

Anexo B): Modelo de central de generación eólica.

Pablo Soubes, Felipe Palacio y Ruben Chaer.

Montevideo - Noviembre 2015

1. Introducción.

Se presentan a continuación los modelos desarrollados para representar las centrales de generación de energía eléctrica de fuente eólica.

El objetivo del modelado es poder estimar la generación de energía de la central, conocida la velocidad de viento y demás variables disponibles en su estación meteorológica.

Con el objetivo de desarrollar un modelo robusto, se utilizaron dos metodologías distintas para construir modelos complementarios. En el contexto de este trabajo se denominan a dichos modelos Modelo Empírico (ME) y el Modelo Teórico (MT).

El ME capta la respuesta de Potencia Eléctrica en función de la Velocidad del viento (módulo y dirección) y se construye a partir de la información histórica de producción de energía y datos climáticos de la central generadora. Este modelo es del tipo "caja negra" y se calibra exclusivamente a partir de la información histórica de medidas sin utilizar el conocimiento del ecuacionado físico de la central, ni de la respuesta propia de los aerogeneradores, ni de la posible interacción entre los mismos.

El MT, al contrario que el ME, se basa en el conocimiento de las ecuaciones de respuesta de los aerogeneradores (curvas Potencia-Velocidad según información del fabricante) y en un modelado de la distribución de los mismos en el emplazamiento para tener en cuenta las pérdidas por interferencias. El MT dispone de coeficientes de ajuste que son calibrados en base a la información histórica.

1.1. Necesidad de disponer del Modelo Teórico.

Hay por los menos dos motivaciones para implementar el MT:



- a) El ME solo puede explicar el comportamiento de la Central para aquellos puntos de funcionamiento (dirección y módulo de velocidad de viento) de los que se disponga información histórica con peso estadístico significativo (suficientes muestras).
- b) El modelo MT será utilizado para estimar la reducción en la generación de la Central ante la aplicación de Restricciones Operativas (RO) por parte de ADME. La aplicación de un RO implica fijar la Consigna de Generación Máxima (CGM) a un valor inferior a la potencia que podría generar con la velocidad de viento verificada en la estación meteorológica de la Central. Si la dirección del viento es tal que la estación meteorológica queda en la estela del parque, la reducción en la generación implicará un aumento en la velocidad medida por la estación. Este cambio en la medida llevaría a sobre-estimar la potencia generable por la Central. En estas condiciones, el MT es aplicable con prioridad al ME dado que el segundo no capta los efectos de las RO sobre la respuesta de la Central. **Durante el desarrollo de esta metodología se manejaron matrices de afectación de la medida en base a la velocidad y dirección del viento para el parque eólico Florida I (seleccionado simplemente por ser de los primeros en ser modelados) y se pudo constatar que para una dirección en particular la velocidad medida en la estación es del orden de la mitad cuando el parque está funcionando a pleno que cuando está sin generar.**

El ME es utilizado para calibrar el MT. Para la estimación de las reducciones de generación se utilizará el MT, dado que éste permite tener en consideración la afectación de la medida de viento ocasionada por la propia reducción mientras que el ME no lo permite.

2. Potencia del Viento.

La energía cinética de una masa m es $\frac{1}{2}mv^2$, si A es el área del rotor de un molino, la energía cinética que atraviesa dicha área por unidad de tiempo, se define como la Potencia del Viento y tiene la expresión de la ec.1, siendo ρ la densidad del aire y v su velocidad.

$$P_v = \frac{1}{2} A \rho v^3$$

ec.(1) Potencia del Viento.



Tanto en el ME como en el MT se utiliza internamente P_v en lugar de v para mejorar el ajuste de la representación. Esta mejora se produce debido a que las curvas de respuestas de los aerogeneradores expresadas en función de la P_v se aproximan mejor a una curva lineal a tramos que si están expresadas en función de v , además de incorporar en forma directa el efecto de la ρ . En el sección se presenta un análisis de las curvas de producción de los aerogeneradores que reafirma este concepto.

3. Modelo Empírico (ME).

El modelo empírico se basa exclusivamente en las mediciones del parque. Las medidas consideradas son:

- $P_E[MW]$ Potencia eléctrica a la salida del parque.
- f_d Factor de disponibilidad del parque. Indicador de cantidad de unidades disponibles sobre el total instalado.
- $v[m/s]$ Módulo de la velocidad del viento en la estación meteorológica del parque.
- $\alpha[^\circ]$ Dirección de ataque del viento en la estación meteorológica del parque. El viento desde la dirección Norte se representa con $\alpha=0^\circ$ y el viento desde el Este con $\alpha=90^\circ$.
- $t[^\circ C]$ Temperatura en la estación meteorológica del parque.
- $h_r[\%]$ Humedad relativa en la estación meteorológica del parque.

Estas mediciones son recogidas vía el SCADA de UTE y almacenadas en un histórico de medidas en ADME. Cada medida es obtenida y almacenada con su correspondiente etiqueta temporal. Se genera una medida nueva cada vez que la variable ha sufrido un cambio significativo. Este método de codificación de series temporales es usado comúnmente para disponer de una descripción de las señales basadas en sus variaciones reduciendo así el espacio de almacenamiento. A los efectos del uso en los modelos, las series temporales son re-muestreadas obteniendo nuevas series con los promedios móviles diezminutales y con un intervalo de muestreo de diez minutos.

En base a las series de medias se construye la serie de potencia de viento P_v usando para ello las ec.1 Y 27.



Dadas las series diezminutales de P_E , P_v , f_d , ρ y α , la obtención del ME consiste en representar la dependencia indicada en la ec.2.

$$P_E = f_d \cdot ME(P_v, \alpha, \rho) \quad \text{ec.(2) Modelo Empírico (ME).}$$

Para implementar la representación de la ec.2 se considera una división del círculo trigonométrico en 72 sectores imponiendo así una discretización de α cada 5° . Para cada sector se encuentra un Representante de la ec.2 en base al conjunto de medidas que corresponden a las direcciones de viento incluidas en el sector. Para un mejor aprovechamiento del conjunto de datos, los sectores se definen con un solapamiento de 20% entre sí, por lo que algunos puntos de medición participan de la formación de más de un Representante.

Depuración de las medidas. A continuación se describe la metodología para construir el ME . El desarrollo del modelo se realiza en dos etapas. En la primera etapa se procesan todas las medidas y se obtiene así un \tilde{ME} que se considera una primera aproximación al modelo definitivo. Usando el \tilde{ME} se define para cada punto de la serie de medidas el Apartamiento al Modelo de la muestra i según se establece en la ec.3.

$$am_i = |(PE_i - f_{d_i} \tilde{ME}(P_{v,i}, \alpha_i, \rho_i))| \quad \text{ec.(3) Apartamiento al Modelo de la medida } i$$

Con esta definición, se realiza una depuración de las medidas, eliminando aquellos puntos que representan el 10% de mayor valor am_i . Con las medidas así depuradas se repite el procedimiento que se describe a continuación y se obtiene así el ME definitivo.

3.1. Procedimiento de obtención del ME.

Para el cálculo de los parámetros del ME se siguen los pasos de las subsecciones 3.1.1 a 3.1.6. Como se describe en la subsección 3.1.6 los pasos de 3.1.1 a 3.1.5 se ejecutan en dos oportunidades con el objetivo de depurar el conjunto de medidas.

En todo lo que sigue, se supone que las series de medidas de potencia eléctrica P_E se corrigen dividiendo por el factor de

disponibilidad asociado f_d de forma de obtener el modelo equivalente a una disponibilidad de 100% de los aerogeneradores.

3.1.1) Definición de la discretización por dirección de viento.

Se definen 72 sectores, definidos por su dirección central y con solapamiento entre los sectores. Las direcciones centrales comienzan con la dirección 0° (viento proveniente del Norte) en intervalos de 5° hasta cubrir todas las posibles de direcciones (círculo de 0 a 360°).

Como resultado de este paso se tiene una serie de sectores con ángulo central α_k definido como en la ec.4.

$$\alpha_k = k \times 5; \text{ donde: } k = 0..71$$

ec.(4) Discretización de la dirección.

En la Fig. 1 se muestra en forma esquemática la definición de los valores centrales de los sectores y su solapamiento.

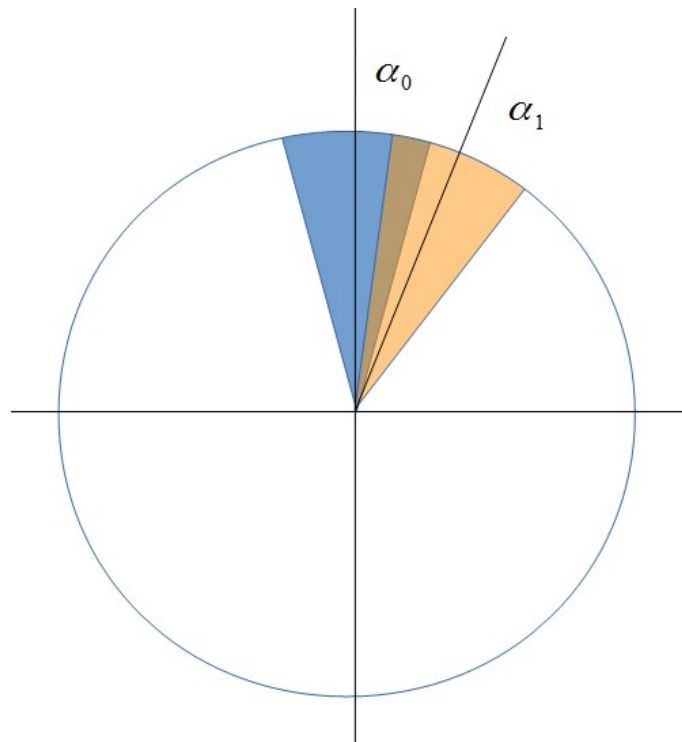


Fig. 1: Discretización de la dirección y definición de sectores.

3.1.2) Definición de la discretización por potencia de viento.

Para definir los intervalos de P_v en los que se ajusta el modelo se discretiza la velocidad de viento en intervalos de 2 m/s , para el rango de 0 a la velocidad máxima que tomen las



muestras en el sector de dirección considerado. Luego se calcula la potencia de viento correspondiente para cada intervalo suponiendo una densidad de aire de $\rho=1.225\text{ kg/m}^3$. Esta serie se almacena en un vector llamado potencia del viento que define un conjunto de intervalos o Tramos.

3.1.3) Obtención de medidas para cada dirección.

Para cada sector de la discretización angular se recorren las series de medidas, seleccionando los puntos que serán usados para formar el ME Representante del sector. Como se muestra en la Fig. 1, los sectores se definen con un solapamiento por lo que la misma medida puede participar de la formación del ME Representante de más de un sector.

3.1.4) Cálculo del ME Representante de una dirección.

Para cada dirección, usando el conjunto de medias resultante de 3.1.3, se construye un vector que representa las medias por rango de potencia del viento según la discretización realizada en 3.1.2. La discretización de 3.1.2, define un conjunto de Tramos o intervalos y un conjunto de puntos de potencia de viento asociados a esos Tramos. Para la construcción del ME Representante, se clasifican las muestras obtenidas en 3.1.3 asignando cada una al Tramo de P_v al que corresponda. Se obtiene así un conjunto de muestras para cada Tramo.

Se define el Peso de un Tramo j en el Sector k ($Peso_{k,j}$) como la cantidad de muestras que están contenidas dentro del mismo. El Peso de cada Tramo es una medida de cuán bien o mal representado está el ME en un punto de funcionamiento dado. Un Peso bajo asociado a un Tramo significa que el ME tiene poco sustento estadístico en ese Tramo por no haber operado (o haber operado muy pocas veces) el parque en esa situación durante el período comprendido en las series históricas. Se muestra en la Fig. 2 un recuadro de color azul que señala las muestras asociadas al Tramo j .

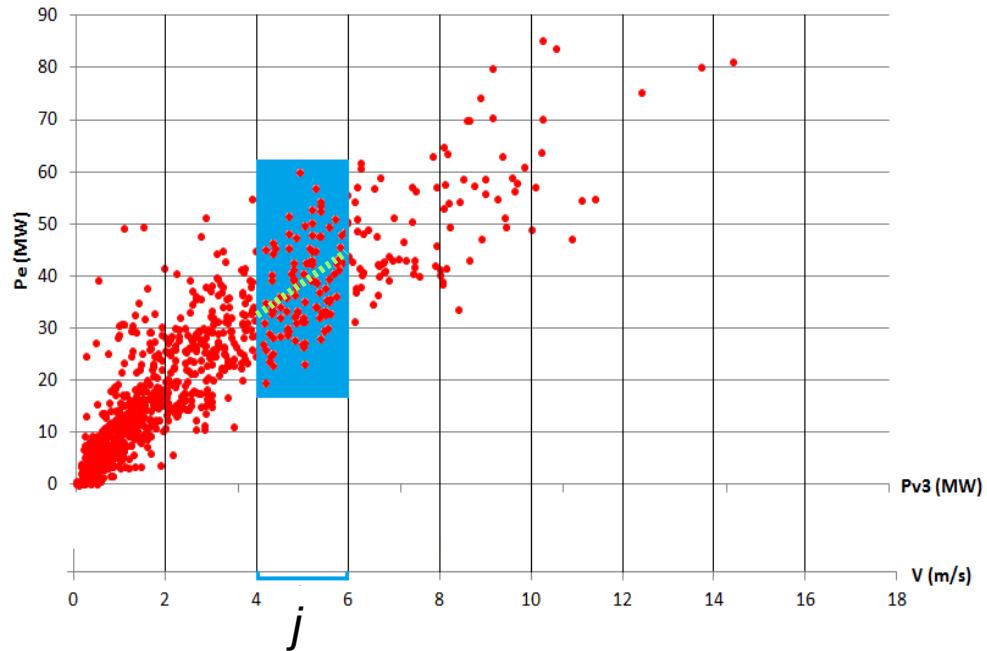


Fig. 2 Peso asignado a cada tramo en función de los datos que contiene.

Luego se obtiene por mínimos cuadrados la aproximación lineal que mejor aproxima el conjunto de muestras en cada Tramo. La función resultante de la aproximación lineal se muestra en la ec.5. En la Fig.2 se muestra (trazo cortado color verde) lo que sería la aproximación lineal del Tramo j .

$$P_E = a_{k,j} + b_{k,j} P_v$$

ec.(5) Aproximación lineal del tramo j del sector k .

3.1.5) Ajuste de curva de respuesta.

Dado un sector angular de dirección (identificado por el ángulo α_k) se obtiene para cada tramo de potencia de viento (identificado como T_j) los coeficientes de la aproximación lineal de las muestras en el Tramo y su Peso asociado según lo explicado en 3.1.4. Estos coeficientes son usados para realizar una interpolación de Hermite, considerando como puntos extremos de cada interpolación los puntos medios de los Tramos. En el punto medio de cada Tramo (valor medio de P_v del tramo) se considera que la potencia del viento toma el valor y derivada dados por la aproximación lineal del tramo (ec.5) y se construye el polinomio de Hermite para representar el intervalo formado desde ese punto medio al punto medio del Tramo siguiente. El ME es la curva compuesta por la unión de los polinomios de aproximación de Hermite

de cada intervalo. La Fig.3 muestra la curva de respuesta (curva amarilla) como la concatenación de las aproximaciones de Hermite para los tres primeros tramos de la Fig.2.

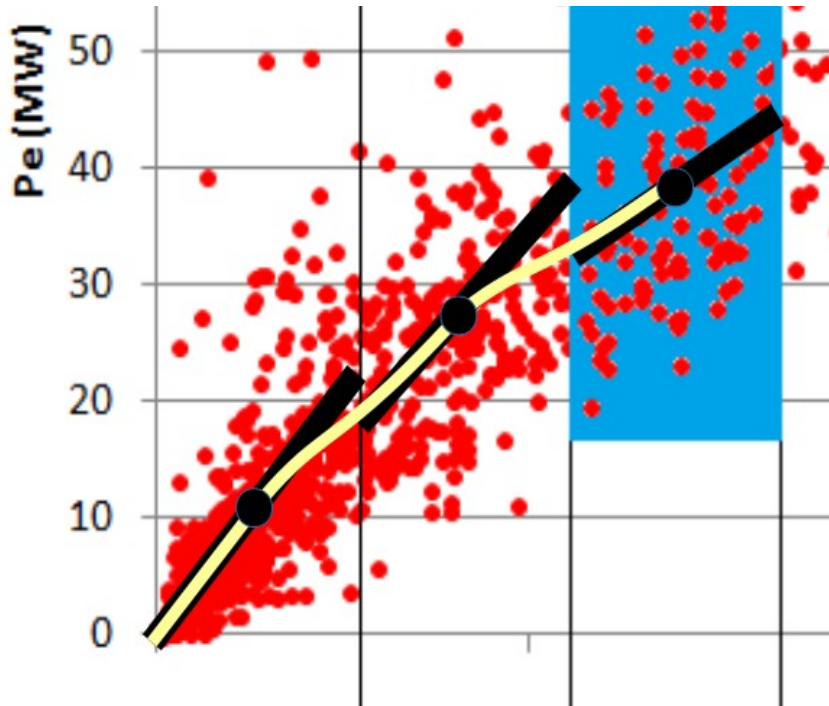


Fig. 3: Ejemplo de concatenación de las aproximaciones de Hermite.

La curva de respuesta se completa en la primera mitad del primer Tramo (T_1) y en la segunda mitad del último Tramo ($T_{NTramos}$) por la aproximación lineal por mínimos cuadrados que mejor aproxima el conjunto de muestras, según lo explicado en 3.1.4.

Al aproximar los tramos intermedios por Hermite y los extremos por su aproximación lineal se obtiene una función continua con derivada continua.

3.1.6) Depuración de las medidas.

Una vez recorridos los pasos 3.1.1 a 3.1.5 por primera vez, se obtiene una primer propuesta \tilde{ME} con la cual es posible calcular, para cada punto de medida i el apartamiento al modelo am_i como se muestra en la ec.3. Con la serie am_i se filtra el conjunto de medidas eliminando aquellas cuyo valor am_i está dentro del 10% de mayor valor. Depuradas las series, se repiten los pasos de 3.1.1 a 3.1.5 para obtener el ME definitivo.

3.2. Cálculo de la Potencia Eléctrica y Peso del ME.



Como se explicó en la sección 3.1 el ME consiste en la clasificación de los posibles puntos de funcionamiento de la central de generación en Tramos asociados a un rango de direcciones de viento y a un rango de potencias de viento. Para cada Sector α_k y Tramo T_j (dónde k identifica el sector y j el tramo de potencias de viento) se obtiene una aproximación lineal (ec. 5) y un peso $Peso_{k,j}$ que mide la cantidad de muestras en base a las cuales se obtuvo la aproximación lineal del Tramo.

En base a ese conjunto de modelos lineales con pesos asociados a cada tramo, se calcula la salida del ME para un dato de entrada que tiene una potencia de viento y una dirección dada, con el siguiente mecanismo:

1) Se obtienen cuáles son los ángulos α_k y α_{k+1} (centros de los Sectores definidos en 3.1.1) que incluyen la dirección α dada.

2) Sobre los Sectores identificados por k se busca j tal que la potencia de viento correspondiente al punto medio del tramo T_j sea la más alta inferior a la potencia de viento P_v dada. Por construcción se cumplirá que la potencia de viento media del Tramo T_{j+1} será superior a la P_v dada. Se calcula la potencia eléctrica para la P_v dada si la dirección del viento fuera α_k por una interpolación de Hermite considerando como extremos de la interpolación los puntos medios de los tramos T_j y T_{j+1} obteniendo así $P_E(k)$.

Si la potencia del viento fuera inferior a la media del tramo T_1 , se calcula la potencia eléctrica a partir de la aproximación lineal obtenida para el tramo T_1 . Análogamente, si la potencia del viento fuera superior a la media del tramo $T_{NTramos}$, se calcula la potencia eléctrica a partir de la aproximación lineal obtenida para el tramo $T_{NTramos}$.

3) Con igual procedimiento que en 2) pero sobre el sector centrado en α_{k+1} se obtiene la potencia eléctrica $P_E(k+1)$.

4) La salida del modelo se calcula como se muestra en la ec.6 como la combinación lineal convexa de los resultados de los dos sectores entre los que está la dirección de viento dada.

$$P_E = P_E(k) \frac{\alpha_{k+1} - \alpha}{\alpha_{k+1} - \alpha_k} + P_E(k+1) \frac{\alpha - \alpha_k}{\alpha_{k+1} - \alpha_k}$$

ec.(6) Combinación de la estimación de los sectores más próximos.

En todo el cálculo están presentes los Pesos asociados a los Tramos. Para hacer uso de los pesos, se define un Peso Mínimo



Significativo (PMS) como umbral de significancia de la información de un Tramo. Si el peso del tramo T_j es inferior al PMS se interpretará que no hay suficiente información en el Tramo como para considerar válido su modelado. Lo mínimo necesario para determinar la aproximación lineal dentro de un Tramo son dos medidas, pero dado el nivel de ruido que tienen las mediciones de velocidad, dirección y potencia reales, el PMS no debiera ser inferior a 10 muestras.

En los pasos 2 y 3 antes descriptos, al realizar las aproximaciones de Hermite, puede ocurrir que uno o ambos tramos T_j y T_{j+1} tengan pesos inferiores al PMS definido. En dicho caso el $Peso_k$ asociado al Sector α_k se fija en -1 (no hay suficiente información).

En caso contrario se calcula el peso asociado al Sector α_k como una ponderación de los pesos de los Tramos T_j y T_{j+1} según la ubicación del dato dentro del Tramo, como se muestra en la ec.7. Dicha ubicación se representa con la variable u que toma valores entre 0 y 1 según la posición del dato de entrada respecto al inicio del Tramo ($u=0$ al inicio del Tramo y $u=1$ al final del Tramo).

$$Peso_k = Peso_{k,j} \cdot u + Peso_{k,j+1} \cdot (1-u)$$

ec.(7) Peso asociado al cálculo del ME para un dato de entrada en el Sector k..

Luego, para obtener el peso estadístico del resultado, se ponderan los pesos obtenidos para los sectores α_k y α_{k+1} según la posición del dato de entrada respecto a dichos Sectores, según se muestra en la ec.8.

$$Peso = Peso_k \frac{\alpha_{k+1} - \alpha}{\alpha_{k+1} - \alpha_k} + Peso_{k+1} \frac{\alpha - \alpha_k}{\alpha_{k+1} - \alpha_k}$$

ec.(8) Peso total asociado al cálculo del ME para un dato de entrada.

Si alguno de los pesos de los sectores vale -1, el peso total se fija en -1 y la potencia eléctrica estimada como salida del modelo para ese dato de entrada se impone a 0 MW, pero debe ser descartado su uso en base al Peso.



4. Modelo Teórico (MT)

La representación de la central generadora a través del modelo teórico tiene en cuenta la ubicación geográfica de los aerogeneradores y su estación meteorológica, junto con las características técnicas según información del fabricante del aerogenerador. La ubicación de los aerogeneradores y de la estación meteorológica es usada para tener en consideración mediante simulaciones la interferencia entre los molinos y entre estos y la estación meteorológica.

La central generadora está representada por un conjunto de aerogeneradores y por una Estación Meteorológica (**EM**). Todos los elementos están ubicados mediante coordenadas (sistema UTM). Se define una grilla de puntos sobre los que se realiza el cálculo de velocidad de viento. Esta grilla es rectangular e incluye todos los aerogeneradores y la EM.

Para cada modelo de aerogenerador, se dispone de la curva de generación suministrada por el fabricante.

Se representa la interacción de las estelas de viento generadas por cada molino mediante un modelo que considera la transferencia de potencia hacia el rotor del aerogenerador y la mezcla entre las diferentes capas de aire ocasionada por la turbulencia aguas abajo del aerogenerador.

El modelo intenta calcular la potencia eléctrica PE generada por el parque conocida la velocidad y dirección del viento en la EM. Si en todos los aerogeneradores se tuviera la misma velocidad que en la EM, la PE sería calculable a partir de la medida de la EM usando las curvas del fabricante. En la práctica, dependiendo de la distribución de los aerogeneradores, de la topología del terreno y de la velocidad y dirección del viento, cada aerogenerador tendrá una velocidad diferente a la de la EM. Para representar esos efectos, se incluyó un factor de ajuste de velocidad por aerogenerador y parámetros para simular las estelas de los aerogeneradores. Estos parámetros de ajuste se explican en detalle más adelante en esta misma sección.

El MT del parque tiene los siguientes atributos principales:

- **Aerogeneradores.**
- **Grilla** de cálculo, que se orienta según la dirección del viento y de tamaño suficiente para poder incluir espacialmente los aerogeneradores y la **EM** del parque.



- **Potencia nominal del parque** (P_N).
- **Límite de potencia:** Limitación de la potencia inyectada de acuerdo la Potencia Autorizada en el Convenio de Uso/Conexión a la red. Se supone que el parque controla siempre la potencia inyectada para no superar este valor.
- **Factor de Pérdidas** (FP): pérdidas eléctricas del parque expresadas en por unidad de P_N .

Como parámetros de ajuste del MT asociados al parque se tiene:

- $\gamma_{atmosfera}$: Velocidad de mezcla vertical.
- $\alpha_{terreno}$: Velocidad de mezcla horizontal.
- f_{pvPe} : Factor entre la potencia extraíble del viento y la potencia eléctrica entregada por el aerogenerador.
- η_{EM} : Relación entre la Potencia de Viento en la EM y la Potencia del Viento Libre.

Los parámetros anteriores, están relacionadas con la forma en que se calcula la velocidad del viento dentro de la estela generada aguas abajo por cada molino.

Los aerogeneradores que componen el parque se modelan a partir de las siguientes características:

- **Posición:** coordenadas UTM de su ubicación geográfica.
- **Curva Aerogenerador** ($P_E(P_v)$): vectores que representan la potencia eléctrica generada en función de la velocidad del viento y de la potencia del viento.
- **Potencia máxima**
- **Diámetro del rotor** D
- **Factor de ajuste** η_k de la Potencia del Viento aplicable al aerogenerador k respecto de la Potencia del Viento Libre.

El modelo de la central eólica permite la calibración de las variables $\gamma_{atmosfera}$, $\alpha_{terreno}$, f_{pvPe} y η_k para ajustar su funcionamiento a los datos reales de desempeño. A partir de esta representación se logra obtener un modelo que permite aproximar la generación de energía del parque eólico.

4.1. Cálculo de la potencia generada por la central eólica.

4.1.1) Inicialización de la potencia del viento libre

Como el dato de potencia de viento que se recibe del parque eólico corresponde al anemómetro de la **EM**, y debido a que el modelo del parque necesita como entrada la potencia de viento libre (para poder realizar el cálculo de la potencia eléctrica generada), se debe estimar la potencia de viento libre a partir de la potencia del viento en el anemómetro.

Se inicializa la iteración tomando como potencia de viento libre el dato de potencia de viento del anemómetro dividido el factor de ajuste de la EM (η_{EM}) según la ec.9.

$$P_{V_{libre}} = \frac{P_{V_{anemo}}}{\eta_{EM}} \quad \text{ec.(9) Potencia del viento libre inicial.}$$

Para el cálculo de la potencia generada por el parque a partir de la potencia del viento libre estimada se siguen los pasos 4.1.2 a 4.1.5.

4.1.2) Inicialización de las condiciones de borde de la grilla del parque

Previo a la inicialización de las potencias de viento para los puntos de la grilla del parque, se orienta la misma a la dirección del viento incidente (se rota la grilla de manera que la dirección del viento sea normal al plano formado por las palas del rotor del aerogenerador).

Como se observa en la Fig.4, se comienza inicializando los puntos de la primera fila de la grilla, y todos los puntos de la primera y última columna, con la velocidad del viento libre (puntos azules en la Fig.4). La ve-

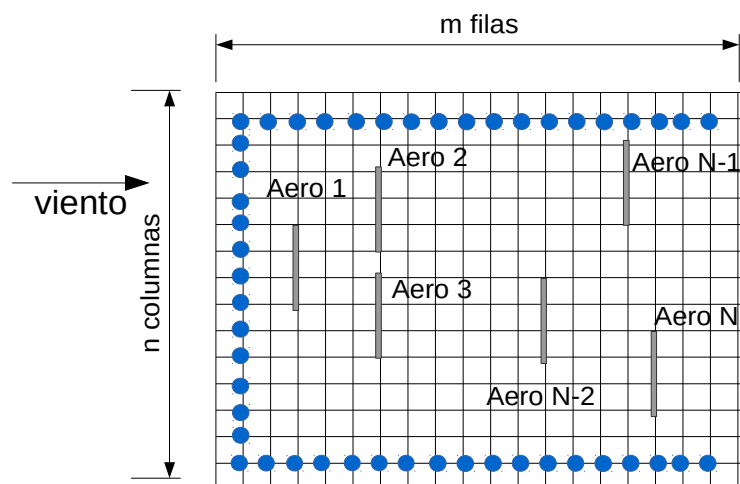


Fig. 4: Inicialización de la grilla del parque MT.

locidad del viento libre es la velocidad del viento que no es afectada por el parque.

4.1.3) Cálculo de la potencia del viento

Para el cálculo de la potencia de viento $Pv_{i,j}$ incidente sobre un punto de la grilla ubicado en la fila i y en la columna j , se considera la influencia del viento proveniente de 3 puntos ($Pv_{i-1,j-1}$, $Pv_{i-1,j}$, $Pv_{i-1,j+1}$) ubicados en la fila $i-1$ y en las columnas $j-1$, j , $j+1$, según se muestra en la Fig.5.

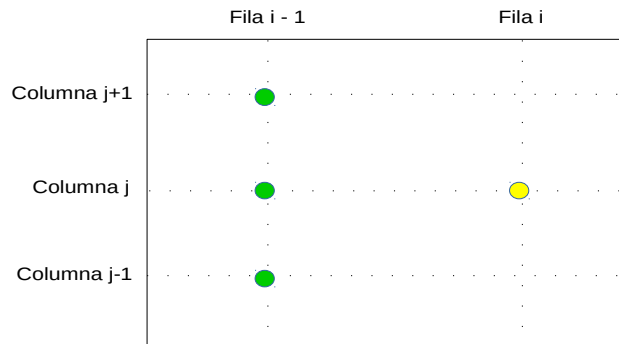


Fig. 5: Cálculo de la potencia de viento incidente en el punto (i,j) de la grilla.

Para el cálculo de $Pv_{i,j}$ se realiza la ponderación a partir de las potencias de viento en la fila $i-1$ y de la potencia del viento libre que se muestra en la ec.10. Se busca modelar la mezcla entre las distintas capas de aire, tanto en sentido horizontal como vertical y el efecto de la turbulencia sobre la velocidad de mezcla.

$$Pv_{i,j} = [Pv_{i-1,j} \cdot \beta + [Pv_{i-1,j-1} + Pv_{i-1,j+1}] \cdot \alpha] \cdot \gamma_{inferior} + Pv_{viento\ libre} \cdot \gamma_{superior} \quad \text{ec. (10)}$$

Cálculo de potencia del viento.

Los parámetros α y β le asignan pesos a las potencias del viento de los puntos aguas arriba (puntos verdes en la Fig.5) en el cálculo de la potencia de viento del punto aguas abajo (punto amarillo en la Fig.5). La variable α es el peso asignado



a los puntos de las columnas $j-1$ y $j+1$ (columnas laterales) y β el peso del punto central (columna j). Dichos pesos se calculan según la ec.11 y ec.12.

$$\alpha = \left(\frac{1}{3}\right) \left(1 - e^{-\alpha_{\text{terreno}} (caja_{dy}/caja_{dx})}\right)$$

ec.(11) Coeficiente de ponderación según columnas laterales a columna de cálculo.

$$\beta = 1 - 2\alpha$$

ec.(12) Coeficiente de ponderación para igual columna que columna de cálculo.

El cociente $caja_{dy}/caja_{dx}$ representa la relación de distancia de los puntos de la grilla según la dirección del viento (distancia entre filas) y la dirección perpendicular al mismo (distancia entre columnas). Por lo que al aumentar el cociente, la potencia de viento de cada uno de los 3 puntos aguas arriba tiende a tener igual peso ($\alpha=1/3$) para el cómputo de la potencia de viento del punto aguas abajo (al aumentar la relación un observador en el punto de cálculo "ve" los tres puntos aguas arriba cada vez más iguales). Se verifica que $\alpha+\beta=1$, por lo que si en los 3 puntos considerados aguas arriba el viento es el viento libre, también se tendrá viento libre en el punto aguas abajo (salvo que hubiera un aerogenerador en dicha posición).

Los parámetros γ_{superior} y γ_{inferior} modelan la interacción vertical entre las capas de aire. La variable γ_{superior} representa el peso asignado a la potencia del viento libre. La relación $(caja_{dy}/500)$ en la ec.13 da cuenta que en la medida en que aumenta la distancia entre filas de la grilla, la influencia de las perturbaciones verticales desaparece. El valor 500 se consideró porque de acuerdo a la literatura, 5 diámetros de rotor es una distancia en la cual las perturbaciones se pueden considerar despreciables (y los rotores de las máquinas actuales son del orden de 100m). Ese valor es al solo efecto de manejar valores cercanos a la unidad, pero no tiene consecuencias sobre el cálculo, dado que el parámetro $\gamma_{\text{atmósfera}}$ se obtiene por calibración del modelo a partir de los datos empíricos. La variable γ_{inferior} representa el complemento de γ_{superior} y define el peso asignado a las potencias del viento de la grilla en la fila anterior.

$$\gamma_{\text{superior}} = \left(1 - e^{-\gamma_{\text{atmósfera}} (caja_{dy}/500)}\right)$$

ec.(13) Peso asignado a la potencia del viento arriba del aerogenerador.



$$\gamma_{inferior} = 1 - \gamma_{superior}$$

ec.(14) Peso asignado a la potencia del viento al nivel del suelo.

En 7.1 se muestra como a partir de cierto juego de parámetros α y γ se logra una estela muy similar a la obtenida a partir del modelo de Larsen.

Una vez concluido el cálculo para todas las columnas de la fila i , se pasa al punto 4.1.4 para recalcular la potencia del viento en dicha fila en caso en que la misma hubiera uno o más aerogeneradores.

4.1.4) Cálculo de la potencia del viento afectada por aerogeneradores:

Para cada aerogenerador k , y a partir de la potencia que extrae del viento, se calcula la potencia del viento en los puntos de la grilla que quedan comprendidos por el rotor del aerogenerador (puntos $(i, j)_{rotor}$).

Primero se promedian las potencias de viento iniciales $P_{v_{prom}}^i$ de dichos puntos y luego a partir de la curva del aerogenerador $P_E(Pv)$, del factor de ajuste η_k , del factor de limitación de potencia $relRed$ y del ajuste por densidad $\omega(\rho)$, se calcula la potencia extraída por unidad de área P_{E/m^2}^k por el aerogenerador k según la ec.15.

$$P_{E/m^2}^k = \frac{P_E(P_{v_{prom}}^i \cdot \eta_k) \cdot \omega(\rho) \cdot relRed}{\pi \times D^2 / 4}$$

ec.(15) Potencia extraída por el aerogenerador por unidad de área.

El factor $relRed$ se utiliza en 224.1.5 para iterar en caso que la potencia resultante exceda el límite de potencia del parque.

El factor $\omega(\rho)$ ajusta la curva del aerogenerador en función de la densidad del aire según la ec.16. Dicho factor surge del análisis realizado en la sección 6, en el que se obtiene una función que ajusta las diferentes curvas suministradas por un proveedor de aerogeneradores en función de la densidad del aire. Se asume que la curva $P_E(Pv)$ ingresada al parque es la correspondiente para la densidad base ($\rho_{Base} = 1.225 \text{ kg/m}^3$).



$$\omega(\rho) = \frac{(1 - e^{-2.17\rho})}{(1 - e^{-2.17\rho_{Base}})}$$

ec.(16) Factor de ajuste de la curva del aerogenerador según la densidad del aire.

Finalmente, para cada $(i, j)_{rotor}$ se calcula la potencia de viento afectada $P_{V_{i,j}}^{afectada}$ como se indica en la ec.18 a partir del coeficiente de afectación r y de la potencia del viento inicial $P_{V_{i,j}}^{inicial}$ según la ec.17.

$$r = \frac{P_{V_{prom}}^{inicial} - P_{E/m2} \cdot f_{pv3Pe}}{P_{V_{prom}}^{inicial}}$$

ec.(17) Coeficiente de afectación para los puntos de la grilla abarcados por el rotor de un aerogenerador.

$$P_{V_{i,j}}^{afectada} = r \cdot P_{V_{i,j}}^{inicial} \quad \text{ec. (18)}$$

Al utilizar el mismo factor de afectación (r) para $(i, j)_{rotor}$, se asume que el porcentaje de extracción de potencia del viento es el mismo sin importar la ubicación de dichos puntos en el área del rotor.

Se realiza el cálculo de la potencia de viento para cada punto de la grilla ejecutando los procedimientos 4.1.3 y 4.1.4 (en ese orden) para cada fila, comenzando desde la primera fila hasta llegar a la última fila de la grilla.

4.1.5) Cálculo de la potencia total generada por el parque

Luego de finalizado el cálculo de las potencias del viento en todos los puntos de la grilla, se procede a calcular la potencia total generada por el parque (P_T) a partir de la suma de las potencias generadas por todos los aerogeneradores (P_A , ec.24) menos las pérdidas del parque según se muestra en la ec.20.

$$P_A = \sum_{k=1}^{Nro.Aeros} P_E (P_{V_{prom}}^k \cdot \eta_k) \omega(\rho) relRed_{h-1}$$

ec.(19) Potencia total generada por todos los aerogeneradores.

$$P_T = P_A - k_{perdidas} \times P_A^2$$

ec.(20) Cálculo de la potencia del parque.



El coeficiente de pérdidas $k_{perdidas}$ se calcula a partir del factor de pérdidas FP y de la Potencia Nominal del Parque P_N según la ec.21.

El factor de pérdidas FP representa las pérdidas en la red del parque en por unidad de una potencia general P_A tomada como referencia.

$$k_{perdidas} = \frac{FP(1- FP)}{P_N} \quad \text{ec.(21) Coeficiente de pérdidas del parque.}$$

Si la potencia total generada P_T excediera el Límite de Potencia del parque, se itera mediante la ec.22 en la variable $RelRed$. Dicha variable modela el control del parque que busca no superar la potencia máxima establecida como Consigna de Generación Máxima (CGM).

$$RelRed_h = \frac{Limite de Potencia}{P_T} \cdot RelRed_{h-1} \quad \text{ec.(22) Variable que modela control del parque para no exceder Limite de Potencia en la iteración } h.$$

Con el nuevo valor de $RelRed_h$ se vuelve al paso 4.1.2 para comenzar nuevamente el cálculo de la potencia del viento en todos los puntos de la grilla.

Si la potencia total generada P_T fuera inferior al Límite de Potencia del parque, se ejecuta el paso 4.1.6 ya que se dispone del cálculo definitivo de las potencias del viento en todos los puntos de la grilla.

4.1.6) Verificación de Hipótesis inicial de potencia de viento libre

Tal como se indicó en la sección 4.1.1, los cálculos con el MT se realizan con una potencia de viento libre estimada a partir de la potencia de viento en la EM (Pv_{Anemo}^{DATO}). Como resultado del cálculo con el MT es posible calcular la potencia de viento en la EM Pv_{Anemo}^{MOD} que podrá coincidir o no con la Pv_{Anemo}^{DATO} . Si la diferencia entre ambas potencias es significativa, se realiza el proceso iterativo que se explica a continuación.



Si la diferencia es inferior a un cierto porcentaje de tolerancia (p.ej 10 %) o la cantidad de iteraciones supera la máxima cantidad permitida (p.ej 10), se da por finalizada la iteración y la potencia del parque se mantiene según lo calculado en el paso anterior (4.1.5).

En caso contrario, se entiende que la estimación inicial de la potencia del viento libre debe ser corregida para volver a calcular la potencia del parque. Para ello, se multiplica por el factor de corrección c (definido según la ec.23) la potencia del viento libre considerada en la iteración anterior y se vuelve al paso 4.1.2.

$$c = \frac{Pv_{Anemo}^{DATO}}{Pv_{Anemo}^{MOD}}$$

ec.(23) Cociente entre el dato de potencia de viento en el anemómetro y el resultado del modelo.

4.2. Calibración del MT

El modelo de la central eólica permite la calibración de las variables $\gamma_{atmosfera}$, $\alpha_{terreno}$, f_{pv3Pe} , η_k ($k=1..NroAeros$) y η_{EM} para ajustar su funcionamiento a los datos reales de desempeño.

Para calibrar el MT se elige mediante algoritmos de optimización la combinación de estos parámetros que minimiza el costo C_l según la ec.24.

$$C^l = \sum_{i=1}^{NroSectores} \sum_{j=1}^{NroTramos} \{err_{Potencia}^2 + disp_{Velocidad}^2\} Peso[T_j, \alpha_i]$$

ec.(24) Costo para evaluación de juego de parámetros del individuo "l".

El término $err_{Potencia}^2$ calcula la diferencia cuadrática entre la potencia calculada por el MT para cada representante del ME $P_T^l[Pv_{Anemo}^{Rep}(T_j, \alpha_i), \alpha_i]$ y los representantes del ME $P_E^{Rep}[T_j, \alpha_i]$. Este término es el principal a minimizar en la ec.24.

El término $disp_{Velocidad}^2$ calcula la diferencia cuadrática entre la potencia de viento del anemómetro del representante $Pv_{Anemo}^{Rep}(T_j, \alpha_i)$ y la potencia del viento $Pv_{Anemo}^l(T_j, \alpha_i)$ calculada a partir del MT para el mismo representante. Este término es un objetivo secundario en la minimización y busca obtener juegos de parámetros que cumpliendo el objetivo principal minimicen la variación del campo de velocidades en el parque.

La suma anterior se pondera según su relevancia estadística a partir de los pesos de los representantes $Peso[T_j, \alpha_i]$. La su-



matoria no incluye aquellos representantes del ME con pesos inferiores al PMS definido en 3.2.

5. Procedimiento de calibración y aplicación del MT para el cálculo de Restricciones Operativas.

5.1. Procedimiento de calibración.

Los modelos de los diferentes parques se calibrarán mensualmente en base a las medidas de los últimos 12 meses de operación según la metodología explicada en las secciones precedentes.

Para la calibración de los modelos se excluirán las medidas de las ventanas de tiempo en las que hubieren estado activas Restricciones Operativas.

5.2. Factor de ajuste de corto plazo.

Para cada parque se calculará el Factor de Ajuste de Corto Plazo (FACP) como la energía efectivamente entregada por el parque y la energía prevista de acuerdo a la aplicación del MT en las últimas 24 horas de operación. Ante la aplicación de una restricción operativa, la energía afectada por la restricción será calculada usando el MT corregido por el FACP.

El FACP tiene por objetivo compensar afectaciones a la disponibilidad del parque que no queden correctamente representadas por la cantidad de unidades disponibles informada vía sistema SCADA.

6. Curvas del fabricante y Curva ajustada.

Los fabricantes de aerogeneradores suministran curvas de Potencia Eléctrica en función de la velocidad del viento para varios valores de la densidad del aire. Cuando se da una sola curva, salvo que se indique algo diferente, la misma corresponde a la densidad del aire $\rho_{Base}=1.225 \text{ kg/m}^3$. La Fig.6 Muestra las curvas Potencia-Velocidad de un modelo de aerogenerador en particular. Como se puede apreciar, la producción del aerogenerador depende de la densidad del aire además de depender de la velocidad del viento.

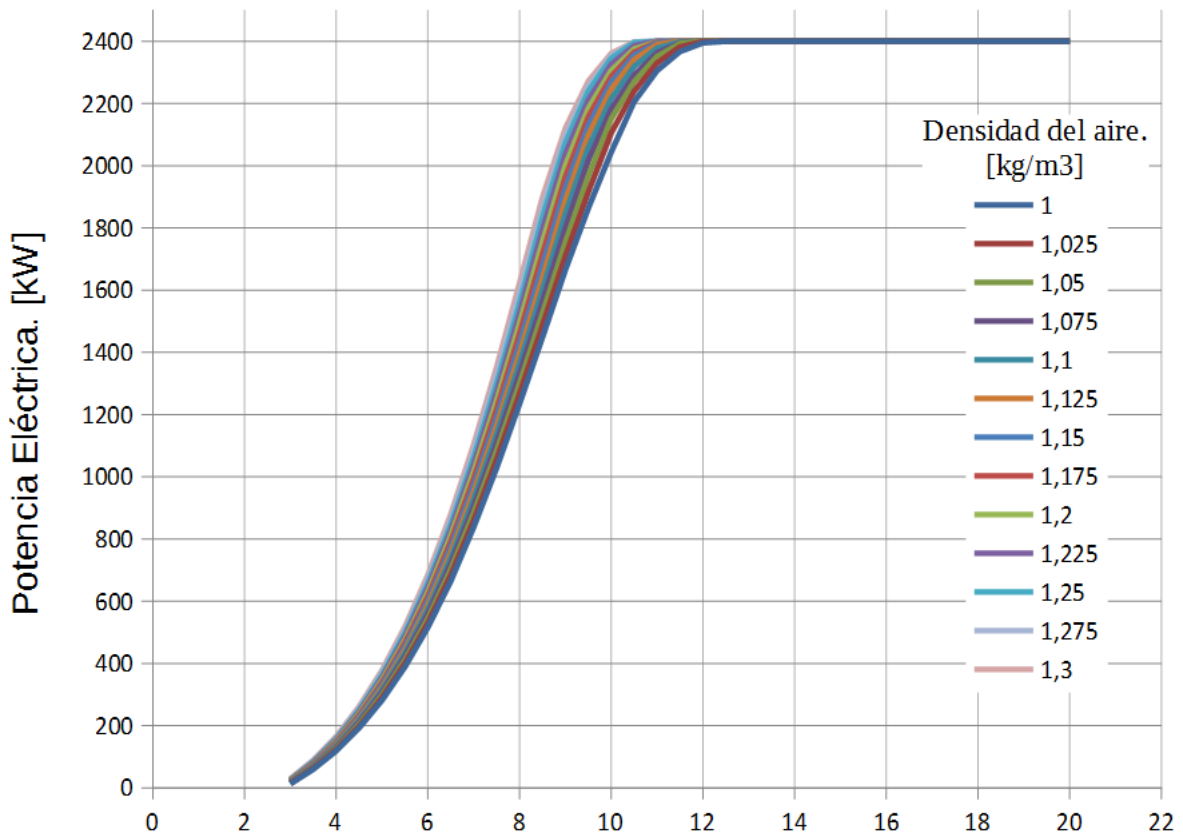


Fig. 6: Curvas Potencia-Velocidad del fabricante.

Si definimos Potencia del Viento que atraviesa un área de rotor A como la energía cinética del aire por unidad de tiempo dicha área, se tiene la expresión de la ec.25

$$P_v = 1/2 A \rho v^3$$

ec. (25) Potencia del Viento.



Si se considera que la Curva del Fabricante para una densidad dada se podría pensar en aproximar la Curva del Fabricante por la curva teórica ec.26 en la que C_p es el coeficiente de Potencia o rendimiento de potencia el aerogenerador y está acotado por el límite de Betz a valores entre 0.3 y 0.6 para las máquinas modernas.

$$P_E = \min(\max(C_p P_v - P_0; 0); P_N) = \min(\max(C_p \frac{1}{2} A \rho v^3 - P_0; 0); P_N) = ct(v) \quad \text{ec. (26)}$$

Dónde:

- P_0 : Es la potencia consumida por fricción.
- P_N : Es la potencia nominal del generador.

Dado que la Curva del Fabricante corresponde a medidas con promedios diezminutales en las que la velocidad del viento puede tener pequeñas variaciones (por más que sea estable a nivel del anemómetro la turbulencia creada por la propia máquina hace imposible considerar una velocidad sin ninguna variación a nivel del rotor) una curva teórica que integre las variaciones de la velocidad podría aproximarse por la ec.27 en la que dv es el rango de variaciones de velocidad a considerar. La ponderación elegida es empírica y solo a los efectos de probar cuán bien puede ajustar esta propuesta a la Curva del Fabricante.

$$P_E = \frac{(ct(v-dv) + 2ct(v) + ct(v+dv))}{4} \quad \text{ec. (27) Curva teórica ajustada.}$$

La Fig.7 muestra un ejemplo de ajuste de la ec.27 a la curva del fabricante para la densidad $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ de las curvas de la Fig.6. Como se puede apreciar se logra un muy buen ajuste.

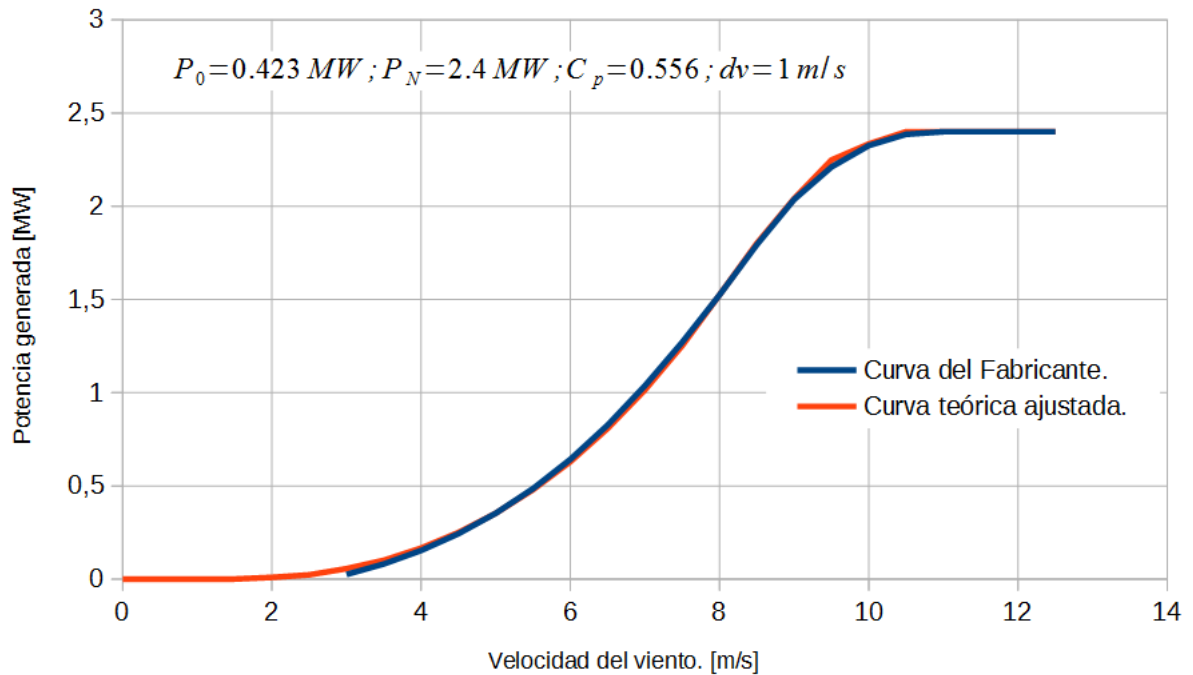


Fig. 7: Ejemplo de Curva Teórica Ajustada a Curva del Fabricante.

Dejando los parámetros $P_0=0.423 MW$; $P_N=2.4 MW$; $dv=1 m/s$ fijos se calculó el mejor C_p para ajustar cada una de las curvas de la Fig.6 obteniéndose los valores de la Fig.8

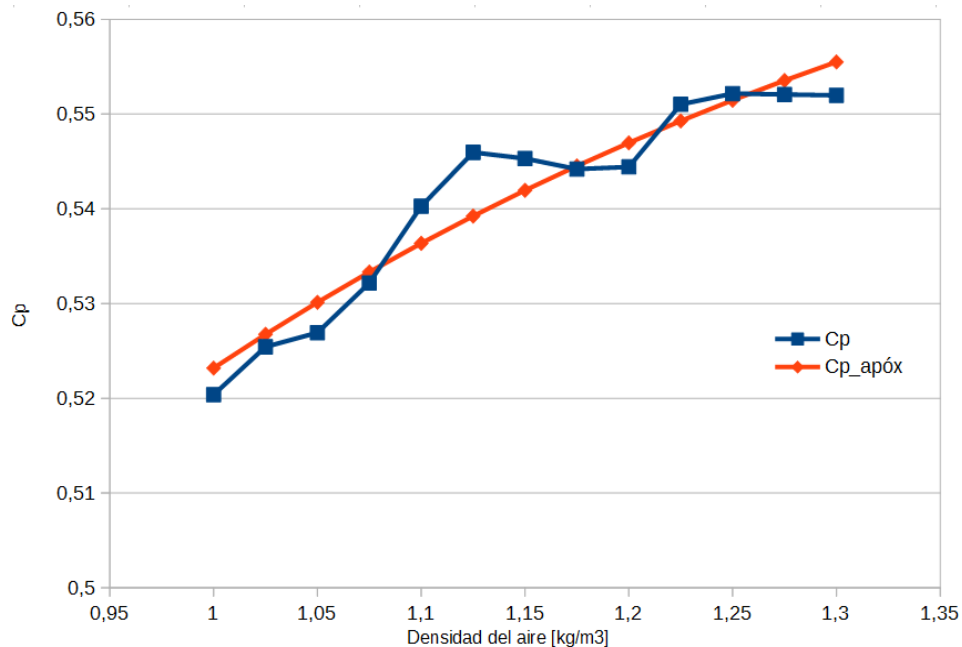


Fig. 8: Variación de C_p con la densidad del aire.

En la Fig.8, la curva "Cp" corresponde a los valores calculados de acuerdo a la información del fabricante y "Cp_aprox" corresponde a la curva aproximada dada por la ec.28.

$$C_p = 0.59(1 - e^{-2.17\rho})$$

ec.(28) Variación de C_p con la densidad.

Los resultados anteriores tienen dos aplicaciones.

La primera es que a partir de la curva del aerogenerador suministrada por el fabricante para una densidad dada, para calcular la potencia del aerogenerador para otra velocidad, una buena aproximación es calcular la potencia eléctrica en la curva original para la potencia de viento dada y corregir dicho valor por la relación de los C_p para tener la salida del aerogenerador. Por supuesto que si ese valor supera la potencia eléctrica del generador será esta última la que valga.

La segunda, es si no se dispone de la información del fabricante, o si se quiere construir una curva de respuesta del aero en base a medidas, es razonable asumir que la ecuación 27 se verifica y estimar en base a las medidas, los parámetros de las ecuaciones 26 y 28 siempre que se trate de aerogeneradores modernos, de eje horizontal, 3 palas y con potencias entre 1 y 3 MW.

7. Comparativa de las estelas de viento.

7.1. Estela de viento del modelo Larsen

En la Fig.9 Se muestra la estela de viento generada por un aerogenerador según el modelo de Larsen, publicada en el paper "Validation of wind turbine wake models" (Douwe J. Renkema). La figura representa una estela correspondiente con una velocidad de viento libre de 10 m/s y con una intensidad de turbulencia $I_a=0.1$.

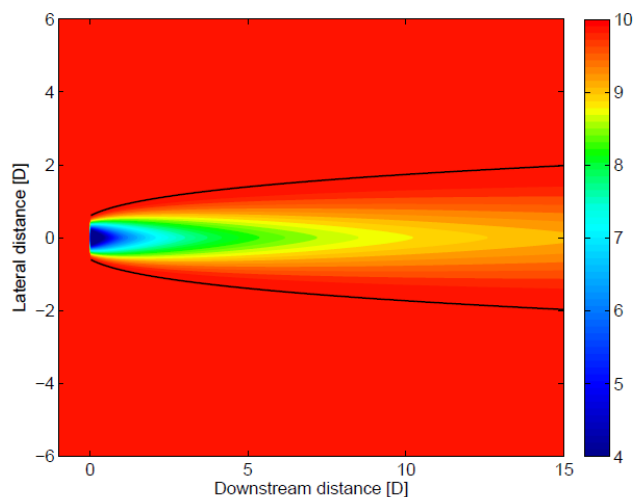
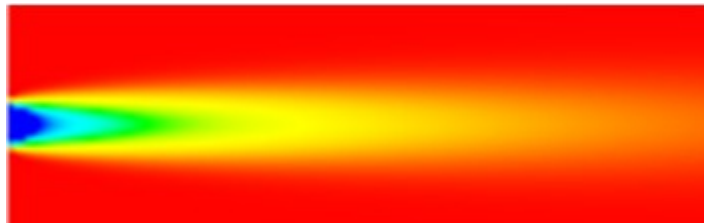


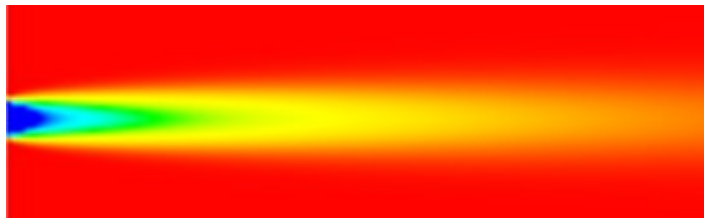
Fig. 9: Estela generada por un aerogenerador a partir del modelo de Larsen.

7.2. Estela de viento del MT

En la Fig.10 Se muestran las estelas de viento generadas con el MT a partir de dos juegos de parámetros α y γ .



$$\alpha=0,5; \gamma=0,4$$



$$\alpha=0,4; \gamma=0,3$$

Fig. 10: Estela generada por un aerogenerador a partir del MT para 2 juegos de parámetros distintos.



8. Índice.

Índice de contenido

1.Introducción.....	1
2.Potencia del Viento.....	2
3.Modelo Empírico (ME).....	3
3.1.Procedimiento de obtención del ME.....	4
3.1.1)Definición de la discretización por dirección de viento..	5
3.1.2)Definición de la discretización por potencia de viento..	5
3.1.3)Obtención de medidas para cada dirección.....	6
3.1.4)Cálculo del ME Representante de una dirección.....	6
3.1.5)Ajuste de curva de respuesta.....	7
3.1.6)Depuración de las medidas.....	8
3.2.Cálculo de la Potencia Eléctrica y Peso del ME.....	9
4.Modelo Teórico (MT).....	11
4.1.Cálculo de la potencia generada por la central eólica....	12
4.1.1)Inicialización de la potencia del viento libre.....	12
4.1.2)Inicialización de las condiciones de borde de la grilla del parque.....	13
4.1.3)Cálculo de la potencia del viento.....	14
4.1.4)Cálculo de la potencia del viento afectada por aerogenera- dores:.....	16
4.1.5)Cálculo de la potencia total generada por el parque....	17
4.1.6)Verificación de Hipótesis inicial de potencia de viento libre.....	18
4.2.Calibración del MT.....	19
5.Procedimiento de calibración y aplicación del MT para el cál- culo de Restricciones Operativas.....	20
5.1.Procedimiento de calibración.....	20
5.2.Factor de ajuste de corto plazo.....	20
6.Curvas del fabricante y Curva ajustada.....	22
7.Comparativa de las estelas de viento.....	25
7.1.Estela de viento del modelo Larsen.....	25
7.2.Estela de viento del MT.....	26
8.Índice.....	27