any case, reorientation would be an unacceptable operation because the pointing systems are not designed to operate at wind velocities that exceed the instantaneous cut out velocity, which is generally set at 35 m/s.
- The Extreme Operation Gust Model (EOG) described in Par. 6.3.2.2 of ^[3] and other loading models, and cases that involve the effects of wind during turbine operation do not apply to the following analysis, because wind turbines are parked when there is a threat of a hurricane strike.

5. Calculation of the Thrust Pressure and Comparisons

As a first approximation for verifying the resistance of the different types of wind turbines to extreme winds that are forecast for each climatic region of Cuba, the thrust force necessary to overturn or break the wind turbine was obtained by calculating the unit pressure (for each exposed m2) that would be applied to the machine by the extreme wind that is forecast, and it is compared to the pressure that would be produced if the machine were subjected to 3 typical conditions ^[7]:

- a) Operation up to its cut out or shutdown velocity Vout.
- b) Parked and subject to wind velocity Vref for the particular class.
- c) Parked and subject to the extreme wind velocity Ve50 with a 50-year repeat occurrence.

For condition a), it was assumed that the cut out wind velocity for sustained wind was one of the following standard values:

Vout = 25 m/s for Class I and II wind turbines

Vout = 20 m/s for Class III wind turbines

The following equations were used to calculate the wind pressure on the wind turbine:

rán por medios mecánicos, con el rotor fuera de viento (también llamado en bandera) respecto al rumbo más probable del viento; para máquinas de paso variable y regulación “pitch” de velocidad fija o variable el rotor se dejará libre para girar lentamente, en tanto las palas y la góndola se bloquearán fuera de viento también por medios mecánicos.

- *Por la rotación ciclónica y la traslación del huracán las máquinas de un parque eólico serán sometidas a vientos de rumbos variables, y los rotores aleatoriamente podrán o no satisfacer la condición de menor resistencia (posición del rotor fuera de viento o “en bandera”) aunque sus palas estén fuera de viento respecto a su posición normal de funcionamiento.*
- *Las máquinas detenidas se desconectarán de la red que ante amenazas ciclónicas también estará sin energía, por lo que no podrán reorientarse para mantener su rotor fuera de viento; además la reorientación sería una operación inadmisibles porque los sistemas de orientación no se diseñan para actuar a velocidades del viento que sobrepasen la velocidad de parada instantánea, generalmente fijada en 35 m/s.*
- *Para el análisis que se realizará no es aplicable el Modelo de ráfaga extrema en funcionamiento (EOG) descrita en el Epíg. 6.3.2.2 de ^[3] ni otros modelos o casos de carga relacionados a efectos del viento durante la operación de la máquina, por tratarse de aerogeneradores detenidos bajo la condición de amenaza de embate de un huracán.*

5. Cálculos de la Presión de Empuje y Comparaciones

Como primera aproximación para comprobar la resistencia de aerogeneradores de distintas clases a los vientos extremos pronosticados para cada región climática de Cuba, se aplicó el criterio de estimar la fuerza de empuje que puede provocar el vuelco o roturas, sobre la base de calcular la presión unitaria (por cada m2 expuesto) ejercida sobre la máquina por el viento extremo pronosticado y compararla con la presión resultante si la máquina fuera sometida a 3 condiciones típicas ^[7]:

- a) *Funcionando hasta su velocidad de salida o parada Vsal.*
- b) *Parada, sometida a viento con velocidad Vref para la clase dada.*
- c) *Parada, sometida a viento con velocidad extrema Ve50 con recurrencia de 50 años.*

Se supuso para la condición a) que la velocidad de salida para viento sostenido será uno de los valores estándar siguientes:

Vsal = 25 m/s para aerogeneradores de las Clases I y II

Vsal = 20 m/s para aerogeneradores de la Clase III.

Para calcular la presión del viento sobre el aerogenerador se aplicaron las siguientes ecuaciones:

$$Pr \text{ (rotor, tower, nacelle)} = \frac{1}{2} \rho \psi \gamma f Vave^2 \quad (N/m^2) \quad (1)$$

$$Pr \text{ overall} = Pr \text{ rotor} + Pr \text{ tower} + Pr \text{ nacelle} \quad (2)$$

Where:

Pr	Wind pressure on the rotor, tower, and nacelle (N/m2)	Pr	Presión del viento sobre el rotor, la torre y la góndola (N/m2)
ρ	Wind density: 1.225 kg/m3 Standard value at 15°C 1.174 kg/m3 Corrected value for the annual average temperature of 25.7°C	ρ	Densidad del viento: 1,225 kg/m3 Valor estándar para 15°C 1,174 kg/m3 Valor corregido para la temperatura media anual de 25,7°C
Vave	Average wind velocity at hub height (m/s)	Vave	Velocidad promedio del viento a la altura del buje (m/s)
Ψ	Shape factor that characterizes the solidity or effective overall area of the tower, rotor, and nacelle that is exposed to wind under each operating condition (dimensionless)	Ψ	Factor de forma que caracteriza la solidez o área efectiva total expuesta al viento de la torre, el rotor y la góndola, según cada condición de operación (adimensional)
γf	Safety factor of the load (dimensionless)	γf	Factor de seguridad para la carga (adimensional)

Values of the shape factor Ψ are:

Ψtower / Ψtorre	0,40	For a circular tower that is exposed to wind from any direction / Para la torre con sección circular expuesta al viento de cualquier dirección.
Ψrotor	0,12	For a parked rotor with the blades facing the wind in an exposed or lift position, (the most critical condition if fixed pitch blades are used or if the pitch does not activate). Applicable to conditions b) and c). / Para rotor detenido con palas de frente al viento en posición expuesta o en sustentación (condición más crítica, como si siempre fuera de palas de paso fijo o que el pitch no actuara). Aplicable a las condiciones b) y c).
	0,80	For a rotating rotor that creates an opaque, high solidity plane, (it will not be assumed that the thrust coefficient CT reduces the thrust to a fraction of the overall force applied by the wind). Applicable to condition a) to maximize the thrust effect. / Para rotor girando, creando un plano opaco de alta solidez (no se considerará que el coeficiente de empuje CT reduce el empuje a una fracción de la fuerza total del viento incidente). Aplicable a la condición a) para maximizar el efecto de empuje.
Ψnacelle / Ψgóndola	0,25	For a nacelle with a facing wind (perpendicular to plane of rotation). Value used in the following calculations. / Para góndola con viento frontal (perpendicular al plano del rotor). Valor utilizado en los cálculos que se exponen.
	1,00	For a nacelle with a side wind (parallel to rotation plane). Case not evaluated. / Para góndola con viento lateral (paralelo al plano del rotor). Caso no evaluado.

Relative proportions were assigned to the area exposed to the wind versus the overall exposed area of the wind turbine for each main component, and these were estimated by comparing the dimensions of a few models that had different rated power values; the proportions applied are different for parked and operating machines, as indicated below:

Adicionalmente se asignaron proporciones relativas de áreas expuestas al viento para cada uno de los componentes principales respecto al área total expuesta del aerogenerador, estimadas a partir de la comparación de dimensiones de varios modelos de distintas potencias unitarias; las proporciones aplicadas son diferentes para las condiciones de máquina parada o funcionando, como se indica:

The values assigned to the safety factor γ_f should match the load hypotheses in Table 2, Par. 7.4, Chapter 7: Structural Design, of the standard ^[3] from which they were selected:

Los valores asignados al factor de seguridad γ_f deben corresponderse con las hipótesis de cargas de la Tabla 2 del Epíg. 7.4 del Capítulo 7: Diseño estructural, de la norma ^[3], de la que se seleccionaron:

- Case 6.1 (highlighted below in blue) for condition a) Machine operating up to its cut out velocity V_{out} .
- Case 6.2 (highlighted below in pink) for conditions b) y c).

U	refers to the breaking stress (ultimate load)
F	refers to the fatigue calculation (fatigue load)
N	refers to normal safety factors
A	refers to abnormal safety factors

Donde:

U	se refiere al cálculo de esfuerzos de rotura
F	se refiere al cálculo de fatigas
N	se refiere a factores de seguridad Normales
A	se refiere a factores de seguridad Anormales

Condition / Condición	Loads / Cargas	Design state / Tipo de estado de diseño	Partial safety factor of the load γ_f / Factor de seguridad parcial de la carga γ_f
a) Wind turbine operating up to its cut out velocity V_{out} / <i>Aerogenerador funcionando hasta su velocidad de salida V_{sal}.</i>	Unfavorable / Desfavorables	Normal (N)	1,35
b) Parked and subject to wind with velocity V_{ref} for the given class / <i>Parado, sometido a viento con velocidad V_{ref} para la clase dada.</i>		Abnormal (A) / <i>Anormal (A)</i>	1,1
c) Parked and subject to wind with extreme velocity V_{e50} for the given class, with a 50-year repeat occurrence / <i>Parado, sometido a viento con velocidad extrema V_{e50} para la clase dada, con recurrencia de 50 años.</i>			

5. Resultados

Los resultados obtenidos se presentan en las Tablas 3 y 4, así como en los Gráficos 1, 2, 3 y 4, que se describen brevemente a continuación:

- La Tabla 3 muestra los valores de presiones unitarias que soportarían los aerogeneradores de cada Clase si fueran sometidos a las velocidades de diseño indicadas para las condiciones a), b) y c) especificadas para el análisis, referidas a la altura del buje (cualquiera sea) y son iguales para las tres regiones climáticas, ya que son independientes del emplazamiento.

Wind velocity defined by IEC 61400-1 3rd Edition.

- Table 4 shows the unit pressure that the maximum forecast wind velocity for each climatic region would exert on a wind turbine with a probability of 1% (a repeat occurrence of 1 in 100 years) and 2% (a repeat occurrence of 1 in 50 years), after being corrected for hub heights of 50 and 80 m, which are independent of the WT class that is analyzed.

- La Tabla 4 muestra a las presiones unitarias que ejercerían sobre un aerogenerador los vientos de velocidades máximas pronosticados para cada región climática con probabilidades de 1% (recurrencia de 1 en 100 años) y 2% (recurrencia de 1 en 50 años), corregidas para las alturas del buje de 50 y 80 m, y que son independientes de la clase de las turbinas eólicas a analizar.

- Los Gráficos 1 y 2 muestran la relación entre los valores notables de presiones unitarias calculados para cada clase de máquina (para las 3 condiciones de operación seleccionadas) y los valores de presiones unitarias que provocarían los vientos extremos pronosticados para cada región, para buje a 50 m. Los Gráficos 3 y 4 muestran similares relaciones pero para buje a 80m. Estos gráficos son la base para la comparación y selección de las clases de los aerogeneradores adecuados para cada región climática, y en ellos se aprecia que para cualquier clase de aerogenerador en la condición b) de máquina parada sometida a la V_{ref} de su clase, la presión de

the wind is lower, much lower in fact, than under condition a), a machine operating up to Vout.

empuje que ejerce el viento es menor e incluso mucho menor que en la condición a) de máquina funcionando hasta Vsal.

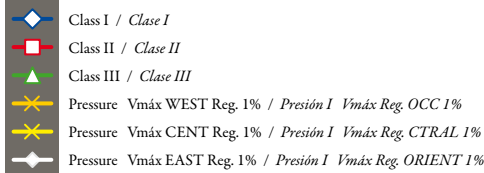
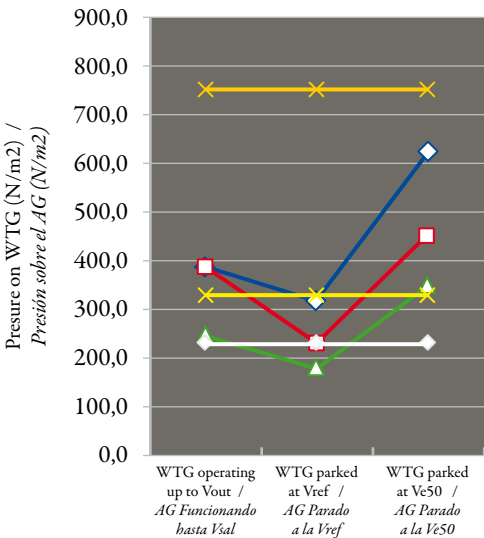
Table 4 Maximum Wind pressure on a Wind Turbine for different hub heights / **Tabla 4** Presión Máxima del viento sobre el Aerogenerador para distintas alturas del buje.

		Region I (Western) West of 80° / <i>Región I (OCCIDENTAL)</i> al Oeste del meridiano 80°		Region II (Central) between 77° and 80°W / <i>Región II (CENTRAL)</i> entre meridianos 77° y 80°W		Region III (Eastern) East of 77°W / <i>Región III (ORIENTAL)</i> al Este del meridiano 77°W	
		P 1% (1/100a)	P 2% (1/50a)	P 1% (1/100a)	P 2% (1/50a)	P 1% (1/100a)	P 2% (1/50a)
Forecast Maximum velocity ^[1] / <i>Velocidad Máxima ^[1]</i> <i>pronosticada</i>	For Z 10m / <i>Para Z = 10m</i>	64,4	55,6	42,6	38,6	35,6	33,7
	For Zhub 50m / <i>Para Z_{buje} = 50m</i>	76,9	66,4	50,9	46,1	42,5	40,2
	For Zhub 80m / <i>Para Z_{buje} = 80m</i>	81,0	69,9	53,5	48,5	44,7	42,4
Pressure on WT for the Forecast Maximum / <i>Presión sobre el AG para</i> <i>la Velocidad Máxima</i> <i>pronosticada</i>	For Zhub 50m / <i>Para Z = 50 m</i>	750.5	559.4	328.4	269.6	229.3	205.5
	For Zhub 80m / <i>Para Z = 80 m</i>	832.2	620.3	364.2	299.0	254.3	227.9

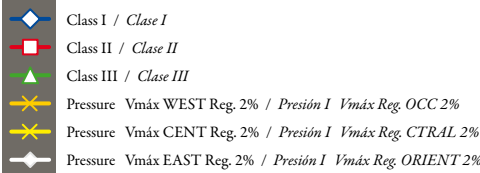
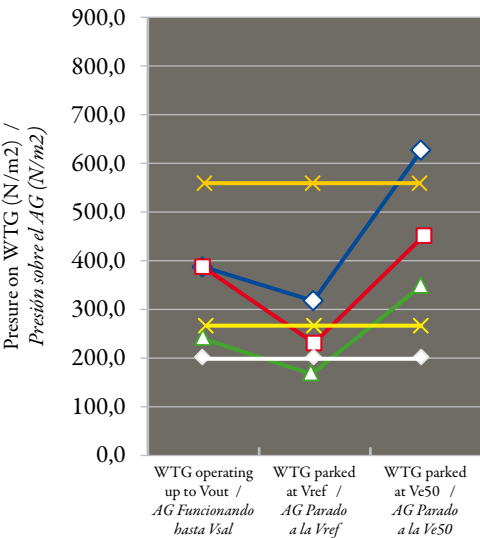
Graphs 1 and 2
Comparison of the maximum allowable pressures for each Class and the pressures caused by the maximum forecast wind velocity in each region. Hub height 50 m.

Gráficos 1 y 2
Comparación de las presiones límites admisibles para cada Clase y de las presiones causadas por las velocidades máximas pronosticadas en cada región. BUJE a 50m.

Probability 1% Hat 50m /
Probabilidad 1% BUJE a 50m



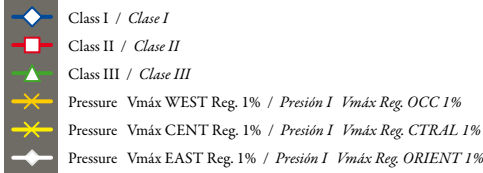
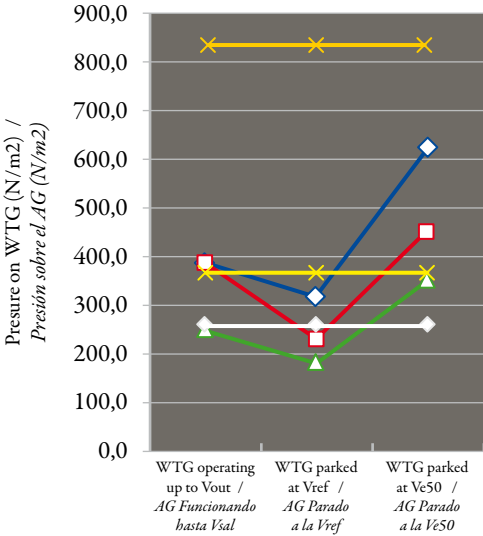
Probability 2% Hat 50m /
Probabilidad 2% BUJE a 50m



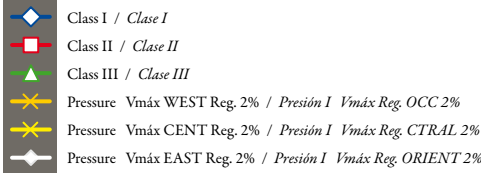
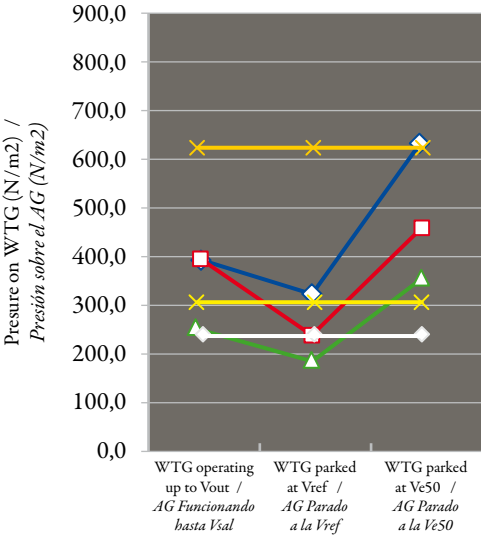
Graphs 3 and 4
Comparison of the maximum allowable pressures for each Class and the pressures caused by the maximum forecast wind velocity in each region. Hub height 80 m.

Gráficos 3 y 4
Comparación de las presiones límites admisibles para cada Clase y de las presiones causadas por las velocidades máximas pronosticadas en cada región. BUJE a 80m.

Probability 1% Hat 80m /
Probabilidad 1% BUJE a 80m



Probability 2% Hat 80m /
Probabilidad 2% BUJE a 80m



Graph 1 refers to wind turbines that are subject to the maximum wind velocity with a 1% probability (a repeat occurrence of 1 in 100 years) and hub height of 50m and shows that:

El Gráfico 1 referido a aerogeneradores sometidos a la máxima velocidad del viento con 1% de probabilidad (recurrencia de 1 en 100 años) y buje a 50 m de altura, muestra que:

Western Region / En La Región Occidental

The pressure due to forecast Vmax at 50m AGL considerably exceeds the allowable value for Class I standard wind turbines. Class S must be used. / *La presión debida a la Vmax pronosticada a 50m SNT excede considerablemente a las admisibles para los aerogeneradores estándar de Clase I. Tiene que emplearse Clase S.*

Central Region / En La Región Central

Classes I y II / *Clases I y II* Both can withstand the pressure due to the forecast Vmax at 50m AGL. Class II would seem to be more suitable if the manufacturer confirms its strength. / *Ambas pueden soportar la presión debida a la Vmax pronosticada a 50m SNT. La Clase II parece ser más adecuada después que el fabricante confirme su resistencia.*

Class III / *Clase III* Even though it exceeds the forecast maximum, it is not recommended due to the small safety margin. / *Aún cuando excede el límite pronosticado no se recomienda debido a su reducido margen de seguridad.*

Eastern Region / En La Región Oriental

All classes of wind turbines can withstand the pressure caused by the forecast Vmax at 50m AGL. Class III seems to be more suitable for achieving higher levels of energy production. / *Todas las clases de aerogeneradores pueden soportar la presión debida a la Vmax pronosticada a 50m SNT. La Clase III parece ser la más adecuada para alcanzar producciones de energía más elevadas.*

Graph 2 for wind turbines that are subject to the maximum wind velocity with a 2% probability (a repeat occurrence of 1 in 50 years, which complies with the design standards^{[3][4]} for defining Vref and Ve50) and a hub height of 50m shows that:

El Gráfico 2 referido a aerogeneradores sometidos a la máxima velocidad del viento con 2% de probabilidad (recurrencia de 1 en 50 años, condición que cumple con las normas de diseño^{[3][4]} para definir Vref y Ve50) y buje a 50 m de altura, muestra que:

Western Region / En La Región Occidental	
Class I / Clase I	Can withstand the pressure due to the forecast Vmax at 50m AGL, but it is critical for the manufacturer to confirm the effective strength. / Puede soportar la presión debida a la Vmax pronosticada a 50m SNT, pero es crítico que el fabricante confirme su resistencia efectiva.
Classes II and III / Clases II y III	Cannot be used because they would not withstand the pressure due to the forecast Vmax at 50m AGL. / No pueden ser usadas debido a que no soportarán la presión debida a la Vmax pronosticada a 50m SNT.
Central Region / En La Región Central	
The 3 standard classes would withstand the pressure due to the forecast Vmax at 50m AGL. However, it is recommended that Class II wind turbines be used after confirming their strength with the manufacturer, in order to achieve higher levels of energy production with adequate safety margins. / Las 3 clases estándar pudieran soportar la presión debida a la Vmax pronosticada a 50m SNT. Pero se recomienda usar aerogeneradores de Clase II tras confirmación de su resistencia por el fabricante, para alcanzar más altas producciones de energía con suficientes márgenes de seguridad.	
Eastern Region / En La Región Oriental	
All classes of wind turbines can withstand the pressure due to forecast Vmax at 50m AGL. Class III seems to be more suitable for achieving higher levels of energy production. / Todas las clases de aerogeneradores podrán soportar la presión debida a la Vmax pronosticada a 50 m SNT. La Clase III parece ser la más adecuada para alcanzar altos rendimientos energéticos.	

Graph 3 for wind turbines that are subject to the maximum wind velocity with a 1% probability (a repeat occurrence of 1 in 100 years) and hub height of 80m shows that:

El Gráfico 3 referido a aerogeneradores sometidos a la máxima velocidad del viento con 1% de probabilidad (recurrencia de 1 en 100 años) y buje a 80 m de altura, muestra que:

Western Region / En La Región Occidental	
Pressure due to the forecast Vmax at 80m AGL considerably exceeds the allowable pressure for all standard classes. Only Class S wind turbines with design parameters that are rigorously determined with the manufacturer will be suitable. / La presión debida a la Vmax pronosticada a 80m SNT excede considerablemente a la presión admisible para todas las clases estándar. Sólo serán adecuados aerogeneradores de Clase S con parámetros de diseño rigurosamente definidos junto al fabricante.	
Central Region / En La Región Central	
Classes I y II / Clases I y II	Can withstand the pressure from the forecast Vmax at 80m AGL. Class I seems to be more suitable due to the wider safety margin. / Soportarán la presión debida a la Vmax pronosticada a 80m SNT. La Clase I parece ser más adecuada por contar con un margen de seguridad más amplio.
Class III / Clase III	Not suitable because the pressure due to the forecast Vmax at 80m AGL exceeds Ve50 for this class. / No es adecuada dado que la presión debida a la Vmax pronosticada a 80m SNT excede la Ve50 para esta clase.
Eastern Region / En La Región Oriental	
All classes of wind turbines will withstand the pressure due to the forecast Vmax. Class III should be chosen to ensure the highest energy yield. / Todas las clases de aerogeneradores soportarán la presión debida a la Vmax pronosticada. Para asegurar el mayor rendimiento energético debe seleccionarse Clase III.	

Graph 4 for wind turbines that are subject to a maximum wind velocity with a 2% probability (a repeat occurrence of 1 in 50 years, a condition that meets the design standards^{[3][4]} for defining Vref and Ve50) and a hub height of 80m shows that:

El Gráfico 4 referido a aerogeneradores sometidos a la máxima velocidad del viento con 2% de probabilidad (recurrencia de 1 en 50 años, condición que cumple con las normas de diseño^{[3][4]} para definir Vref y Ve50) y buje a 80 m de altura, muestra que:

Western Region / En La Región Occidental	
Even for a 1 in 50 year repeat occurrence, the pressure caused by the forecast Vmax at 80m AGL exceeds the allowable pressure for all standard classes of wind turbines; however, it would be possible to use Class I if the safety factors are properly managed, and this should be confirmed by the manufacturer. It would seem to be safer to use Class S wind turbines with parameters that have been determined together with the manufacturer. / Incluso para recurrencia de 1 en 50 años la presión causada por la Vmax pronosticada a 80m SNT excede la presión admisible para los aerogeneradores de todas las clases estándar, pero sería posible usar Clase I dependiendo de cómo se manejen los coeficientes de seguridad, lo que debe ser confirmado por el fabricante. Parece ser más seguro usar aerogeneradores de Clase S con parámetros definidos junto con el fabricante.	
Central Region / En La Región Central	
Wind turbines of any of the standard classes could be used. Class II wind turbines could be used to achieve good energy yields with an adequate safety margin, but it would be better to confirm Class III strength with the manufacturer in order to achieve much higher energy yields. / Pudieran emplearse aerogeneradores de cualquiera de las clases estándar. Los aerogeneradores de Clase II pudieran emplearse para lograr un buen rendimiento energético con suficiente margen de seguridad pero será mejor confirmar con el fabricante la resistencia de la Clase III para alcanzar rendimientos energéticos mucho mayores.	
Eastern Region / En La Región Oriental	
All classes of wind turbines will withstand the forecast Vmax. It would be preferable to choose Class III wind turbines to ensure the highest energy yield. / Los aerogeneradores de todas las clases soportarían la Vmax pronosticada. Para asegurar el más elevado rendimiento energético es preferible seleccionar aerogeneradores de Clase III.	

The above evaluation of the strength of the different classes of wind turbines subject to extreme winds is incomplete and there are important uncertainties because:

- a) Engineering has not reached agreement with INSMET experts on the values of the vertical velocity variation exponent α that are to be applied for hurricanes in order to estimate the hub height velocity that that must be withstood by wind turbines that are to be simulated (a value of the exponent $\alpha = 0.11$ has been used for the above evaluations as recommended^[3]); there is no agreement on the correction factor for defining the maximum expected 3 sec gust for a 1 and 50 year repeat occurrence, as specified by the standard according to the maximum velocities that are sustained for 1 minute, or a maximum gust that has a duration of 1 second that are used by the Weather Service according to WMO standards.
- b) Geometric data and thrust coefficient TC values for rotors (profiles) of wind turbines that are used in operational simulations are not available, so the calculation of the effective thrust force on the rotor and on the whole assembly under extreme wind conditions is not accurate, and has probably been overestimated.
- c) The applied ratios do not rigorously consider all the aerodynamic and structural differences between fixed pitch and variable pitch wind turbines under parked machine conditions, or the influence of the values of other design parameters for different load cases that are considered in other loading cases that would affect the static and dynamic response of parked machines that are subjected to hurricane force winds.
- d) No design software is available for complex simulations of loading and torque on wind turbines under the extreme conditions imposed by hurricanes for the differ-

La anterior evaluación sobre la capacidad de resistencia de aerogeneradores de distintas clases sometidos a vientos extremos, es incompleta y con incertidumbres importantes dadas por que:

- a) La Ingeniería no ha consensuado con los especialistas del INSMET los exponentes α de variación vertical de la velocidad del viento a aplicar para el caso de huracanes a fin de estimar la velocidad que deberán soportar a la altura del buje los aerogeneradores a simular (para los efectos de las evaluaciones citadas se ha empleado un exponente $\alpha = 0,11$ según recomienda^[3]); tampoco se ha consensuado el factor de corrección para definir la racha máxima esperada con duración de 3 seg para recurrencias de 1 y 50 años, como establece la norma a partir de los valores de velocidades máximas sostenidas de 1 min o de la racha máxima con duración de 1 seg que emplea el Servicio Meteorológico según las normativas de la OMM.
- b) No se dispone de datos de geometría y de valores del coeficiente de empuje CT característicos de los rotores (perfiles) de los aerogeneradores empleados en las simulaciones operacionales, por lo que el cálculo de la fuerza de empuje efectiva sobre el rotor y el conjunto en condiciones de vientos extremos es imprecisa, y posiblemente ha sido sobrestimada.
- c) En las relaciones aplicadas no se consideran rigurosamente todas las diferencias aerodinámicas y estructurales entre los aerogeneradores de paso fijo (stall) y de paso variable (pitch) en las condiciones de máquina parada, ni la influencia de los valores de otros parámetros de diseño considerados en distintos casos de carga y que pueden condicionar las respuestas estática y dinámica de las máquinas paradas al ser sometidas a vientos de huracanes.
- d) No se cuenta con un software de diseño que permita realizar simulaciones complejas del comportamiento de las cargas y momentos sobre los aerogeneradores bajo las condiciones extremas

ent effective pointing angles of the rotor and the whole structure with respect to incident winds, among other possible variables.

- e) As mentioned initially, available estimates of absolute maximum velocities with different probabilities for each climatic region ^[1] and the probabilities of high intensity hurricane strikes for each province ^[2] do not permit their behavior to be forecast for areas of particular interest for installing wind farms. This could cause errors in the recommendations regarding the choice of WT classes for each region. They could also be affected by future adjustments in the forecast values of the reference meteorological variables due to the expected increase in hurricane strikes.

Conclusions

1. Standard Class I wind turbines with a hub height up to 50m could be selected for the Western Region because the maximum wind velocity forecast for a 50-year repeat occurrence does not exceed the allowable extreme design velocity.
2. If wind farms with higher wind turbines were to be installed at the Western Region, it would be essential to verify their effective strength and, if necessary, specify the design parameters for Class S wind turbines together with the chosen manufacturer.
3. Manufacturers of wind turbines that are purchased for the Central Region in the future must be asked to confirm whether it will be possible to use standard Class III wind turbines, considering that rated power will surely increase in the future, and the hub height will be much higher than 50m.
4. The possibility that standard Class III wind turbines can be used throughout the Eastern Region is confirmed. This will allow a high-energy yield to be achieved in the zones identified, which coincidentally have the highest wind power potential in the country.
5. It is especially important that INSMET improve hurricane frequency and intensity forecasts and maximum wind velocity forecasts for the conditions that are expected in the future. It is also important that these forecasts be provided for regions closer to the sites that have been identified for future wind farm development.
6. It would also be very important to install facilities for measuring wind velocity to a height of 100m at the proposed sites of large future wind power facilities to reduce uncertainty about the behavior of the vertical profile, given its importance for estimating the energy yield and economic profitability of wind farms, and their operational safety.

Bibliography

- [1] Vega, Raimundo. Zonificación de Cuba relativa a la ve-

que impondrán los huracanes, para distintos ángulos de orientación efectiva del rotor y del conjunto de la estructura respecto a los vientos incidentes, entre otras variables posibles.

- e) Como se citó inicialmente las estimaciones disponibles de velocidades máximas absolutas con diferentes probabilidades para cada región climática ^[1] y de probabilidades de afectación de huracanes de gran intensidad por provincias ^[2] no permiten pronosticar su comportamiento para las zonas de interés específico para emplazar parques eólicos, lo que puede inducir errores en las recomendaciones de selección de las clases de los aerogeneradores a emplear para cada región, que además pueden modificarse por ajustes futuros de los valores pronosticados para las variables meteorológicas de referencia por el incremento esperado de riesgos de afectaciones por huracanes.

Conclusiones

1. Para la Región Occidental es posible seleccionar aerogeneradores de la Clase I estándar con altura de buje hasta 50 m porque los vientos extremos pronosticados con recurrencia de 50 años no exceden la velocidad extrema de diseño admisible.
2. Si se decidiera instalar parques eólicos en la Región Occidental usando máquinas más altas será imprescindible comprobar su resistencia efectiva y si se requiere, definir de conjunto con el suministrador identificado los parámetros de diseño para aerogeneradores de la Clase S.
3. Deberá confirmarse con los fabricantes de los aerogeneradores que se adquieran en el futuro, si será posible emplear máquinas de Clase III estándar en la Región Central tomando en cuenta que seguramente aumentarán la potencia nominal y altura del buje muy por encima de 50 m.
4. Se confirma que en toda la Región Oriental será posible emplear aerogeneradores de la Clase III, lo que permitirá alcanzar un elevado rendimiento energético en las zonas identificadas, que coincidentemente son las de más alto potencial eólico del país.
5. Es de especial importancia que el INSMET avance en ajustar los pronósticos de frecuencia e intensidad de los huracanes, así como de magnitud de las velocidades extremas para las condiciones esperadas en el futuro. Es relevante asimismo que se puedan especificar estos pronósticos para regiones más cercanas a las zonas ya identificadas como de principal interés para los desarrollos eólicos futuros.
6. También será de gran interés que en zonas previstas para grandes desarrollos eólicos futuros se instalen medios de medición de velocidad hasta a 100 m de altura, con el fin de reducir la incertidumbre sobre el comportamiento del perfil vertical, dada la alta incidencia que esto tendrá en la estimación del rendimiento energético y económico de los parques eólicos, así como en su seguridad operacional.

Bibliografía

- [1] Vega, Raimundo. Zonificación de Cuba relativa a la veloci-

dad máxima del viento. INSMET. La Habana, 1990.

- [2] Cronología de los huracanes en Cuba. Probabilidad de afectación por huracanes en cada región de Cuba. Informe abreviado. INSMET-AMA. CITMA. La Habana. Mayo 2006.
- [3] IEC 61400-1 3rd Edition (2005). Wind turbines. Design requirements.
- [4] Germanischer Lloyd. Rules and Guidelines. IV Industrial services. 1. Guideline for the certification of wind turbines. Edition 2003.
- [5] Soltura, R. Resultados de la prospección eólica en Cuba entre 2006 y 2009. Ponencia al Fórum de Ciencia y Técnica de INEL. La Habana, 2009.
- [6] Garrad Hassan & Partners. Costs of European Wind farm projects. 2008 Study of history and forecast. Report prepared under contract for ENOVA (Norwegian Electric Co.) based on data from 22 European projects. UK, 2008.
- [7] Leiva, G. Criterios sobre soluciones tecnológicas a aplicar en la Ingeniería Básica de los parques eólicos en Cuba. Conferencia para el Diplomado de Energía Eólica. CETER y UNE. La Habana, 2009.

dad máxima del viento. INSMET. La Habana, 1990.

- [2] Cronología de los huracanes en Cuba. Probabilidad de afectación por huracanes en cada región de Cuba. Informe abreviado. INSMET-AMA. CITMA. La Habana. Mayo 2006.
- [3] Norma IEC 61400-1 3ª Edición (2005). Aerogeneradores. Requisitos de diseño.
- [4] Germanischer Lloyd. Rules and Guidelines. IV Industrial services. 1. Guideline for the certification of wind turbines. Edition 2003.
- [5] Soltura, R. Resultados de la prospección eólica en Cuba entre 2006 y 2009. Ponencia al Fórum de Ciencia y Técnica de INEL. La Habana, 2009.
- [6] Garrad Hassan & Partners. Costos de proyectos de parques eólicos europeos. Estudio 2008 de historia y proyecciones. Informe elaborado pro encargo de ENOVA (Empresa Eléctrica Noruega) basado en datos de 22 proyectos europeos. UK, 2008.
- [7] Leiva, G. Criterios sobre soluciones tecnológicas a aplicar en la Ingeniería Básica de los parques eólicos en Cuba. Conferencia para el Diplomado de Energía Eólica. CETER y UNE. La Habana, 2009.