

Protocolo de Definición de la Metodología de modelamiento y el Procedimiento para la revisión y actualización del Modelamiento de Plantas Eólicas

Marzo 7, 2024

Autores

María Alejandra Vargas Torres.

Camilo Andrés Sedano Quiroz, M.Sc.

Nelson Andrés Salazar Peña, M.Sc.

Oscar David Salamanca Gómez, M.Sc.

Andrés Leonardo González Mancera, Ph.D.



Universidad de
los Andes
Facultad de Ingeniería



Consejo Nacional
de Operación

Revisión Revisión	Fecha Fecha	Descripción Descripción
0	2023-06-09	
1	2023-07-11	Se revisó de acuerdo a los comentarios públicos y acuerdos al interior del grupo de trabajo.
2	2023-10-31	Se revisó de acuerdo a los comentarios de XM.
3	2023-12-13	Se revisó de acuerdo a consideraciones al interior del grupo de trabajo y a los comentarios de XM.

1. Objetivo

El presente protocolo define la metodología del modelamiento energético de plantas eólicas conforme con lo establecido en el Artículo 5 de la Resolución CREG 101 006 de 2023.

2. Ámbito de aplicación

Plantas de generación eólica, que van a participar en algún mecanismo de asignación de obligaciones del cargo por confiabilidad de que trata la Resolución CREG 071 de 2006 (o todas aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan), a plantas eólicas que apliquen procedimientos relacionados con asignación de obligaciones del cargo por confiabilidad, y a plantas eólicas que tengan Obligaciones de Energía Firme (OEF) previamente asignadas a la expedición de la presente resolución.

3. Etapas del modelamiento energético

El modelamiento energético de una planta eólica definida mediante Acuerdo por el Consejo Nacional de Operación (CNO) consiste en una serie de seis etapas que representan la cadena de transformaciones, transporte de energía y pérdidas durante el proceso de conversión desde el recurso eólico hasta la frontera comercial:

1. Diseño técnico y eléctrico de la planta eólica.
2. Caracterización de la planta eólica.
3. Corrección de la velocidad del viento por efecto de grandes parques.
4. Estimación de la velocidad del viento perturbada por efecto de estela.
5. Modelamiento de la producción de potencia por aerogenerador en bornes incluyendo pérdidas eléctricas.
6. Modelamiento de la potencia de la planta eólica y generación de energía.

El modelo CNO de una planta eólica solo es aplicable para ubicaciones en terrenos simples, pues terrenos complejos presentan incertidumbres significativas. Un terreno complejo se caracteriza por tener cambios abruptos de la rugosidad superficial. Por ejemplo, aquellos que presentan aspectos orográficos como colinas poco pronunciadas y cordilleras simples perpendiculares al viento, cordilleras complejas y empinadas (i.e., pendientes con ángulo de inclinación mayor a 17°), sitios costeros con distancia variable de la playa, o región con bosques densos.

Las series de datos a utilizar en el modelo CNO de una planta eólica deben haber sido adquiridas conforme con lo dispuesto en el Acuerdo CNO 1715 de 2023, o aquel que lo

modifique o sustituya o aquel que lo modifique o sustituya y el Acuerdo CNO 1716 de 2023, o aquel que lo modifique o sustituya. Adicionalmente, se asume que los datos fueron procesados siguiendo la metodología definida en el Acuerdo CNO 1717 de 2023, o aquel que lo modifique o sustituya y posteriormente extrapolada a la altura de buje de los aerogeneradores de la planta eólica siguiendo la metodología definida en el Acuerdo CNO 1718 de 2023, o aquel que lo modifique o sustituya.

Nota: En los diagramas presentados en el protocolo, los recuadros color azul indican los parámetros de entrada y los recuadros color naranja indican los parámetros de salida para cada proceso.

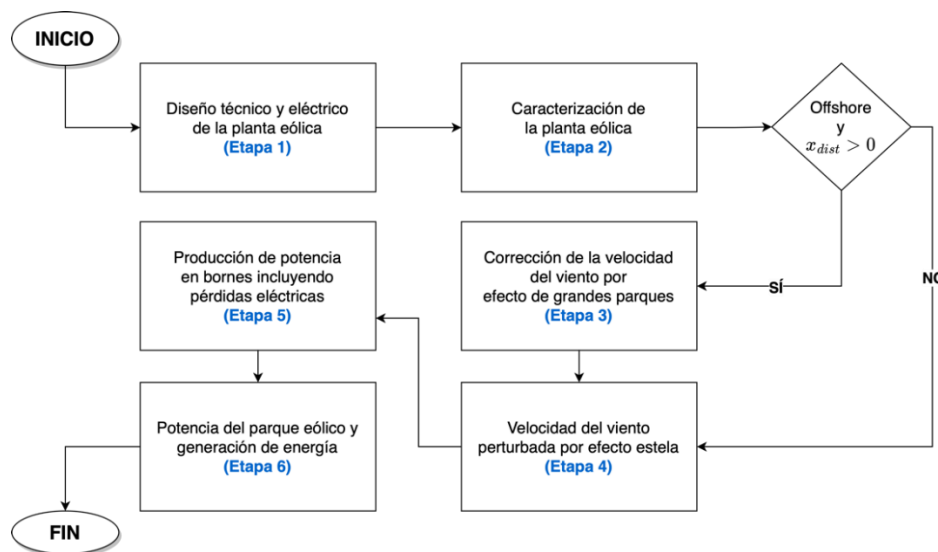


Figura 3.1. Diagrama de flujo general del modelo CNO de una planta eólica.

4. Diseño técnico y eléctrico de la planta eólica

El diseño técnico y eléctrico, junto con las series de datos en resolución horaria de velocidad del viento (V), dirección del viento (D), temperatura ambiente (T_{amb}) y presión atmosférica (λ), son la entrada a los modelos para el cálculo de la producción de la planta eólica como función del recurso.

El diseño técnico y eléctrico de la planta eólica se compone de seis grupos de parámetros (los parámetros de tipo decimal deben reportarse con dos decimales de precisión a menos que explícitamente se indique otro valor):

1. Especificaciones técnicas de aerogeneradores. Abarca las especificaciones técnicas y de desempeño de los diferentes aerogeneradores.
2. Especificaciones de torres meteorológicas y LIDAR. Abarca las especificaciones geográficas y de cobertura de las torres meteorológicas y LIDAR.

3. Especificaciones espaciales de los aerogeneradores. Abarca la información de ubicación geográfica de cada aerogenerador.
4. Cableado eléctrico. Abarca la especificación técnica de las líneas de transmisión eléctrica desde los aerogeneradores hasta el punto de conexión común (PCC). Incluye la resistencia de los cables y la arquitectura de las conexiones.
5. Punto de conexión común (PCC). Abarca la ubicación geográfica del PCC y su voltaje.
6. Parámetros globales. Abarca la información pérdidas eléctricas consideradas hasta el punto de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y se define si la planta eólica está ubicado fuera de costa (i.e., *offshore*) o costa adentro (i.e., *onshore*).

4.1. Especificaciones técnicas de los aerogeneradores

Las especificaciones técnicas de los aerogeneradores se definen a partir de doce parámetros. Dichos parámetros deben definirse para cada modelo de aerogenerador presente en la planta eólica.

Tabla 4.1. Parámetros de definición de las especificaciones técnicas de los aerogeneradores.

Parámetro	Unidad	Descripción	Rango*	Tipo de Dato
Modelo Aerogenerador	–	Nombre del fabricante y modelo de referencia del aerogenerador.	–	Texto
h_{buje}	m	Altura de buje del aerogenerador.	0 a 500	Decimal
ϕ	m	Diámetro del rotor del aerogenerador.	0 a 500	Decimal
$P_{nominal}$	kW	Potencia nominal de diseño del aerogenerador.	0 a 500000	Decimal
$V_{nominal}$	m/s	Velocidad del viento nominal de diseño del aerogenerador.	0 a 50	Decimal
$\rho_{nominal}$	kg/m ³	Densidad nominal a la que se proporcionan las curvas del fabricante de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador.	0.5 a 2	Decimal
V_{min}	m/s	Velocidad del viento mínima de operación del aerogenerador (velocidad de corte inferior).	0 a 5	Decimal
V_{max}	m/s	Velocidad del viento máxima de operación del aerogenerador (velocidad de corte superior).	15 a 50	Decimal

T_{min}	°C	Temperatura ambiente mínima de operación del aerogenerador.	-100 a 5	Decimal
T_{max}	°C	Temperatura ambiente máxima de operación del aerogenerador.	35 a 100	Decimal
$V_{fabricante}$	m/s	Serie de datos del fabricante de velocidad del viento a las que se suministrarán las curvas del fabricante potencia eléctrica y coeficiente de empuje del aerogenerador.	0 a 50	Lista Decimal
$P_{fabricante}$	kW	Serie de datos de la curva del fabricante de potencia eléctrica entregada por el aerogenerador correspondiente a $V_{fabricante}$.	0 a 500000	Lista Decimal
$C_{th_{fabricante}}$	–	Serie de datos de la curva del fabricante de coeficiente de empuje entregada por el aerogenerador correspondiente a $V_{fabricante}$.	0 a 1	Lista Decimal

* Rango de la forma $a \leq x \leq b$.

4.2. Especificaciones de torres meteorológicas y LIDAR

Las especificaciones de las torres meteorológicas y LIDAR se define a partir de cinco parámetros. Dichos parámetros deben definirse para cada torre meteorológica y LIDAR presente en la planta eólica.

Tabla 4.2. Parámetros de definición de las especificaciones de torres meteorológicas y LIDAR.

Parámetro	Unidad	Descripción	Rango*	Tipo de Dato
Longitud	°	Longitud de la ubicación geográfica de la torre meteorológica. Se requieren 5 decimales .	-80 a 80	Decimal
Latitud	°	Latitud de la ubicación geográfica de la torre meteorológica. Se requieren 5 decimales .	-5 a 15	Decimal

Elevación	m	Altura sobre el nivel del mar de la ubicación geográfica de la torre meteorológica.	-200 a 6000	Entero
$h_{TM,L}$	m	Altura de los anemómetros que se reportan al CND de la torre meteorológica y/o altura de medición del LIDAR que se reporta al CND.	0 a 500	Decimal
Radio representatividad	km	Radio de representatividad de la torre meteorológica y/o LIDAR.	0 a 50	Entero

* Rango de la forma $a \leq x \leq b$.

4.3. Especificaciones espaciales de los aerogeneradores

Las especificaciones espaciales de los aerogeneradores se define a partir de tres parámetros. Adicionalmente, se disponen de dos parámetros para indicar el modelo de aerogenerador (definido en la Sección 4.1) y la torre meteorológica asociada (definido en la Sección 4.2) a cada aerogenerador. Dichos parámetros deben definirse para cada aerogenerador presente en la planta eólica.

Tabla 4.3. Parámetros para definir las especificaciones espaciales de los aerogeneradores.

Parámetro	Unidad	Descripción	Rango*	Tipo de Dato
Longitud	°	Longitud de la ubicación geográfica del aerogenerador. Se requieren 5 decimales .	-80 a 80	Decimal
Latitud	°	Latitud de la ubicación geográfica del aerogenerador. Se requieren 5 decimales .	-5 a 15	Decimal
Elevación	m	Altura sobre el nivel del mar de la ubicación geográfica del aerogenerador.	-200 a 6000	Entero
Identificación Especificación Aerogenerador	–	Modelo de aerogenerador definido en la Sección 4.1.	≥ 1	Entero
Identificación Especificación Torre Meteorológica	–	Torre meteorológica asociada definida en la Sección 4.2.	≥ 1	Entero

* Rango de la forma $a \leq x \leq b$.

4.4. Cableado eléctrico

El cableado eléctrico de la planta eólica se define a partir de dos parámetros.

Tabla 4.4. Parámetros para la definición del cableado eléctrico de la planta eólica.

Parámetro	Unidad	Descripción	Rango	Tipo de Datos
Ω	Ohm/km	Serie de datos de resistencia eléctrica de cada cableado que conforman las conexiones. Deben haber tantos valores de resistencia eléctrica como cableados en las conexiones.	≥ 0	Lista Decimal
Conexiones	–	Serie de datos de aerogeneradores que interconecta el cable. El orden de la serie de datos debe ser tal que el primer aerogenerador es el más lejano al PCC y el último aerogenerador se conecta al PCC.	≥ 1	Lista Entero

4.5. Punto de conexión común

El punto de conexión común (PCC) se define a partir de cuatro parámetros.

Tabla 4.5. Parámetros para la definición del cableado eléctrico de la planta eólica.

Parámetro	Unidad	Descripción	Rango*	Tipo de Dato
Longitud	°	Longitud de la ubicación geográfica del PCC. Se requieren 5 decimales .	-80 a 80	Decimal
Latitud	°	Latitud de la ubicación geográfica del PCC. Se requieren 5 decimales .	-5 a 15	Decimal
Elevación	m	Altura sobre el nivel del mar de la ubicación geográfica del PCC.	-200 a 6000	Entero
Voltaje	kV	Voltaje del PCC.	≥ 0	Decimal
P_{PI}	kW	Potencia límite del punto de inyección.	≥ 0	Decimal

* Rango de la forma $a \leq x \leq b$.

4.6. Parámetros globales

Para la planta eólica se definen cuatro parámetros globales.

Tabla 4.7. Parámetros globales en la definición del diseño técnico y eléctrico de la planta eólica.

Parámetro	Unidad	Descripción	Rango*	Tipo de Dato
Offshore	Sí o No	Si la planta eólica está ubicada fuera de costa (i.e., <i>offshore</i>).	–	Texto
k_{pc}	%	Pérdidas de transmisión desde el PCC hasta los transformadores.	0 a 100	Decimal
k_t	%	Pérdidas asociadas a la transformación (elevación de tensión).	0 a 100	Decimal
k_{in}	%	Pérdidas de transmisión hasta el punto de conexión.	0 a 100	Decimal
IHF	%	Indisponibilidad Histórica Forzada (IHF) según lo estipulado en Resolución CREG 071 de 2006 (o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan).	0 a 100	Decimal

* Rango de la forma $a \leq x \leq b$.

5. Caracterización de la planta eólica

La caracterización de la planta eólica consiste en:

1. Asignación de datos para cada aerogenerador.
2. Extrapolación de la serie de datos de temperatura ambiente y densidad a la altura del buje para cada aerogenerador.
3. Corrección curvas del fabricante de acuerdo a la densidad a la altura del buje para cada aerogenerador.
4. Cálculo de la distancia del cableado eléctrico de cada aerogenerador al PCC.
5. Ordenamiento de los aerogeneradores según la dirección del viento.

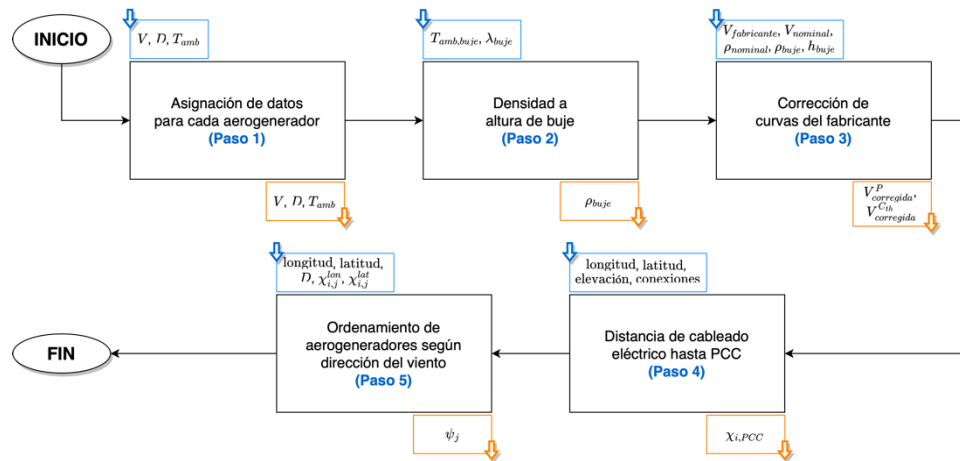


Figura 5.1. Diagrama de flujo de la caracterización de la planta eólica.

5.1. Asignación de datos para cada aerogenerador

A partir del radio de representatividad de las torres meteorológicas y/o LIDAR, se asignan la información de la serie de datos de velocidad del viento, dirección del viento, temperatura ambiente y presión atmosférica para cada aerogenerador. La serie de datos de velocidad del viento corresponde a la velocidad del viento no perturbada, es decir, antes de los efectos de la estela.

Nota: Lo anterior implica que se deben tener tantas torres meteorológicas y/o LIDAR como se requieran para que todos los aerogeneradores sean cubiertos por el radio de representatividad.

5.2. Densidad a la altura del buje

La densidad (ρ) se debe extrapolar a la altura del buje para cada aerogenerador.

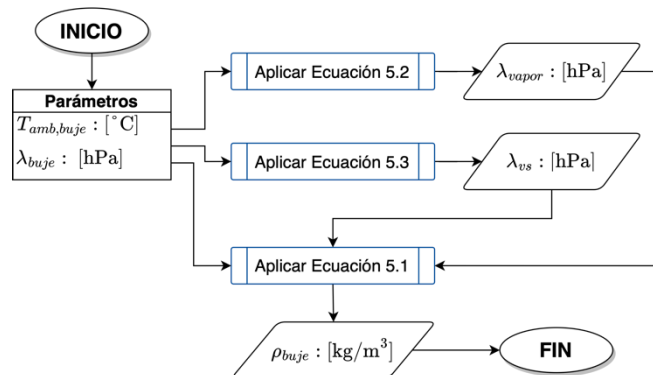


Figura 5.2. Diagrama de flujo de la extrapolación de las series de datos de temperatura ambiente y densidad a la altura del buje para cada aerogenerador.

Mediante la Ecuación 5.1 se estima la densidad extrapolada a la altura de buje para cada aerogenerador ($\rho_{buj e}$), donde $T_{amb,buj e}$ es la serie de datos de temperatura ambiente a la altura de buje de cada aerogenerador en unidades de °C (Acuerdo CNO 1718 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya), $\lambda_{buj e}$ es la serie de datos de presión atmosférica a la altura de buje de cada aerogenerador en unidades de hPa (Acuerdo CNO 1718 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya), λ_{vapor} es la presión de vapor de agua estimada con la Ecuación 5.2 en unidades de Pa y λ_{vs} es la presión de vapor de saturación estimada con la Ecuación 5.3 en unidades de Pa. La relación $\frac{\lambda_{vapor}}{\lambda_{vs}}$ es la humedad relativa (adimensional), la cual puede tomar un valor comprendido entre 0 y 1.

$$\rho_{buj e} = \left(\frac{1}{T_{amb,buj e} + 273.15} \right) \cdot \left(\frac{\lambda_{buj e} \cdot 100}{287.058} - \left(\frac{\lambda_{vapor}^2}{\lambda_{vs}} \right) \cdot \left(\frac{1}{287.058} - \frac{1}{461.5} \right) \right) \quad (5.1)$$

Donde:

$$\lambda_{vapor} = 0.0000205 \cdot \exp \left(0.0631846 \cdot (T_{amb,buj e} + 273.15) \right) \quad (5.2)$$

$$\lambda_{vs} = \left(6.112 \cdot \exp \left(\frac{17.67 \cdot T_{amb,buj e}}{T_{amb,buj e} + 243.5} \right) \right) \cdot 100 \quad (5.3)$$

5.3. Corrección de curvas del fabricante

La corrección de las curvas del fabricante de potencia eléctrica y de coeficiente de empuje se debe realizar para cada modelo de aerogenerador (definido en la Sección 4.1) de acuerdo a la correspondiente densidad extrapolada a la altura del buje ($\rho_{buj e}$). La corrección de las curvas del fabricante solo se realiza si $\rho_{buj e} \neq \rho_{nominal}$.

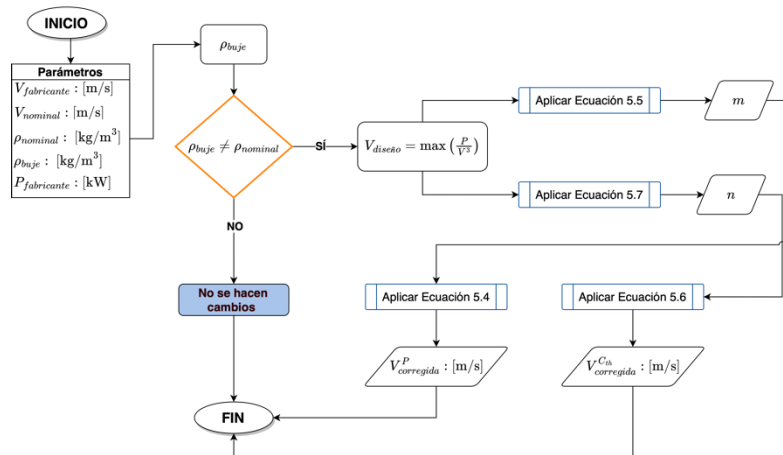


Figura 5.3. Diagrama de flujo de la corrección de curvas del fabricante.

La corrección de la serie de datos del fabricante de velocidad del viento a las que se suministra la curva del fabricante potencia eléctrica del aerogenerador ($V_{corregida}^P$) se realiza mediante la Ecuación 5.4.

$$V_{corregida}^P = V_{fabricante} \cdot \left(\frac{\rho_{nominal}}{\rho_{buj e}} \right)^m \quad (5.4)$$

Donde:

$$m = \begin{cases} \frac{1}{3} & 0 \leq V_{fabricante} < V_{diseño} \\ \frac{1}{3} + \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{V_{fabricante} - V_{diseño}}{V_{nominal} - V_{diseño}} \right) & V_{diseño} \leq V_{fabricante} \leq V_{nominal} \\ \frac{2}{3} & V_{fabricante} > V_{nominal} \end{cases} \quad (5.5)$$

El parámetro $V_{diseño}$ es la velocidad del viento de la serie de datos del fabricante en donde se tiene el valor máximo de la relación $\frac{P_{fabricante}}{V_{fabricante}^3}$ de la curva del fabricante de coeficiente de empuje del aerogenerador.

Por otra parte, la corrección de la serie de datos del fabricante de velocidad del viento a las que se suministra la curva del fabricante coeficiente de empuje del aerogenerador ($V_{corregida}^{Cth}$) se realiza mediante la Ecuación 5.6.

$$V_{corregida}^{Cth} = V_{fabricante} \cdot \left(\frac{\rho_{nominal}}{\rho_{buj e}} \right)^n \quad (5.6)$$

Donde:

$$n = \begin{cases} \frac{1}{8} & 0 \leq V_{fabricante} < V_{diseño} \\ \frac{1}{8} + \left(\frac{1}{3} - \frac{1}{8} \right) \cdot \left(\frac{V_{fabricante} - V_{diseño}}{V_{nominal} - V_{diseño}} \right) & V_{diseño} < V_{fabricante} \leq V_{nominal} \\ \frac{1}{3} & V_{fabricante} > V_{nominal} \end{cases} \quad (5.7)$$

En ambos casos, las series de datos del fabricante de velocidad del viento corregida no deben superar la velocidad del viento máxima de operación del aerogenerador (V_{max}), es decir, $V_{corregida}^P = \max(V_{corregida}^P, V_{max})$ y $V_{corregida}^{Cth} = \max(V_{corregida}^{Cth}, V_{max})$.

5.4. Distancia del cableado eléctrico al PCC

Para cada aerogenerador i se debe definir la distancia en kilómetros del correspondiente cableado eléctrico hasta el PCC ($\chi_{i,PCC}$). Dicha distancia se estima mediante la distancia geodésica ($\chi_{i,j}^{geodésica}$) en la superficie terrestre teniendo en cuenta la característica elipsoidal de la tierra a partir de dos ubicaciones geográficas (i.e., longitud, latitud y elevación) [4]. Para el cálculo de $\chi_{i,j}^{geodésica}$ (en unidades de kilómetros) se recomienda el uso del modelo de Haversine [5] (ver Ecuación 5.8 y Ecuación 5.9, donde $\Delta\text{latitud} = \text{latitud}_j - \text{latitud}_i$ y $\Delta\text{longitud} = \text{longitud}_j - \text{longitud}_i$).

$$\kappa = \sin\left(\frac{\Delta\text{latitud}}{2}\right)^2 + \cos(\text{latitud}_i) \cdot \cos(\text{latitud}_j) \cdot \sin\left(\frac{\Delta\text{longitud}}{2}\right)^2 \quad (5.8)$$

$$\chi_{i,j}^{geodésica} = 2 \cdot 6371 \cdot \arcsin(\sqrt{\kappa}) \quad (5.9)$$

Dado que las conexiones del cableado eléctrico (ver Tabla 4.4) consisten en los aerogeneradores interconectados hasta el PCC, la distancia del cableado eléctrico de cada aerogenerador i hasta el PCC ($\chi_{i,PCC}$) es la sumatoria entre la distancia entre pares de aerogeneradores ($\chi_{i,j}$) hasta llegar al PCC. En la Ecuación 5.10, $\chi_{i,j}^{geodésica}$ y la elevación deben estar en unidades de kilómetros.

$$\chi_{i,j} = \sqrt{\left(\chi_{i,j}^{geodésica}\right)^2 + (\text{elevación}_j - \text{elevación}_i)^2} \quad (5.10)$$

Por ejemplo, la distancia del cableado eléctrico desde el primer aerogenerador hasta el PCC de la planta eólica presentado en la Figura 5.4, se estima con la Ecuación 5.11.

$$\chi_{1,PCC} = \chi_{1,2} + \chi_{2,3} + \chi_{3,4} + \chi_{4,PCC} \quad (5.11)$$

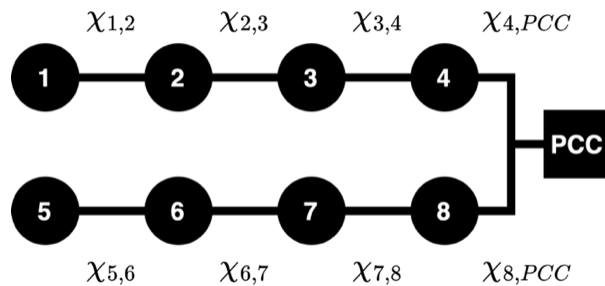


Figura 5.4. Planta eólica de ejemplo para la estimación del cableado eléctrico.

5.5. Ordenamiento de aerogeneradores según la dirección del viento

Se requiere organizar los aerogeneradores desde el primero al que impacta el viento hasta el último. Este ordenamiento de los aerogeneradores según la dirección del viento (D) debe realizarse para cada estampa temporal de la serie de datos de dirección del viento.

El procedimiento para el ordenamiento de los aerogeneradores según la dirección del viento requiere estimar la distancia entre longitudes ($\chi_{i,j}^{lon}$) y la distancia entre latitudes ($\chi_{i,j}^{lat}$) de un par de aerogeneradores. La distancia entre longitudes es equivalente a la distancia en el eje horizontal en un plano 2D. De forma similar, la distancia entre latitudes es equivalente a la distancia en el eje vertical en un plano 2D. Para ambos casos, la elevación no se debe tener en cuenta (i.e., elevación_i = elevación_j = 0). Esta estimación de distancia debe realizarse fijando un primer aerogenerador como referencia (aerogenerador i en este caso) e iterando el segundo aerogenerador entre los aerogeneradores restantes de la planta eólica (aerogenerador j en este caso).

El factor de ordenamiento (ψ) se estima para cada aerogenerador j con la Ecuación 5.12, donde:

- θ es la dirección del viento en unidades de radianes **tomando como referencia que el norte geográfico corresponde a 0°**. En la Ecuación 5.13 el parámetro $\bar{D}$ es el promedio de la dirección del viento para una misma estampa temporal de la serie de datos de dirección del viento asignada a cada aerogenerador en la Sección 5.1. El parámetro $\bar{D}$ se corresponde al vector formado por el promedio de las componentes vertical y horizontal del viento.
- $s_{i,j}^{lon}$ y $s_{i,j}^{lat}$ son el signo de la diferencia entre las longitudes y latitudes del par de aerogeneradores manteniendo el mismo procedimiento iterativo. Los parámetros $s_{i,j}^{lon}$ y $s_{i,j}^{lat}$ solo pueden tomar valores de 0 y ± 1 .
- Las variables $\chi_{i,j}^{lon}$ y $\chi_{i,j}^{lat}$ deben estar en unidades de metros.

$$\psi_j = \sin(\theta) \cdot s_{i,j}^{lon} \cdot \chi_{i,j}^{lon} + \cos(\theta) \cdot s_{i,j}^{lat} \cdot \chi_{i,j}^{lat} \quad (5.12)$$

$$\theta = (90 - \bar{D}) \cdot \frac{\pi}{180} \quad (5.13)$$

$$s_{i,j}^{lon} = \text{signo}(\text{longitud}_j - \text{longitud}_i) \quad (5.14)$$

$$s_{i,j}^{lat} = \text{signo}(\text{latitud}_j - \text{latitud}_i) \quad (5.15)$$

El resultado de la Ecuación 5.12 es una serie de datos de factor de ordenamiento (ψ) para cada aerogenerador en una única estampa temporal, en adición a las series de datos de distancia entre las longitudes ($X_{\psi}^{lon} = s_{i,j}^{lon} \cdot \chi_{i,j}^{lon}$) y latitudes ($X_{\psi}^{lat} = s_{i,j}^{lat} \cdot \chi_{i,j}^{lat}$) en unidades de kilómetros. Note que $\psi_{i=j} = 0$. Finalmente, el factor de ordenamiento (ψ) es organizado de forma descendente.

Nota: $X_{\psi_j}^{lon}$ y $X_{\psi_j}^{lat}$ indican la distancia de longitud y latitud (en unidades de kilómetros) obtenida para el aerogenerador j según el factor de ordenamiento, respectivamente.

6. Corrección de la velocidad del viento por efecto de grandes parques – Offshore

Para la estimación de la velocidad del viento efectiva que incide sobre cada aerogenerador, la serie de datos de velocidad del viento debe ser ajustada para tener en cuenta el efecto de grandes parques. Este procedimiento debe realizarse para cada estampa temporal de la serie de datos de velocidad del viento, dirección del viento y temperatura ambiente.

El efecto de grandes parques únicamente se tiene en cuenta para parques eólicos fuera de costa (i.e., offshore) y si la planta eólica cuenta con más de cinco filas de aerogeneradores. El último criterio se verifica si el parámetro $x_{dist} > 0$.

El cálculo matricial del parámetro x_{dist} requiere el ordenamiento de los aerogeneradores desde el primero al que impacta el viento hasta el último desarrollado en la Sección 5.5. En la Ecuación 6.1, las variables $X_{\psi_{i,j}}^{lon}$ y $X_{\psi_{i,j}}^{lat}$ deben estar en unidades de metros.

$$x_{dist} = \begin{bmatrix} -\cos(\theta_j) \\ -\sin(\theta_j) \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X_{\psi_j}^{lon} - X_{\psi_i}^{lon} \\ X_{\psi_j}^{lat} - X_{\psi_i}^{lat} \\ (\text{elevación}_j + h_{buje,j}) - (\text{elevación}_i + h_{buje,i}) \end{bmatrix} \quad (6.1)$$

Dado que la Ecuación 6.1 es un cálculo entre matrices, la multiplicación corresponde al producto punto. También, se mantiene la notación de la Sección 5.5, donde se fija el

primer aerogenerador i como referencia a partir de la serie de datos de ψ_j , y se itera el segundo aerogenerador j a partir de los aerogeneradores restantes. El parámetro θ_j se estima con la Ecuación 5.13 pero en lugar de $\bar{D}$ se utiliza el valor de la dirección del viento de la serie de datos asignados al aerogenerador j en la Sección 4.1 correspondiente a la estampa temporal de análisis.

Si $x_{dist} > 0$ y la planta eólica se ubica fuera de costa (i.e., *offshore*), se realiza el ajuste de la serie de datos de velocidad del viento para tener en cuenta el efecto de grandes parques. Además, si $\frac{x_{dist}}{\phi_j} \geq 60$ **existe recuperación de la velocidad del viento**, donde ϕ_j es el diámetro del rotor del aerogenerador j .

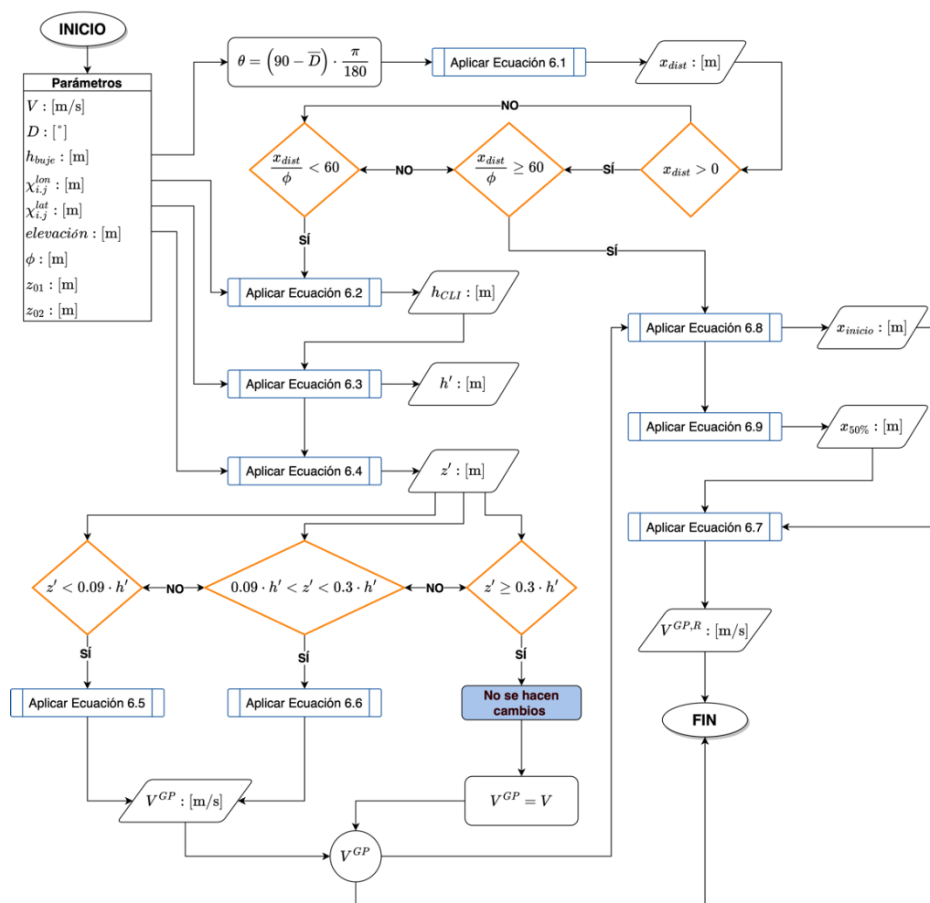


Figura 6.1. Diagrama de flujo de la corrección de velocidad del viento por efecto de grandes parques.

6.1. Efecto de grandes parques sin recuperación

Para establecer la magnitud del efecto de grandes parques sobre la velocidad de viento para cada aerogenerador, mediante la Ecuación 6.2 se estima la altura de la

capa límite interna (h_{CLI}) la cual se extiende desde el primer aerogenerador i y aumenta su altura de influencia con la distancia a sotavento (ver Figura 6.2).

$$h_{CLI} \cdot \left(\ln \left(\frac{h_{CLI}}{z_{02}} \right) - 1 \right) - 0.9 \cdot x_{dist} = 0 \quad (6.2)$$

La Ecuación 6.2 debe ser resuelta con el método de bisección para estimar el parámetro h_{CLI} . El parámetro z_{02} es la rugosidad aumentada por la planta eólica y su valor se define en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1. Valor de la rugosidad del terreno y aumentada.

Parámetro	Valor Onshore*	Valor Offshore*
Rugosidad del terreno (z_{01})	0.055	0.0002
Rugosidad aumentada (z_{02})	0.05	0.03

* Valores definidos en el Acuerdo CNO 1127 de 2018.

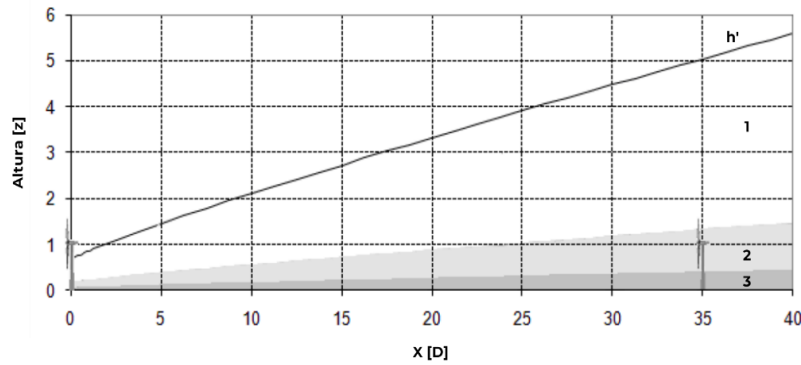


Figura 6.2. Desarrollo de la capa límite interna generada a partir de la primera fila de aerogeneradores de la planta eólica discretizada en zonas 1, 2 y 3. Tomado de [14].

Luego, a partir de la Ecuación 6.3 se estima el parámetro h' , el cual tiene en cuenta la energía cinética del viento no extraída del suelo.

$$h' = h_{CLI} + \frac{2}{3} \cdot h_{buje,j} \quad (6.3)$$

Adicionalmente, la alteración causada por el efecto de grandes parques es percibida en el borde inferior del rotor del aerogenerador (z').

$$z' = h_{buje,j} - \frac{\phi_j}{2} \quad (6.4)$$

La magnitud del efecto de grandes parques sobre la velocidad de viento para cada aerogenerador depende de la zona donde se ubica z' con respecto a h' (ver Figura 6.2):

- Si $z' \geq 0.3 \cdot h'$, z' se ubica en la primera zona. En este caso no se realiza corrección de la velocidad del viento por efecto de grandes parques.
- Si $0.09 \cdot h' < z' < 0.3 \cdot h'$, z' se ubica en la segunda zona. Luego, la velocidad del viento corregida por el efecto de grandes parques para cada aerogenerador (V_j^{GP}) se estima con la Ecuación 6.5.

$$V_j^{GP} = \frac{V_j}{\ln\left(\frac{z'}{z_{01}}\right)} \cdot \left(\frac{\ln\left(\frac{h'}{z_{01}}\right)}{\ln\left(\frac{h'}{z_{02}}\right)} \cdot \ln\left(\frac{0.09 \cdot h'}{z_{02}}\right) \cdot \left(1 - \frac{\ln\left(\frac{z'}{0.09 \cdot h'}\right)}{\ln\left(\frac{0.3}{0.09}\right)}\right) + \ln\left(\frac{0.3 \cdot h'}{z_{01}}\right) \cdot \frac{\ln\left(\frac{z'}{0.09 \cdot h'}\right)}{\ln\left(\frac{0.3}{0.09}\right)} \right) \quad (6.5)$$

- Si $z' < 0.09 \cdot h'$, z' se ubica en la tercera zona. Luego, la velocidad del viento corregida por el efecto de grandes parques para cada aerogenerador (V_j^{GP}) se estima con la Ecuación 6.6.

$$V_j^{GP} = V_j \cdot \frac{\ln\left(\frac{h'}{z_{01}}\right) \cdot \ln\left(\frac{z'}{z_{02}}\right)}{\ln\left(\frac{h'}{z_{02}}\right) \cdot \ln\left(\frac{z'}{z_{01}}\right)} \quad (6.6)$$

6.2. Efecto de grandes parques con recuperación

La recuperación de la velocidad del viento a barlovento ($V_j^{GP,R}$) es un ajuste adicional realizado sobre la velocidad del viento corregida por el efecto de grandes parques para cada aerogenerador. $V_j^{GP,R}$ se estima con la Ecuación 6.7. V_j^{GP} es la velocidad del viento corregida por el efecto de grandes parques para cada aerogenerador estimada en la Sección 6.1.

$$V_j^{GP,R} = V_j \cdot \left(1 - \left(1 - \frac{V_j^{GP}}{V_j}\right) \cdot 0.5^{\frac{x_{dist} - x_{inicio}}{x_{50\%}}}\right) \quad (6.7)$$

Donde:

$$x_{inicio} = 60 \cdot \phi_j \quad (6.8)$$

y

$$x_{50\%} = 40 \cdot \phi_j \quad (6.9)$$

7. Velocidad del viento perturbada por efecto estela

Se inicia con la estimación de x_{dist} con la Ecuación 6.1, manteniendo el ordenamiento desarrollado en la Sección 5.5. No obstante, se deben invertir los subíndices del segundo vector en la Ecuación 6.1, es decir:

$$\begin{bmatrix} X_{\psi_i}^{lon} - X_{\psi_j}^{lon} \\ X_{\psi_i}^{lat} - X_{\psi_j}^{lat} \\ (elevación_i + h_{buje,i}) - (elevación_j + h_{buje,j}) \end{bmatrix}$$

Las variables $X_{\psi_{i,j}}^{lon}$ y $X_{\psi_{i,j}}^{lat}$ deben estar en unidades de metros.

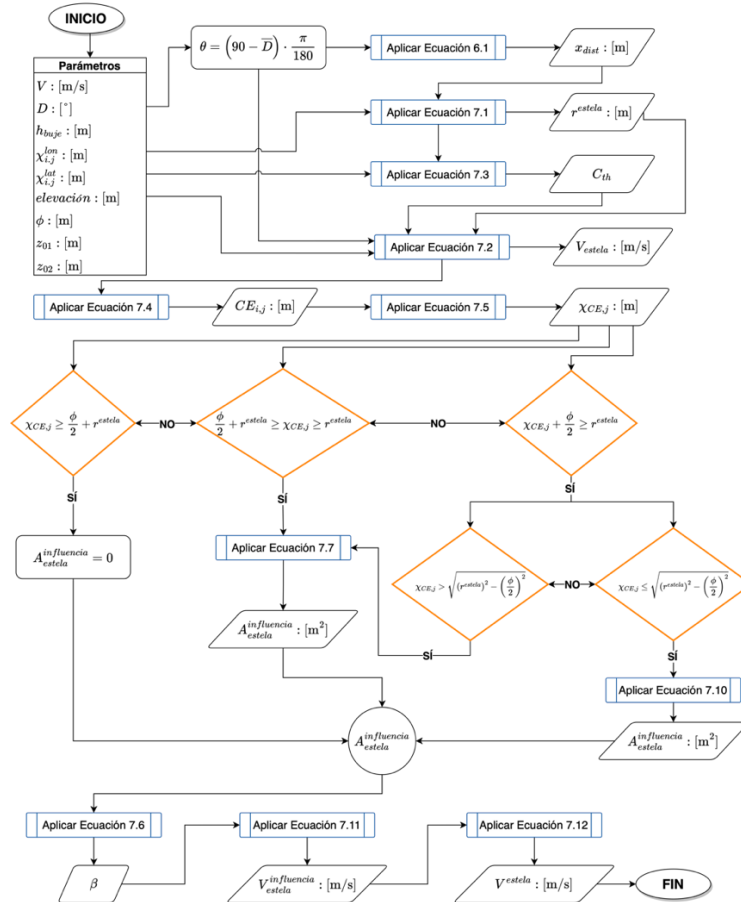


Figura 7.1. Diagrama de flujo de la estimación de la velocidad del viento perturbada por el efecto estela.

Luego, se estima el radio de la estela al llegar al aerogenerador j (r_j^{estela}) con la Ecuación 7.1.

$$r_j^{estela} = \frac{\phi_j}{2} + CRE \cdot x_{dist} \quad (7.1)$$

Donde CRE es la constante del radio de estela cuyo valor se define en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1. Valor de la constante del radio de estela (CRE), definidos en el Anexo 1 del Acuerdo CON 1127 de 2018.

Parámetro	Valor Onshore*	Valor Offshore*
CRE	0.075	0.04

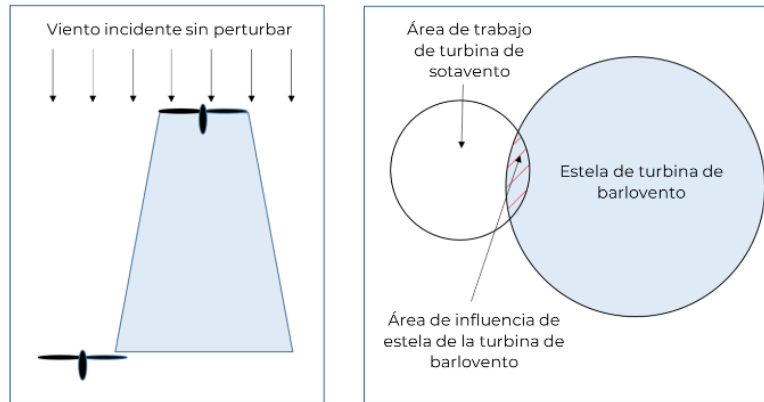


Figura 7.2. Ejemplo de aerogenerador afectado de manera parcial por una estela. Izquierda: Vista superior. Derecha: Vista lateral. Figura tomada de [1].

Se continúa estimando el valor de la velocidad de la estela del aerogenerador j con respecto al aerogenerador i con el modelo de estela de Jensen entre pares de aerogeneradores (Ecuación 7.2).

$$V_{i,j}^{estela} = V_j^* \cdot \left(1 - (1 - \sqrt{1 - C_{th}}) \cdot \left(\frac{\phi_j}{2 \cdot r_j^{estela}} \right)^2 \right) \quad (7.2)$$

Donde V_j^* es la velocidad del viento incidente en el aerogenerador j y corregida por efecto de grandes parques si aplica, y es C_{th} es el coeficiente de empuje ajustada al tener en cuenta los cambios de densidad del aire en cada estampa horaria. En la Ecuación 7.3 el parámetro $C_{th}^{interp}_{th\text{fabricante}}$ es la interpolación cúbica de la serie de datos de la curva del fabricante de coeficiente de empuje para la velocidad del viento específica (V_j^*) según la estampa de tiempo.

$$C_{th} = C_{th\text{fabricante}}^{interp} \cdot \frac{\rho_{nominal}}{\rho_{buje}} \quad (7.3)$$

Conocida $V_{i,j}^{estela}$, se estima el centro de dicha estela ($CE_{i,j}$) en sus tres dimensiones. En la Ecuación 7.4, las variables $X_{\psi_j}^{lon}$ y $X_{\psi_j}^{lat}$ deben estar en unidades de metros.

$$CE_{i,j} = \begin{cases} CE_{i,j}^{lon} = (X_{\psi_j}^{lon} - x_{dist} \cdot \cos(\theta_j)) \cdot R_{x_{dist}} \\ CE_{i,j}^{lat} = (X_{\psi_j}^{lat} - x_{dist} \cdot \sin(\theta_j)) \cdot R_{x_{dist}} \\ CE_{i,j}^{elevación} = (elevación_j + h_{bujes,j}) \cdot R_{x_{dist}} \end{cases} \quad (7.4)$$

Donde $R_{x_{dist}}$ es un rectificador tal que $R_{x_{dist}} = 0$ si $x_{dist} \leq 0$ y $R_{x_{dist}} = 1$ si $x_{dist} > 0$.

El siguiente paso consiste en estimar la distancia entre el centro de la estela $CE_{i,j}$ y el centro del buje del aerogenerador i mediante la Ecuación 7.5, donde L2 es la norma. En la Ecuación 7.5, las variables $X_{\psi_j}^{lon}$ y $X_{\psi_j}^{lat}$ deben estar en unidades de metros.

$$\chi_{CE,i} = \left| L2 \left(\begin{bmatrix} (X_{\psi_i}^{lon} - CE_{i,j}^{lon}) \cdot R_{x_{dist}} \\ (X_{\psi_i}^{lat} - CE_{i,j}^{lat}) \cdot R_{x_{dist}} \\ ((elevación_i + h_{bujes,i}) - CE_{i,j}^{elevación}) \cdot R_{x_{dist}} \end{bmatrix} \right) \right| \quad (7.5)$$

Conocida la ubicación del centro de la estela ($\chi_{CE,j}$), sus dimensiones y su velocidad con respecto a los aerogeneradores a barlovento, se procede a estimar la influencia de la estela sobre el aerogenerador a sotavento a partir del modelo de Koch.

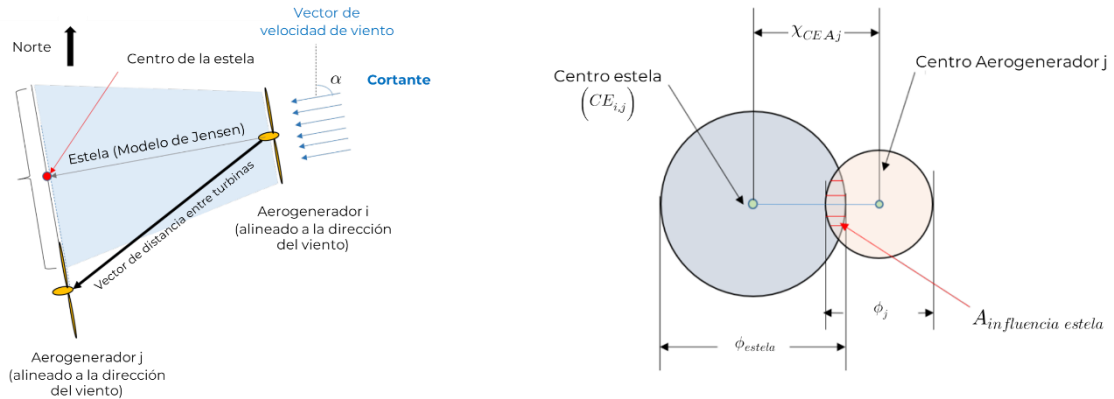


Figura 7.3. Posición del centro de la estela entre un par de aerogeneradores (izquierda). Cálculo de la distancia entre el centro de la estela y el aerogenerador a sotavento, y el área de influencia β con el modelo de Koch (derecha). Figuras tomadas de [1].

El modelo de Koch tiene en cuenta el efecto de múltiples estelas sobre un aerogenerador a sotavento, teniendo en cuenta el área del rotor del aerogenerador que se encuentra afectado.

$$\beta_j = \frac{A_{estela}^{influencia}}{A_{rotor}} \quad (7.6)$$

Donde $A_{rotor} = \pi \cdot \left(\frac{\phi_j}{2}\right)^2$ es el área que barre el rotor del aerogenerador, El parámetro $A_{estela}^{influencia}$ es el área de influencia de la estela.

- Si $\chi_{CE,j} \geq \frac{\phi_j}{2} + r_j^{estela}$, entonces $A_{estela}^{influencia} = 0$.
- Si $\frac{\phi_j}{2} + r_j^{estela} > \chi_{CE,j} \geq r_j^{estela}$, entonces $A_{estela}^{influencia}$ se estima con la Ecuación 7.7.

$$A_{estela}^{influencia} = \left(\frac{\phi_j}{2}\right)^2 \cdot \arccos\left(\frac{2 \cdot d_1}{\phi_j}\right) + (r_j^{estela})^2 \cdot \arccos\left(\frac{\chi_{CE,j} - d_1}{r_j^{estela}}\right) - \chi_{CE,j} \cdot \xi \quad (7.7)$$

Donde:

$$d_1 = \left| \frac{\left(\frac{\phi_j}{2}\right)^2 - (r_j^{estela})^2 + (\chi_{CE,j})^2}{2 \cdot \chi_{CE,j}} \right| \quad (7.8)$$

y

$$\xi = \sqrt{\left|\left(\frac{\phi_j}{2}\right)^2 - (d_1)^2\right|} \quad (7.9)$$

- Si $\chi_{CE,j} + \frac{\phi_j}{2} \geq r_j^{estela}$ y $\chi_{CE,j} > \sqrt{(r_j^{estela})^2 - \left(\frac{\phi_j}{2}\right)^2}$, entonces $A_{estela}^{influencia}$ se estima con la Ecuación 7.7.
- Si $\chi_{CE,j} + \frac{\phi_j}{2} \geq r_j^{estela}$ y $\chi_{CE,j} \leq \sqrt{(r_j^{estela})^2 - \left(\frac{\phi_j}{2}\right)^2}$, entonces $A_{estela}^{influencia}$ se estima con la Ecuación 7.10.

$$A_{estela}^{influencia} = A_{rotor} - \left(\frac{\phi_j}{2}\right)^2 \cdot \arccos\left(\frac{2 \cdot d_1}{\phi_j}\right) + (r_j^{estela})^2 \cdot \arccos\left(\frac{\chi_{CE,j} - d_1}{r_j^{estela}}\right) - \chi_{CE,j} \cdot \xi \quad (7.10)$$

Donde d_1 y ξ se estiman con la Ecuación 7.8 y la Ecuación 7.9, respectivamente.

Conocida $A_{estela}^{influencia}$, se estima su magnitud en términos de la velocidad del viento mediante la Ecuación 7.11, donde V_i^* es la velocidad del viento incidente en el aerogenerador i y corregida por efecto de grandes parques si aplica y n es el número de aerogeneradores a sotavento.

$$(V_{estela}^{influencia})_i = \sum_{j=1}^n \beta_j \cdot (V_{i,j}^{estela} - V_i^*)^2 \cdot R_{x_{dist}} \quad (7.11)$$

Finalmente, se estima la velocidad del viento perturbada por el efecto estela con la Ecuación 7.12.

$$V_i^{perturbada} = V_i^* - \sqrt{(V_{estela}^{influencia})_i} \quad (7.12)$$

Este procedimiento debe realizarse para cada estampa de tiempo y para cada aerogenerador i , analizándolo con respecto a los demás aerogeneradores j de la planta eólica.

En resumen, el cálculo de la velocidad del viento perturbada para cada aerogenerador se realiza mediante los siguientes pasos:

1. Determinar cuáles son las estelas que impactan sobre el aerogenerador en el que se estima la velocidad del viento perturbada por efecto estela (i.e., aerogenerador de interés), para así conocer cómo se afecta la velocidad del viento percibida por el rotor del aerogenerador de interés.
2. Estimar la velocidad de la estela incidente en el aerogenerador de interés con respecto a cada aerogenerador que la afectan. De esta forma se determina cómo evoluciona la estela.
3. Para cada aerogenerador que afecta la velocidad de estela incidente en el aerogenerador de interés, se calcula el área de influencia de la estela de dichos aerogeneradores sobre el área del rotor del aerogenerador de interés.
4. Se estima la velocidad del viento perturbada por el efecto estela teniendo en cuenta la velocidad del viento de los aerogeneradores y las áreas de influencia de las estelas de dichos aerogeneradores sobre el rotor del aerogenerador de interés.

8. Producción de potencia en bornes

Una vez se conoce la velocidad del viento efectiva que incide sobre cada aerogenerador ($V_i^{perturbada}$), se estima la conversión de dicho recurso a potencia eléctrica teniendo en cuenta las pérdidas eléctricas de transmisión hasta el PCC.

La potencia eléctrica generada por cada aerogenerador (P_i), en unidades de kW, se obtiene a partir de la interpolación cúbica de la serie de datos de la curva del fabricante de potencia eléctrica para la velocidad del viento efectiva ($V_i^{perturbada}$) según la estampa de tiempo. Si la velocidad del viento efectiva es menor a la velocidad de corte inferior del aerogenerador (i.e., $V_i^{perturbada} < V_{min}$) o superior a la velocidad de corte superior del aerogenerador (i.e., $V_i^{perturbada} > V_{max}$), entonces $P_i = 0$ para dicha estampa temporal de la serie de datos.

También se debe tener en cuenta la temperatura ambiente a altura de buje ($T_{amb,buje}$) a la que opera el aerogenerador y su relación con la temperatura ambiente mínima y máxima de operación del aerogenerador (T_{min} y T_{max} , respectivamente), pues afecta directamente la potencia eléctrica generada por cada aerogenerador (P_i). Si $T_{amb,buje} < T_{min}$ o $T_{amb,buje} > T_{max}$, entonces $P_i = 0$ para dicha estampa temporal de la serie de datos.

Adicionalmente, a la potencia eléctrica generada por cada aerogenerador (P_i) se le incorporan las siguientes correcciones:

1. Corrección por densidad instantánea mediante la Ecuación 8.1.

$$P_{i,C1} = P_i \cdot \frac{\rho_{nominal}}{\rho_{buj e}} \quad (8.1)$$

2. Corrección por pérdidas de cableado eléctrico mediante la Ecuación 8.2, donde $P_{i,C1}$ es la potencia eléctrica del aerogenerador i corregida por densidad instantánea en unidades de kW, V es el voltaje del PCC en unidades de kV, Ω es la resistencia eléctrica del correspondiente cableado eléctrico de transmisión en unidades de Ohm/km y $\chi_{i,PCC}$ es la distancia del cableado eléctrico desde el aerogenerador i hasta el PCC estimada en la Sección 5.4 en unidades de km.

$$P_{i,C2} = \frac{(P_{i,C1} \cdot 1000) - \left(\left(\frac{P_{i,C1}}{V} \right)^2 \cdot \Omega \cdot \chi_{i,PCC} \right)}{1000} \quad (8.2)$$

Las pérdidas de cableado eléctrico pueden representar pérdidas eléctricas de alrededor de 1% de la potencia eléctrica generada cuando se opera a la máxima potencia [3].

3. Corrección por pérdidas de transmisión hasta la frontera comercial mediante la Ecuación 8.3, donde $P_{i,c2}$ es la potencia eléctrica del aerogenerador i corregida por pérdidas de cableado eléctrico en unidades de kW, k_{pc} son las pérdidas de transmisión desde el PCC hasta los transformadores, k_t son las pérdidas asociadas a la transformación (elevación de tensión) y k_{in} son las pérdidas de transmisión hasta el punto de conexión.

$$P_{i,c3} = P_{i,c2} \cdot \left(1 - \frac{k_{pc}}{100} - \frac{k_t}{100} - \frac{k_{in}}{100} \right) \quad (8.3)$$

Finalmente, la potencia eléctrica generada y corregida por cada aerogenerador ($P_{i,c3}$) no debe ser negativa (en tales casos se deberán filtrar dichos valores a cero) y tampoco debe superar la potencia nominal de operación del aerogenerador ($P_{nominal}$), es decir, $P_{i,c3} = \max(P_{i,c3}, P_{nominal})$.

9. Potencia de la planta eólica y generación de energía

La potencia eléctrica de la planta eólica (P_{PCC}) es la sumatoria de la potencia eléctrica producida y corregida por cada aerogenerador ($P_{i,c3}$). El resultado de la Ecuación 9.1 es una serie de datos de potencia eléctrica de la planta eólica (P_{PCC}) en unidades de kW en resolución horaria. Dicho resultado tiene en cuenta la corrección por el efecto de la Indisponibilidad Histórica Forzada (IHF) según lo estipulado en Resolución CREG 071 de 2006 (o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan).

$$P_{PCC} = \left(1 - \frac{IHF}{100} \right) \cdot \sum_{i=1}^n P_{i,c3} \quad (9.1)$$

Donde n es el número de aerogeneradores de la planta eólica.

Luego, se debe limitar la inyección de la potencia eléctrica de la planta eólica (P_{PCC}) en el punto de inyección. Para ello, si P_{PCC} supera la potencia límite del punto de inyección (P_{PI}), es decir, $P_{PCC} > P_{PI}$, entonces $P_{PCC} = P_{PI}$ para dicha estampa temporal de la serie de datos.

Finalmente, la energía horaria generada por la planta eólica (en unidades de kWh) es la sumatoria de los N datos presentes en la serie de datos de potencia eléctrica de la

planta eólica en el punto de conexión común (P_{PCC}) según el rango horario de las estampas de tiempo, multiplicado por el factor $\frac{r}{60}$, donde r es la resolución de las estampas temporales en unidades de minutos. Dado que las series de datos deben estar en resolución horaria según lo establecido por en el Artículo 5 de la resolución CREG 101 006 de 2023, este factor equivale a 1.

$$E_{PI} = \frac{r}{60} \cdot \sum_{i=1}^N (P_{PI})_i \quad (9.2)$$

El resultado final es una serie de datos de energía horaria (E_{PI}) de mínimo ($\geq$) 10 años en resolución horaria.

Tabla 9.1. Serie de datos de energía horaria (E_{PI}) para 10 años en resolución horaria.

Año	Mes	Día	Hora	E_{PCC}
20XX – 10	12	1	0	
20XX – 10	12	1	1	
20XX – 10	12	1	2	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
20XX – 10	12	1	23	
20XX – 10	12	2	0	
20XX – 10	12	2	1	
20XX – 10	12	2	2	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
20XX – 10	12	2	23	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
20XX – 10	12	31	0	
20XX – 10	12	31	1	
20XX – 10	12	31	2	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
20XX – 10	12	31	23	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
20XX	11	30	0	
20XX	11	30	1	
20XX	11	30	2	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
20XX	11	30	23	

10. Efecto de plantas eólicas cercanas sobre la velocidad del viento

El Artículo 5 de la Resolución CREG 101 006 de 2023 establece que se deben tener en cuenta los efectos de otras plantas eólicas ubicadas en un radio menor o igual a 5 km en la dirección predominante del viento. Para ello:

- Si la planta eólica cercana ya está construida y en operación, se debe realizar la especificación espacial de los correspondientes aerogeneradores (Sección 4.3). Luego, se estima la velocidad del viento perturbada por el efecto estela (Sección 7) para los aerogeneradores de la planta eólica cercana hasta el aerogenerador más próximo de la planta eólica principal, el cual se identifica a partir de la mínima distancia geodésica según la dirección predominante del viento. Esta velocidad del viento perturbada por el efecto estela que incide sobre dicho aerogenerador de la planta eólica principal es la velocidad del viento afectada por la planta eólica cercana.

Nota: Antes de estimar la velocidad del viento perturbada por efecto estela, se debe haber asignado la velocidad del viento del aerogenerador de la planta eólica principal siguiendo el procedimiento indicado en la Sección 5.1.

- Si la planta eólica cercana está construida pero aún no ha entrado en operación, o aún no se ha construido, se debe agregar un factor de pérdidas de 4.8% a la energía anual generada por la planta eólica [25, 26, 27, 28].

11.Procedimiento para la revisión y actualización del modelamiento energético para el cálculo de la ENFICC de plantas eólicas

El Artículo 12 de la Resolución CREG 101 006 de 2023 establece el requerimiento de la revisión periódica del modelo definido para el cálculo de la ENFICC de acuerdo a lo establecido en los protocolos desarrollados conforme al Artículo 5 de dicha resolución o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Este documento establece la metodología para la realización de dicha actualización y las consideraciones a tener en cuenta.

Como **máximo cada cinco (5) años** se realizará una revisión de la metodología de modelamiento energético de las plantas eólicas usada para el cálculo de la ENFICC. Esta revisión tendrá en cuenta la aplicación de los modelos existentes, los avances tecnológicos en la generación con esas plantas y el avance en los métodos de modelamiento y algoritmos asociados.

La revisión deberá incluir la literatura especializada, así como los paquetes de software especializados utilizados en la industria.

De esta revisión deberán identificarse aspectos de mejora y recomendaciones de ajuste de la metodología, y a partir de lo anterior realizar los cambios relevantes en el Acuerdo de Modelamiento Energético asociado al Artículo 5 de la Resolución CREG 101 006 de 2023 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Cada vez que se modifique dicho Acuerdo, este será considerado para la actualización del aplicativo de cálculo por parte del CND y posterior publicación por la CREG.

Referencias

1. Pinilla, A. Gonzalez-Mancera, A. Pedraza, C. Ramirez, y J. C. Castaño, «Protocolos Asociados al Cálculo de La ENFICC de Las Plantas Eólicas», Universidad de los Andes - CNO, 2019.
2. L. Svenningsen, "Power curve air density correction and other power curve options in windpro," Aalborg, 2010. [Online]. Available: <http://www.emd.dk/files/windpro/WindPRO Power Curve Options.pdf>
3. J. Green, A. Bowen, L. J. Fingersh, and Y. Wan, "Electrical collection and transmission systems for offshore wind power," 2007 Offshore Technology Conference, no. March, p. 10, 2007. [Online]. Available: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=OTC-19090-MS>
4. Karney, C.F.F. Algorithms for geodesics. Springer: Journal Geodesy. Vol. 87, pp. 43–55 (2013). DOI: <https://doi.org/10.1007/s00190-012-0578-z>
5. Inman, James (1835). Navigation and Nautical Astronomy: For the Use of British Seamen (3 ed.). London, UK: W. Woodward, C. & J. Rivington.
6. F. Koch, M. Gresch, F. Shewarega, I. Erlich, and U. Bachmann, "Consideration of wind farm wake effect in power system dynamic simulation," in 2005 IEEE Russia Power Tech, 2005, pp. 1–7. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4524572/>
7. M. H. Zhang, Wind Resource Assessment and Micro-siting, 2015.
8. J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, Wind energy explained: theory, design and application. John Wiley&Sons Ltd, UK, 2009.
9. F. González-Longatt, P. P. Wall, and V. Terzija, "Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior," Renewable Energy, vol. 39, no. 1, pp. 329–338, 2012.
10. O. Rathmann, R. Barthelmie, and S. Frandsen, "Turbine wake model for wind resource software," in Proc. European Wind Energy Conf, 2006.
11. E. Bossanyi, G. Whittle, P. Dunn, N. Lipman, P. Musgrove, and C. Maclean, "The efficiency of wind turbine clusters," in 3rd International symposium on wind energy systems, 1980, pp. 401–416.
12. C. Crafoord, "An estimate of the interaction of a limited array of windmills," NASA STI/-Recon Technical Report N, vol. 77, 1975.
13. D. Milborrow, "The performance of arrays of wind turbines," Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol. 5, no. 3-4, pp. 403–430, 1980.

14. B. Newman, "The spacing of wind turbines in large arrays," *Energy conversion*, vol. 16, no. 4, pp. 169–171, 1977.
15. W. G. H. Schlez and A. G. H. Neubert, "New Developments in Large Wind Farm Modelling," in *EWEC*, 2009.
16. D. GL-Energy, "Windfarmer 5.3. theory manual," GL Garrad Hassan, vol. 843, 2014.
17. I. E. Commission, "IEC 61400-12-1 Ed.2 Wind energy generation systems - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines," 2017.
18. A. Pinilla, L. Rodriguez, and R. Trujillo, "Performance evaluation of Jepirachi Wind Park," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 1, pp. 48–52, 2009.
19. A. Pinilla, *Notas de Lectura - Curso Electivo en Energía Eólica. Departamento de Ingeniería Mecánica - Universidad de los Andes, Bogotá*, 2017.
20. J. V. Seguro and T. W. Lambert, "Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 85, no. 1, pp. 75–84, 2000.
21. K. Eurek, P. Sullivan, M. Gleason, D. Hettinger, D. Heimiller, and A. Lopez, "An improved global wind resource estimate for integrated assessment models," *Energy Economics*, vol. 64, pp. 552–567, 2017.
22. M. Banzo and A. Ramos, "Stochastic Optimization Model for Electric Power System Planning of Offshore Wind Farms," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1338–1348, 2011.
23. P. D. Hopewell, F. Castro-Sayas, and D. I. Bailey, "Optimising the design of offshore wind farm collection networks," in *41st International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2006, Conference Proceedings*, vol. 1, 2006, pp. 84–88.
24. Jensen, N.O., "A Note on Wind Generator Interaction," *Risø National Laboratory, Report M-2411*, 1983.
25. Nygaard, N. G. (2014, June). Wakes in very large wind farms and the effect of neighbouring wind farms. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 524, No. 1, p. 012162). IOP Publishing.
26. Baas, P., & Verzijlbergh, R. (2022). The impact of wakes from neighboring wind farms on the production of the IJmuiden Ver wind farm zone.
27. Nygaard, N. G., & Hansen, S. D. (2016, September). Wake effects between two neighbouring wind farms. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 753, No. 3, p. 032020). IOP Publishing.
28. Ciric, I. (2021). The Wake Effect and Wind Farm Clustering: An assessment of wake effect impact on wind farm clusters in the Southern Middle Bank region. Faculty of Engineering, Lunds Universitet.

Anexo. Auditoría de parámetros para el modelamiento energético

Se anexan las siguientes especificaciones para cada parámetro del modelamiento y las series de datos: (i.) documentos base, (ii.) alcance, (iii.) actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros y (iv.) tolerancia.

Tabla A.1. Auditoría de la curva de potencia del aerogenerador con respecto a la velocidad del viento.

Documentos base	Norma IEC 61400-12-1 la cual establece la medición del rendimiento energético producido por los aerogeneradores.
Alcance	Determinar si los datos de entrada para la curva de potencia con respecto a la velocidad del viento cumplen con los requerimientos establecidos en la norma IEC 61400-12-1.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	• Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes. • Solicita a cada agente los reportes de resultados oficiales de la última prueba realizada. • Compara lo declarado con el resultado de la prueba. • Determina la veracidad o no de los valores declarados por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.
Tolerancia	• En la adquisición de datos de la potencia se debe asegurar un valor de 0.1% a 0.2% del rango total de la adquisición de los datos. • La incertidumbre de la velocidad del viento se encuentra entre el 0.1% al 0.2% de la señal de entrada. • Si la prueba del rendimiento de la potencia se realizó sin una calibración en el sitio, con una configuración <i>onshore</i> la velocidad del viento del aerogenerador tomando como distancias entre 2 y 3 diámetros tiene un error del 2%, mientras que con 3 y 4 diámetros tiene un valor corresponde a 3%. En plantas eólicas <i>offshore</i> es 2%.

Tabla A.2. Auditoría de parámetros de diseño técnico y eléctrico de la planta eólica definidos en la Sección 4.

Documentos base	Planos <i>as-built</i> , planos unifilares, hojas de cálculo, fichas técnica de los equipos, certificados de pruebas de equipos, manuales operacionales y demás documentación técnica aplicable que
------------------------	---

	muestre datos, especificaciones, cálculos y descripciones de la planta eólica y sus equipos correspondientes.
Alcance	Determinar si los parámetros de diseño técnico y eléctrico de la planta eólica definidos en la Sección 4 del presente protocolo, a excepción de la curva de potencia del aerogenerador con respecto a la velocidad del viento (auditada según Tabla A.1), corresponden a los declarados por el agente.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	• Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes. • Solicita a cada agente la documentación base requerida. • Realiza las mediciones aplicables y/o verificaciones requeridas para la cuantificación de todos los parámetros de diseño técnico y eléctrico de la planta eólica definidos en la Sección 4 del presente protocolo, a excepción de la curva de potencia del aerogenerador con respecto a la velocidad del viento (auditada según Tabla A.1). • Compara lo declarado con la información medida y/o verificada. • Determina la veracidad o no de los valores declarados por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.
Tolerancia	• Los valores declarados deben coincidir con la información de los documentos base verificadas mediante mediciones; es decir, no debe haber ninguna desviación.

Tabla A.3. Auditoría de la serie de datos de velocidad del viento reportada para el cálculo de la ENFICC.

Documentos base	• Acuerdo CNO 1717 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya. • Acuerdo CNO 1718 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya.
Alcance	Determinar si la serie de datos de velocidad del viento reportada para el cálculo de la ENFICC sigue los protocolos de aplicación de la metodología de ajuste de las series de datos y extrapolación a la altura de buje.

Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	• Recibe de la CREG la serie de tiempo declarada por los agentes. • Solicita a cada agente las memorias de cálculo que detallen el procedimiento de aplicación de los protocolos Acuerdo CNO 1717 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya y Acuerdo CNO 1718 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya, hasta obtener la serie de tiempo declarada. ◦ Las memorias de cálculo deben anexar (i.) la serie de datos de medición en sitio en resolución diezminuta procesada según lo establecido en los protocolos Acuerdo CNO 1715 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya y Acuerdo CNO 1716 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya; (ii.) la serie de datos de la fuente secundaria en resolución horaria; y (iii.) la reconstrucción temporal histórica de la serie de datos en resolución horaria. • Compara lo declarado con la serie de tiempo ajustada según los procedimientos indicados en los documentos base. • Determina la veracidad o no de la serie de tiempo declarada por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.
Tolerancia	• El instrumento de medición debe tener las características técnicas estipuladas en el Acuerdo CNO 1715 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya. • La serie declarada debe coincidir con los procedimientos establecidos en los documentos base evidenciados en las memorias de cálculo aplicadas, es decir, no debe haber ninguna desviación.

Tabla A.4. Auditoría de la serie de datos de dirección del viento reportada para el cálculo de la ENFICC.

Documentos base	• Acuerdo CNO 1717 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya. • Acuerdo CNO 1718 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya.
------------------------	--

Alcance	Determinar si la serie de datos de dirección del viento reportada para el cálculo de la ENFICC sigue los protocolos de aplicación de la metodología de ajuste de las series de datos y extrapolación a la altura de buje.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	• Recibe de la CREG la serie de tiempo declarada por los agentes. • Solicita a cada agente las memorias de cálculo que detallen el procedimiento de aplicación de los protocolos Acuerdo CNO 1717 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya y Acuerdo CNO 1718 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya, hasta obtener la serie de tiempo declarada. ◦ Las memorias de cálculo deben anexar (i.) la serie de datos de medición en sitio en resolución diezminutal procesada según lo establecido en los protocolos Acuerdo CNO 1715 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya y Acuerdo CNO 1716 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya; (ii.) la serie de datos de la fuente secundaria en resolución horaria; y (iii.) la reconstrucción temporal histórica de la serie de datos en resolución horaria. • Compara lo declarado con la serie de tiempo ajustada según los procedimientos indicados en los documentos base. • Determina la veracidad o no de la serie de tiempo declarada por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.
Tolerancia	• El instrumento de medición debe tener las características técnicas estipuladas en el Acuerdo CNO 1715 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya. • La serie declarada debe coincidir con los procedimientos establecidos en los documentos base evidenciados en las memorias de cálculo aplicadas, es decir, no debe haber ninguna desviación.

Tabla A.5. Auditoría de la serie de datos de temperatura ambiente reportada para el cálculo de la ENFICC.

Documentos base	• Acuerdo CNO 1717 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya. • Acuerdo CNO 1718 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya.
------------------------	--

Alcance	Determinar si la serie de datos de temperatura ambiente reportada para el cálculo de la ENFICC sigue los protocolos de aplicación de la metodología de ajuste de las series de datos y extrapolación a la altura de buje.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	• Recibe de la CREG la serie de tiempo declarada por los agentes. • Solicita a cada agente las memorias de cálculo que detallen el procedimiento de aplicación de los protocolos Acuerdo CNO 1717 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya y Acuerdo CNO 1718 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya, hasta obtener la serie de tiempo declarada. ◦ Las memorias de cálculo deben anexar (i.) la serie de datos de medición en sitio en resolución diezminutal procesada según lo establecido en los protocolos Acuerdo CNO 1715 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya y Acuerdo CNO 1716 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya; (ii.) la serie de datos de la fuente secundaria en resolución horaria; y (iii.) la reconstrucción temporal histórica de la serie de datos en resolución horaria. • Compara lo declarado con la serie de tiempo ajustada según los procedimientos indicados en los documentos base. • Determina la veracidad o no de la serie de tiempo declarada por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.
Tolerancia	• El instrumento de medición debe tener las características técnicas estipuladas en el Acuerdo CNO 1715 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya. • La serie declarada debe coincidir con los procedimientos establecidos en los documentos base evidenciados en las memorias de cálculo aplicadas, es decir, no debe haber ninguna desviación.

Tabla A.6. Auditoría de las serie de datos de presión atmosférica reportada para el cálculo de la ENFICC.

Documentos base	• Acuerdo CNO 1717 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya. • Acuerdo CNO 1718 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya.
------------------------	--

Alcance	Determinar si la serie de datos de presión atmosférica reportada para el cálculo de la ENFICC sigue los protocolos de aplicación de la metodología de ajuste de las series de datos y extrapolación a la altura de buje.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	• Recibe de la CREG la serie de tiempo declarada por los agentes. • Solicita a cada agente las memorias de cálculo que detallen el procedimiento de aplicación de los protocolos Acuerdo CNO 1717 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya y Acuerdo CNO 1718 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya hasta obtener la serie de tiempo declarada. ◦ Las memorias de cálculo deben anexar (i.) la serie de datos de medición en sitio en resolución diezminutal procesada según lo establecido en los protocolos Acuerdo CNO 1715 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya y Acuerdo CNO 1716 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya; (ii.) la serie de datos de la fuente secundaria en resolución horaria; y (iii.) la reconstrucción temporal histórica de la serie de datos en resolución horaria. • Compara lo declarado con la serie de tiempo ajustada según los procedimientos indicados en los documentos base. • Determina la veracidad o no de la serie de tiempo declarada por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.
Tolerancia	• El instrumento de medición debe tener las características técnicas estipuladas en el Acuerdo CNO 1715 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya. • La serie declarada debe coincidir con los procedimientos establecidos en los documentos base evidenciados en las memorias de cálculo aplicadas, es decir, no debe haber ninguna desviación.

Tabla A.7. Auditoría de la producción de energía de la planta eólica. Dicha auditoria aplica únicamente para plantas eólicas que llevan al menos un (1) año en operación.

Documentos base	• Acuerdo CNO 1721 de 2023 o aquel que lo modifique o sustituya.
Alcance	Identificar si la producción de energía mensual de la planta eólica opera por encima o por debajo de las expectativas en las

	condiciones ambientales observadas y según los parámetros de diseño.
Actividades de la firma contratada para la verificación de parámetros	• Recibe de la CREG los valores declarados por los agentes. • Solicita a cada agente los reportes oficiales de generación de energía agregada mensualmente durante más recientes que abarquen un periodo de un (1) año a partir de la fecha de solicitud. • Compara lo declarado con el resultado de la prueba de aplicación de la metodología del modelamiento de plantas eólicas. • Determina la veracidad o no de los valores declarados por el agente ante la CREG, considerando los márgenes de tolerancia y error respectivos.
Tolerancia	• En la adquisición de datos de la potencia se debe asegurar un valor de 0.1% a 0.2% del rango total de la adquisición de los datos. • La incertidumbre de la velocidad del viento se encuentra entre el 0.1% al 0.2% de la señal de entrada. • La desviación de la medición de energía no debe ser mayor a 10% con respecto a la energía estimada mediante con la metodología de modelamiento de plantas eólicas en condiciones ambientales observadas. En caso contrario se debe llevar a cabo un análisis de causa-raíz el cual debe ser documentado por parte de la firma auditora.