
Protocolo para la construcción del modelo de una planta eólica

autores: Andrés González Mancera, Ph.D., Nelson Salazar Peña, M.Sc., María Alejandra Vargas, Andrés Felipe Gallo

Universidad de los Andes - Consejo Nacional de Operación



Diciembre de 2022

1. Introducción

El presente protocolo tiene por objetivo establecer el procedimiento para la construcción de la ‘Curva de conversión del recurso primario versus potencia’ de plantas eólicas. La curva de conversión debe ser reportada al CND, previo a la entrada en operación comercial de las plantas, siguiendo los plazos establecidos en el Acuerdo CNO 1612 o aquel que lo modifique o sustituya, y el reporte de dicha curva es un requisito del Acuerdo CNO 1636, en su Anexo 4, o aquel que lo modifique o sustituya.

El propósito de la curva de conversión es establecer una relación entre condiciones meteorológicas de interés y la potencia que generaría una planta eólica ante estas condiciones. Para establecer esta relación, el estado de arte en la industria eólica es el de construir modelos físicos que tienen en cuenta características de las plantas como el tipo de terreno, su ubicación geográfica, el tipo de aerogeneradores, las estelas generadas por estos, y las características de su cableado eléctrico.

Por tanto, en el presente protocolo se entiende la ‘Curva de conversión del recurso primario versus potencia’ como el conjunto de parámetros que permite construir modelos físicos de las plantas eólicas, y se establece el formato estándar que debe seguirse para el reporte de estos parámetros al CND.

Para modelar la producción de una planta de generación de energía eólica se requiere información sobre su ubicación y disposición, la arquitectura eléctrica de la planta y las especificaciones técnicas de las turbinas aerogeneradoras. También se requiere información precisa y de buena calidad sobre el recurso eólico y las condiciones ambientales en el lugar de la planta, generalmente en forma de series de tiempo.

El modelo de la planta debe representar de manera adecuada los fenómenos de conversión de energía, iniciando con el recurso eólico, hasta llegar a la potencia AC en la frontera comercial. En el Acuerdo CNO 1127 del 27 de diciembre de 2018 se aprobaron los protocolos asociados al cálculo de la ENFICC de las plantas eólicas. El cálculo de la ENFICC se basa en un modelo mediante el cual se estima la producción de energía de la planta en el tiempo. Dicho modelo se desarrolló basado en los estándares de la industria y, a grandes rasgos, incluye los siguientes pasos [1]. Primero, se asigna la velocidad incidente a cada una de las turbinas. Este paso puede incluir extrapolación por altura si las mediciones no incluyen la medición a la altura del cubo de la turbina. Segundo, corrección de la curva de la turbina a las condiciones ambientales en sitio. Tercero, cálculo de la estela, sumatoria y velocidad efectiva incidente sobre cada una de las turbinas. Cuarto, conversión a potencia eléctrica. Quinto, pérdidas de transmisión hasta el punto de conexión común del parque y sumatoria.

Los modelos basados en esta metodología, se usan ampliamente en la industria para la planeación y operación de plantas de generación eólicas. Estas simulaciones permiten, entre otras cosas, estimar la producción de la planta en diferentes escalas de tiempo como función del recurso primario. En

este documento se presenta el protocolo con las consideraciones y aspectos principales para la construcción del modelo de una planta eólica para estimar la producción de potencia como función del recurso primario. De igual manera se especifica el formato para la construcción del archivo de configuración de una planta eólica necesario para correr el modelo implementado por el CNO.

2. Modelo - Procedimiento de cálculo

El modelo de parque se puede dividir en etapas, en la primera se calcula la velocidad incidente en cada turbina (Modelo de Estela), después se calcula la energía entregada por cada turbina en su bornera (Modelo de Turbina) y, finalmente, las pérdidas eléctricas hasta el punto de conexión común (Modelo de Pérdidas eléctricas). En esta sección se describen las características de los modelos de parque comúnmente utilizados en la industria y como se implementa en el modelo de parque del CNO.

Inicialmente se debe realizar una configuración del parque, estableciendo las características técnicas de las turbinas eólicas (curva potencia y coeficiente de empuje, altura del cubo, diámetro del rotor, etc.), ubicación geográfica de cada una de las turbinas, rugosidad del terreno y la configuración eléctrica para el cálculo de pérdidas.

Además de las características técnicas y la configuración del parque, el modelo requiere la velocidad y dirección del viento, densidad y temperatura a la altura del cubo para cada una de las turbinas para estimar la producción.

A continuación se describen los pasos para el cálculo de la potencia, desde que se ingresan la configuración del parque y los datos meteorológicos hasta el reporte de la potencia total.

Pre-procesamiento

1. **Asignación de datos a cada turbina:** Se asignan los datos de velocidad y dirección del viento, temperatura y densidad, correspondientes a cada una de las turbinas. La velocidad corresponde a la velocidad no perturbada, antes de los efectos de la estela de las otras turbinas.
2. **Corrección curvas de la turbina:** Se corrigen las curvas de coeficiente de empuje y potencia eléctrica de cada turbina en el parque de acuerdo a la densidad promedio a la altura del cubo.
3. **Cálculo del cableado eléctrico para pérdidas eléctricas**
 - a. **Cálculo de la distancia en cableado de cada turbina al PCC:** a partir de la información del cableado del parque se calcula cuál es la longitud del cable desde cada turbina hasta el PCC. Esta información se asigna a cada turbina.

- b. **Otros parámetros:** a partir de la información del parque se asigna al cableado la información del voltaje del cableado y resistencia eléctrica por kilómetro.

Simulación - para cada dato de tiempo

1. **Cálculo de la estela.** Con el fin de estimar la producción de potencia de las turbinas, es necesario conocer la velocidad efectiva que incide sobre cada una de éstas. Una turbina en operación extrae energía del viento para convertirla en energía eléctrica. Por esta razón, la velocidad del viento es menor en la estela, es decir, a sotavento de la turbina. En un parque eólico, las turbinas interactúan con las estelas de turbinas ubicadas a barlovento. Esto produce una disminución en la producción de potencia al compararla con lo que sería posible si el viento no estuviera siendo afectado. El efecto de afectación del viento incidente sobre una turbina, causado por las turbinas a barlovento se denomina *efecto de estela*.

En general, el fenómeno descrito anteriormente es complejo y puede requerir de simulaciones computacionales complicadas para modelarlo de manera exacta. En especial, si el terreno es altamente complejo, las simulaciones CFD, en las cuales se resuelven de manera directa las ecuaciones diferenciales gobernantes, son la mejor manera, aunque costosa computacionalmente, de estimar el campo de velocidades. Fuera del costo computacional y la complejidad en el desarrollo de estos modelos, éstos requieren de parámetros físicos que generalmente no se conocen en la práctica. Los modelos computacionales con parámetros inciertos no son capaces de generar resultados confiables.

Sin embargo, existen modelos simplificados que permiten estimar de manera acertada la velocidad incidente sobre cada una de las turbinas y predecir la producción de un parque dada la velocidad incidente [2]. Existen varios modelos, denominados “modelos de ingeniería” [3], que incluyen la estimación del déficit de velocidad en la estela y modelos de superposición para estimar la velocidad incidente sobre todas las turbinas del parque. En general, los diferentes modelos de déficit de estela se basan en los principios de intercambio de momentum y son variaciones del modelo original propuesto por Jensen [4]. Los diferentes paquetes comerciales para modelar parques eólicos y librerías de software implementan algunos de estos modelos. El modelo de parque del CNO se basa en las mejores prácticas de la industria, reportados en la literatura especializada.

2. Cálculo de la potencia.

- a. **Cálculo de la potencia de cada turbina en bornes:** a partir de la velocidad perturbada de cada turbina para cada intervalo de tiempo se halla la potencia generada. Se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:
 - i. **Densidad instantánea:** se corrige la curva de potencia considerando la densidad del aire en cada intervalo horario.

- II. **Rangos de operación de la turbina:** se determina si la velocidad corresponde al rango de operación de la turbina. Si la velocidad incidente está por fuera del rango de operación, la potencia producida es igual a cero.
 - III. **Temperatura de operación:** si la temperatura ambiente está por fuera del rango de operación, la potencia producida es igual a cero.
- b. **Cálculo de la potencia en el PCC por turbina:** una vez se tiene la potencia en bornes, se calcula las pérdidas eléctricas debido al transporte hasta el punto de conexión común, a partir de los parámetros previamente establecidos en la sección del cálculo del cableado eléctrico.
 - c. **Potencia total del Parque Eólico:** habiendo calculado la potencia que aporta cada turbina, se suman para obtener la potencia total producida por el parque para cada dato de tiempo.
 - d. **Pérdidas:** si bien el modelo tiene en cuenta los principales fenómenos de la planta, incluyendo las pérdidas asociadas a la conversión y transmisión de energía hasta el PCC, es posible incluir factores por el lado AC que incorporen las pérdidas adicionales. En este sentido se requieren tres factores asociados a estos procesos así:
 - k_{pc} : pérdidas de transmisión desde el PCC hasta los transformadores en porcentaje. Estas pérdidas ya son estimadas durante el cálculo de pérdidas eléctricas. Por lo tanto, el valor típicamente debe ser cero a menos que el usuario indique lo contrario.
 - k_t : pérdidas asociadas a la transformación (elevación de tensión), en porcentaje.
 - k_{in} : pérdidas de interconexión, transmisión hasta el punto de conexión, en porcentaje.

Finalmente, la potencia AC en el punto de conexión se calcula de la siguiente manera:

$$Pot_{ac,conexión} = Pot_{ac} * (1 - k_{pc}/100) * (1 - k_t/100) * (1 - k_{in}/100)$$

Donde $Pot_{ac,conexión}$ es la potencia neta en el punto de conexión y Pot_{ac} es la potencia total del parque eólico.

Los software de simulación o librerías comúnmente utilizadas en la industria pueden tener diferentes modelos o variaciones de dichos modelos para cada una de las etapas descritas en esta sección. En el modelo de parque del CNO se seleccionan los modelos más utilizados y que han sido verificados y documentados en la literatura especializada. En los Protocolos del Acuerdo 1127 de 2018 [1] se documentan los modelos básicos comúnmente utilizados y que son la base del modelo de parque del CNO.

3. Especificación archivo de configuración de una planta eólica

El reporte del conjunto de parámetros requeridos para la ejecución de los modelos físicos de las plantas eólicas mediante los cuales se construye la curva de conversión, se organizan en un formato estándar que debe seguirse para el reporte de estos parámetros al CND. El formato consiste de un archivo en formato JSON <https://www.json.org>.

El archivo de configuración en formato JSON inicia y termina con `{ }`. Cada línea contiene el nombre del parámetro entre comillas dobles, seguido por dos puntos y el valor correspondiente a dicho parámetro. Cada fila separada por coma así:

"nombre_parámetro": valor_parámetro,

La estructura de datos del archivo de configuración JSON contiene los siguientes parámetros:

1. "Nombre" : string

Nombre de la planta eólica.

2. "Offshore" : boolean

Especifica si la planta se encuentra en mar abierto - *offshore*, o no. True denota *offshore*, False lo contrario.

3. "kpc" : float

Pérdidas de transmisión desde el Punto Común de Conexión, PCC, hasta los transformadores en porcentaje.

4. "kt" : float

Pérdidas asociadas a la transformación (elevación de tensión) en porcentaje.

5. "kin" : float

Pérdidas de transmisión hasta el punto de conexión en porcentaje.

6. "Especificaciones_Turbinas" : list[dict]

Lista de diccionarios con las especificaciones técnicas y de desempeño de los diferentes aerogeneradores utilizados en el parque. Cada tipo de aerogenerador corresponde a un diccionario en la lista, cada uno de los cuales contiene los siguientes parámetros:

- "id": int

Identificador del tipo del modelo de turbina.

- "Fabricante": string

Fabricante de la turbina

- “Modelo”: string
Modelo de la turbina
- “Altura_cubo_m”: float
Altura del cubo en metros.
- “Diametro_rotor_m”: float
Diámetro del rotor en metros.
- “Potencia_nominal_kW”: float
Potencia nominal de diseño de la turbina en kW.
- “Velocidad_nominal_ms-1”: float
Velocidad nominal de diseño de la turbina en m/s.
- “Densidad_nominal_kgm-3”: float
Densidad a la que se proporcionan las curvas de potencia y empuje de la turbina.
- “Velocidad_corte_inferior_ms-1”: float
Velocidad mínima de operación de la turbina.
- “Velocidad_corte_superior_ms-1”: float
Velocidad máxima de operación de la turbina.
- “Temperatura_minima_operacion_C”: float
Temperatura mínima de operación de la turbina.
- “Temperatura_maxima_operacion_C”: float
Temperatura máxima de operación de la turbina.
- “Velocidades_ms-1”: list[float]
Listado de velocidades a las que se suministrará la potencia y coeficiente de empuje de la turbina en m/s. Inicia y termina con paréntesis cuadrados.
- “Potencia_kW”: list[float]
Listado de potencias entregadas por la turbina correspondientes a las velocidades listadas en “Velocidades_ms-1” en kW. Inicia y termina con paréntesis cuadrados.
- “Coeficiente_empuje”: list[float]
Listado de los coeficientes de empuje de la turbina correspondientes a las velocidades listadas en “Velocidades_ms-1”, valor sin dimensiones. Inicia y termina con paréntesis cuadrados.

7. “Torres_Meteorologicas”: list[dict]

Lista de diccionarios con las especificaciones de las torres meteorológicas del parque. Las torres meteorológicas y las alturas del anemómetro a especificar deben corresponder a las que se reportan al CND. Cada torre meteorológica corresponde a un diccionario en la lista, cada uno de los cuales contiene los siguientes parámetros:

- “id”: int
Identificador de la torre meteorológica.
- “Altura_anemometros_m”: list[float]
Altura de los anemómetros de la torre que se reportan al CND.
- “Longitud”: float
Longitud de la ubicación geográfica de la torre meteorológica en grados decimales. Se deben usar por lo menos cinco decimales.
- “Latitud”: float
Latitud de la ubicación geográfica de la torre meteorológica en grados decimales. Se deben usar por lo menos cinco decimales.
- “Radio_representatividad_km”: int
Radio de representatividad de la torre meteorológica en kilómetros.
- “Elevacion_m”: int
Elevación de la ubicación de la torre meteorológica.

8. “Turbinas”: list[dict]

Lista de diccionarios con los parámetros de cada una de las turbinas del parque eólico. Cada turbina corresponde a un diccionario en la lista, el cual contiene los siguientes parámetros:

- “id”: int
Identificador de la turbina.
- “id_especificacion_turbina”: int
Identificador correspondiente a algún tipo de turbina de la sección “Especificaciones_Turbinas”.
- “id_torre_meteorologica”: int
Identificador correspondiente a alguna torre meteorológica de la sección “Torres_Meteorologicas”.

- “Longitud”: float

Longitud de la ubicación geográfica de la turbina en grados decimales. Se deben usar por lo menos cinco decimales.

- “Latitud”: float

Latitud de la ubicación geográfica de la turbina en grados decimales. Se deben usar por lo menos cinco decimales.

- “Elevacion_m”: int

Elevación de la ubicación de la turbina en metros.

9. “Cableado”: dictionary

Diccionario con la especificación técnica de las líneas de transmisión eléctrica desde las turbinas hasta el punto de conexión común. Incluye la resistencia de los cables y una estructura de listas que describe la arquitectura de las conexiones. Los parámetros son los siguientes:

- “Resistencia_Ohmkm-1”: float

Resistencia eléctrica de los cables de transmisión en Ohmios por kilómetro.

- “Conexiones”: list[list[int]]

Lista de listas, una por cada uno de los cables de conexión. Cada lista contiene los identificadores de las turbinas que interconecta el cable. Se supone que la última turbina de cada lista conecta al punto de conexión común.

10. “Punto_Comun_Conexion”: dict

Diccionario con los parámetros del Punto Común de Conexión.

- “Latitud”: float

Latitud de la ubicación geográfica del punto común de conexión en grados decimales. Se deben usar por lo menos cinco decimales.

- “Longitud”: float

Longitud de la ubicación geográfica del punto común de conexión en grados decimales. Se deben usar por lo menos cinco decimales.

- “Elevacion_m”: int

Elevación de la ubicación del punto común de conexión.

- “Voltaje_kV”: float

Voltaje en kilovoltios del punto común de conexión.

A continuación un ejemplo parcial de la estructura de un archivo de configuración de una planta eólica en formato JSON.

```
{
  "Nombre": "Coquito",
  "Offshore": false,
  "kpc": 0.5,
  "kt": 0.38,
  "kin": 1.1,
  "Especificaciones_Turbinas": [
    {
      "id": 1,
      "Fabricante": "Enercon",
      "Modelo": "E92/2.3MW",
      "Altura_cubo_m": 98,
      "Diametro_rotor_m": 92,
      "Potencia_nominal_kW": 2350,
      "Velocidad_nominal_ms-1": 14,
      "Densidad_nominal_kgm-3": 1.225,
      "Velocidad_corte_inferior_ms-1": 2,
      "Velocidad_corte_superior_ms-1": 25,
      "Temperatura_minima_operacion_C": -10,
      "Temperatura_maxima_operacion_C": 45,
      "Velocidades_ms-1": [
        1,
        2,
        3,
        4,
        5,
        6,
        7,
        8,
        9,
        10,
        11,
        12,
        13,
        14,
        15,
        16,
        17,
        18,
        19,

```

```
20,  
21,  
22,  
23,  
24,  
25  
],  
"Potencia_kW": [  
0.0,  
3.6,  
29.9,  
98.2,  
208.3,  
384.3,  
637.0,  
975.8,  
1403.6,  
1817.8,  
2088.7,  
2237.0,  
2300.0,  
2350.0,  
2350.0,  
2350.0,  
2350.0,  
2350.0,  
2350.0,  
2350.0,  
2350.0,  
2350.0,  
2350.0,  
2350.0,  
2350.0,  
2350.0,  
2350.0  
],  
"Coeficiente_empuje": [  
0.0,  
1.0,  
0.95,  
0.88,  
0.87,  
0.87,  
0.87,  
0.83,
```

```
    0.77,  
    0.71,  
    0.67,  
    0.5,  
    0.37,  
    0.29,  
    0.23,  
    0.19,  
    0.16,  
    0.13,  
    0.11,  
    0.1,  
    0.09,  
    0.08,  
    0.07,  
    0.06,  
    0.06  
  ]  
}  
],  
"Torres_Meteorologicas": [  
  {  
    "id": 1,  
    "Altura_anemometros_m": [98],  
    "Longitud": -71.226417,  
    "Latitud": 12.29263,  
    "Radio_representatividad_km": 10,  
    "Elevacion_m": 34  
  }  
],  
"Turbinas": [  
  {  
    "id": 1,  
    "id_especificacion_turbina": 1,  
    "id_torre_meteorologica": 1,  
    "Longitud": -71.226417,  
    "Latitud": 12.29263,  
    "Elevacion_m": 1  
  },  
  {  
    "id": 2,  
    "id_especificacion_turbina": 1,  
    "id_torre_meteorologica": 1,  
  }  
]
```

```
    "Longitud": -71.226417,  
    "Latitud": 12.287679,  
    "Elevacion_m": 2,  
  },  
  ...,  
  {  
    "id": 48,  
    "id_especificacion_turbina": 1,  
    "id_torre_meteorologica": 1,  
    "Longitud": -71.276829,  
    "Latitud": 12.257938,  
    "Elevacion_m": 25  
  },  
  {  
    "id": 49,  
    "id_especificacion_turbina": 1,  
    "id_torre_meteorologica": 1,  
    "Longitud": -71.276829,  
    "Latitud": 12.252977,  
    "Elevacion_m": 31,  
  },  
  {  
    "id": 50,  
    "id_especificacion_turbina": 1,  
    "id_torre_meteorologica": 1,  
    "Longitud": -71.276829,  
    "Latitud": 12.248019,  
    "Elevacion_m": 28,  
  }  
],  
"Cableado": {  
  "Resistencia_Ohmkm-1": 1000,  
  "Conexiones": [  
    1,  
    2,  
    3,  
    4,  
    5,  
    6,  
    7,  
    8,  
    9,  
  ]  
}
```

```
10,  
20  
],  
[  
11,  
12,  
13,  
14,  
15,  
16,  
17,  
18,  
19,  
20  
],  
[  
21,  
22,  
23,  
24,  
25,  
26,  
27,  
28,  
29,  
30  
],  
[  
31,  
32,  
33,  
34,  
35,  
36,  
37,  
38,  
39,  
40,  
30  
],  
[  
41,  
42,
```

```

    43,
    44,
    45,
    46,
    47,
    48,
    49,
    50,
    40,
    30
  ]
],
"Punto_Comun_Conexion": {
  "Latitud": -71.250362,
  "Longitud": 12.239873,
  "Elevacion_m": 32,
  "Voltaje_kV": 120,
}
}
}

```

La configuración de la planta se puede realizar de manera manual siguiendo la descripción de este protocolo. También se puede crear de manera automática a través de una interfaz gráfica siguiendo una serie de pasos o tareas correspondientes a pestañas disponibles al correr la primera celda del cuaderno de Jupyter `CNO_Configuracion_Sistema.ipynb`. La primera pestaña *Documentación* contiene información detallada sobre los parámetros requeridos en cada una de las tareas.

Referencias

- [1] A. 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] F. Koch, M. Gresch, F. Shewarega, I. Erlich, y U. Bachmann, «Consideration of Wind Farm Wake Effect in Power System Dynamic Simulation», en *2005 IEEE Russia Power Tech*, 2005, pp. 1-7.
- [3] «PyWake 2.4.0 Documentation». [En línea]. Disponible en: <https://topfarm.pages.windenergy.dtu.dk/PyWake/index.html>. [Accedido: 14-jul-2022].
- [4] N. O. Jensen, *A NOTE ON WIND GENERATOR INTERACTION*. ROSKILDE: RISØE NAT. LAB. NOV, 1983.