

Consejo Nacional de Operación CNO

Bogotá, 9 de octubre de 2015

Doctor
JORGE PINTO NOLLA

Director Ejecutivo

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG

Av. 116 No. 7-15 Edificio Cusezar Int. 2 Oficina 901
Bogotá D.C.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
No. RADICACION: E-2015-010363 09/Oct/2015-16:21:46
MEDIO: CORREOS No. FOLIOS: 1 ANEXOS: ARCHIVO
CREG:
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION -CNO-
DESTINO Jorge Pinto

CREG 14 OCT2015 16:02

Asunto: Comentarios recibidos al borrador de Acuerdo "Por el cual se crea un protocolo para la verificación y medición de la serie histórica de velocidades de viento y el rango de operación y límites máximos y mínimos de la curva de diseño potencia - velocidad de viento de una planta eólica"

Respetado Doctor Pinto:

De manera atenta le informo que tal como se le mencionó a la Comisión en la comunicación del 1 de septiembre de 2015, se socializó el borrador del Acuerdo del asunto con las firmas dictaminadoras que integran la lista del Acuerdo 789 de 2015 y demás empresas interesadas en el tema, los cuales se adjuntan a la presente comunicación.

Se recibieron comentarios hasta el 15 de septiembre de 2015 de las siguientes empresas que integran el Acuerdo 789 de 2015:

- Barlovento Recursos Naturales S.L.
- AWS Truepower SLU
- UL International GmbH Sucursal En España
- Natural Power Consultants Ltd.
- Windtec Energía S.L.P.N.E
- Normawind S.L.
- GL Garrad Hassan Ibérica S.L. (DNV GL Energy)

De otros interesados se recibieron comentarios de:

- Jemeiwaa Ka'I S.A.S
- ENEL Green Power
- Acolgen

Av. calle 26 No. 69-63 Oficina 408 Teléfonos: 7023029 – 7023026 - 7021892
E-Mail aolarte@cno.org.co - Internet: www.cno.org.co - Edificio Torre 26
Bogotá, D.C.- Colombia

Consejo Nacional de Operación

CNO

A través de los comentarios recibidos, el Consejo constató que aunque la consulta se hizo sobre el protocolo, la mayoría se refirió también a la Resolución CREG 061 de 2015.

Con base en dichos comentarios y en su análisis por parte de la Comisión de Trabajo Temporal de Eólicas del CNO, a continuación se presenta una síntesis por tema de los principales puntos a considerar:

1. SERIES DE PARTIDA PARA LA ESTIMACIÓN DE SERIES DE VIENTOS

Se evidenció una coincidencia en los comentarios en el sentido de que con base en las prácticas habituales de la industria eólica, se utilizan series de reanálisis (por ejemplo: MERRA, CSFR), con el objetivo de extrapolar las series de viento medidas. Sobre este aspecto es pertinente recordar lo manifestado por el IDEAM en comunicación enviada al CNO el 31 de julio de 2015, radicado 20154000003581.¹

2. NIVEL DE AGREGACIÓN DE SERIES

La práctica habitual y reconocida a nivel internacional es correlacionar series de viento con grados de agregación diarios o mensuales para obtener valores a largo plazo.

3. ESTIMACIONES ENERGÉTICAS

Se evidenció una coincidencia en los comentarios en el sentido de que la fórmula de cálculo energético dispuesta en la Resolución (ajuste polinómico cúbico) conlleva a **desviaciones significativas en las estimaciones energéticas de un parque eólico (subestimaciones o**

¹ “(...) Por lo anterior, por ser el IDEAM la autoridad oficial encargada de la información meteorológica del país, cordialmente le comunico que el Instituto puede verificar la información generada en otras entidades, sin embargo, para ello se debe tener en cuenta:

1. El Instituto debe realizar un análisis a la ubicación de las estaciones y precisar si están emplazadas de acuerdo con las normas estipuladas por el IDEAM y la Organización Meteorológica Mundial-OMM.
2. Por el momento el IDEAM, no cuenta con el personal necesario para llevar a cabo la verificación de esa información, por lo tanto, la entidad debe suministrar el presupuesto necesario para la contratación y la capacitación del personal.
3. Buscar la viabilidad de contratar ingenieros de sistemas que fortalezcan los aplicativos con los que cuenta el Instituto para las actividades de verificación de la información.”

Consejo Nacional de Operación CNO

sobreestimaciones), sugiriendo utilizar modelos estándares en la industria eólica que permiten obtener el comportamiento energético de la planta como un todo. Es importante aclarar que para la aplicación de dichos modelos no es necesario contar con series de viento medidas o extrapoladas a 10 años, los requerimientos mínimos son de 1 año de medidas de velocidad y dirección de viento a nivel diezminutal (Natural Power, DNV GL, DEWI). Los resultados obtenidos a partir de estos modelos se pueden extrapolar a 10 años de acuerdo con lo indicado en los puntos 1 y 2 de la presente comunicación.

4. ACLARACIÓN APLICACIÓN NIVEL DE CONFIANZA SUPERIOR AL 95%

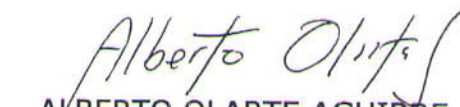
Los dictaminadores no tienen claridad sobre cuáles son las características estadísticas equivalentes que se deben tener en cuenta y la manera en que se debe probar un nivel de confianza superior al 95%.

Es de mencionar que los puntos arriba mencionados fueron también corroborados por los demás interesados que enviaron sus comentarios al Consejo.

Finalmente, esperamos que los comentarios que se adjuntan den mayores elementos de juicio a la Comisión para el análisis del borrador de protocolo sometido a su consideración².

Reiteramos a la Comisión nuestra disposición para trabajar conjuntamente en las modificaciones que sean requeridas.

Cordialmente,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico

Adjunto lo anunciado

² Comunicación CREG S 2015 003948 del 14 de septiembre de 2015

Para: Alberto Olarte Aguirre, Secretario Técnico, Consejo Nacional de Operación
De: José Vidal, Consulting Services Manager, AWS Truepower, SLU
Email: jvidal@awstruepower.com
Cc: Adriana Pérez Biffi, Asesora Legal, Consejo Nacional de Operación
Santiago Parés Casanova, Business Development Director, AWS Truepower, SLU
Fecha: 15 de septiembre de 2015
Asunto: Nota técnica sobre el borrador de protocolo de verificación de los parámetros de las plantas eólicas

INTRODUCCIÓN

AWS Truepower, SLU, ha sido requerido por el Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico para la realización de comentarios sobre la propuesta de acuerdo "Por el cual se aprueba un protocolo para la verificación y medición de la serie histórica de velocidades de viento y el rango de operación y límites máximos y mínimos de la curva de diseño potencia - velocidad de viento de una planta eólica". Este acuerdo complementa la Resolución CREG 061 de 2015 en el que se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas.

Esta nota técnica presenta el criterio y comentarios de AWS Truepower sobre el borrador de protocolo.

CÁLCULO DE LA ENFICC DE PLANTAS EÓLICAS

Como preámbulo a nuestros comentarios acerca de la propuesta de acuerdo, nos gustaría manifestar nuestras dudas respecto al propio método de cálculo del ENFICC que se recoge en la Resolución CREG 061 de 2015. Según el criterio del Consultor, el principal error conceptual de la metodología de cálculo estriba en que se pretende evaluar la producción energética del conjunto de la planta eólica exclusivamente a partir de la medición del viento en un punto, y se considera que el recurso eólico en ese punto es automáticamente representativo del conjunto del parque. Sin embargo, y en contraposición a este planteamiento simplista, la experiencia demuestra que el recurso eólico es variable en la extensión de la planta. Por este motivo, la industria ha desarrollado una serie de métodos encaminados a la caracterización diferenciada del recurso eólico en cada punto del área de interés a partir de las mediciones en un número limitado de puntos.

Adicionalmente, el método propuesto por el CREG sigue unos procedimientos para obtener algunas magnitudes de interés que no son las seguidas en la industria. Se interpreta que alguno de estos métodos pretende hacer más simple el método de cálculo, pero a entender del Consultor se corre el peligro de alejarse de los resultados esperables en los métodos estándar, que son contrastados cada día en las plantas eólicas en operación en diversas partes del mundo.

Al igual que en la propuesta de Acuerdo objeto de la presente Nota Técnica se delega el Dictamen Técnico a un dictaminador que forme parte de una lista definida por el Consejo Nacional de Operación, que debe ser escogido y contratado por el agente, el mismo dictaminador podría realizar la estimación del ENFICC siguiendo las metodologías estándar de la industria eólica. En cualquier caso, este dictamen también debería ser presentado en el Subcomité de Plantas, por lo que el Consejo Nacional de Operación seguiría teniendo control sobre el cálculo.

COMENTARIOS SOBRE EL BORRADOR DE PROTOCOLO

1. Definiciones
 - No hay comentarios a remarcar
2. Objetivo
 - No hay comentarios a remarcar
3. Ámbito de aplicación
 - No hay comentarios a remarcar
4. Aprobación
 - No hay comentarios a remarcar
5. Vigencia
 - No hay comentarios a remarcar
6. Dictaminador Técnico
 - No hay comentarios a remarcar
7. Calidad de las series de partida de velocidades del viento
 - Se menciona que “Las mediciones en el sitio de la planta deben incluir datos de mínimo un año con al menos una torre ubicada en un punto dentro del área del proyecto”. Valdría la pena especificar con total precisión qué se entiende por área del proyecto.
 - Sería razonable poner algún número mínimo de torres en función de las dimensiones del proyecto o una distancia máxima entre cada aerogenerador y la torre más cercana.
 - Según nuestra opinión, para poder estimar la velocidad del viento a la altura de generación se debería pedir no sólo que haya una altura mínima de medición, sino también que se mida a más de una altura, con una separación mínima entre alturas.
 - Respecto a la disponibilidad de las series de datos, creemos que debería establecerse el límite inferior respecto a los datos sin reconstruir, salvo que se trate de sensores redundantes (sensores midiendo a la misma altura respecto del suelo, pero con orientaciones diferentes).
 - Sería adecuado mencionar que las mediciones (torres, instrumentos, equipos de registro) deben seguir normas internacionales, como Measnet, etc.
8. Estimación de series extrapoladas de velocidades de vientos
 - Aunque se sobreentiende, debería estar completamente explicitado que la extrapolación es tanto **a largo plazo** como a la **altura de generación de las turbinas**.
 - Debería quedar más claro de antemano qué series son actualmente certificadas por el IDEAM, sin perjuicio de que nuevas series puedan ser aceptadas en el futuro. Incluso podría llevar al equívoco de pensar que sólo son permisibles mediciones, mientras que en otra parte del documento se menciona el reanálisis.
 - Para evitar equívocos, se debería especificar que el coeficiente de correlación considerado es el de Pearson.
 - El último punto, en el que se especifica que “la serie extrapolada de velocidades de viento deberá tener características estadísticas equivalentes, con un nivel de confianza superior al 95%, respecto a la serie de partida de velocidades de vientos”, no está suficientemente clara y debería especificarse mucho mejor qué condición o condiciones debe cumplir.
 - Aunque puede estar relacionado con el punto anterior, echamos en falta algún tipo de consideración en la extrapolación a largo plazo de la consistencia de la serie histórica, premisa fundamental del método MCP.
 - En algunas ocasiones, el método MCP simplemente no puede aplicarse, por diversos motivos (falta de correlación, inconsistencia de la serie de largo plazo, etc.). Esto no impide

el cálculo de la producción energética a largo plazo, lo que sucede en este caso es que la incertidumbre en el valor obtenido es superior. Dado que el ENFICC pretende justamente reflejar el mínimo esperable de producción energética, quizás no sería estrictamente necesaria la obligatoriedad del MCP, siempre que el estudio sea realizado por un consultor independiente con las máximas garantías, y la estimación energética sea revisada por el Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico.

9. Dictamen Técnico

- La documentación solicitada bajo nuestro punto de vista es correcta, en el sentido que toda la solicitada es útil.
- No se solicita nada específico sobre el rango de operación y límites máximos y mínimos de la curva de diseño potencia-velocidad de viento. Aunque a nuestro entender y como ya se ha mencionado, el método de cálculo no nos parece correcto, deberían especificarse al menos los parámetros del polinomio de grado tres y las velocidades mínima y máxima, tal y como recoge el Anexo de la Resolución 061 de 2015. Además y según nuestra opinión, se debería describir el método por el cual se llega a ese ajuste.
- Tampoco se menciona en el documento estudiado y deberían estar contenidas en el dictamen técnico según la Resolución 061 de 2015, las pérdidas consideradas, tanto por estela como de planta, y cómo han sido incorporadas en el cálculo.
- Respecto al último aspecto mencionado, el de las pérdidas, no está nada definido cómo deben introducirse en el método de cálculo propuesto, mientras que en el estándar de la industria internacional esto está meridianamente claro. Esto puede hacer que los supuestos y los resultados de diferentes consultores sean difícilmente comparables, puesto que quedarán camuflados en el método de cálculo.

BIBLIOGRAFÍA

Brower, M.C. (2012) *Wind Resource Assessment: A Practical Guide to Developing a Wind Project*. John Wiley & Sons, Inc., USA.

European Wind Energy Association (2009) *Wind energy – the facts: a guide to the technology, economics and future of wind power*. Earthscan, UK.

Manwell, J., McGowan, J. and Rogers, A. (2009) *Wind energy explained : theory, design, and application*, 2nd ed. John Wiley & Sons, Inc., USA.

Comisión de Regulación de Energía y Gas, Ministerio de Minas y Energía, Colombia

- Resolución 061-2015 *Por la cual se modifica la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas, definida en la Resolución CEG 148 de 2011 y se dictan otras disposiciones.*

Consejo Nacional de Operación (CNO)

- Borrador de Acuerdo del Protocolo para la verificación y medición de la serie histórica de velocidades de viento y el rango de operación y límites máximos y mínimos de la curva de diseño potencia - velocidad de viento de una planta eólica.

BIOGRAFÍA DEL AUTOR

El Sr. Vidal ha trabajado en simulación numérica de la atmósfera desde mediados de los años 90, inicialmente como investigador y posteriormente como profesor en la Universidad de Barcelona, tomando parte en varios proyectos para el gobierno estatal y regional así como en la Unión Europea. Después de su etapa en el mundo académico pasa a ser uno de los fundadores de Meteosim, de la que surgiría posteriormente AWS Truepower S.L.U.

Ha trabajado en la industria eólica durante los últimos 12 años, principalmente en el estudio del recurso eólico y en previsión de producción. Estas áreas están íntimamente ligadas con su formación académica e investigaciones posteriores a la licenciatura. Especialista en herramientas de predicción numérica del tiempo. Como Manager del Departamento de Consulting Services en la oficina de Barcelona, José Vidal es responsable de los proyectos desarrollados en dicha oficina en los campos de evaluación del recurso, consultoría de proyectos y Due Diligence, así como la persona de referencia para los temas técnicos para el staff y los clientes.

Desarrollador de programas de cálculo intensivo necesarios para la simulación numérica del tiempo, larga experiencia en programación y administración de sistemas con diferentes variantes de sistemas UNIX y Linux.

Formación Académica:

- 1998-2000: Cursos de doctorado en la Universidad de Barcelona.
- 1992-1997: Licenciado en Física (especialidad Ciencias de la Tierra) en la Universidad de Barcelona. Especialización con alto nivel matemático y un profundo conocimiento de los fenómenos físicos atmosféricos.

Trayectoria profesional:

- Desde septiembre de 2003: Director del Departamento de Energía Eólica en la compañía AWS Truepower (antigua Meteosim Truwind, SL).
- 2000-2003: Investigador y Profesor Asociado en el Departamento de Astronomía y Meteorología de la Universidad de Barcelona.
- 1997-2000: Contratado en varios proyectos de investigación en el Departamento de Astronomía y Meteorología de la Universidad de Barcelona.

Datos de contacto:

José Vidal
Consulting Services Manager Europe & Latin America
AWS Truepower, SLU
Baldiri Reixac 10
Barcelona, 08028 | SPAIN
tel: +34 934 487 265 Ext #2216
cel: +34 653 58 34 04
fax: +34 934 490 010
jvidal@awstruepower.com

COMENTARIOS A PROTOCOLO PARA LA VERIFICACIÓN Y MEDICIÓN

BARLOVENTO RECURSOS NATURALES, SL.
CIF: B-26264366
C/ Pintor Sorolla, nº 8 1A
26007 LOGROÑO, ESPAÑA
Teléfono +34 941 28 73 47 Fax: +34 941 28 73 48
e-mail: brn@barlovento-recursos.com
Web: www.barlovento-recursos.com

PREPARADO PARA:
COMITÉ NACIONAL DE OPERACIÓN

INFORME BRN 100/15

ÍNDICE

1.- INTRODUCCIÓN	3
2.- COMENTARIOS	4
2.1- CREG 061.....	4
2.2- PROTOCOLO	6
2.3- COMENTARIOS FINALES.....	8
3.- REFERENCIAS.....	9

	COMENTARIOS A PROTOCOLO PARA LA VERIFICACIÓN Y MEDICIÓN	BRN 100/15
---	--	------------

1.- INTRODUCCIÓN

El Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico de Colombia (CNO) es el organismo que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar una operación segura, confiable y económica del Sistema Interconectado Nacional de Colombia.

Actualmente el Consejo está socializando la propuesta de Acuerdo "Por el cual se aprueba un protocolo para la verificación y medición de la serie histórica de velocidades de viento y el rango de operación y límites máximos y mínimos de la curva de diseño potencia - velocidad de viento de una planta eólica" [Ref. 2].

El protocolo se hizo basado en la Resolución CREG 061 de 2015 [Ref. 1].

La empresa Barlovento Recursos Naturales SL (en adelante Barlovento), ha sido invitada por el Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico de Colombia (CNO), en virtud del acuerdo 789 [Ref. 3] para emitir el dictamen técnico de los parámetros Factor de Conversión y el rango de operación de una planta eólica.

Barlovento agradece dicha invitación y envía los comentarios de los apartados siguientes, tanto respecto a la Resolución CREG 061 como al Protocolo de Verificación.

	COMENTARIOS A PROTOCOLO PARA LA VERIFICACIÓN Y MEDICIÓN	BRN 100/15
---	--	------------

2.- COMENTARIOS

2.1- CREG 061

A continuación se expresan los comentarios respecto a CREG061 de 2015.

A. Respecto al periodo de medición de vientos.

Para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) se establece como referencia un periodo de medición de diez años y se definen distintas formulaciones, según se disponga de periodos de más o menos tiempo.

Teniendo en cuenta que los estándares de medida de viento no han estado bien establecidos en el campo de la energía eólica hasta años recientes (norma de referencia IEC 61400-12-1 Edición 2005), consideramos que un periodo de medidas de diez años es excesivo, y que es muy probable que ningún promotor cuente con series de datos de calidad suficiente por ese periodo. Creemos por tanto que la categoría **"Plantas Eólicas que tengan información de velocidades de viento, se deberá contar con una serie histórica igual o mayor a diez (10) años, medida en el sitio de la planta"** podría estar vacía de contenido.

Recomendamos en este sentido utilizar los estándares habituales del sector, que se basan en:

- Series de viento de calidad suficiente, medidas en el sitio de la planta, durante un periodo de varios años (a título de ejemplo, la Empresa de Pesquisa Energética del Ministerio de Energía y Minas de Brasil, en sus *"Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica"* establece como requisito un periodo de tres años).
- Series de referencia de 10 años o más, provenientes de observatorios meteorológicos (del IDEAM, o de otras fuentes) o bien obtenido mediante técnicas de reanálisis.

B. Respecto a que las series de velocidades de viento tengan registros cada diez minutos.

El hecho de que se requiera que las series de viento sean cada 10 minutos añade una fluctuación que no corresponde con el comportamiento de los parques eólicos. En efecto, los parques eólicos ocupan una gran extensión, en tanto que las series de medidas de viento corresponden a puntos de medición. Las fluctuaciones en estas series de viento se ven difuminadas en el conjunto del parque, razón por la que las fluctuaciones de producción de ciclo corto (frecuencia más alta) que se aprecian en las medidas de viento en una

	COMENTARIOS A PROTOCOLO PARA LA VERIFICACIÓN Y MEDICIÓN	BRN 100/15
---	--	------------

estación, no representan bien al conjunto del parque. Consideramos suficientes –y más ajustadas a la realidad- las medidas de series horarias.

C. Respecto a las medidas de referencia:

Parágrafo 3. En caso de no contar con las suficientes medidas de velocidades de viento en el sitio de la planta, el agente deberá presentar un dictamen técnico para desarrollar una estimación de las series históricas de las velocidades de viento, partiendo de mediciones en el sitio de la planta y de series de velocidades de viento históricas conocidas de otros puntos de medición para cada diez minutos certificadas por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia, IDEAM. Las series de velocidades de viento estimadas deberán tener características estadísticas equivalentes, con un nivel de confianza superior al 95%, respecto a las mediciones de velocidades de viento en el sitio de la planta.

No quedan claros varios puntos:

- Cuál es el papel de IDEAM como organismo certificador ¿cuenta con acreditaciones para ello?
- ¿Dispone IDEAM de series de medidas históricas de calidad suficiente en sitios de interés para el desarrollo eólico?
- ¿Cuáles son las características estadísticas equivalentes a las que hace referencia?

En este punto, consideramos que sería conveniente aceptar series de referencia de reanálisis, procedentes de organismos internacionales reconocidos, como NCEP/NCAR, Nasa, etc., datos que son de carácter público y ampliamente utilizados por la industria eólica.

D. Respecto a la parametrización de la potencia del parque eólico

En las plantas eólicas con una serie histórica igual o mayor a diez (10) años, se realizará un ajuste a un polinomio cúbico de la forma, $a \cdot v^3 + b \cdot v^2 + c \cdot v + d$, donde los parámetros a, b, c, y d resultarán de aplicar el proceso de ajuste de mínimos cuadrados.

Esta forma de parametrizar la potencia de una planta eólica en función de la velocidad del viento es inhabitual y no se ajusta a los procedimientos más avanzados empleados para esta finalidad en el sector eólico.

Por un lado, la expresión polinómica ignora la dependencia de la potencia de una planta eólica respecto a otras variables:

- Dirección del viento (que interviene por ejemplo a través de las estelas de los aerogeneradores).
- Densidad del aire (el contenido energético del viento es directamente proporcional a la densidad del aire).

	COMENTARIOS A PROTOCOLO PARA LA VERIFICACIÓN Y MEDICIÓN	BRN 100/15
---	---	------------

Los ajustes que actualmente se plantean para la potencia generada por una planta eólica son más bien funciones multivariantes:

$$\text{Potencia} = F(\text{velocidad, dirección, densidad del aire}).$$

En la práctica, el cálculo de la producción de un parque se realiza a través de modelos numéricos o software especializado, en el que a partir de las entradas siguientes:

- Características del aerogenerador: curva de potencia, altura de buje, diámetro de rotor.
- Características de la planta: posiciones de aerogeneradores, orografía del terreno, rugosidad superficial.
- Datos meteorológicos: series de velocidad, dirección, presión, temperatura, humedad relativa.

Pueden obtenerse las series de potencia generada en la planta. La obtención de estas series es práctica habitual en la industria eólica.

E. Respecto a los formatos de suministro de datos.

Respecto al formato del modelo de potencia de planta eólica, cabe lo dicho arriba en el apartado D

"Formato 20. Plantas Eólicas

Plantas Eólicas						
Nombre	Capacidad Efectiva Neta ¹ (MW)	Factores de Conversión				IHF (%)
		a	b	c	D	

Respecto al formato de las series históricas de velocidades de viento, se echa en falta la presencia de otras variables meteorológicas relevantes, como se ha citado: dirección de viento, temperatura, presión, humedad relativa; de modo que se pueda caracterizar adecuadamente la potencia de la planta eólica.

Formato 21. Serie Histórica de Velocidades de Viento

Serie Histórica de Velocidades de Viento				
Planta	Año	Mes	Registro 10m	m/s

2.2- PROTOCOLO

A continuación se expresan los comentarios respecto al **"Protocolo para la verificación y medición de la serie histórica de velocidades de viento y el**

	COMENTARIOS A PROTOCOLO PARA LA VERIFICACIÓN Y MEDICIÓN	BRN 100/15
---	--	------------

rango de operación y límites máximos y mínimos de la curva de diseño potencia - velocidad de viento de una planta eólica”.

F. Respecto a la calidad de las series de partida de velocidades del viento

- *“Los datos de las series de velocidades de vientos deben ser obtenidos con equipos de medición instalados a una altura igual o superior a los 60 metros con respecto al suelo, de tal forma que permitan la estimación de la velocidad del viento a la altura de generación”.*

Barlovento considera que debiera definirse una altura mínima igual o superior a 2/3 de la altura de buje de los aerogeneradores, tal como se requiere en el procedimiento Measnet de [Ref. 4].

Del mismo modo, debiera permitirse el empleo de sistemas de medida remota (sodar o lidar), en las condiciones descritas en la norma [Ref. 5], a fin de extrapolar las medidas realizadas en niveles más bajos, es decir, la utilización combinada de torres de menor altura más sistemas sodar o lidar.

- *“Los datos de las series de velocidades de vientos deben incluir magnitud de la velocidad del viento en m/s y dirección en grados”.*

Barlovento considera que deben incluirse además otras variables como presión, temperatura y humedad relativa.

G. Respecto a la estimación de series extrapoladas de velocidades de vientos

- *“Las series históricas conocidas de velocidades de viento de otros puntos de medición deben incluir datos de mínimo 10 años y deben ser certificadas por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia, IDEAM”.*

Consideramos adecuada la introducción de la definición de Serie histórica conocida, en la que se incorpora la opción de reanálisis:

Serie histórica conocida de velocidades del viento: es la serie de velocidad del viento obtenida mediante mediciones directas y/o re análisis, la cual permita extrapolar la velocidad de viento medida por una estación de monitoreo eólico hasta 10 años.

- *“El coeficiente de correlación estadístico entre la serie histórica conocida de velocidades de vientos y la serie de partida de velocidades de vientos obtenidas en el sitio de la planta debe ser igual o superior a 0.7”.*

	COMENTARIOS A PROTOCOLO PARA LA VERIFICACIÓN Y MEDICIÓN	BRN 100/15
---	--	------------

Debería indicarse a qué correlación se refiere: ¿velocidades medias cada diez minutos? ¿cada hora? ¿mensuales?

Debe tenerse en cuenta que las series de reanálisis habitualmente utilizadas cuentan con registros cada hora.

Debe tenerse en cuenta asimismo que el coeficiente de correlación entre medidas decrece al aumentar la distancia.

A modo de ejemplo, en un periodo de 10 minutos, con una velocidad de 10 m/s, el viento recorre una distancia de 6 km => dos estaciones separadas más de 6 km estarían viendo sucesos distintos.

La práctica habitual es emplear correlación de velocidades medias diarias o mensuales, pero no series de observaciones diezminutales, salvo que se trate de series medidas a una distancia de pocos kilómetros.

- *“La serie extrapolada de velocidades de viento deberá tener características estadísticas equivalentes, con un nivel de confianza superior al 95%, respecto a la serie de partida de velocidades de vientos”.*

Véanse los comentarios del punto C arriba.

2.3- COMENTARIOS FINALES

Por último, como elemento para reflexión desearíamos hacer un comentario adicional:

El valor de la potencia firme de la energía eólica se tiende a plantear no planta a planta (parque a parque), sino de forma global para toda la tecnología; téngase en cuenta que la variabilidad espacial del recurso hace que plantas distantes tengan un comportamiento (generación) no correlacionado o parcialmente correlacionado. Es lo que se viene a denominar “efecto portfolio”.

Considerar globalmente toda la generación eólica hace que los picos de generación no sean tan altos (nunca se alcanzará una potencia total igual a la suma de las potencias nominales de los parques), y también que se reduzcan los periodos con generación nula.

	COMENTARIOS A PROTOCOLO PARA LA VERIFICACIÓN Y MEDICIÓN	BRN 100/15
---	--	------------

3.- REFERENCIAS

[Ref. 1]: Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución N° 061 de 2015. CREG061-2015.

[Ref.2]: Borrador de "Acuerdo de Protocolo de Eólicas".

[Ref. 3]: ACUERDO No. 789 de CNO de 3 de septiembre de 2015.

[Ref. 4]. MEASNET Procedure: Evaluation of Site Specific Wind Conditions. Version 1, November 2009.

[Ref. 5]. IEC CD 61400-12-1 Wind turbines – Part 12-1:Power performance measurements of electricity producing wind turbines.

Consejo Nacional de Operación
Avenida Calle 26 # 69-63 oficina 408
Bogotá
Colombia

DNV GL Energy

GL Garrad Hassan México S. de
R.L. de C.V.

Privada de los Industriales 110A
Int 502B, Colonia Jurica
CP76100, Querétaro
México

Fecha:
2015-09-15

Nuestra referencia:
116359-MXQU-L-01-A

Su referencia:
Protocolo para la
verificación y medición de
la serie histórica de
velocidades de viento

Tel: +52 442 2180630
GHM080418UV2

Sr. Alberto Olarte Aguirre,

Con base en la invitación recibida por correo electrónico el día 04 de septiembre del año en curso, en nombre de DNV GL, nos permitimos presentar los siguientes comentarios al documento relativo al "protocolo para la verificación y medición de la serie histórica de velocidades de viento y el rango de operación y límites máximos y mínimos de la curva de diseño potencia-velocidad de viento de una planta eólica".

- a) Agregar en la sección "6.CALIDAD DE LAS SERIES DE PARTIDA DE VELOCIDADES DEL VIENTO" los siguientes:
- Las mediciones en el sitio de la planta se registrarán con un equipo electrónico según el estándar internacional de la industria, más conocido como *data-logger*.
 - La calidad de los montajes de los instrumentos de medición en el mástil del sitio que registre los datos de viento deberá cumplir con el estándar internacional IEC 61400-12-1.
- b) Modificar el tercer punto de la sección "6.CALIDAD DE LAS SERIES DE PARTIDA DE VELOCIDADES DEL VIENTO" así:
- a) Los datos de las series de velocidades de vientos deben ser obtenidos con equipos de medición instalados a una altura igual o superior a los 60 metros con respecto al suelo. El número mínimo total de alturas a las cuales se medirá la velocidad será de dos, en la posición del mástil.
- c) En relación con la sección "7.ESTIMACIÓN DE SERIES EXTRAPOLADAS DE VELOCIDADES DE VIENTOS" sugerimos modificar el primer punto así:
- a) Las series históricas conocidas de velocidades de viento de otros puntos de medición deben incluir datos de mínimo 10 años o pueden ser menores a 10 años siempre y cuando el Dictaminador Técnico aporte pruebas que apoyen y sustenten que el periodo extrapolado es

representativo del comportamiento del viento en el largo plazo. Las series deben ser certificadas por el IDEAM.

- d) El documento define la "Curva de potencia de una Planta (CPP)" pero no utiliza el concepto. Proponemos definir CPP de la siguiente manera: se calculará la CPP teniendo en cuenta la modelización de flujo de viento en cada posición de aerogenerador a la altura de buje propuesta así como las pérdidas por "efecto sombra" como mínimo y otras pérdidas técnicas que se consideren relevantes. La CPP se definirá mediante la siguiente función:

$$f(V) = \sum_{n=1}^N (E_i * ES * OPT)$$

Dónde:

V: es la velocidad de viento en un punto de la planta eólica (m/s)

E_i: es la potencia de cada aerogenerador para el valor de velocidad V (kW)

N: es el número total de aerogeneradores

ES: son las pérdidas por efecto sombra

OPT: son las otras pérdidas técnicas

En relación con la resolución CRE061 de 2015 y habiendo leído el documento CREG 040 de mayo 8 de 2015, nuestra opinión es que se requieren de los siguientes importantes cambios que permitan a la industria eólica Colombiana estar a la altura del desarrollo internacional del momento:

La metodología para el cálculo de la ENFICC de plantas eólicas con información de vientos debe enfocarse en la energía esperada para la planta eólica en su totalidad. El método del polinomio, aunque sustentado por la DOE, es una aproximación válida para representar la curva de potencia individual de un aerogenerador y podría introducir grandes errores en la producción total de la planta. Con base en lo anterior se propone que el cálculo de la ENFICC se haga siguiendo las mejores prácticas de la industria según el estándar internacional, que en resumen es:

- Modelización del flujo de viento a través del sitio propuesto para la planta eólica con base en software comercial. Esta modelización permitirá obtener la velocidad de viento estimada en cada posición de aerogenerador.
- Cálculo de la producción de energía en cada posición de aerogenerador por medio de software comercial. El software se encarga de cruzar la curva de potencia individual del aerogenerador con los registros de velocidad de viento que hayan sido medidos en el sitio propuesto para la planta eólica.
- Cálculo de las pérdidas por efecto sombra de unos aerogeneradores sobre otros.

El resultado de los pasos explicados anteriormente suele ser el valor de energía de la planta eólica para un periodo de 1 año.

Con miras al cálculo del caso Base y el 95%, el Dictaminador Técnico debe de entregar un análisis de incertidumbre ligado a cada paso previo al cálculo de energía. Típicamente hay valores de incertidumbre asociados a:

- Precisión/calidad de la medición: Hay una incertidumbre asociada a la precisión de la medida de los anemómetros. El valor de esta incertidumbre depende de la calibración y configuración de montaje de los instrumentos. Se asume generalmente un valor de entre 2.0 % y 3.0 % para estas incertidumbres, que engloba además efectos secundarios como aceleración de las cazoletas del anemómetro, degradación, variaciones de la densidad del aire y efectos adicionales de turbulencia.
- Correlación de largo plazo: La velocidad de viento media de largo plazo en el mástil del sitio de la planta eólica se suele obtener a partir de análisis de correlación. La incertidumbre asociada a la correlación y extrapolación entre distintas fuentes se evalúa a partir de la dispersión estadística en los gráficos de correlación.
- Representatividad de la medición respecto al largo plazo: Hay una incertidumbre asociada a la asunción de que el periodo de datos disponibles en el sitio de la planta eólica es representativo del régimen de viento para periodos más largos. Un estudio de registros históricos de viento indica una variabilidad típica del 6% en la velocidad de viento media anual.
- Extrapolación vertical del viento desde la altura de medición hasta la altura de buje del aerogenerador: Hay una incertidumbre asociada a la extrapolación del régimen de viento de largo plazo desde la altura de medición del mástil hasta la altura de buje de los aerogeneradores. Esta incertidumbre se evalúa considerando la precisión de la medición del perfil vertical y la magnitud de la distancia a extrapolar.
- Modelización del flujo de viento: Hay una incertidumbre asociada a la modelización del efecto de la topografía y las sombras de un aerogenerador sobre otro, debida a las distancias entre el mástil de inicialización y las posiciones de los aerogeneradores propuestos, la complejidad del terreno, y las diferencias en exposición al viento.
- Variabilidad inter-anual del viento: Las incertidumbres asociadas a la velocidad de viento futura se han suelen obtener utilizando el factor de sensibilidad de la producción de energía anual con respecto a variaciones de la velocidad de viento media anual.

Se sugiere que el Dictaminador Técnico, con base en metodología que es estándar, suministre en su Dictamen Técnico los valores probabilísticos que la CNO y/o la CRE consideren oportunos para determinar así una curva de probabilidad asociada al ENFICC. El método actualmente propuesto en la resolución 061 está muy alejado de los métodos modernos utilizados en la industria eólica a nivel mundial y podría llevar a errores cuantitativos muy grandes.

Página 4 de 4

Agradecemos la oportunidad que nos han brindado de opinar sobre estos documentos y expresamos nuestro firme interés de participar en reuniones, llamadas telefónicas y demás que se den a futuro con miras al establecimiento de una metodología adecuada que permita el crecimiento de la industria eólica en Colombia de manera eficiente, segura y confiable para el aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos a un costo conveniente.

Cordial saludo,
por GL Garrad Hassan México S. de R.L. de C.V.



Daniel Pardo Tovar
Mexico Country Manager

Mobile: +52 1442 3229848
Direct: +52 442 2180348
daniel.pardo@dnvgl.com

COMENTARIOS RECIBIDOS DE WINDTEC

CALIDAD DE LAS SERIES DE PARTIDA DE VELOCIDADES DEL VIENTO

- Considerando la altura de buje de los aerogeneradores instalados actualmente (100/120m), creemos que sería necesario establecer unas especificaciones más definidas para la altura de medición de las torres. Dado que la extrapolación vertical de la serie medida hasta la altura de buje es un factor susceptible de introducir un considerable error en la estimación de la velocidad, además de penalizar las incertidumbres asociadas al cálculo de producción, ha de procurar de medirse siempre a alturas lo más similares posibles a la altura de buje. El caso ideal sería disponer de medidas a altura de buje. En caso de no ser así, debería de considerarse que la mínima altura de mediciones fuera 2/3 de la altura de buje.
- En aquellos casos en los que no se disponga de mediciones a altura buje, será necesario realizar la extrapolación vertical por sector de la serie medida hasta la altura de buje. Se han observado casos en los que existe una gran variabilidad diaria del comportamiento del perfil vertical. Para estos casos es muy recomendable realizar una extrapolación horaria, además de por sector.

ESTIMACIÓN DE SERIES EXTRAPOLADAS DE VELOCIDADES DE VIENTOS

- Habitualmente, las fuentes de series históricas de largo plazo más usadas son ERA, MERRA y CFSR, provenientes del reanálisis, siendo inusual el poder disponer de series históricas con mediciones reales y de calidad cerca de los emplazamientos a evaluar ¿serán certificadas las series provenientes de fuentes de reanálisis? ¿Se creará un listado de fuentes de series históricas certificadas? En caso de series provenientes de fuentes no certificadas hasta el momento, ¿se deberá de solicitar una certificación específica de esa fuente? ¿Se conocerán los criterios para la validación de las series históricas?
- Normalmente, las series históricas disponen de registros horarios, 6 horarios o diarios. ¿En todos los casos serán aceptables coeficientes de correlación de 0.7? ¿Existirá un criterio para establecer el número mínimo de puntos para el cálculo de los coeficientes de correlación en función de los promedios utilizados?
- Cuando se indica que *"La serie extrapolada de velocidades de viento deberá tener características estadísticas equivalentes, con un nivel de confianza superior al 95%, respecto a la serie de partida de velocidades de vientos"*, no acaba de quedar claro y se presta a distintas interpretaciones. Por favor ¿sería posible concretar más este punto?

Siguen a continuación los comentarios y puntos que consideramos interesante tener en cuenta a la hora de establecer los criterios finales:

CALIDAD DE LAS SERIES DE PARTIDA DE VELOCIDADES DEL VIENTO

Entendemos que la parte más crítica en la determinación de la producción energética de un parque es la campaña de mediciones realizada y la calidad de las mismas, pues de ello dependerá la precisión y fiabilidad de los resultados de producción obtenidos. En este sentido, entendemos que debe darse un peso más importante a este apartado y establecer unos criterios que permitan realizar campañas de mediciones con la mayor calidad posible de sus datos. Proponemos las siguientes sugerencias:

- Se debería de prestar especial atención al punto de instalación de las torres. Estas han de quedar perfectamente expuestas a los vientos predominantes, sin afecciones de obstáculos y en puntos representativos del emplazamiento.
- La orientación de la torre y de sus equipos ha de ser aquella que minimice las afecciones turbulentas de la propia estructura. Se debería de prestar también especial atención a posibles afecciones entre equipos próximos. Los soportes de los sensores ha de poseer las dimensiones adecuadas para reducir posibles afecciones turbulentas, conforme las normas IEA e IEC.
- Con el fin de garantizar la mayor disponibilidad de datos y una mejora caracterización del perfil vertical, es muy importante la instalación de al menos 4 niveles de medición de velocidad (uno de ellos redundante a la máxima altura de la torre) y 2 de dirección del viento. Además de esto, es aconsejable, aunque no imprescindible, la instalación de sensores de temperatura, presión y humedad relativa con el fin de caracterizar los parámetros climáticos del emplazamiento.
- Es fundamental disponer de los informes de puesta en marcha de las torres y los demás informes correspondientes a operaciones de mantenimiento y reparación realizadas, especificando: coordenadas de las torres, detalle de la instalación y configuración de equipos (fechas de instalación, alturas de los equipos, números de serie, características técnicas de los equipos, programación del SAD, dimensiones y orientación de los herrajes, dimensiones de la torre, etc.), así como fotografías de la torre, de los equipos una vez instalados y del entorno de la misma. De este modo se podrá realizar una perfecta trazabilidad de las campañas de medición y su calidad.
- Es muy importante disponer de los certificados de calibración de todos los sensores instalados en la torre, válidos en el periodo de medición, de acuerdo con la norma IEC 61400-12 y MEASNET.

DICTAMEN TÉCNICO

- La caracterización del recurso eólico del emplazamiento debería de realizarse por sector, considerando rosas de vientos con 16/12 sectores para frecuencia, energía, velocidad de viento e intensidad de turbulencia ambiental.

- Para el cálculo de producción es fundamental saber si la misma estará afectada por estelas generadas por otros parques próximos y tener éstos en cuenta, con el fin de poder realizar una estimación realista. Por ello, proponemos que se informe de todos los parques vecinos cuyas estelas puedan afectar a la producción del emplazamiento objeto de estudio. Nuestra experiencia nos lleva a considerar como criterio para la inclusión de parques próximos una distancia menor de 20 veces altura punta de pala en direcciones con frecuencia mayor o igual al 10%.
- Habitualmente, El cálculo de producción del parque debe se complementa con un análisis de incertidumbre para los resultados obtenidos considerando una serie de factores cuya precisión afecta a la producción energética. De este modo, se ofrece habitualmente los valores de producción de energía que se exceden con probabilidades de 50%, 75% e 90% para una variabilidad futura a uno y veinte años (P50, P75 e P90). En este sentido, consideramos que es un punto importante a incluir en los dictámenes con el fin de valorar posibles escenarios de producción energética del parque que ayude a la toma decisiones (como por ejemplo de financiación)
- Para la modelización del emplazamiento, consideramos que el usar una curva de potencia interpolada y ajustada para la densidad del emplazamiento reduce considerablemente los posibles errores que se puedan introducir a posteriori por realizar una corrección en densidad para la producción obtenida.

Atentamente,

Francisco José Huggins
International Project Manager

€

✉ Av. de la Industria 4 - Ed. 2, Esc. 2, 2º Planta C

28108 Alcobendas (MADRID)

☎ +34 630 35 90 42

📠 +34 91 661 06 27

📧 fjhuggins@windtec.es



ENEL GREEN POWER COLOMBIA

Bogotá, 15 de septiembre de 2015
EGP – COL 109/15

Señor
ALBERTO OLARTE
Secretario Técnico
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN - CNO
Bogotá D.C.

ASUNTO: Comentarios a la propuesta de Acuerdo "Por el cual se aprueba un protocolo para la verificación y medición de la serie histórica de velocidades de viento y el rango de operación y límites máximos y mínimos de la curva de diseño potencia - velocidad de viento de una planta eólica".

Respetado Sr. Olarte,

En atención a la publicación de la propuesta de Acuerdo señalada en el Asunto, realizada el pasado 8 de septiembre en la página web del CNO y estando dentro del plazo fijado por la entidad, **Enel Green Power**, presenta a continuación los comentarios a dicho documento:

I. Sobre la certificación de las series históricas del IDEAM

En el numeral 7 del proyecto de Acuerdo, al señalar las condiciones que deben cumplir las series extrapoladas de velocidades de viento a que hace mención el parágrafo 3 del artículo 1 de la Resolución CREG 061, se establece que *"Las series históricas conocidas de velocidades de viento de otros puntos de medición deben incluir datos de mínimo 10 años y deben ser certificadas por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia, IDEAM."*

En carta del 31 de Julio de 2015 enviada por el IDEAM al CNO, el Instituto manifiesta inconvenientes y/o dificultades para verificar la información generada en otras entidades, tales como:

1. El instituto debe realizar un análisis a la ubicación de las estaciones y precisar si están emplazadas de acuerdo con las normas estipuladas por el IDEAM y la Organización Meteorológica Mundial – OMM.

ENEL GREEN POWER COLOMBIA

Calle 114 # 6A – 92 Oficina 515, Piso 5, Torre D, Bogotá D.C. – Colombia
Tel. +57 1 5232422– Fax +56-2-24700009



2. Por el momento, el IDEAM no cuenta con el personal necesario para llevar a cabo la verificación de esa información, por lo tanto, la entidad debe suministrar el presupuesto necesario para la contratación y la captación del personal.
3. Buscar la viabilidad de contratar ingenieros de sistemas que fortalezcan los aplicativos con lo que cuenta el instituto para las actividades de verificación de la información

Según las dificultades anteriores y debido a que el IDEAM manifiesta su disponibilidad de realizar una verificación más no una certificación, proponemos que sea el dictaminador técnico quien pueda ejercer la función de certificador.

II. Información de referencia histórica con resolución diezminutal

El proyecto de Acuerdo en el numeral 7, señala que *"El coeficiente de correlación estadístico entre la serie histórica conocida de velocidades de vientos y la serie de partida de velocidades de vientos obtenidas en el sitio de la planta debe ser igual o superior a 0.7."*

Para obtener correlaciones aceptables no es posible utilizar información de agregación diezminutal ni horaria, en el mejor de los casos los grados de agregación que se podrían utilizar para obtener correlaciones aceptables deben ser diarios y/o mensuales.

III. Sobre el nivel de confianza superior al 95%

Así mismo, respecto del numeral 7 del proyecto de Acuerdo, se señala que *"La serie extrapolada de velocidades de viento deberá tener características estadísticas equivalentes, con un nivel de confianza superior al 95%, respecto a la serie de partida de velocidades de vientos."*

Se pide aclarar el significado que tiene un nivel de confianza superior a 95%. Esta aclaración había sido solicitada por el CNO a la CREG, en carta radicada el pasado 24 de Agosto donde se manifiesta que *"Es importante que la CREG precise el alcance de la exigencia respecto a las características estadísticas equivalentes y el nivel de confianza del 95%, la cual aún no ha respondido."*

Por lo anterior es importante una respuesta por parte de la CREG para que el CNO pueda verificar dicho punto.

IV. Ajuste cúbico y curva de potencia.

Dentro del proceso de cálculo de la ENFICC, se pide aproximar la curva de potencia contra velocidad de viento de un parque eólico, desde la velocidad mínima hasta la velocidad máxima,

ENEL GREEN POWER COLOMBIA

Calle 114 # 6A - 92 Oficina 515, Piso 5, Torre D, Bogotá D.C. - Colombia
Tel. +57 1 5232422 - Fax +56-2-24700009



con un polinomio de tercer grado. En virtud de los segmentos operativos que componen la curva de potencia de un parque eólico, la aproximación obtenible presenta desviaciones significativas. Al utilizar un polinomio de tercer grado como función de conversión de velocidad a potencia se distorsiona la distribución real de potencia en todo el rango operativo de la planta, desde los mínimos hasta los máximos. En consecuencia, se distorsionan también todas las estadísticas construibles a partir de la serie de potencia obtenida con este método.

La curva de potencia de los aerogeneradores puede ser entregada por los fabricantes, ya certificada, por lo tanto, se propone que el ajuste propuesto sea una interpolación punto a punto o un ajuste por tramos.

Adicionalmente existen softwares estándar, de amplia difusión en la industria eólica, tales como WASP o Windfarmer, que permiten realizar en poco tiempo y con sencillez, una aproximación suficientemente precisa de la curva de potencia de un parque, funcional a la determinación de estadísticas de potencia, incluyendo las necesarias a la determinación de la ENFICC.

Sin otro particular, le saluda atentamente,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "M.J. Juliana Tascón".

MARIA JULIANA TASCÓN

Regulatory Affairs

ENEL GREEN POWER COLOMBIA

ENEL GREEN POWER COLOMBIA

Calle 114 # 6A - 92 Oficina 515, Piso 5, Torre D, Bogotá D.C. - Colombia
Tel. +57 1 5232422 - Fax +56-2-24700009

B-268-15-09-2015

Bogotá, D.C. 15 de Septiembre de 2015

Doctor
ALBERTO OLARTE
Secretario Técnico CNO
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN – CNO
Ciudad

Asunto: Comentarios a la propuesta de Acuerdo "Por el cual se aprueba un protocolo para la verificación y medición de la serie histórica de velocidades de viento y el rango de operación y límites máximos y mínimos de la curva de diseño potencia - velocidad de viento de una planta eólica"

Estimado Dr. Olarte,

Con el fin de contribuir al Consejo Nacional de Operación CNO en su función de desarrollar un protocolo para la verificación y medición de la serie histórica de velocidades de viento y el rango de operación y límites máximos y mínimos de la curva de diseño potencia - velocidad de viento de una planta eólica, a continuación enviamos nuestros comentarios a la propuesta puesta en consulta por el CNO resaltando el arduo trabajo realizado por el Consejo y agradeciendo la oportunidad de aportar constructivamente en el desarrollo de este protocolo.

Precisamente, entendiendo la importancia que tiene el protocolo para la promoción de la energía renovable eólica garantizando la confiabilidad del sistema, se considera pertinente tener en cuenta los siguientes aspectos:

A. Facultad de certificación:

El día 21 de mayo de 2015, los funcionarios del IDEAM, manifestaron en ACOLGEN dificultades para la certificación debido a la falta de personal y al presupuesto que implicaría la verificación de la información. Por esta razón, se considera pertinente que sea el dictaminador técnico quien tenga la facultad de ejercer la función de certificador.

B. Nivel de confianza del 95%:

Es preciso dar claridad respecto al concepto del nivel de confianza superior al 95% para las series de velocidad estimadas debido a que cada operación de reconstrucción o síntesis se puede asociar con un nivel de incertidumbre. De esta manera, asumiendo una distribución normal de este error es posible derivar para la serie estimada una serie reducida que sea inferior a la real en el 95% de los casos. Sin embargo, a causa del nivel de error típico en la reconstrucción y síntesis diezminutal de series de velocidad de viento, la metodología anterior llevaría a series de velocidad y a estimaciones de ENFICC considerablemente bajas.

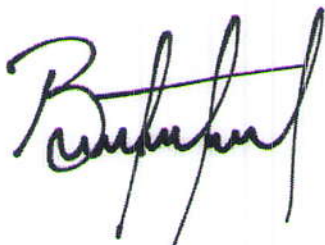
En relación a la referencia histórica con resolución diezminutal, para obtener correlaciones aceptables no es posible utilizar información de agregación diezminutal ni horaria. De hecho, en el mejor de los casos, los grados de agregación que se podrían utilizar para obtener correlaciones aceptables deben ser diarios y/o mensuales.

C. Ajuste Cubico & Curva de potencia.

Dentro del proceso de cálculo de la ENFICC, se pide aproximar la curva de potencia contra velocidad de viento de un parque eólico, desde la velocidad mínima hasta la velocidad máxima, con un polinomio de tercer grado. Al respecto, dados los segmentos operativos que componen la curva de potencia de un parque eólico, la aproximación obtenible presenta desviaciones significativas, por lo tanto, al utilizar un polinomio de tercer grado como función de conversión de velocidad a potencia, se distorsiona la distribución real de potencia en todo el rango operativo de la planta, desde los mínimos hasta los máximos. En consecuencia se distorsionan todas las estadísticas construibles a partir de la serie de potencia obtenida con este método.

La curva de potencia de los aerogeneradores puede ser entregada por los fabricantes, ya certificada, por lo tanto se considera pertinente que el ajuste propuesto sea una interpolación punto a punto o un ajuste por tramos. Adicionalmente existen softwares estándar, de amplia difusión en la industria eólica, tales como WAsP o Windfarmer, que permiten realizar en poco tiempo y con sencillez, una aproximación suficientemente precisa de la curva de potencia de un parque, funcional a la determinación de estadísticas de potencia.

Agradecemos su atención



BAYRON TRIANA ARIAS
Director Regulación y Ambiental
ACOLGEN

Bogotá D.C., 15 de septiembre de 2015

Señores:
CNO
Atn. Alberto Olarte
Secretario CNO
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios al protocolo de Resolución CREG 061 de 2015

Apreciada Dr. Olarte:

Incluimos por parte de JEMEIWAA KA' SAS los puntos que consideramos especialmente sensibles a considerar adaptar de la Resolución 061 CREG y correspondiente Protocolo que ha enviado para comentarios el CNO.

-Resolución y grados de agregación de la serie de viento extrapolada: Se ha podido verificar con varias estaciones de monitoreo eólico existentes en La Guajira, que los grados de agregación que se podrían considerar tendrían que ser diario y/o mensuales. En todo caso queda excluido grados de agregación diezminutal y horario, por el motivo de no disponer de correlaciones aceptables para estas agregaciones con las fuentes de series de viento históricas conocidas. Igualmente el considerar que las series históricas conocidas pueden ser de medición o re análisis.

-Nivel de confianza de la serie de viento extrapolada: Se requiere detallar la definición del nivel de confianza del 95% de cara verificar el cumplimiento y alternativa razonable y de aplicación para las series de viento. Consideramos que desde un punto de vista de garantías para el sistema eléctrico en Colombia es más conveniente requerir una certeza o nivel de confianza de la energía generada en base al cálculo del ENFICC. Además este criterio basado en la estimación energética y no en la serie de viento de partida, permitiría valorar los esfuerzos que cada desarrollador hace a la hora de realizar la campaña de medición.

-Verificador de las series históricas: Dado que no existe un pronunciamiento específico por parte del IDEAM a este respecto y dada la falta de experiencia, capacitación en el sector eólico que atiende a otro tipo de condicionantes diferentes a los simplemente meteorológicos. Es necesario que exista la alternativa que el Dictaminador Técnico también pueda ejercer esta función, ya que ejerce esta función a la hora de realizar las evaluaciones técnicas y de producción de Parques Eólicos en todo el mundo.

-Ajuste cúbico de la curva de potencia: La curva de potencia (Potencia versus Velocidad de viento) del aerogenerador, con el que obtener los parámetros de ajuste de la misma, será proporcionada siempre por el fabricante. El mejor ajuste para interpolar cualquier valor de generación entre el rango de velocidades mínimos y máximos no es una ajuste cúbico. Se ha podido verificar este punto y se observa que en muchos tramos de la curva el desajuste es considerable. Es por ello, que se recomienda que el ajuste sea interpolado punto a punto, otra opción es con un ajuste por tramos según la función que mejor se ajuste a cada tramo.

Atentamente,



ALBERTO GARCÍA FEIJOO
JEMEIWAA KA'I SAS
CEDULA EXTRANJERÍA 418.309

Consideramos que el aseguramiento de una operación eficiente, segura y confiable de las actividades del sector eólico y por tanto su regulación en beneficio del usuario en términos de calidad y coste es fundamental como así reza el comienzo del documento.

- La forma en la que se dictamina la capacidad en firme de las plantas eólicas no encaja en los estándares internacionales a tal efecto. Según nuestro punto de vista, la capacidad de generación debe basarse en la AEP (Annual Energy Production) que a su vez se basa en la determinación de las distribuciones de Weibull (cuya caracterización requiere de datos de viento medidos in-situ) multiplicadas por las curvas de potencia de cada máquina y reducidas por los efectos de parque (estelas), pérdidas sistemáticas (disponibilidad, condiciones de contorno fuera de límites, pérdidas eléctricas, degradación aerodinámica, etc) e incluso corregidas por las incertidumbres del proceso de caracterización para la determinación de estimaciones de producción con factores de cobertura mínimos (75%, 90%, etc). Con esto se obtiene información precisa sobre la energía que cada planta, e incluso cada máquina está en disposición de inyectar en la red durante el periodo recurrente que se establezca (1 año, 10 años, 20 años...).

- Las plantas eólicas que no dispongan de información de datos de viento (de un año como mínimo), no pueden estimar con la precisión suficiente el AEP de la planta y por tanto sus previsiones serán de una validez limitada para la optimización y gestión del mix energético. En la industria eólica actual, y aunque hay herramientas de modelización de viento para mesoescala utilizando series de datos satelitales, es difícilmente imaginable que se pueda financiar un proyecto sin contar con esa serie de datos que permita hacer la estimación a largo plazo de la producción. Por tanto eso debería ser un mínimo exigible por la administración.

- Para determinar la disponibilidad de energía a corto plazo se utilizan generalmente sistemas meteorológicos (Short Term Forecast) que prospectan las condiciones eólicas que se van a presentar en el tiempo más inmediato (la incertidumbre será mayor cuanto más lejos en el tiempo se haga la prognosis). Con esas herramientas, el operador de la red es capaz de predecir con mayor precisión la capacidad de generación a corto plazo para poder adecuar las fuentes de generación regulables a la demanda.

- Para hacer cálculos mensuales, se pueden hacer extrapolaciones con las series temporales de las campañas de datos medidos para intentar predecir en base mensual. No es una práctica generalizada y cualquier estimación basada en ese intervalo temporal tendrá grandes incertidumbres (poca precisión).

Muchas gracias por invitarnos a realizar comentarios al borrador de protocolo de verificación. Hemos revisado los documentos y en estos momentos sólo tenemos un comentario respecto la altura de medición de viento, ya que consideramos que como mínimo debería medirse a $2/3$ de la altura de buje prevista para del aerogenerador.

Reciban un cordial saludo,

Víctor Cusí
Director General
NORMAWIND