

1. Introducción

Este trabajo surge en un contexto de gran incorporación de fuentes renovables a la matriz energética uruguaya, mayoritariamente de tipo eólico, que introduce gran variabilidad al despacho energético dada su naturaleza y su condición de recurso auto-despachado. El mismo fue motivado por la necesidad de determinar el respaldo firme del sistema para abastecer la demanda durante los picos, especialmente en invierno, que hasta la fecha es la estación del año donde se presentan los valores máximos anuales. Se destaca que el análisis aquí presentado debería actualizarse para los inviernos y veranos que vendrán dado que se espera que la evolución de la composición del parque generador genere cambios en las conclusiones.

En particular, a la hora de responder a la solicitud de mantenimiento de un generador térmico durante el invierno 2015 se realizó un análisis de riesgo de abastecimiento de la demanda. Para tal fin fue necesario enfrentarse a un nuevo desafío: determinar la potencia eólica que es posible considerar como firme, problema que este trabajo intenta resolver.

2. Metodología

El análisis de la firmeza de la generación eólica para el abastecimiento de los picos de demanda se realiza tanto para invierno como para verano. A continuación se desarrolla únicamente la metodología utilizada para el análisis en el invierno dado que es análoga para el verano.

En este trabajo se realiza un análisis estadístico en base a tres series de datos horarios: la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Uruguay, la generación de trece parques eólicos en el territorio nacional, y la velocidad de viento medida en seis estaciones meteorológicas.

Dado que el objetivo es estudiar el comportamiento de la generación eólica en horas de alta demanda, y se dispone de escasos registros de dicha generación (debido a su reciente incorporación), se extiende la serie de generación eólica utilizando la siguiente metodología. Se trabaja con los datos de generación eólica de los parques operativos en el periodo 15-06-2015 al 15-08-2015, y la velocidad de viento en estaciones meteorológicas representativas para dichos parques, para confeccionar curvas empíricas viento-generación por parque (utilizando el "método de los bins" descrito en la norma IEC 61400-12-1:2005). Se destaca que dicho procedimiento presenta resultados satisfactorios como ser que el coeficiente de correlación lineal obtenido entre la generación eólica calculada y la real es 0,97. Tomando ahora las medidas de velocidad de viento en las mismas estaciones meteorológicas para los inviernos desde 2009 a 2014 (se considera "invierno" el periodo del 15-06 al 15-08 de cada año), se estima la energía eólica generada por dichos parques de haber existido en estos años anteriores. Además se calculan los factores de capacidad horarios, como el cociente entre la potencia eólica media total generada en la hora y la potencia eólica instalada.

En este punto, donde se cuenta con datos horarios de generación eólica y demanda para los inviernos desde 2009 hasta 2015, se está en condiciones de proceder al análisis central de este trabajo.

Con el fin de concentrarse en los picos de demanda, se definen para el invierno 2015 ciertos umbrales, valores a partir de los cuales la demanda de dicho invierno es considerada como alta. Al trabajar con datos de demandas de distintos años, y para no perder de vista la existencia de un crecimiento vegetativo interanual, se realiza un escalamiento de las demandas del resto de los

¹ ggaggero@ute.com.uy, Cno. Altuna s/n y Cno. Peixoto, CP. 12.500, Montevideo, Uruguay. Despacho de Cargas Uruguay, UTE.

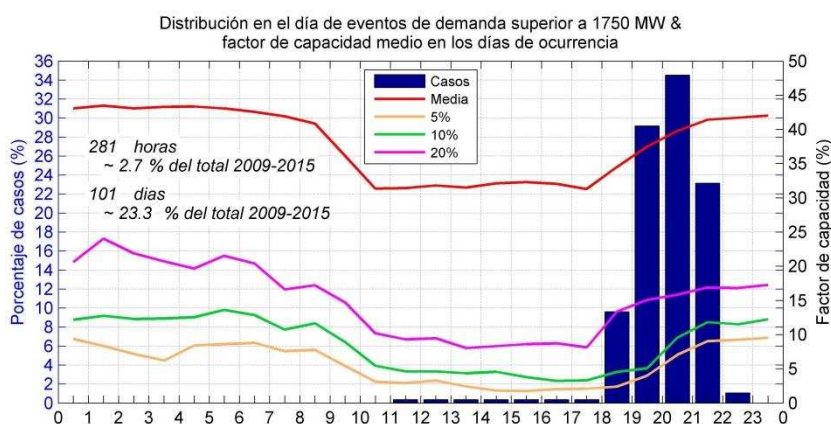
² vgroposo@ute.com.uy, Cno. Altuna s/n y Cno. Peixoto, CP. 12.500, Montevideo, Uruguay. Despacho de Cargas Uruguay, UTE.

Submission number 116 to 6ELAE 2017: DO NOT DISTRIBUTE!

inviernos calculando para cada año el mismo percentil que representa cada umbral en la demanda 2015. Por ejemplo, dado el umbral 1750 MW, cualquier demanda de 2015 superior a este valor es considerada demanda alta. Este valor representa el percentil 97,3 de dicha demanda. El mismo percentil para la demanda del invierno 2010 es 1581 MW, por lo tanto, cualquier demanda de 2010 superior a este valor, también es considerada como demanda alta.

3. Resultados

Para el análisis que sigue, se trabaja únicamente con las horas de alta demanda (para cada umbral) y la generación eólica simultánea (proveniente de datos reales para el invierno 2015 y de datos calculados para los restantes). En primer lugar, se observa que no existe correlación lineal entre la demanda y la generación eólica en horas de pico, cualquiera sea el umbral considerado. Por otro lado, se calcula para cada umbral de demanda el factor de capacidad de generación eólica que es excedido en el 90% de los casos en que la demanda supera dicho umbral. Se realiza el supuesto de que una respuesta de un 90%, al ser el factor promedio que presentan los generadores térmicos (que forman parte del respaldo firme), está asociado a la potencia eólica que puede considerarse firme. Como ejemplo, en aquellas horas en que la demanda supera los 1750 MW (referidos a la realización de 2015) la potencia eólica que puede ser considerada como firme es 109 MW (11,5% de la potencia instalada actual, 945 MW). Se destaca que la potencia eólica firme determinada para todos los umbrales, siempre es mayor a la calculada en base a todos los datos de demanda (sin filtrar por umbrales) que es de 92 MW (9,7% de 945 MW). Esto se explica porque los eventos de demanda alta durante el invierno ocurren ampliamente en horas de la noche, momento del día en el cual la generación eólica en general presenta sus valores máximos diarios. También se resalta que la demanda supera los 1750 MW (referidos a la realización de 2015) por lo menos en una hora el 23,3% de los días de los inviernos considerados, y que de las horas en las que se supera dicha demanda umbral, el 34,5% corresponden a la hora 20:00 - 21:00, como se ve en la figura.



4. Conclusiones

En primer lugar se constata que no existe correlación lineal entre la demanda y la generación eólica en horas de pico de demanda.

En lo que respecta a la potencia firme de la generación eólica, se concluye que la potencia que es posible considerar como firme en invierno, en cualquier momento del día e independientemente de la demanda, es de 92 MW mientras que en verano dicho valor desciende a 85 MW (9% de 945 MW). Por último, si se centra la atención en eventos de “demanda alta” (que tienen distinto horario de ocurrencia, según sea invierno o verano), en invierno la potencia eólica firme se estima en 109 MW mientras que en verano alcanza apenas los 37 MW (3.9% de 945 MW) ya que ocurren mayoritariamente en horas del mediodía, durante el valle de la generación eólica.

Palabras clave: Generación eólica, Factor de capacidad, Potencia firme, Picos de demanda, Despacho económico.