

GUÍA DE ASPECTOS GENERALES SOBRE

LA INSTALACIÓN DE AEROGENERADORES DE BAJA POTENCIA



El contenido de esta publicación es orientativo, el diseño o implementación de un sistema de energía eólica, como su seguridad y funcionamiento deben ser definidos para cada caso particular con el asesoramiento de un técnico especialista.

La presente publicación fue posible gracias al aporte del Programa de Proyectos Asociativos de Diseño 2013 del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva de la Nación, del que fueron parte las siguientes personas, empresas e instituciones:

Agroluz, ALP Group S.A., Electromecánica Bottino Hnos. S.A., Eólica Argentina S.R.L., Giacobone Juan César, Giafa S.R.L., H2Systems S.A., Invap Ingeniería S.A., Salez Oscar Vicente, Pablo Alvarez, Staco S.R.L., Tecnotrol S.R.L., Windearth S.R.L., Instituto Nacional de Tecnología Industrial.

I.S.B.N. en trámite

ASPECTOS GENERALES PARA LA INSTALACIÓN DE UN AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA

CONTENIDO

CAPÍTULO I: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE UN SISTEMA EÓLICO DE BAJA POTENCIA

- 1.1. Introducción
- 1.2. Unidades de medida
- 1.3. Componentes de un aerogenerador de baja potencia
- 1.4. Traslado y manipulación
- 1.5. Elección del sitio de instalación
- 1.6. Montaje de aerogeneradores
- 1.7. Tipos de torres, dimensionamiento y elementos de sujeción
- 1.8. Preparación del terreno, construcción de muertos de hormigón y base de la torre
- 1.9. Métodos de izado

CAPÍTULO II: INSTALACIÓN ELECTRICA

- 2.1. Componentes de la instalación eléctrica
- 2.2. Banco de baterías
- 2.3. Organización de la instalación y sección de los conductores

BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES CONSULTADAS



CAPÍTULO I:

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE UN SISTEMA EÓLICO DE BAJA POTENCIA

1.1 INTRODUCCIÓN

Esta publicación ha sido financiada por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (MINCYT), a través de la convocatoria Proyectos Asociativos de Diseño (PAD 2013) presentado y desarrollado por fabricantes argentinos de aerogeneradores de baja potencia y el Instituto Nacional de tecnología Industrial (INTI).

Dicho proyecto incluye dos publicaciones impresas y el desarrollo de un sitio web destinado a la interacción del sector con instaladores, usuarios e interesados. La presente publicación amplía los contenidos del documento Guía de Divulgación de la energía eólica de baja potencia.

Para ampliar esta información y para acceder a los otros componentes del sistema comunicativo se recomienda ingresar a www.aerogenerar.com.ar.

Este manual está destinado al público general y contiene información útil en algunos aspectos de la instalación y mantenimiento de un aerogenerador de baja potencia. De este modo, no pretende ser exhaustivo y se considera como un complemento de las indicaciones e información que los fabricantes de aerogeneradores puedan brindar.

Los autores no se responsabilizan por las consecuencias que pudiera traer la aplicación incorrecta de los contenidos descriptos en esta publicación.

En determinados puntos de esta publicación se hacen recomendaciones que precisan de especial atención, y se encuentran señaladas de la siguiente manera:

ATENCIÓN

Advertencias de seguridad que deben tener prioridad al momento de manipular artefactos.

Recomendaciones para la correcta instalación del sistema de generación de energía.

PRECAUCIÓN

Detalles a tener en cuenta para evitar daños irreparables en su equipo o a personas

RIESGO ELÉCTRICO

Recomendaciones para evitar accidentes relacionados con el manejo de artefactos eléctricos.

UNIDADES DE MEDIDA UTILIZADAS

Hora	[h]	Unidad de medida de tiempo	
Metro por segundo	[m/s]	Unidad de medida de velocidad	
Voltio	[V]	Unidad de medida de tensión o voltaje	$V = W / A$
Amperio	[A]	Unidad de medida de corriente eléctrica	$A = W / V$
Amperio-Hora	[Ah]	Unidad de medida de la capacidad de una batería	$Ah = A \times h$
Vatio o Watt	[W]	Unidad de medida de la potencia eléctrica	$W = A \times V$
Vatio-Hora o Watt-Hora	[Wh]	Unidad de medida de energía eléctrica	$Wh = W \times h$

PRINCIPALES FÓRMULAS

Potencia disponible en el viento [W] es la potencia disponible en un sitio determinado. Se calcula según:

$$Potencia\ del\ viento = \frac{1}{2} \times \rho \times v^3 \times A \ [W]$$

Donde ρ la densidad del aire [kg/m³], v la velocidad del viento [m/s] y A el área en [m²].

En el caso de corriente continua:

Potencia eléctrica [W] = Voltaje [V] x Corriente [A]

Energía [Wh] = Potencia [W] x Tiempo [h]

Eficiencia [%] = Potencia de Salida [W] / 100 x Potencia de entrada [W]

Velocidad del viento [m/s]. Se puede convertir [km/h] a [m/s] según la siguiente relación:

$$Velocidad\ del\ viento \left[\frac{m}{s} \right] = \frac{Velocidad\ del\ viento \left[\frac{km}{h} \right]}{3,6}$$

1.1. COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA

El proceso de instalación de un aerogenerador requiere el previo conocimiento de las partes constitutivas de la máquina, las particularidades del funcionamiento de los componentes y la interacción entre los mismos.

Para ello se describirán los componentes constitutivos de un aerogenerador.

Rotor: es el dispositivo que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación, la cual se transmite a la máquina eléctrica a través de su eje. El rotor contiene a las aspas, piezas aerodinámicas generalmente fabricadas en fibra de vidrio y el cubo, que vincula las aspas al eje principal. En algunos casos el cubo aloja un mecanismo para cambiar el ángulo de inclinación de las aspas.

Generador: transforma la energía mecánica del rotor en energía eléctrica. Normalmente se trata de un alternador trifásico. El mismo consta de un estator provisto de ranuras, también denominado inducido donde se aloja a los bobinados de potencia y un rotor inductor que proporciona un campo magnético giratorio.

Caja multiplicadora: tiene la función de aumentar la velocidad de giro del rotor, relativamente lenta, hasta un valor adecuado para el generador. En equipos pequeños, por debajo de 2 kW, se tiende a evitar la caja, adoptando en su lugar una máquina eléctrica lenta, relativamente más grande y de mayor cantidad de polos.

Soporte giratorio: debido a que el rotor debe permanecer orientado al viento, todos los componentes del equipo van montados sobre un soporte o bastidor provisto de bujes o rodamientos que permiten el movimiento de orientación alrededor del eje de la torre. El eje del soporte debe ser hueco para permitir que bajen los conductores eléctricos del generador hasta el tablero. Para evitar que los cables se tensionen al retorcerse o se enrosquen unos sobre otros existen dos opciones: 1- Prever una longitud de cables adicional, que permitan enroscarse una cierta cantidad de vueltas sin dañarse. Esto implica asumir la tarea de desenroscar manualmente los cables, en cada visita de inspección. 2- Incorporar una caja de contactos deslizantes montadas sobre el eje vertical del soporte. Esto elimina la necesidad de desenroscar los cables, pero adiciona la tarea de revisar y limpiar los contactos.

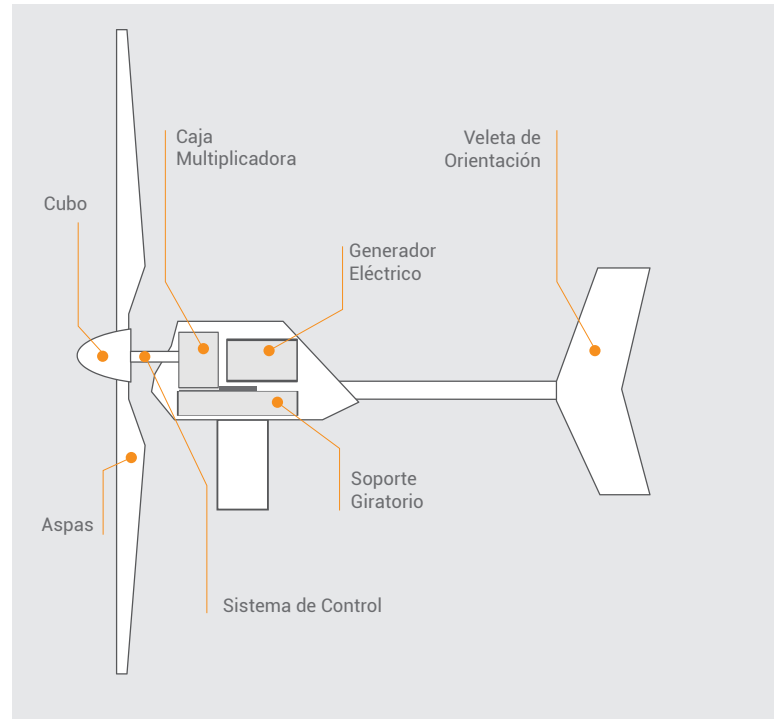


Figura 1

Sistema de orientación o veleta: en equipos de menos de 10 kW de potencia el sistema de orientación generalmente consiste en un simple plano de control vertical, veleta o cola, que se ubica atrás del equipo. El área de la veleta y su distancia al eje de la torre se relacionan con el tamaño del rotor. En equipos más grandes resulta más adecuado un mecanismo basado en tornillo sin fin y corona, accionado mediante un pequeño motor eléctrico. Un sensor electrónico determina el desfase entre la orientación del aerogenerador y la dirección media del viento. De acuerdo a un criterio de persistencia en la dirección del viento, que elude las ráfagas o variaciones transitorias, se emite la señal de accionamiento para corregir la orientación del rotor.

Sistema de regulación mecánico: las cargas aerodinámicas sobre las aspas aumentan con la velocidad del viento y se transmiten a través del eje del rotor y al resto de la instalación. La función de este dispositivo es limitar estas cargas cuando dicha velocidad supera cierto valor peligroso para la integridad de la instalación.

1.2. MANIPULACIÓN Y TRASLADO

Además de atender a las indicaciones específicas del fabricante, se destacan las siguientes consideraciones de carácter general:

Las aspas generalmente se fabrican de fibra de vidrio

y a menudo son huecas. No son resistentes a golpes, aplastamientos o cargas puntuales. Deben tomarse los recaudos necesarios para evitar dañar su superficie suave y pulida, especialmente en la zona de la punta, ya

que esto afectará su desempeño aerodinámico. Para su traslado deben estar envueltas en un material de empaque que las proteja. En su manipulación, tener especial cuidado de sus zonas más frágiles: la punta y el delgado borde de fuga. Al tomarlas, hacerlo siempre de la raíz o de las zonas más gruesas. Conviene retirar la funda o envoltura protectora una vez que están instaladas en el cubo, en la cima de la torre.

La veleta, por su condición de mínimo peso, en especial si son de gran tamaño, suelen fabricarse también de fibra de vidrio o de algún otro material liviano y frágil. Por lo tanto valen los mismos cuidados respecto a cargas puntuales y aplastamiento. Para su traslado es conveniente separarla de su brazo o soporte.

SUJECCIÓN DE LAS ASPAS

La correcta posición de las aspas en el cubo es la de mayor importancia por razones de equilibrio dinámico. Se supone que el rotor, si bien desarmado, llega a las manos del instalador, ya balanceado de fábrica y seguramente encontrará en él, uno o más contrapesos de balanceo. El rotor desbalanceado es fuente de vibraciones en la instalación. Por ello los sistemas de fija-

ción deben garantizar que al instalarlos sobre el cubo, no admitan más que una posición única, exacta y bien definida, sin que las fuerzas centrífugas y las vibraciones puedan desplazarlos durante el funcionamiento. Para esto se suelen incorporar espigas, muescas o nervaduras, además de los tornillos. No es admisible que un aspa pueda quedar un milímetro más adentro o más afuera respecto al eje del rotor o unos grados más o menos inclinada hacia otra aspa, de lo contrario el balance resultaría alterado.

En cuanto al ángulo de inclinación, a menudo las raíces de las aspas son planas y asientan sobre otra superficie plana del cubo, con lo cual el ángulo resulta bien definido.

En otros casos las raíces son cilíndricas y admiten distintos ángulos de montaje para distintas condiciones de funcionamiento. Aquí la posición suele indicarse con una marca en la superficie cilíndrica de la raíz, que debe coincidir con otra en la superficie del cubo.

Se recomienda no excederse en el torque de apriete de las uniones roscadas cuando éstas actúan directamente sobre el laminado de fibra de vidrio, teniendo muy en cuenta las instrucciones del fabricante.

1.3 ELECCIÓN DEL SITIO DE INSTALACIÓN

POTENCIAL EÓLICO REGIONAL

Cuando se evalúa la factibilidad técnica para la instalación de un aerogenerador, el primer aspecto a considerar es la intensidad y dirección del viento en la zona. El dato objetivo más importante para calificar el potencial eólico de una región es la velocidad media anual. La potencia disponible en el viento depende del cubo de la velocidad, por lo que contar con una buena estimación de la velocidad media anual es fundamental.

La densidad de potencia se obtiene dividiendo la potencia cinética del viento sobre la unidad de área:

$$\text{Densidad de Potencia} = \frac{\text{Potencia}}{\text{Área}}$$

$$= \frac{1}{2} \times \rho \times v^3 \text{ [W/m}^2\text{]}$$

Donde ρ la densidad del aire [kg/m³], y v la velocidad del viento [m/s].

Obtenidos los datos de la velocidad media anual del viento en determinada región, se puede ingresar a las curvas de potencia que ofrecen los fabricantes, y a partir de ello inferir la cantidad de energía que se puede obtener en dicha región (medido en kWh/año). El usuario puede con estas herramientas, y el presupuesto del proveedor, evaluar la factibilidad económica de instalar el aerogenerador.

Existen datos registrados por instituciones, organismos o empresas, que han calculado una media histórica o disponen de datos para hacerlo, como el SIG eólico (<http://sigeolico.minplan.gob.ar/>). Estos siempre son de utilidad, pero hay que tomar la precaución de conocer de qué manera fueron recabados, en especial a que altura del suelo y en qué sitio.

Existen una serie de indicios para reconocer si una zona es ventosa: vegetación arbustiva orientada en determinada dirección, signos de erosión en lomas y rocas, datos de instalaciones eólicas previas y el testimonio de quienes habitan el lugar.

ATENCIÓN

Se debe tener conocimiento de datos objetivos de la velocidad media anual del sitio, utilizando mapas de recurso, registros históricos, mediciones cercanas del servicio meteorológico nacional, estaciones del INTA, etc.

Las características del viento determinan la clase de aerogenerador adecuado para las condiciones meteorológicas de un sitio en particular. La clase se define con la velocidad media anual a la altura del rotor, la velocidad de las ráfagas extremas que puedan ocurrir en un periodo de 50 años, y la intensidad de turbulencia presente en el sitio.

EL SITIO

En segundo lugar se debe considerar el sitio, es decir la localización del punto de instalación en el predio. El comportamiento local del viento, dentro de una misma región puede ser sustancialmente distinto de un punto a otro separado apenas por unos cientos de metros. Por ejemplo no es igual el viento en la cima de una loma que al pie de la misma.

Habitualmente el instalador define la mejor ubicación dentro del predio, una vez asumido que la zona presenta un potencial aceptable.

Es deseable que el flujo de viento no presente demasiada variación en intensidad y dirección lo cual afecta el funcionamiento de los aerogeneradores. Estos factores están fuertemente influenciados por la topografía del terreno.

Mediante una Rosa de los Vientos se obtiene la dirección predominante y la forma en que ésta cambia según la época del, un buen sitio de instalación debe verificar las siguientes condiciones:

a. Libre de obstáculos en la dirección predominante del viento, por delante y por detrás del aerogenerador (ver figura 2).

b. Si existen obstáculos como árboles altos o edificaciones, que éstos no se encuentren en la dirección del

viento predominante, dentro de los 60 o 100 m de distancia, según la altura y ancho del obstáculo.

c. Si el terreno es montañoso el sitio debería definirse en una altura dominante sin montañas por delante. En estos casos la topografía irregular acentúa las perturbaciones en la dirección e intensidad del viento, salvo que el sitio se encuentre muy por encima de las cimas circundantes (ver figura 3)

d. No ubicar los equipos en el borde de mesetas o de acantilados de brusca pendiente. Allí se forman torbellinos muy desfavorables para el funcionamiento de los aerogeneradores. Es preciso alejarse del borde, a una distancia igual a tres veces aproximadamente la altura de la meseta, como en la figura 4.

En la definición del sitio también se debe tomar en cuenta la distancia desde el aerogenerador hasta las cargas eléctricas. Para mantener acotada la caída de tensión, al aumentar la distancia hay que aumentar la sección del conductor, aunque ello conlleve un mayor costo de instalación, esto implicará la adopción de un criterio que tome en cuenta la razonabilidad de la inversión en términos de analizar la relación Costo-Beneficio.

Bajo todo concepto hay que evitar emplazar el aerogenerador en zonas de vientos turbulentos, que dependen en gran medida de los obstáculos naturales o artificiales (montes, casas, galpones, etc.)

⚠ ATENCIÓN

El sitio debe estar libre de obstáculos en las direcciones predominantes del viento y ubicarse en zonas de baja turbulencia.

⚠ ATENCIÓN

Si el lugar escogido para la instalación se aleja del circuito al que alimenta debe considerarse el redimensionamiento de los conductores.

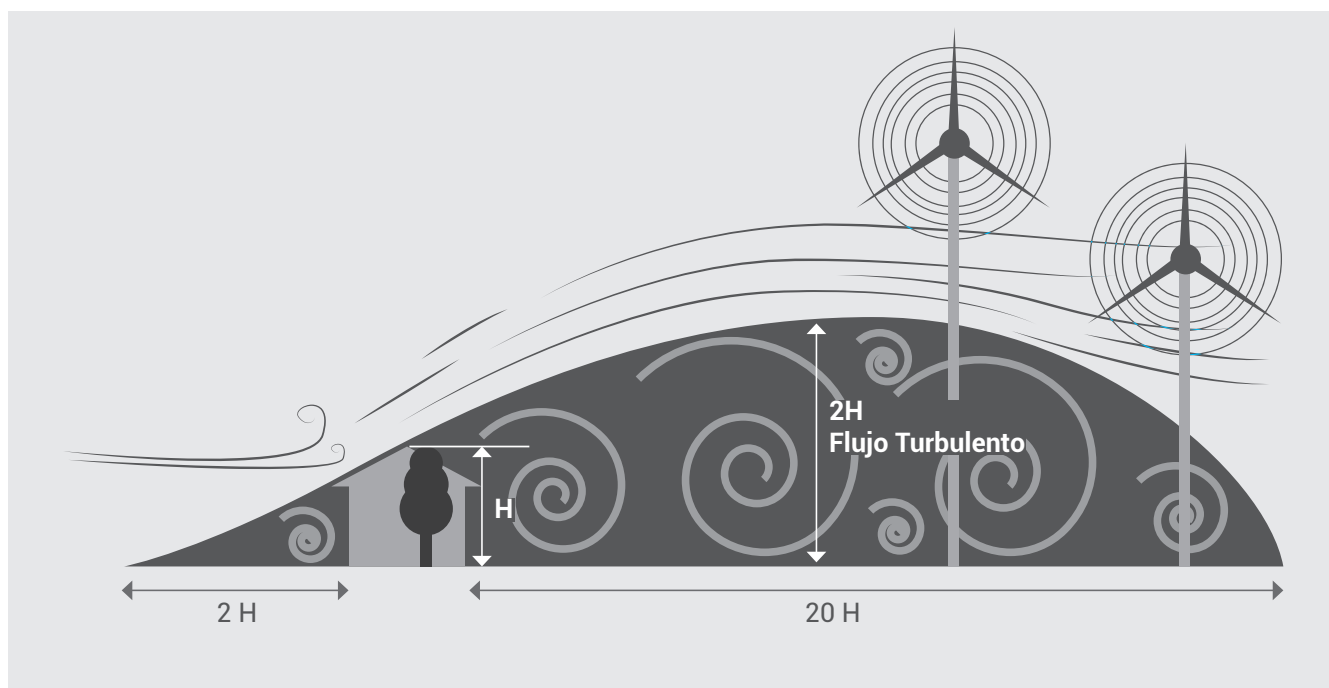


Fig. 2. Fuente: Ehrlich, 2010. P.210



Fig.3. Flujo turbulento a través de un obstáculo geográfico.
Fuente: www.skylandsrenewableenergy.com

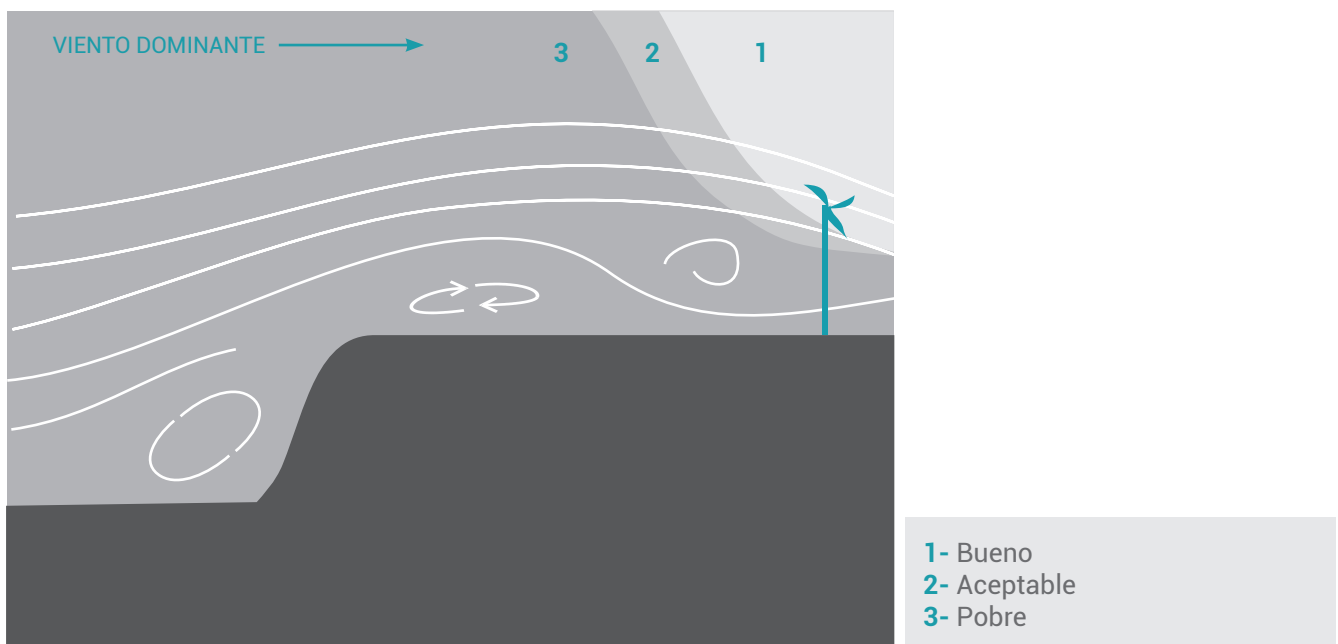


Fig.4. Flujo y posición del aerogenerador.
Fuente: www.energymatters.com.au.

1.4. TIPOS DE TORRES, DIMENSIONAMIENTO Y ELEMENTOS DE SUJECCIÓN

Las torres se utilizan para elevar al aerogenerador exponiéndolo a vientos de mayor velocidad y menor turbulencia. Pueden ser: tubulares, reticuladas o arriostradas, con riendas o autoportantes (sin riendas).

Las torres que comúnmente se utilizan para sostener aerogeneradores de baja potencia son de tipo arriostradas. Entre ellas las hay reticuladas o tubulares lisas. La forma constructiva más común de las torres reticuladas consiste en una estructura de base triangular compuesta de montantes (elementos verticales) y diagonales (elementos inclinados). El esquema estructural que se puede ver en la figura 5, se fabrica por tramos de seis metros de longitud, mediante tres barras rectas verticales y tres barras largas dobladas en zigzag para formar las diagonales. Las barras son de hierro redondo de construcción y se unen por soldadura. Los tramos se ensamblan entre sí mediante bulones.

Para escalar la torre reticulada se suelen utilizar las mismas diagonales como escalones. Las tubulares, normalmente son provistas con una escalera soldada en varios puntos de la torre. En algunos casos la escalera por tramos es desmontable.

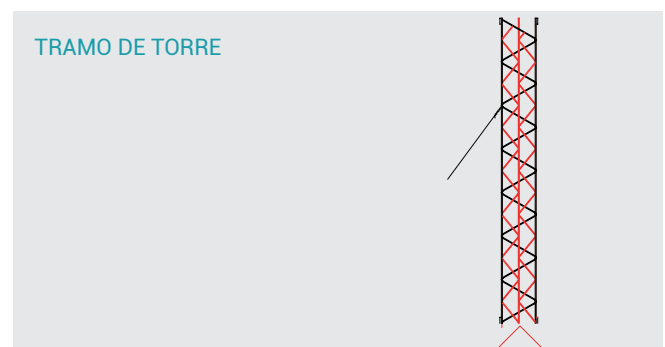


Fig.5

ELEMENTOS DE SUJECIÓN

Para la determinación de los elementos de sujeción de la torre: herrajes, riendas y muertos de hormigón, se ha

considerado una configuración típica como la indicada en la figura 6.

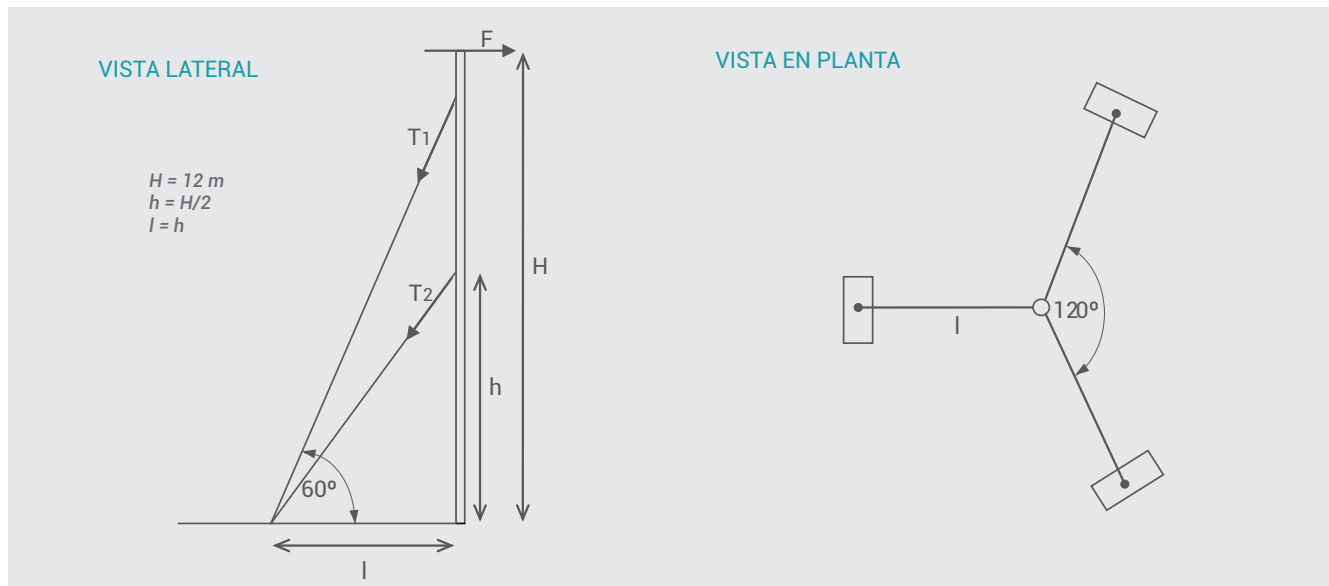


Fig. 6

Se trata de una torre reticulada de doce metros de altura sujeta mediante dos juegos de tres riendas cada uno, separadas a 120° . El primer juego de riendas se fija a unos 10 cm por debajo de la punta de las aspas. El segundo juego de riendas se fija a mitad de la altura de la torre, es decir 6 m. Las seis riendas se anclan al suelo mediante tres bloques o muertos de hormigón equidistantes de la torre.

Suele ocurrir que, debido a obstáculos en el terreno, no es posible conservar la simetría indicada. En estos casos debe procurarse no alterar demasiado esta configuración, admitiendo una desviación angular máxima de 12° , en la posición de los muertos y respetando que la distancia horizontal mínima hasta la torre no sea inferior a $H/2$. Como criterio general debe procurarse que la unión entre tramos se encuentre por debajo del segundo juego de riendas a fin de minimizar los esfuerzos en dicha unión. En caso de falla de las riendas superiores, en condiciones de viento extremo, el efecto sobre la estructura será la deformación de las barras a la altura de las riendas inferiores, pero la torre seguirá en pie. Con la torre doblada el equipo dejará de orientarse en la dirección del viento y desaparecerá o se reducirá notablemente la fuerza transversal.

La carga principal a considerar para determinar las dimensiones y características de los elementos de fijación es la fuerza transversal F , que depende de las condiciones de funcionamiento y área barrida por el rotor. (Para más detalle ver información complementaria, pag 22)

RIENDAS: Se sugiere el uso de cordones de alambre galvanizado de seis cabos y alma de acero es decir 7x1. No se recomienda el uso de cables de acero con alma de Nylon, debido a su poca rigidez. La tensión máxima en las riendas y su diámetro requerido, se especifica en

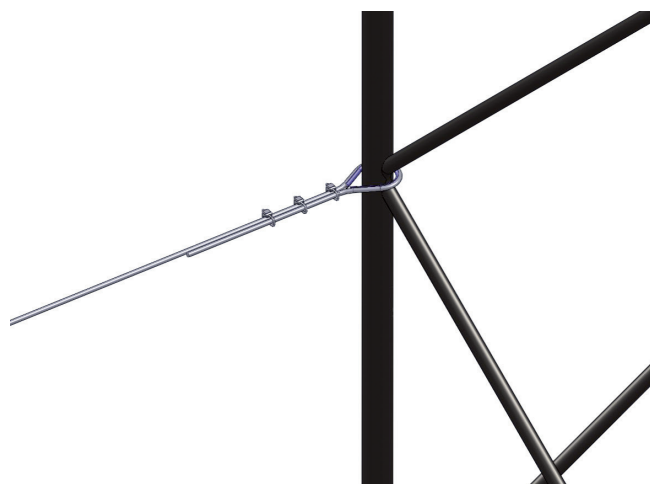


Fig. 7a

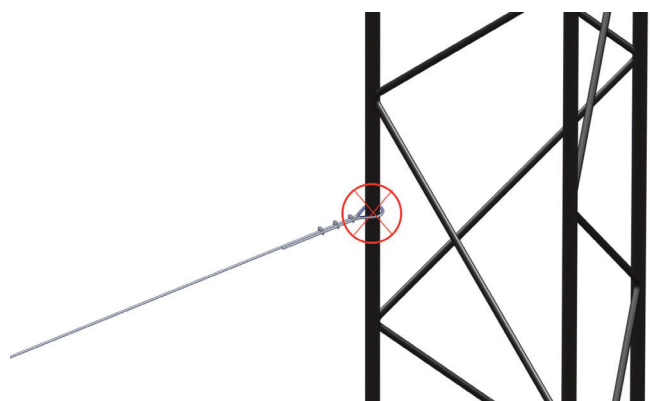


Fig. 7b

la tabla 1, para cada diámetro de turbina D . Cada rienda debe enlazar a la torre justo en un nudo es decir la unión de un montante con dos diagonales como se indica en el detalle de la figura 7 a. Nunca debe quedar el lazo entre dos nudos como en la figura 7b. Es muy importante que los extremos de las riendas no entren en contacto directo con la torre o el

ojo del tensor sino protegidas por guardacabos, como se muestran en la figura 7a.

TILLAS: Es una barra de acero zincada o cuidadosamente pintada con varias manos de pintura epoxi. La tilla debe estar embebida en el hormigón y curvada para tener buen anclaje dentro del bloque. Observar en la figura 10 como la tilla se cruza por debajo con las barras inferiores de la armadura. Fuera del bloque debe permanecer recta hasta el extremo que termina en un ojo, cerrado mediante soldadura. El diámetro de la tilla se indica para cada caso en la tabla 1. Su longitud se define en función de la profundidad del pozo para que sobresalga del terreno unos 30 o 40 cm. El ángulo de inclinación respecto al suelo debe ser aproximadamente igual al ángulo medio de las dos riendas a las cuales está vinculada. Dado que para el caso de estudio estos ángulos, respecto al suelo, son aproximadamente 60° y 45° respectivamente, la tilla tendrá un ángulo de aproximadamente 53° .

TENSORES: En condiciones normales se sugiere utilizar tensores forjados, de alta resistencia y galvanizados como los mostrados en la figura 9. Estos elementos se especifican según el diámetro de la rosca. Sus dimensiones se indican para cada diámetro de rotor D , en la tabla 1.

PRENSAS: Las prensas o morcetos se solicitan según el diámetro de la rienda. El cuerpo de la prensa posee unas muescas donde se ajustan las riendas. Estas muescas deben actuar sobre el tramo 'útil o tenso' de la rienda, mientras que la pieza 'U' roscada, hace contacto sobre el tramo 'flojo', como se indica en la figura 8. Se sugiere colocar tres por extremo de rienda, dejando una separación entre prensas de 6 a 8 diámetros de rienda.

D[m]	2	3	4	5
F [dN]	65	146	260	406
T1 [dN]	148	337	607	962
Rienda [mm]	3.6	3.6	4.8	4.8-5.2
Tensor [pul]	1/4	7/16	3/8	3/8-1/2
Tilla [pul]	5/16	3/8	3/8	1/2
Muerto Ho*	(dimensiones en metros)			
ht	0.3	0.3	0.3	0.3
hm	0.15	0.15	0.3	0.3
lm	0.73	1.26	1.62	2.15
am	0.37	0.63	0.81	1.08

* Suelo arenoso mojado, profundidad del pozo 30cm

TABLA 1

D: diámetro del rotor.

F: fuerza horizontal

T1: Tensión en el extremo de la torre

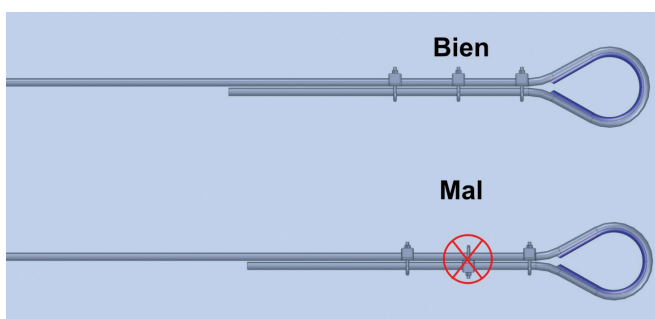
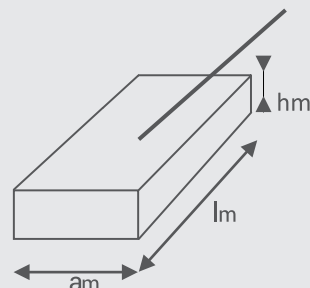


Fig. 8

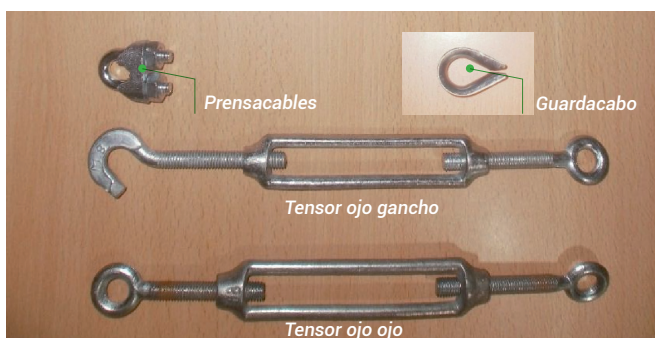


Fig. 9

PRECAUCIÓN

El uso de tensores "ojo-ojo" disminuye el riesgo de que las riendas se suelten ante un posible golpe o aflojamiento. Para evitar esto último, es importante utilizar seguros en los tensores o trenzar un alambre galvanizado de calibre 13 (4,3 mm²) que evite los movimientos una vez ajustados.

PRECAUCIÓN

En presencia de animales se sugiere realizar un cercado alrededor de las riendas para evitar que se rasquen en ellas o las atropellen.

1.5. PREPARACIÓN DEL TERRENO, CONSTRUCCIÓN DE MUERTOS DE HORMIGÓN Y BASE DE LA TORRE.

El anclaje de las riendas en el suelo se logra mediante bloques de hormigón ligeramente armados. Estos bloques deben soportar las tensiones de las riendas, que tienden a levantarlos y a arrastrarlos hacia la torre.

Las fuerzas que equilibran la acción de las riendas sobre el bloque y lo mantienen fijo en el suelo son:

a- El peso, que impide que se levante y además proporciona la fuerza normal de contacto con el terreno. Este peso es el propio del bloque y del material depositado sobre él (tapada).

b- La fuerza de fricción que depende de la fuerza de contacto con el terreno y del coeficiente de rozamiento, que depende también del terreno, si está seco o húmedo.

c- La fuerza de empuje lateral del terreno, que colabora en la retención del bloque cuando éste se encuentra enterrado o semienterrado. Depende del tipo de terreno, humedad, grado de cohesión, y ángulo de rozamiento interno.

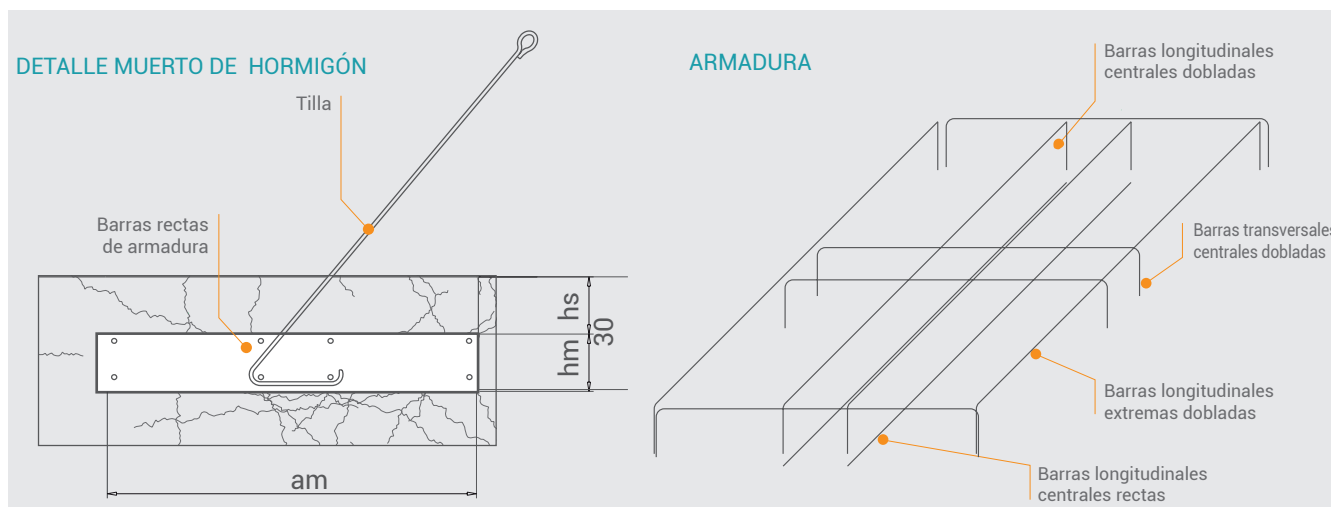


Fig. 10

Para el dimensionamiento de los bloques se ha considerado el tipo de suelo característico de la meseta patagónica, es decir duro y arcilloso cubierto por una capa de aproximadamente 30 centímetros de arena suelta. Esta es una situación muy desfavorable porque el suelo duro impide profundizar el pozo donde enterrarlo y en caso de lluvia, la impermeabilidad de la capa arcillosa mantiene la capa superior arenosa con alto porcentaje de humedad, lo cual reduce considerablemente tanto el empuje lateral del terreno como el rozamiento.

Para garantizar que los bloques no se muevan ante la acción de las riendas, deben tener suficiente peso y superficie frontal. El peso consiste en el propio del bloque de hormigón más el del material del mismo terreno que se encuentra sobre él (la tapada). Contribuye también a la estabilidad del bloque, la fuerza de rozamiento, que a su vez depende del peso y de un coeficiente propio del tipo de suelo. En cuanto a las proporciones, la altura hm nunca debe ser inferior a 15 cm, el ancho am será la mitad del largo. La tabla 1 consigna las dimensiones recomendadas para cada caso, siempre considerando la profundidad del pozo $ht = 30$ cm.

En caso que el terreno no sea tan duro, de modo que admita la posibilidad de enterrar los muertos a mayor profundidad, puede reducirse la altura del bloque a fin de ahorrar hormigón, según el siguiente criterio: reducir

1 cm la altura del bloque por cada 1.5 cm de tapada. Si es posible profundizar el pozo hasta los 90 cm y si el terreno presenta buena cohesión, entonces se admite reducir largo y ancho del muerto a un 75% de las dimensiones indicadas en la tabla. En cualquier caso la altura mínima del muerto debe ser de 15 cm.

Armadura:

Los bloques tendrán una armadura ligera con hierros de 8 mm, según se indica en la figura 10 y de acuerdo al siguiente esquema: Cara superior (con un recubrimiento de 4 cm):

- dos barras longitudinales centrales separadas a 15 cm
 - dos barras longitudinales cerca de los bordes
 - dos barras transversales centrales separadas a 15 cm
 - dos barras transversales cerca de los bordes
 - Cuando sea necesario, se agregarán barras de modo que la distancia entre ellas no exceda los 20 cm.
- Cara inferior (con recubrimiento de 4 cm)

Por la fuerza de la rienda sobre la tilla tiende a levantar el muerto provocando que éste quede sometido a tensiones de compresión en la cara inferior y de tracción en la cara superior. Por ello la armadura de hierro debe colocarse cerca de la cara superior.

BASE DE LA TORRE

En las torres arriostradas las fuerzas laterales sobre la base son muy pequeñas por lo tanto la función de ésta se reduce al repartir la carga vertical en una superficie suficientemente amplia para evitar el punzonado del suelo.

Como criterio general puede adoptarse una base en forma de disco de 20 a 40 cm de altura y de un diámetro tal que sobrepase en 5 cm los bordes de la torre.

Antes de erigir la torre, se ubican, en el fondo del pozo, una cantidad de barras de hierro de 8 mm dispuestas en estrella, combinadas con un par de aros de alambre. También se puede utilizar un fragmento de material desplegado pesado, con el objetivo de asegurar la integridad de la base.

Dentro del pozo se vacía la mezcla de hormigón con bastante relleno de piedras sin filo hasta la altura indicada. Puede ser útil emplear una banda plástica o un cartón a modo de molde para limitar el derrame lateral del material.

Para prevenir la corrosión, se recomienda que la superficie superior de la base no quede por debajo del nivel del suelo y que termine en forma ligeramente abombada para evitar la acumulación de agua.

Alternativamente, de acuerdo a como se organicen las tareas de instalación, puede resultar conveniente trasladar al sitio una base de hormigón prefabricada. En

BARRAS D8 Y AROS DE ALAMBRE

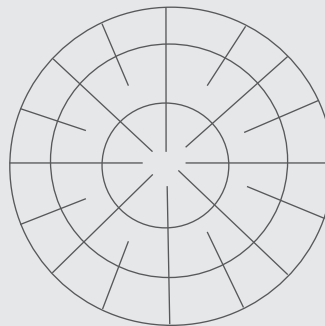


Fig. 11

este caso se prevén unos fragmentos de varilla roscada embebidos, bien anclados en el hormigón y unos ojales soldados en el extremo inferior de la torre, para sujetarla mediante tuercas.

Se debe tener en cuenta que la base absorbe fuerzas laterales mínimas, y que de ningún modo se puede sostener la torre por sí sola. Basta que se suelten dos riendas de un mismo muerto para que la torre indefectiblemente caiga. Para evitar que los tensores se desenrosquen se deben colocar chavetas en las perforaciones sobre las roscas. De no contar con esta posibilidad, una buena alternativa es inmovilizarlos con un alambre.

⚠ ATENCIÓN

Se debe disponer de los siguientes elementos para la instalación de un aerogenerador:

- Armaduras para los muertos y base de la torre
- Tillas
- Hormigón
- Tramos de torre (reticulada o tubular), cantidad adecuada para la altura a instalar el aerogenerador.
- Bulonería para el armado de la torre, cable para riendas, morcetos, guardacabos, tensores (prever una cantidad adicional por defectos o pérdidas en el transporte)
- Herramental de izaje, pluma, malacate, etc
- Herramental para verticalización de la torre
- Góndola, aspas, veleta, cables de potencia, elementos del mecanismo de freno, anillo giratorio

⚠ PRECAUCIÓN

Pasos para la instalación:

1. Teniendo definido el sitio de la instalación, preparar las excavaciones para los muertos y base de la torre.
2. Hacer las armaduras y confeccionar la colada de los muertos y de la base de la torre conforme a las indicaciones del fabricante.
 - Previo a la instalación de la torre, asegurarse que se haya respetado el tiempo de curado del hormigón.
 - Antes de instalar el equipo encima de la torre revisar que las riendas se encuentren firmes y en buen estado. Sacudir la torre para comprobar que es seguro escalarla.

1.6. MÉTODOS DE IZADO

PROCEDIMIENTO DE ELEVACIÓN DE LA TORRE

Para torres arriostradas pueden usarse diversos métodos. Su elección depende del tamaño y la cantidad de equipos a instalar, los medios disponibles, la accesibilidad del sitio, etc.

Armado de las riendas

En cualquiera de los métodos se debe cortar el cable de rienda para obtener 6 tramos de longitud adecuada, fijar el extremo superior a la torre y colocar los tensores en los extremos inferiores.

Para obtener la longitud de cada una de las riendas se puede usar el siguiente método práctico:

- 1- Medir la longitud X: longitud horizontal entre el borde de la torre y el ojo de la tilla
- 2- Medir la longitud Y: diferencia de alturas entre el punto de fijación de la rienda en la torre y el ojo de la tilla.
- 3- Trazar en el suelo una recta de longitud X.
- 4- Desde el extremo de la primera recta, trazar una perpendicular de longitud Y.
- 5- Medir la diagonal Z, que une los extremos libres de las rectas (hipotenusa del triángulo resultante). Z es la longitud final de la rienda con el tensor incluido.
- 6- Cortar el cable de rienda agregando medio metro en

cada extremo para obtener el lazo, o sea la longitud del cable debe ser igual a $Z + 1$ metro.

- 7- Doblar el cable cortado con ayuda de una tenaza a $\frac{1}{2}$ m del extremo. Enlazar la torre justo en la posición prevista y cerrar el bucle con tres prensacables de acuerdo a las indicaciones del apartado 'Riendas'.
- 8- Extender el cable y por su extremo libre enhebrar el ojo del tensor. Desplazar el tensor hasta que la longitud desde el gancho hasta la fijación en la torre sea exactamente Z (paso 5). El tensor debe ajustarse a su longitud media entre totalmente abierto y totalmente cerrado. Finalmente cerrar el lazo con tres prensacables. La rienda ha quedado armada y fija a la torre.
- 9- Repetir los pasos 1 a 8 para las seis riendas restantes. Recordar que el cable de la rienda debe hacer contacto con la torre y el tensor por medio del guarda-cabos.

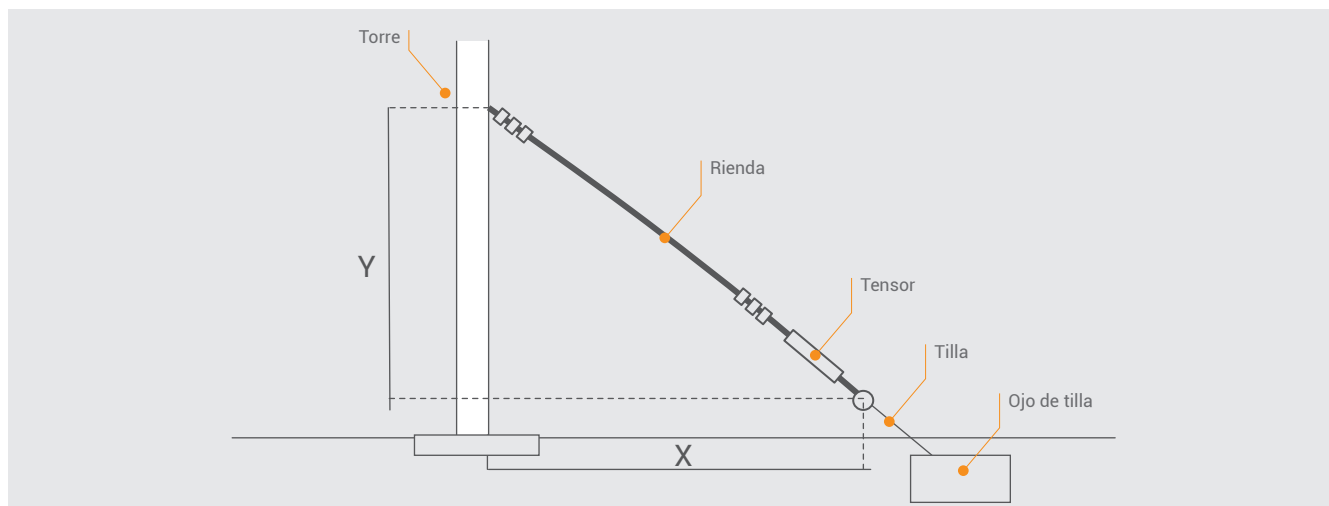


Fig. 12

PRIMER MÉTODO DE ELEVACIÓN DE LA TORRE. TUBO EN L

Este método es útil especialmente para torres tubulares o reticulares de un solo tramo. Permite erigir la torre completa que se encuentra tendida en el suelo con su extremo inferior sobre el pozo. Como implementos solo se requiere el tubo L, como se muestra en la figura 14, y un malacate. El Tubo en L es un caño estructural de aproximadamente 3 metros de longitud que tiene en su extremo un tramo corto de unos 60 cm, soldado a 90 grados, con escuadras de refuerzo.

El lado menor del tubo en L se fija mediante abrazaderas a la torre y, en el extremo libre del lado largo, se engancha una eslinga para tirar mediante el malacate.

⚠ ATENCIÓN

En este método se utiliza el pozo abierto para contener la base de la torre mientras se iza. Una vez verticalizada se construye la base alrededor del tubo y se completa el pozo.

La función del tubo en L es proporcionar un brazo de palanca que permita reducir la fuerza necesaria para elevar el extremo superior de la torre, ya que intentar levantarla dese el suelo tirando directamente de ella, implicaría una fuerza mucho mayor, que podría llegar a dañarla.

Para la operación se requieren dos operarios, como mínimo. El procedimiento consta de los siguientes pasos:

- 1-Tender la torre entre los anclajes 1 y 2, con las riendas armadas. Cavar un poco la pared del pozo para que el extremo de la torre se introduzca parcialmente en él.
- 2- Fijar los tensores en las tillas de los muertos 1 y 2 opuestos a la dirección de tiro (ver figura 13).
- 3- Anclar el malacate a un punto fijo que se encuentre aproximadamente en la dirección definida por el pozo de la torre y el muerto 3. Este punto fijo puede ser el enganche de un vehículo. La fuerza que debe hacer el malacate es aproximadamente el doble del peso de la torre.

⚠️ ATENCIÓN

Como medida de seguridad se recomienda que este punto fijo se encuentre a una distancia del pozo, ligeramente superior a la longitud de la torre, de modo que, si ésta cae por alguna falla en esa dirección, no lastime al operario ni produzca daños.

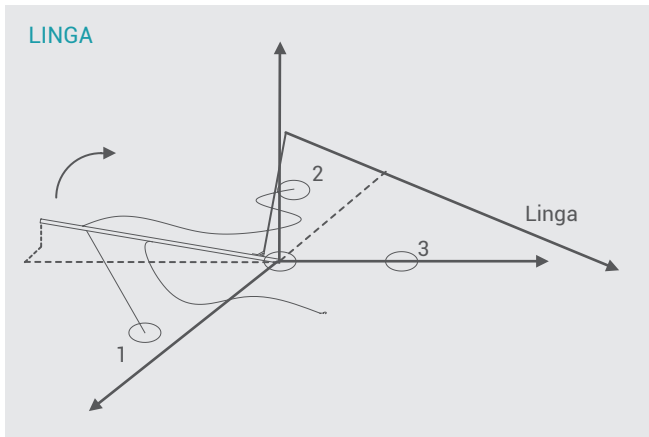


Fig. 13

TUBO L

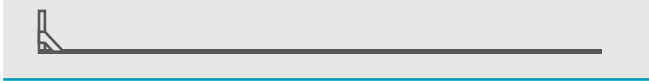


Fig. 14

SEGUNDO MÉTODO DE ELEVACIÓN DE LA TORRE. POR TRAMOS:

Cuando la torre consiste de dos o más tramos, puede utilizarse la misma pluma que se utilizará para elevar los equipos (figura 18), aunque prolongando el mástil. El procedimiento consiste en los siguientes pasos:

1- Erigir el primer tramo de torre dentro del pozo, con las riendas del nivel inferior colocadas provisoriamente en su extremo superior. Luego sujetar las riendas firmemente a los anclajes dejando el tramo aproximadamente en posición vertical.

2- Escalar el primer tramo,

⚠️ ATENCIÓN

Se debe usar el arnés y cabo de vida

3- fijar la pluma a la torre, pasar la soga de izaje a través de la roldana y esperar que otro operario, desde abajo, proceda al izado del segundo tramo, con las riendas ya colocadas en él.

4- Comenzar el izaje tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Cuando el extremo superior de la torre empiece a elevarse, experimentará una desviación lateral a causa de la tensión de la linga, hasta que la rienda 1 se tense. Ésta permanecerá tensa durante el proceso de izaje, dado que la torre se elevará volcada hacia el muerto 2.
- Mientras un operario gira la manivela del malacate, otro debe procurar, mediante una soga, que el tubo L se mantenga hacia arriba (que no se vuelque).
- La tensión de la linga es máxima cuando la torre está en posición horizontal, alcanzando aproximadamente un valor igual al doble de su peso total. La tensión disminuye rápidamente a medida que se acerca a su posición vertical.
- Faltando aproximadamente unos 10 grados, se percibirá un bamboleo al tensarse la rienda 2. Con ambas riendas 2 y 3 en tensión, se habrá alcanzado la verticalidad. Es el momento de enganchar la tercera rienda superior al ojo de la tilla 3, luego hacer lo mismo con las tres riendas del nivel inferior, desenganchar el malacate y retirar el tubo L.

5- La torre ya está erguida y lista para el procedimiento de 'puesta a plomo' que se explica más adelante.

⚠️ ATENCIÓN

Por razones de seguridad los operarios nunca debe ubicarse bajo la torre sino a cierta distancia de ella.

4- Para el izaje del segundo tramo no es necesario tomarlo de su extremo superior, sino que puede hacerse al 60 % de su altura, a fin de que la prolongación del mástil de la pluma no resulte demasiado larga.

5- Con el tramo superior pendiendo de la pluma, justo sobre el extremo del primero, colocar los bulones de unión y ajustarlos firmemente.

6- Retirar, de a una, las riendas del tramo inferior y pasarlas al superior, a su posición definitiva. La torre está lista para el procedimiento de dejarla 'a plomo'.

⚠️ ATENCIÓN

Fijar las riendas del nivel superior firmemente a los anclajes.

TERCER MÉTODO DE ELEVACIÓN DE LA TORRE. PLUMA HIDRÁULICA

Este método resultará rentable cuando se disponga de una pluma hidráulica montada sobre un camión y se pueda acceder con él al sitio de instalación, o bien cuando el peso de las torres y la cantidad a instalar justifique contratar este servicio.

Conviene mover las torres ya ensambladas si son de

más de un tramo y no olvidar que es posible tomarlas no de la cima, sino de algún punto aproximadamente 60% de su altura lo cual permite utilizar una pluma de menor altura.

Los detalles del procedimiento dependen del operador y tipo de grúa.

VERTICALIDAD

Una vez erigida la torre en su sitio, el ajuste final para que quede 'bien a plomo' se logra con el ajuste de los tensores. Conviene dejar flojas las riendas inferiores y sólo trabajar con las superiores, durante este proceso

de ajuste. Si el registro de un tensor resulta insuficiente para ajustar la longitud de una rienda, será necesario quitar las prensas y desarmar el lazo para desplazar el tensor más adentro o más afuera.

MÉTODO DE LAS DOS PLOMADAS:

La verticalidad puede controlarse mediante dos plomadas atadas a un soporte fijo en la cima, de tal forma que vistas desde arriba, los centros de las plomadas con el eje de la torre formen un triángulo rectángulo como el que se muestra en rojo en la figura 15.

1- Con la plomada 1 quieta, cerca de la torre pero sin tocarla, observando desde la posición 1, se debe verificar el paralelismo entre el hilo de la plomada y el borde de la torre. En caso de que la plomada se aleje de la torre, debe desplazarse la cima hacia la izquierda del observador. Para ello el observador indica a otro operario que afloje (abra) el tensor del anclaje 2 y ajuste (cierre) en la misma cuantía los tensores de los anclajes 1 y 3. Si por el contrario la plomada permanece pegada al borde de la torre, la corrección es en sentido contrario.

2- Una vez que el hilo queda paralelo al borde de la torre, el observador cambia a la posición 2 y verifica el paralelismo entre el hilo de la segunda plomada y el borde de la torre. Se repite lo explicado en el paso anterior, aunque en este caso, debe intentarse solo aflojar el tensor 1 y ajustar el 3 sin tocar el 2, a fin de que el ajuste en la dirección anterior se altere lo menos posible. Si se requiere un desplazamiento mayor necesariamente habrá que aflojar un poco el tensor 2.

3- Terminado el ajuste desde la posición 2 posiblemente se haya afectado la verticalidad vista desde la posición 1 por lo tanto el observador debe volver a esta posición y realizar ajustes. Luego será necesario revisar nuevamente a verticalidad desde la posición 2 hasta que finalmente los hilos de ambas plomadas y la torre se vean realmente paralelos. Generalmente dos o tres reajustes en cada dirección son suficientes para alcanzar la verticalidad.

El método podría realizarse con una sola plomada cambiándola de posición, pero demandaría mucho más tiempo y resultaría tedioso por la necesidad de subir varias veces a la torre

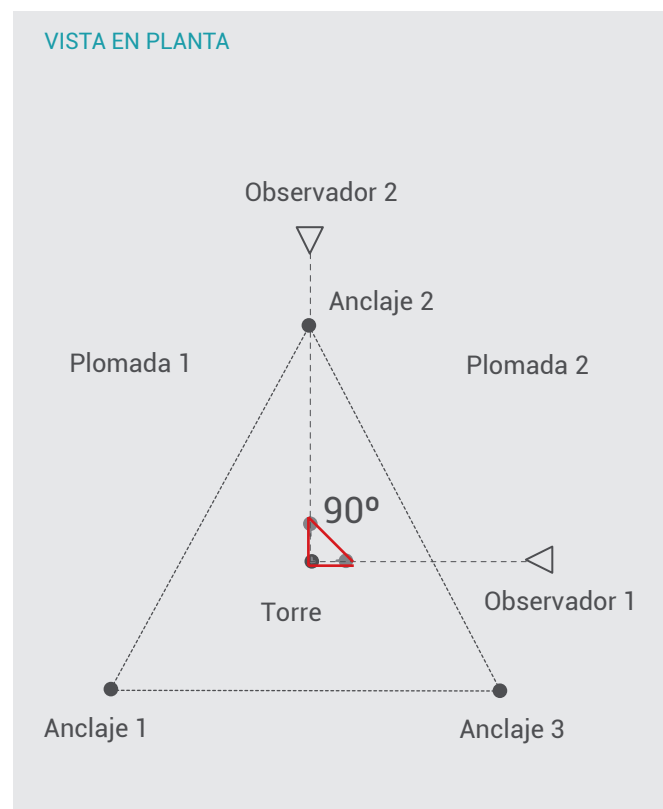


Fig. 15

MÉTODO DE LAS DOS VARILLAS:

Si el viento impide realizar el procedimiento de las plomadas, arrastrando los hilos y haciéndolas oscilar, se puede recurrir a este método alternativo. Se plantan dos varillas rectas de unos 2 metros de longitud, a una distancia horizontal L de la torre, donde L es aproximadamente, una vez y media la altura de la torre.

La posición de las varillas y la torre deben formar un triángulo rectángulo como el que se muestra en rojo en la figura 16. Debido a su baja altura pueden dejarse perfectamente vertical mediante el uso de una plomada, aún con viento. El método consiste en observar el paralelismo entre las varillas puestas a plomo y la torre. Para ello un observador se ubica en la posición 1, sobre la recta que une la torre y la varilla 1 a una distancia de aproximadamente 2 m (ver figura 16). Rodilla en tierra y con un ojo cerrado, se mueve ligeramente intentando hacer coincidir un borde de la torre con el borde de la varilla, la falta de paralelismo entre ambos bordes indica el sentido de la corrección necesaria. El observador indicará a otro operario como actuar sobre los tensores de la misma manera que en el método de las plomadas. Luego se debe ubicar frente a la varilla 2 y repetir los pasos del método anterior hasta que ambas varillas queden paralelas a los bordes de la torre.

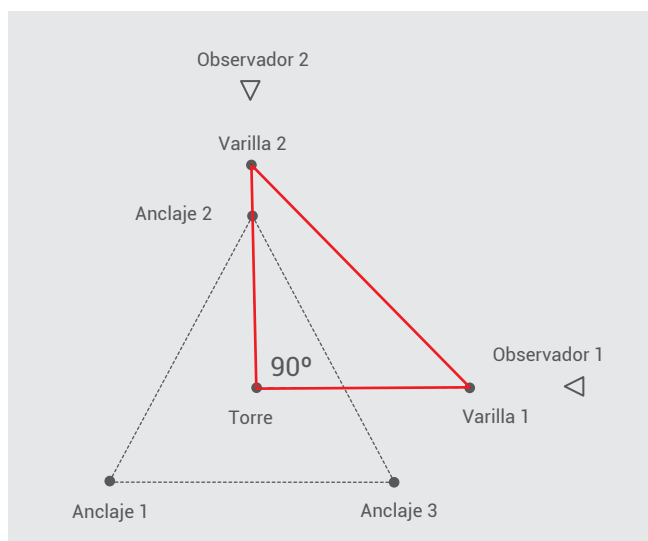


Fig. 16

⚠ ATENCIÓN

Finalizado el procedimiento de verticalización de la torre, la tensión en las riendas debe ser mínima, de lo contrario la estructura estará sometida a esfuerzos que pueden comprometer su integridad.

MÉTODO DEL PÉNDULO:

Puede usarse alternativamente a los anteriores, o como comprobación final. Resulta especialmente adecuado cuando por daños durante el transporte o defectos de fabricación, la torre no es perfectamente recta.

Con la torre ya erguida en posición aproximadamente vertical y con el equipo ya montado en su cima (sin la veleta y sin el rotor) se ata una soga al extremo del eje como se indica en la figura 17, y se desplaza angularmente al equipo desde su posición de reposo. Cuando el eje sobre el que gira el soporte, no está en posición perfectamente vertical, entonces al liberarlo volverá a su posición angular de equilibrio, es decir al punto más bajo de su centro de masa, luego de algunas oscilaciones alrededor de dicho punto. Resulta especialmente útil cuando el soporte giratorio está montado sobre rodamientos, debido a que puede girar fácilmente con mínimo rozamiento. Cuanto mayor sea la desviación del eje respecto a la vertical, más bruscamente se moverá (al soltarlo) en busca de su posición de equilibrio. Esta posición final indica exactamente hacia donde está inclinado el eje, por lo tanto el desplazamiento correctivo debe ser en dirección opuesta.

Luego de efectuar la corrección se lo desplaza nuevamente mediante la soga y se lo suelta. Se repiten los ajustes hasta comprobar que la posición de reposo re-

sulta indiferente, es decir, que al soltarlo, no se ubica siempre en la misma posición y se lo suelta.

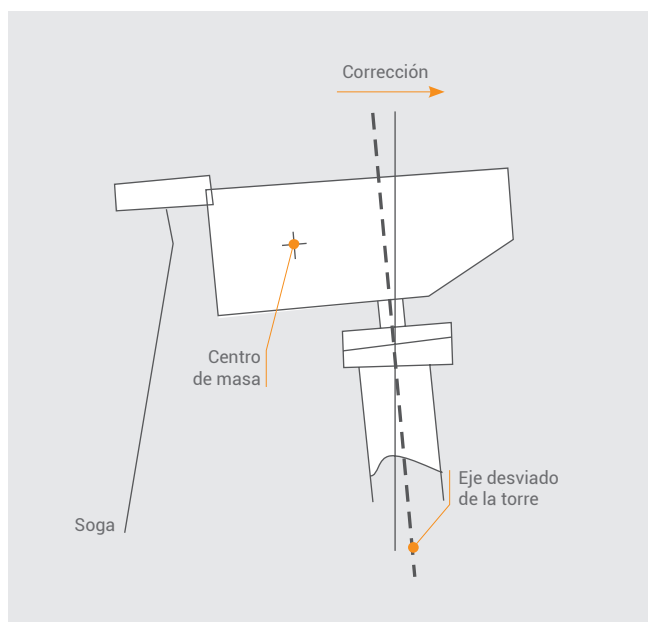


Fig. 17

1.7. MONTAJE DE AEROGENERADORES

TORRE ARTICULADA

Algunos fabricantes utilizan una torre que se articula en la base. Este sistema permite erigir tanto la torre como el aerogenerador, simultáneamente. Luego, para las tareas de inspección y mantenimiento, en lugar de realizar las tareas en altura se puede optar por el abatimiento de la torre, para acceder al equipo en el suelo.

TORRE TUBULAR

Para esta operación se sugiere el uso de una pluma liviana. Consiste en una estructura tubular muy liviana que se sujeta a la torre. Este sistema permite elevar y maniobrar equipos relativamente grandes y pesados (200 kg). Mediante una palanca es posible pivotar el mástil que está montado sobre bujes. El cable de acero pasa por el interior de la estructura y puede tirarse desde abajo con un malacate. Para equipos pequeños y livianos la pluma puede ser rígida (sin pivote) y puede usarse una soga en lugar de un cable de acero.

MONTAJE SOBRE LA TORRE

En general el montaje del equipo en la cima, suele realizarse en tres pasos:

- 1- Izamiento del núcleo más pesado, es decir el equipo sin el rotor ni la veleta.
- 2- Izamiento y montaje del rotor.
- 3- Izamiento y montaje de la veleta.

Dependiendo del tamaño y del viento existente, el montaje del aerogenerador puede variar. Podría montarse el rotor con las aspas, o bien incluir el cubo de la turbina en el primer paso y en pasos posteriores cada una de las aspas.

Cuando los equipos son pequeños puede incluirse la veleta en el primero de los pasos mencionados. Pero en equipos más grandes la presencia de la veleta entorpece las demás tareas de montaje y presupone cierto peligro durante el trabajo en altura. Un cambio brusco de la dirección del viento podría ocasionar que la veleta golpee o empuje al operador. Por esta razón, cualquier operación sobre el equipo con la veleta instalada implica la necesidad de bloquear el desplazamiento angular de algún modo. Cuando se ha colocado la veleta es conveniente atarla a un punto fijo en tierra para que un operario desde abajo pueda girarla en distintas posiciones según convenga para realizar tareas en altura. La necesidad de mover angularmente el equipo es inevitable cuando el operador trabaja parado sobre una torre lisa con escalera. Es decir la posición del operador debe estar fija sobre la escalera y no puede moverse alrede-

dor de la torre como podría hacerlo en una de tipo reticulada. De lo expuesto surge la conveniencia de dejar la instalación de la veleta como última operación, ya que sin ella es posible mover el equipo a cualquier posición fácilmente, desde arriba, aún con viento.



PELIGRO GENERAL

Montaje de torre, de acuerdo al tipo (rebatible o fija) y según indicaciones del manual.

Si la velocidad del viento es superior a los 7 m/s (aprox. 25 km/h) no realizar tareas en altura.

Para el escalado de la torre utilizar arnés, cabo de vida, calzado adecuado y guantes.

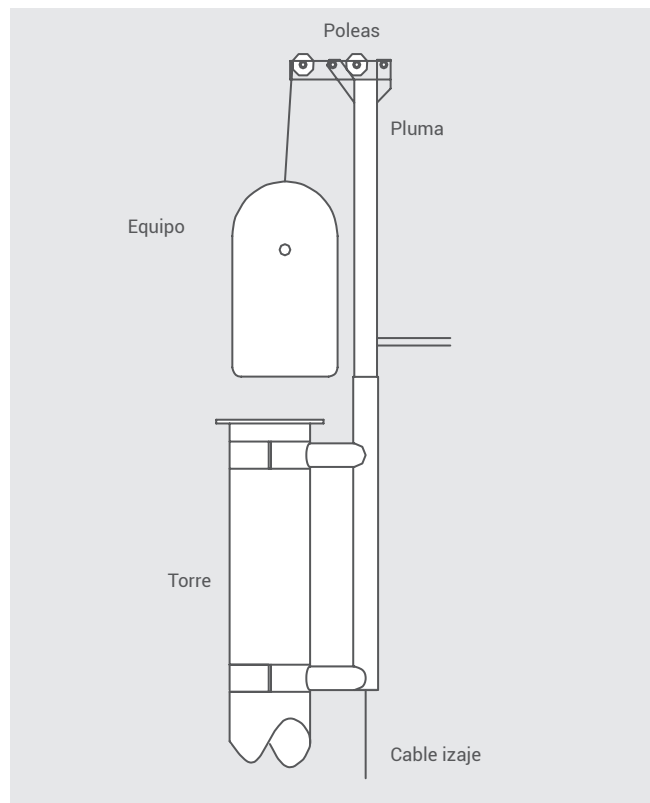


Fig. 18

COMPROBACIÓN DEL MECANISMO DE REGULACIÓN Y FRENO

Antes de liberar el freno manual del equipo para dejarlo en condiciones de funcionamiento, accionar manualmente el mecanismo de regulación para comprobar que funcione correctamente y sin atascarse.



RIESGO ELÉCTRICO

Asegurarse de no trabajar con tensión.

⚠ PRECAUCIÓN

Verificar un correcto funcionamiento del mecanismo de regulación y sistema de frenado manual. Un incorrecto funcionamiento del sistema de regulación y del sistema de frenado manual puede comprometer la integridad del equipo en condiciones climáticas severas.

⚠ ATENCIÓN

Durante la ejecución de trabajos en altura, existe el riesgo de caída de objetos. Utilizar elementos de protección personal y como medida preventiva mantener libre la zona inferior a la ejecución de las tareas (2 metros a la redonda de la base de la torre).

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

VIBRACIONES

En general son dos las causas principales de vibraciones en la instalación

a- Desbalance del rotor

Las cargas centrífugas, si están perfectamente balanceadas, sólo afectan a las aspas y al cubo donde están fijadas, sin transmitir vibraciones al resto de la instalación. Sin embargo, cuando el rotor no está bien balanceado se origina una carga cíclica en los cojinetes sobre los que está montado. Esta carga cíclica, de frecuencia idéntica a la de giro, se transmite a la caja multiplicadora, al soporte giratorio, a la torre, etc.

b- Efecto torre

Se origina cuando las aspas, en su movimiento de rotación pasan junto a la torre. El ligero sacudón que éstas experimentan debido a la cercanía de la torre, es el mismo efecto que se percibe en un vehículo cuando se cruza con otro en la ruta. Para minimizar dicho efecto se diseñan los aerogeneradores de tal modo que las aspas en rotación pasen a suficiente distancia de la torre. Dado que este pulso de fuerza se produce cada vez que un aspa pasa frente a la torre, su frecuencia será igual a la de rotación multiplicada por el número de paletas (generalmente dos o tres).

El Efecto Giroscópico y el cambio de dirección en la dirección de viento y la falta de verticalidad de la torre también pueden ser origen de vibraciones.

⚠ ATENCIÓN

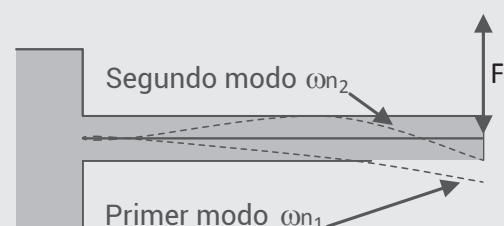
Las vibraciones comprometen a largo plazo la integridad de la instalación, promoviendo fisuras por fatiga de los materiales, desgastes prematuros en los mecanismos, aumentando el riesgo de que las uniones atornilladas se aflojen. Por lo tanto en el diseño de instalaciones eólicas se debe procurar reducir las vibraciones al máximo.

Modos de Vibrar. Frecuencias naturales

Debido a la elasticidad de los materiales, cualquier estructura vibrará si es sometida a cargas repetitivas. Pero según donde se apliquen estas cargas y sobre todo según la frecuencia con que se apliquen la amplitud de las vibraciones podría alcanzar niveles muy elevados. Cuando esto ocurre se dice en ingeniería que se ha excitado un modo natural de vibrar de esa estructura o bien que la misma 'entró en resonancia'. Esto ocurre solo a ciertos valores determinados de frecuencia, denominadas frecuencias naturales de la estructura.

Los rotores pequeños giran a mayor velocidad que los grandes por lo tanto la frecuencia de la fuerza pulsante que puede originarse en la cima de la torre es relativamente alta. En este sentido es conveniente utilizar una torre de baja rigidez y de esta manera evitar que el conjunto entre en resonancia. Comúnmente este tipo de torre se denomina "blanda", es decir que se puede lograr un desplazamiento del extremo superior con una fuerza relativamente baja. En general las torres reticuladas satisfacen esta condición.

Alguien no advertido sobre estos fenómenos dinámicos de las estructuras podría adjudicar erróneamente las vibraciones a que la turbina no está bien balanceada. Un instalador medianamente experimentado, con sólo apoyar la mano sobre la torre, podría reconocer por la frecuencia de la vibración si ésta corresponde a desbalanceo del rotor o a la dinámica de la estructura excitada por el efecto torre. En este último caso, se pueden efectuar pequeñas alteraciones a la estructura para evitar la resonancia.



FUERZA TRANSVERSAL SOBRE LA TORRE

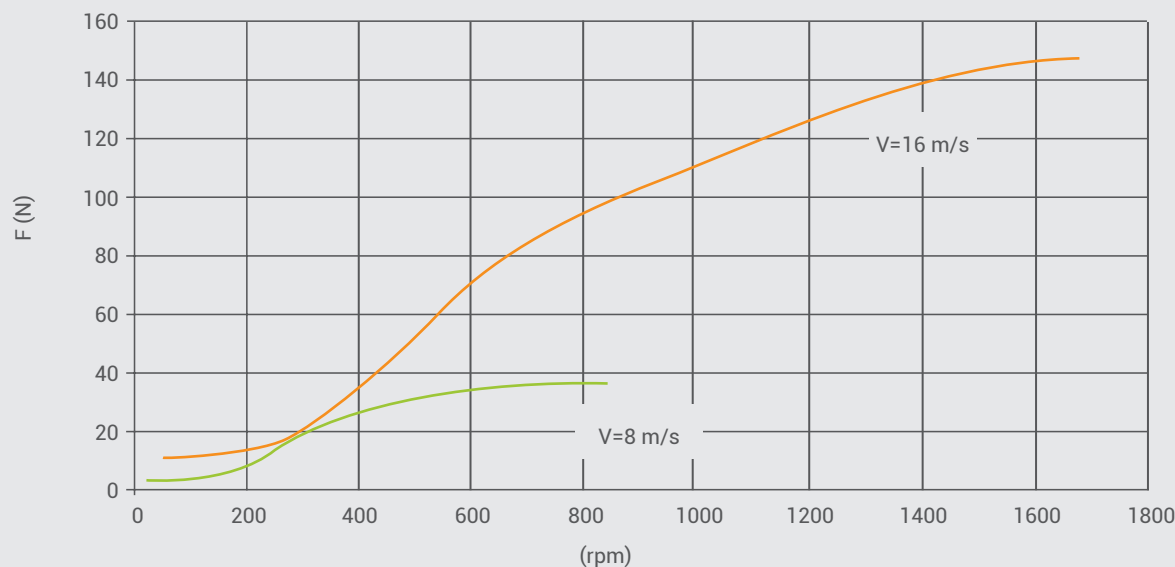
La fuerza transversal F , que se distribuye a lo largo de las aspas, somete a las mismas a flexión, como si se tratasen de vigas en voladizo. Esta flexión constituye el esfuerzo principal que deben soportar las aspas. Las tensiones en el material causadas por la flexión son máximas en la zona de la raíz, siendo ésta una zona crítica que debe inspeccionarse regularmente para detectar posibles fisuras que con el tiempo conducirían a la rotura de la pieza.

La fuerza transversal F , que tiende a flexionar las aspas hacia atrás, aumenta con la velocidad del viento V y con la velocidad de rotación del rotor. Si el rotor permanece frenado, la carga aerodinámica sobre las aspas será muy baja y no representará ningún riesgo para la instalación, aun cuando la velocidad del viento sea muy elevada. Si en cambio se encuentra en situación

de girar libremente, con su eje orientado en la dirección del viento, sin nada que lo frene, sus aspas se flexionarán excesivamente y seguramente se dañarán, aún con viento no demasiado intenso.

En el gráfico de la figura 4 se muestra como varía F en función de la velocidad de rotación (en rpm) para dos velocidades distintas de viento: 8 y 16 m/s respectivamente. El rotor tiene un diámetro de 3 metros y su velocidad de diseño o de máximo rendimiento es de 312 rpm.

De la figura surge que si es posible mantener la velocidad de rotación fija en su valor de diseño, aunque el viento aumente al doble, F apenas aumentará. Por el contrario si $V=16$ m/s y no existe nada que limite las rpm, la turbina alcanzará una velocidad de 1680 rpm y F aumentaría más de 8 veces su valor normal.



Además de producir flexión en las aspas. La fuerza transversal F se transmite a través del eje del rotor provocando sollicitaciones estructurales en el resto de la

instalación: cojinetes del soporte giratorio, torre, rriendas y muertos de hormigón, etc.

Capítulo II:
Instalación eléctrica

2.1. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

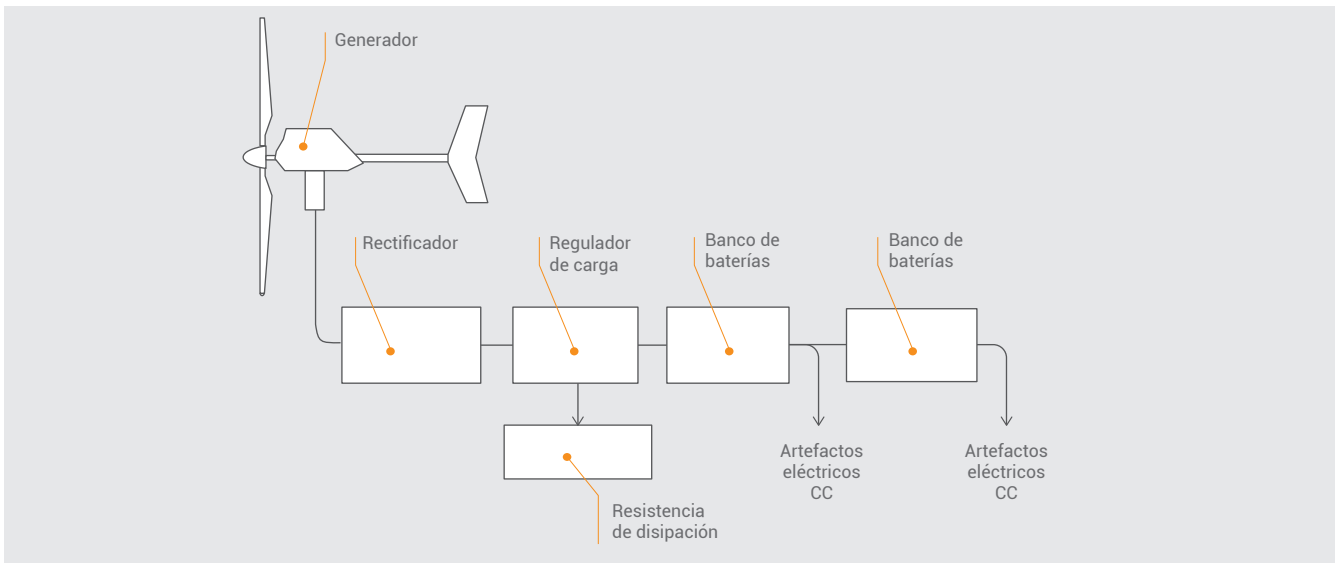


Fig. 20

En el esquema de la figura 20 se indican los componentes de una instalación que almacena energía en baterías y puede alimentar cargas eléctricas tanto de corriente continua como de corriente alterna.

Desde el generador baja por el interior de la torre, un cable de 3 conductores que transportan las corrientes alternas del sistema trifásico.

La corriente alterna de las tres fases es transformada en corriente continua mediante el rectificador. El rectificador generalmente es de onda completa y se compone de arreglos de diodos, montados sobre un disipador de calor. Es importante observar que al rectificador llegan

tres conductores de corriente alterna y que del mismo salen dos conductores de corriente continua, es decir cinco bornes en total.

Un regulador de carga se ocupa del correcto almacenamiento de la energía en las baterías y, cuando el banco está completamente cargado, disipa la energía excedente en un banco de resistencias de disipación. A su vez el banco de baterías está conectado a las cargas eléctricas en corriente continua (CC), como lámparas, equipos de radio, etc. En el caso de que se requiera alimentar consumos en corriente alterna (CA), pueden conectarse a un inversor, que transforma la corriente continua de las baterías en alterna a 220 o 380 V, 50 Hz.

GENERADOR

Un generador es una máquina eléctrica, capaz de transformar energía mecánica en energía eléctrica, generando una corriente alterna mediante inducción electromagnética. Estos están fundados en el principio de que en un conductor sometido a un campo magnético variable se crea una tensión eléctrica inducida cuya polaridad depende del

sentido del campo y el valor del flujo que lo atraviesa. Dentro de los distintos tipos de generadores en aplicaciones eólicas el generador *trifásico* es el más utilizado, si bien algunos fabricantes adaptan *máquinas* de inducción a sus equipos, el generador de polos salientes de imanes permanentes sigue siendo el más difundido.

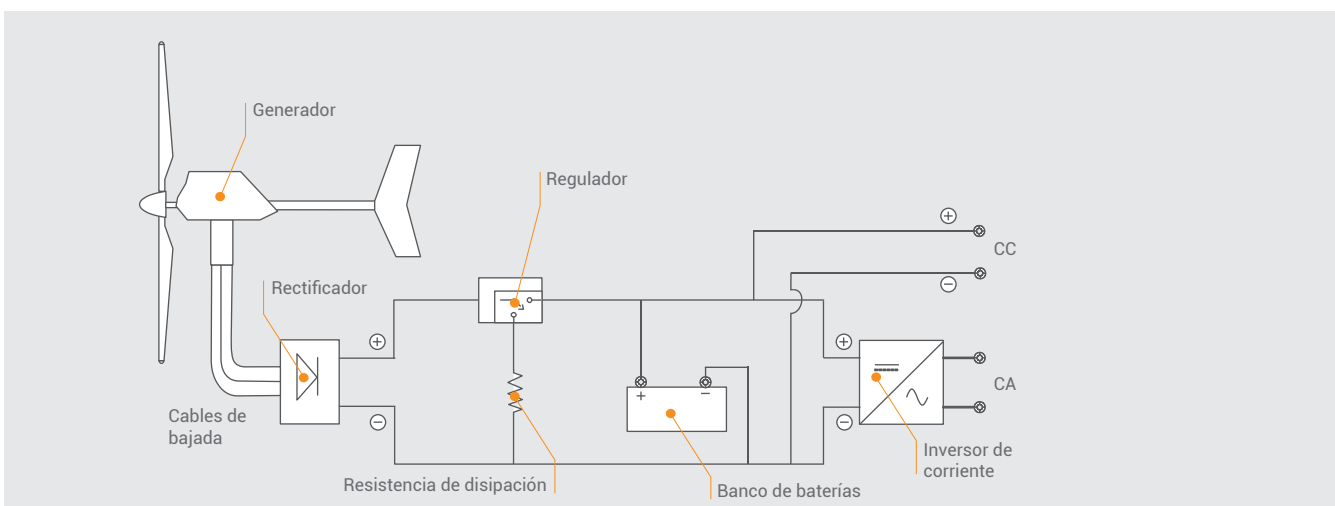


Fig. 21

REGULADOR DE CARGA

La figura 21 muestra el circuito eléctrico de una instalación. El regulador de carga es un equipo electrónico que mide el voltaje en bornes del banco de baterías y limita este valor de tensión, derivando el excedente de corriente hacia un banco de resistencias de disipación. El regulador de carga

conecta al banco de resistencias de disipación a medida que se requiere drenar corriente para bajar la tensión, y lo desconecta automáticamente cuando el voltaje disminuye por debajo de un límite inferior. Así el sistema mantiene la tensión acotada entre dos umbrales cercanos.

INVERSORES

El inversor de corriente, inversor de tensión, o simplemente inversor, es un dispositivo electrónico que convierte la corriente continua de baja tensión (12, 24 o 48 V) en corriente alterna senoidal en 220 o 380 V a una frecuencia de 50 Hz; de esta manera es posible la conexión de artefactos eléctricos

de uso doméstico en un sitio donde no existe la red eléctrica. Los inversores modernos son más eficientes y funcionan en alta frecuencia, son livianos y pequeños a diferencia de aquellos que utilizan un transformador en baja frecuencia y núcleo de hierro.

2.2. BANCO DE BATERÍAS. Características generales

Las baterías que normalmente se usan en instalaciones eólicas o solares son de plomo – ácido. También pueden encontrarse instalaciones con baterías de acero o de níquel – cadmio que, si bien poseen mayor vida útil, son mucho más costosas, pesadas y contaminantes.

Dentro de la tecnología de plomo ácido existen dos tipos constructivos:

- a- de placas planas
- b- de placas tubulares

Las primeras son las más usadas. Las tubulares cuestan más, aunque también poseen mayor vida útil.

La forma constructiva más común es de tipo monoblock, como las que se encuentran en los vehículos, es decir de 6 celdas o vasos en serie, que constituyen unidades de 12 V. En bancos de gran capacidad se tiende a usar grandes vasos individuales de 2 V, que se conectan en serie hasta lograr la tensión deseada.

Para el abastecimiento de viviendas la solución más adecuada por razones de costo beneficio se consigue con baterías de ciclo profundo, de placas planas con capacidades de 100 a 220 Ah. Estas baterías difieren de las usadas en automóviles en que las placas son más gruesas, lo que posibilita operar en un ciclado de profundidad superior al 60%.

ATENCIÓN

Procurar que los componentes eléctricos y electrónicos no entren en contacto con los vapores ácidos que emanan de las baterías.

Ubicar la resistencia de disipación en un lugar ventilado alejado de combustibles.

ATENCIÓN

Normalmente las baterías se proveen con el electrolito (ácido) incorporado y totalmente cargadas. Esta sustancia es altamente corrosiva y provoca quemaduras si entra en contacto con la piel.

Cuando sea necesario mantenerlas almacenadas previo a su instalación, hacerlo en un lugar ventilado.

Al transportarlas asegurar cuidadosamente la carga evitando que en el traslado se sacudan o golpeen.

Si se rompe el recipiente o por cualquier causa se derrama el electrolito, tratar de absorberlo con tierra o arena y luego lavar el piso con abundante agua.

Lavarse con abundante agua y jabón si el ácido entra en contacto con la piel.

Es conveniente usar guantes de PVC para manipularlas, ya sea al trasladarlas a mano o cuando se destapan para revisar el nivel de electrolito.

RIESGO ELÉCTRICO

Una vez que las baterías han sido instaladas en el recinto o nicho, asegurarse que existan rejillas inferiores y superiores para ventilación.

Las rejillas deben ser del tipo que restringe la entrada de polvo y evita el agua de lluvia.

Deben estar instaladas sobre estantes o soportes de madera o plástico, para reducir el riesgo de auto descarga.

Evitar que los cables apoyen sobre las baterías.

Usar las secciones adecuadas de conductores según lo indicado por el fabricante.

CONEXIÓN DEL BANCO

Se deben conectar tantas baterías en serie como sean necesarias para llegar a la tensión requerida. Luego se conectan en paralelo para aumentar la capacidad del sistema

La figura 22 ejemplifica el conexionado de baterías para tres casos:

- a- Banco de 48 V, 160 Ah mediante baterías de 12V/160 Ah.
- a- Banco de 24 V, 320 Ah mediante baterías de 12V/160 Ah.
- b- Banco de 12 V, 2000 Ah mediante celdas de 2 V/1000 Ah.

CONEXIÓN DE LAS BATERÍAS

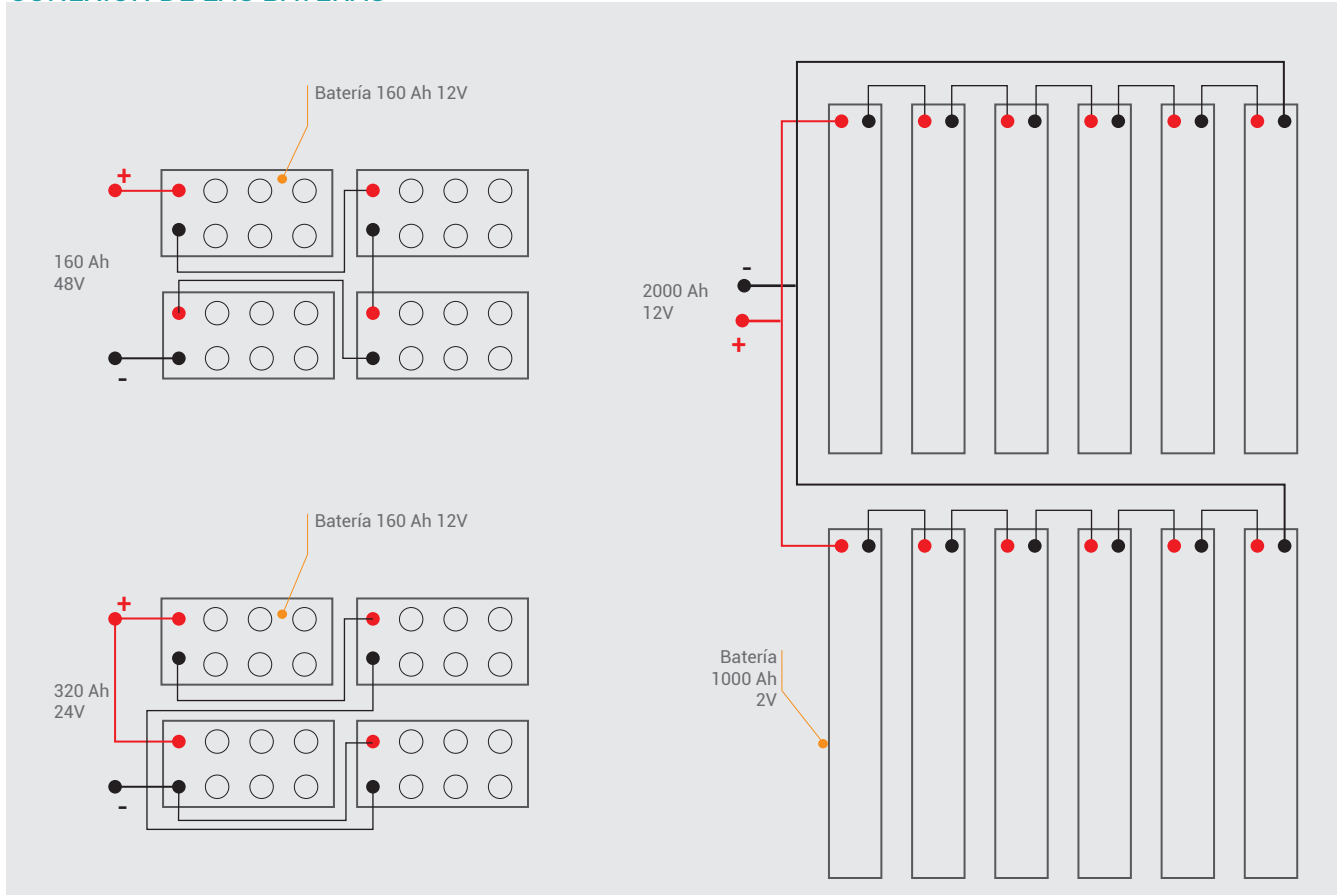


Fig. 22

Como criterio general se recomienda instalar la menor cantidad de grupos en paralelo, debido a que si las resistencias internas de los elementos no son idénticas se pueden generar problemas de ecualización. Esto provocaría que las baterías no reciban la misma carga, con lo cual se

desperdiciaría capacidad de almacenamiento y reduciría la vida útil de las mismas.

Es importante no mezclar baterías nuevas con baterías usadas y establecer un chequeo periódico del nivel del electrolito.

VIDA ÚTIL

La vida útil se mide en ciclos de carga y descarga. En las baterías de ciclo profundo, para prolongar la vida útil, es conveniente que la profundidad de descarga no sea mayor al 60% de su capacidad.

En instalaciones eólicas no existen ciclos de carga-descarga definidos como en las instalaciones solares, donde

se descargan en la noche y se recargan en el día. Los sistemas de control de carga, cortan el servicio automáticamente cuando la tensión de la batería cae por debajo de un nivel mínimo. Por ello es importante tener cuentas las especificaciones indicadas por el fabricante de las baterías. Es muy común que los inversores de corriente incluyan este dispositivo de corte automático por baja tensión.

CICLO DE VIDA TÍPICO EN UNA APLICACIÓN ESTACIONARIA

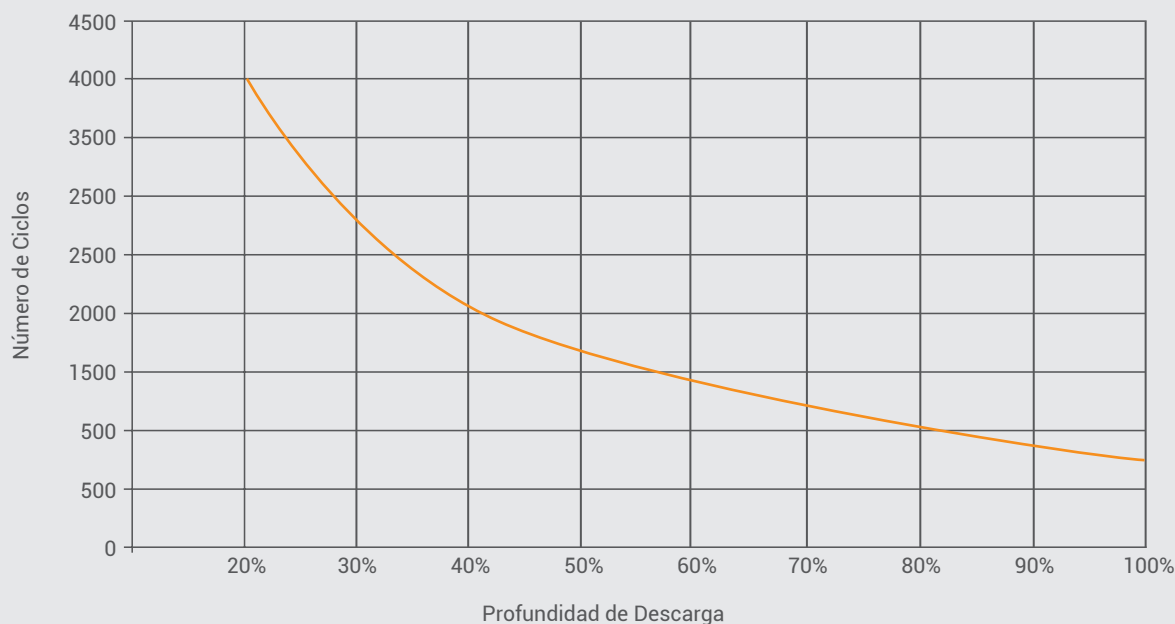


Fig. 23 / Fuente: www.trojanbattery.com

VIDA ÚTIL

Se debe tomar en cuenta que en algunas instalaciones aisladas, el banco de baterías podría ser tan costoso como el resto de la instalación, por lo tanto es importante definir la capacidad de almacenamiento óptima.

En el dimensionamiento de un banco de baterías para la instalación de un sistema eólico aislado se deberían considerar los siguientes aspectos:

- La distribución del consumo en kWh a lo largo del año.
- La cantidad de horas al año que es necesario disponer de energía. En muchas aplicaciones se asume que el grado de cobertura será del orden del 85-90% de las horas totales del año. De lo contrario el banco resultaría muy grande y costoso.
- La existencia de otras fuentes complementarias como paneles fotovoltaicos o de emergencia, por ejemplo un pequeño grupo electrógeno.

Con esta información, se determina la capacidad óptima de almacenamiento tomando en cuenta una combinación de todas capacidades de generación disponibles. El éxito de esta estrategia depende en gran medida de cantidad de datos que se disponga del sitio, sin embargo, la variabilidad del viento año a año conspira contra la certeza de cualquier pronóstico. Finalmente la experiencia en instalaciones juega un importante papel.

Un criterio práctico simplificado para dimensionar un banco de baterías consiste en que la corriente de carga (entregada por el aerogenerador) no supere el 10% de la capacidad del banco. Este criterio se denomina C10 dada la coincidencia con las especificaciones de las baterías. Adicionalmente deben considerarse las pérdidas

de eficiencia debidas a la temperatura de operación de las baterías, pérdidas en el inversor y en los conductores que afectan directamente al rendimiento del sistema.

Ejemplo

Es común indicar una demanda media en kWh/día y entonces expresar la capacidad necesaria de almacenamiento en términos de días de autonomía. Así por ejemplo si la demanda es de 2,4kWh/día y se requiere una capacidad para 4 días de autonomía, el banco debe tener una capacidad:

$$\text{Capacidad} = 2,4\text{kWh/día} \times 4 \text{ días} = 9,6\text{kWh}.$$

Si el sistema es de 48 V la capacidad útil necesaria, en Ah, del banco será:

$$\text{Capacidad} = 9,6\text{kWh} \times 1000 / 48 \text{ V} = 200\text{Ah}.$$

$P=V \cdot I$, de modo que la capacidad de un banco de baterías definido en kWh puede traducirse a Ah simplemente dividiendo por la tensión de trabajo.

Si se limita la profundidad de descarga al 60% de la capacidad total, se requerirá de un banco de mayores dimensiones:

$$\text{Capacidad} = 200/0,6 = 333 \text{ Ah}$$

La eficiencia de las baterías de este tipo está entre un 70 y un 85%,

Considerando esto deberemos aumentar la capacidad del banco para compensarla.

Capacidad = $333 / 0,85 = 392 \text{ Ah}$

Si consideramos la pérdida de eficiencia debida a la temperatura, y suponemos que la temperatura de funcionamiento será a 25°C y que eso reducirá la eficiencia a un 90%(figura 23):

Capacidad= $392 / 0,9 = 436 \text{ Ah}$

Considerando que se consiguen baterías comerciales de 12 V y 220 Ah, la solución consistirá en dos grupos de

4 baterías en serie, ambos conectados en paralelo entre sí, es decir que el banco quedaría dimensionado en 48 V, 440 Ah, utilizando 8 baterías

Unificando con el criterio de C10, la corriente de carga que entregue el aerogenerador debería ser inferior a 10% de 440 Ah, es decir menor que 44 Ah, de modo de preservar el banco de baterías.

PORCENTAJE DE CAPACIDAD VS TEMPERATURA

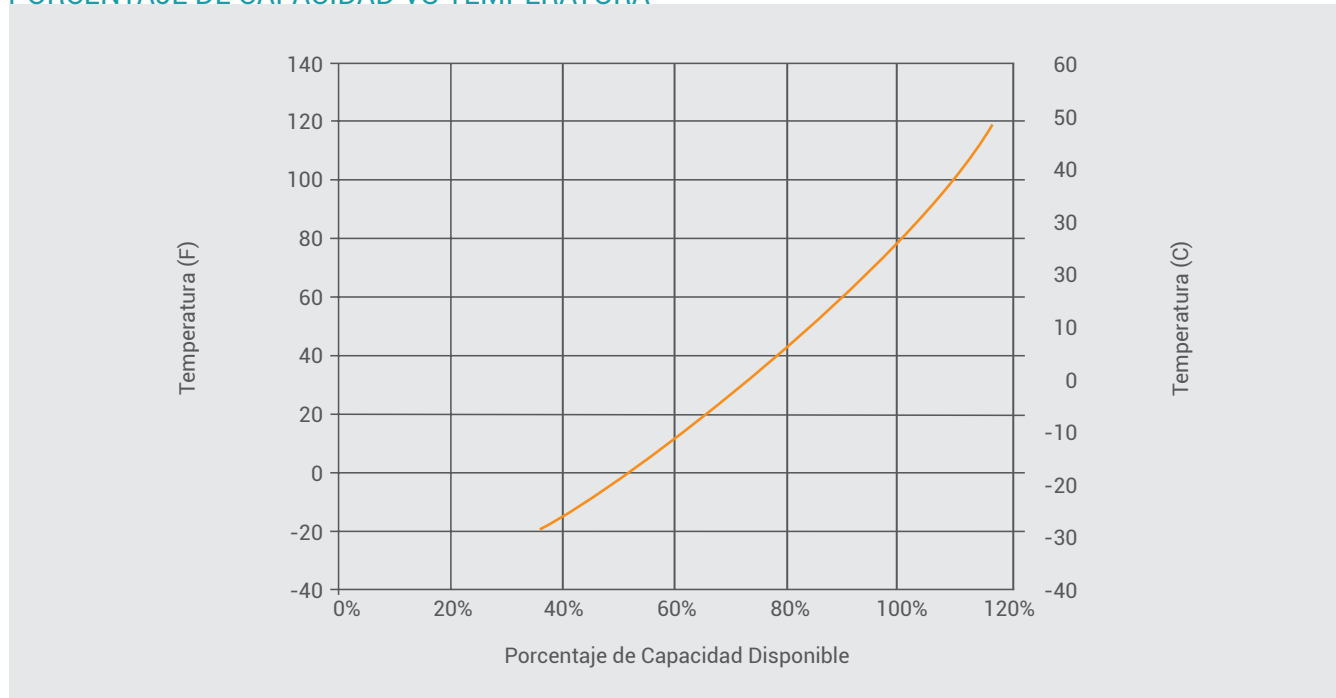


Fig. 24 / Fuente: www.trojanbattery.com

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA

La potencia en watts [W], es el producto de la tensión en voltios [V] por la intensidad de corriente en amperios [A]:

$$P=V \cdot I$$

Por ejemplo si se descarga una batería de 12 V a través de una resistencia por la que circula una corriente de 20 A, la batería estará entregando una potencia de $P = 12 \cdot 20 \text{ A} = 240 \text{ W} = 0.240 \text{ kW}$ (1 kilovatio [kW] = 1000 W) Luego de un tiempo [hr], de conectada la resistencia, ésta habrá consumido una cierta cantidad de energía de la batería. La determinación de esa energía consumida se obtiene por es el producto de la potencia por tiempo de consumo

$$E=P \cdot t$$

Se expresa en vatios hora [Wh] o kilovatios hora [kWh]

En el ejemplo anterior, si $t = 2 \text{ h}$, la energía consumida de la batería será (Ec.3):

$$E = 0.240 \text{ kW} \cdot 2 \text{ h} = 0.48 \text{ kWh}$$

La capacidad de la batería se puede expresar también en términos de energía en lugar de la capacidad [Ah]. Así que una batería de 12V y de 160 Ah de capacidad es capaz de almacenar una energía de $12\text{V} \times 160 \text{ Ah} = 1920 \text{ Wh} = 1.92 \text{ kWh}$.

Un banco de n baterías donde cada unidad tiene una capacidad C [Ah] y una tensión entre sus bornes determinada, puede almacenar una cantidad de energía total de:

$$E = \frac{1}{1000} n \cdot C \cdot V_b, \text{ en [kWh]}$$

Las capacidades de almacenamiento de los bancos esquematizados en la figura 22, en base a la expresión anterior son:

$$a- E = 1/1000 \cdot 4 \cdot 160 \cdot 12 = 7.68 \text{ kWh}$$

$$b- E = 1/1000 \cdot 4 \cdot 160 \cdot 12 = 7.68 \text{ kWh}$$

$$E = 1/1000 \cdot 12 \cdot 1000 \cdot 2 = 24 \text{ kWh}$$

PRECAUCIONES CON EL BANCO DE BATERÍAS

Corroborar que el sistema de control tenga un corte automático que impida una descarga excesiva de batería.

Las baterías emiten gases por lo que deben instalarse dentro de un recinto ventilado.

El ácido sulfúrico es muy corrosivo, por lo que hay que evitar que los cables se apoyen sobre la batería o que se instalen aparatos electrónicos demasiado cerca.

Evitar que las baterías permanezcan descargadas durante varios días. De lo contrario se sulfatarán las placas y perderá la mayor parte de su capacidad.

La única forma de mantener las baterías inactivas sin que se deterioren es retirando el electrolito. Pero trasvasar el ácido constituye una operación riesgosa por lo cual no es recomendable para el instalador ni para el usuario.

En las baterías que no son libres de mantenimiento, se debe revisar periódicamente el nivel del electrolito, que debe mantenerlas placas cubiertas. Si fuera necesario agregar solo debe agregarse agua destilada. Se debe prestar peculiar atención en los días de temperatura elevada o de grandes cantidades de viento ya que el fenómeno de evaporación se acentúa en estas condiciones. Si la zona es fría es muy recomendable considerar la posibilidad de aislar térmicamente las baterías

ATENCIÓN

Las baterías contienen contaminantes por lo que una vez llegado el fin de su vida útil debe tratarse como un residuo peligroso. Algunos fabricantes y distribuidores de aerogeneradores ofrecen el servicio de disposición final de las baterías.

ATENCIÓN

Las baterías de plomo ácido emiten gases corrosivos por lo que deben ubicárselas en un lugar ventilado, evitando que estén demasiado próximas o por debajo de los tableros y componentes electrónicos. Por la misma razón se debe procurar que los cables de conexión no queden en contacto con ellas. El inversor debe conectarse a las baterías con cables lo más cortos posible y de sección adecuada.

ATENCIÓN

Lavarse las manos luego de manipularlas o destaparlas para revisar el nivel. Lavar con abundante agua y jabón si hubo contacto directo con el ácido. Luego de un tiempo de funcionamiento es inevitable que por efecto de la gasificación se humedezca un poco la superficie alrededor de los tapones.

ATENCIÓN

Revisar durante la puesta en marcha:

1. El nivel de electrolito, en las baterías abiertas debe cubrir las placas. Agregar agua destilada si es necesario
2. Controlar la densidad del electrolito (en las baterías selladas se indica con una luz verde cuando están cargadas)
3. La tensión en bornes de reposo (antes de conectarlas) de cada batería
4. La tensión de reposo del banco (con las baterías ya conectadas entre si)
5. Si hay viento y el equipo está funcionando revisar corriente de carga del generador
6. Tensión en bornes del banco, en carga y sin suministrar energía. Debería ser superior a la tensión de reposo pero inferior a la tensión máxima U1 preestablecida. Caso contrario estaría fallando el regulador de tensión
7. Tensión individual de cada unidad del banco. Deberían ser iguales o muy próximas
8. Tensión de salida, en vacío del inversor. Debe ser ligeramente superior a 220 v

2.3. ORGANIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA Y SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES

La figura 25 muestra el esquema de una instalación típica aislada y las longitudes a considerar.

Para instalar los componentes del sistema de generación eólico que no se montan sobre la torre (banco de

baterías, tablero de conexiones eléctricas del sistema de control, el inversor, banco de resistencias de disipación) se requiere de un pequeño espacio cerrado que les dé resguardo. Éste puede ser fabricado de chapa o mampostería, también puede aprovecharse una construc-

La tabla 3 expresa la sección recomendada de cable bipolar para la transmisión de corriente alterna desde el inversor hacia las cargas de corriente alterna, en función de la potencia máxima que demandarán. Para una longitud de 30 m.

Si las longitudes fueran distintas a las indicadas en este esquema, se puede multiplicar los valores de sección indicados en las tablas 1 y 2 por el coeficiente: nueva

longitud en metros/20. Y en la tabla 3 por: nueva longitud en metros/30.

La tabla 4 muestra la corriente máxima admisible para cada sección. Se trata de conductores de cobre al aire libre (no enterrados) para baja tensión y aislante de PVC. Para mayor exactitud consultar especificaciones del fabricante de los cables.

POTENCIA DEL GENERADOR [KW]	Tensión Alterna Trifásica del Generador [V]				
	12	24	48	180	380
0,25	3x10 mm ²	3x2.5 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
0,5	3x25 mm ²	3x6 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
0,75	3x35 mm ²	3x6 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
1	3x35 mm ²	3x10 mm ²	3x2.5 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
1,25	3x50 mm ²	3x10 mm ²	3x4 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
1,5	3x70 mm ²	3x16 mm ²	3x4 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
1,75	3x70 mm ²	3x16 mm ²	3x4 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
2	3x95 mm ²	3x25 mm ²	3x6 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
2,25	3x95 mm ²	3x25 mm ²	3x6 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
2,5	3x95 mm ²	3x25 mm ²	3x6 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
3	3x120 mm ²	3x35 mm ²	3x6 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
3,5	3x150 mm ²	3x35 mm ²	3x10 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
4	3x185 mm ²	3x35 mm ²	3x10 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
4,5	3x240 mm ²	3x50 mm ²	3x10 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
5	3x300 mm ²	3x50 mm ²	3x10 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
5,5	3x300 mm ²	3x50 mm ²	3x16 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
6	-	3x70 mm ²	3x16 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
7	-	3x70 mm ²	3x16 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
10	-	3x95 mm ²	3x25 mm ²	3x1.5 mm ²	3x1.5 mm ²
15	-	3x185 mm ²	3x35 mm ²	3x2.5 mm ²	3x1.5 mm ²
30	-	-	3x70 mm ²	3x6 mm ²	3x1.5 mm ²

Tabla 1 – Sección del cable tripolar de bajada - Generador/Rectificador (10% de caída máxima admisible a una distancia de 20 m)

Tensión de Corriente Continua en Banco de Baterías [V]

POTENCIA DEMANDA DE CC [KW]	Tensión de Corriente Continua en Banco de Baterías [V]		
	12	24	48
0,1	2x25 mm ²	2x6 mm ²	2x2.5 mm ²
0,15	2x25 mm ²	2x10 mm ²	2x2.5 mm ²
0,25	1x50 mm ²	2x10 mm ²	2x4 mm ²
0,5	1x95 mm ²	2x25 mm ²	2x6 mm ²
0,75	1x150 mm ²	2x35 mm ²	2x10 mm ²
1	1x185 mm ²	1x50 mm ²	2x10 mm ²
1,25	1x240 mm ²	1x70 mm ²	2x16 mm ²
1,5	1x300 mm ²	1x70 mm ²	2x16 mm ²
1,75	1x300 mm ²	1x70 mm ²	2x25 mm ²
2	-	1x95 mm ²	2x25 mm ²
2,25	-	1x95 mm ²	2x25 mm ²
2,5	-	1x120 mm ²	2x35 mm ²
3	-	1x150 mm ²	2x35 mm ²
3,5	-	1x150 mm ²	1x50 mm ²
4	-	1x185 mm ²	1x50 mm ²
4,5	-	1x240 mm ²	1x50 mm ²
5	-	1x240 mm ²	1x70 mm ²
5,5	-	1x240 mm ²	1x70 mm ²
6	-	1x300 mm ²	1x70 mm ²
7	-	1x300 mm ²	1x70 mm ²
10	-	-	1x120 mm ²

Tabla 2 – Sección del cable bipolar hacia cargas de CC (3% de caída máxima admisible a una distancia de 20 m)

POTENCIA DEMANDA DE CA [KW]	Tensión de Corriente Alterna del Inversor [V]	
	220	380
0,1	2x1.5 mm ²	2x1.5 mm ²
0,15	2x1.5 mm ²	2x1.5 mm ²
0,25	2x1.5 mm ²	2x1.5 mm ²
0,5	2x1.5 mm ²	2x1.5 mm ²
0,75	2x1.5 mm ²	2x1.5 mm ²
1	2x1.5 mm ²	2x1.5 mm ²
1,25	2x1.5 mm ²	2x1.5 mm ²
1,5	2x1.5 mm ²	2x1.5 mm ²
1,75	2x1.5 mm ²	2x1.5 mm ²
2	2x1.5 mm ²	2x1.5 mm ²
2,25	2x1.5 mm ²	2x1.5 mm ²
2,5	2x2.5 mm ²	2x1.5 mm ²
3	2x2.5 mm ²	2x1.5 mm ²
3,5	2x2.5 mm ²	2x1.5 mm ²
4	2x4 mm ²	2x1.5 mm ²
4,5	2x4 mm ²	2x1.5 mm ²
5	2x4 mm ²	2x1.5 mm ²
5,5	2x4 mm ²	2x1.5 mm ²
6	2x4 mm ²	2x1.5 mm ²
7	2x6 mm ²	2x1.5 mm ²
10	2x10 mm ²	2x2.5 mm ²

Tabla 3 – Sección del cable tripolar de bajada (3% de caída máxima admisible a una distancia de 20 m)

A[MM2]	1	1.5	2.50	4	6	10	16	25	35	50
I [A]	11	15	21	28	36	50	66	88	109	131

Tabla 4: Secciones comerciales y corriente máxima admisible Conductores de Cu, individuales, al aire libre

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

EJEMPLO

Una instalación eólica capaz de producir una potencia en bornes del generador de 1 kW, debe alimentar:

- Una bomba 24 V_{CC} que absorbe una potencia P_{CC} = 250 W
- Las cargas de Corriente Alterna de la vivienda, cuya potencia instalada es 1 kW y el factor de simultaneidad es fs = 0,6.

La tensión de bajada en corriente alterna es de 180 V_{CA}. Se requiere obtener las secciones de cable para cada uno de los tres tramos (figura 25), si se ha determinado que la longitud de todos los cables es de 20 m.

En la línea de Corriente Alterna Trifásica desde el generador hasta el rectificador se toma de la tabla 1 para 1 kW a 180 V, y debe ser de 3 x 1,5 mm².

Para la línea en Corriente Continua desde el banco de

baterías hacia la bomba, según la tabla 2, para 250 W (0,25 kW) a 24 V_{CC} se requiere de un cable de 2x10 mm². Las tablas calculan las secciones para una distancia típica de 20 m pero la sección será diferente si ésta varía.

Por último, en la línea de Corriente Alterna Monofásica desde el inversor a la vivienda, la potencia máxima a transmitir será afectada por el factor de simultaneidad: Potencia máxima = 0,6 x 1 kW = 0,6 kW

De la tabla 3 se obtiene una sección 1,5 mm².

En cuanto al cable que conecta las baterías con el inversor, conviene usar la máxima sección que permitan los bornes del aparato y que el tramo sea lo más corto posible (inferior a 2 m). Por las dudas se verifica que la corriente a transmitir sea inferior a la admisible:

$$I = P/UB = 0.6 \times 1000 \text{ W} / 24 \text{ V} = 25 \text{ A}$$

CANTIDAD	ARTEFACTO	POTENCIA NOMINAL CONSUMIDA [W]	POTENCIA MÁXIMA DEMANDADA [W] (A)	HORAS USO POR DÍA [H] (B)	ENERGÍA CONSUMIDA POR DÍA [WH] (A)X(B)
10	Lámpara bajo consumo	11	11	4	440
1	Televisor LED	100	100	4	400
1	Heladera c/ freezer	400	1600	6	2400
1	Notebook	65	65	4	260
1	Herramienta chica (taladro o similar)	120	360	1	120
1	Lavarropas	1000	3000	1	1000
10	Cargador celular	100	100	4	400
	TOTAL	1796	5236		5020

La diferencia entre la potencia nominal y la potencia máxima se da en algunos artefactos, que tienen mayor consumo al ponerlos en marcha. Esto se especifica en la etiqueta del producto.

Según los datos indicados en la tabla, el caso analizado requerirá un sistema de generación eólica que abastezca:

Energía diaria: 5020 Wh/d

Potencia nominal: 1796 W

Potencia Máxima: 5236 W

Para abastecer de energía a los consumos detallados se demandaría una producción energética de **150.600 Wh/mes (150,6 kWh/mes) o aproximadamente 2000 kWh/año.**

Los fabricantes de aerogeneradores brindan a los futuros usuarios una tabla con la producción energética de

cada equipo en sitios con diferentes medias anuales de viento. A continuación se muestra una tabla típica.

Estimación Energía Anual Producida (EAP)	
PROMEDIO DE VELOCIDAD ANUAL DE VIENTO A LA ALTURA DEL EJE (RAYLEIGH) [M/S]	ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA [KWH]
4	867
5	1658
6	2398
7	2990
8	3424
9	3713
10	3878
11	3942

Podrán encontrarse tablas de este tipo para los aerogeneradores ensayados por el INTI en la página www.inti.gob.ar/neuquen.

En función de los datos obtenidos en la tabla anterior, se observa que para poder abastecer la energía calculada (2000 kWh/año), este aerogenerador debería instalarse en una zona en la que la media anual sea igual o superior a 6 m/s.

La decisión sobre el tipo y la cantidad de generadores eólicos a instalar en cada caso se define en función a la

demanda, al costo total de la instalación y debe hacerse con el proveedor del sistema de generación eólica. La brecha entre la demanda y la energía capaz de entregar por el o los equipos puede ser cubierta empleando otras fuentes renovables o no renovables.

Para mayores detalles se puede consultar la página www.aerogenerar.com.ar.

BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES CONSULTADAS

EHRLICH, Robert (2010): "Renewable Energy: A First Curse". Editorial CRC Press. EEUU.

MOSCONI, Osvaldo Luis (2007): "Energía Eólica para nivel Medio". Secretaría de Hidrocarburos y minería. Centro de Energías. Provincia de Chubut.

UFLO, (2009). Generación Eólica - Curso a Distancia. Universidad de Flores.

ENERGY SAVING TRUST (2009). 21 Dartmouth Street, London SW1H 9BP CO1711.

www.energysavingtrust.org.uk

www.aerogenerar.com.ar

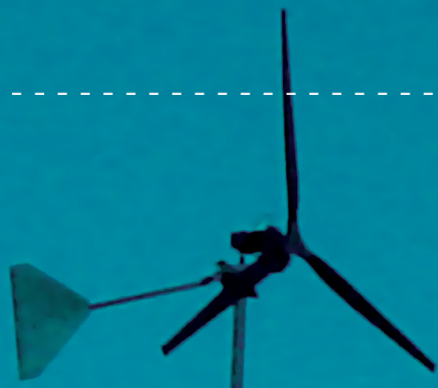
www.energymatters.com.au

www.inti.gob.ar/neuquen

www.sigeolico.minplan.gob.ar/

www.skylandsrenewableenergy.com

www.trojanbattery.com/pdf/datasheets/T105RE_TrojanRE_Data_Sheets.pdf



GUÍA DE ASPECTOS GENERALES SOBRE
LA INSTALACIÓN DE
AEROGENERADORES
DE BAJA POTENCIA