

Medio	EL PERIODISTA - (STGO-CHILE)
Fecha	22/12/2016
Mención	Los desafíos de la intermitencia de las energías renovables no convencionales. Habla Ramiro de Elejalde y Carlos Ponce, académicos de la FEN de la UAH.

LOS DESAFÍOS DE LA INTERMITENCIA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Ramiro de Elejalde

Académico FEN UAH. Doctor en Economía, Universidad Carlos III de Madrid, España.

Carlos Ponce

Académico FEN UAH Ph.D. en Economía, University of California at Los Angeles, Estados Unidos.

En la mayoría de los países del mundo existe una creciente preocupación por el impacto ambiental que genera el uso de combustibles fósiles en la producción de energía eléctrica. Es por ello que se han implementado distintas políticas públicas para favorecer la participación de energías renovables no convencionales (ERNC) en la matriz energética.

Chile no ha sido una excepción a esta tendencia mundial. Las políticas públicas adoptadas han motorizado el incremento en la participación de las ERNC en la capacidad instalada del sistema. Por ejemplo, la participación de estas fuentes pasó desde un 4% en el año 2010 a un 13% en el año 2016. Si se incorporan las centrales en pruebas y en construcción, la participación de las ERNC asciende a casi un 21% en el corriente año.

La expansión de las ERNC en Chile, como en la mayoría de los países, ha estado liderada por las centrales eólicas y solares. Una característica relevante de esta clase de tecnologías es la importante fluctuación en la generación de electricidad como consecuencia de la inherente variabilidad en la disponibilidad de viento o sol. Este fenómeno se conoce como intermitencia. Esta columna tiene dos objetivos. Por un lado, cuantificar la importancia y la naturaleza de la intermitencia en la generación eólica y solar y por el otro, discutir los desafíos tanto tecnológicos como regulatorios debido a la incorporación de fuentes intermitentes en la matriz energética nacional.

MEDICIÓN DE LA INTERMITENCIA

La producción efectiva de una fuente intermitente de generación es, en general (a) sustancialmente inferior a su producción potencial o capacidad instalada y (b) exhibe marcadas fluctuaciones en periodos de tiempo relativamente cortos.

Una medida de la intermitencia usualmente utilizada es lo que se conoce como el factor de planta, que se refiere simplemente a la proporción entre los MWh efectivamente generados en un período de tiempo y los MWh máximos (teóricos) que se podrían generar con la capacidad instalada de la central.

La tabla 1 muestra los factores de planta anuales durante el período 2015-2016 para Chile. El factor de planta anual promedio para una central eólica es de un 26%, mientras que para una central solar alcanza el 22%. Estos factores de planta son sensiblemente inferiores en comparación -tanto a fuentes de energías renovables alternativas (mini-hidráulica de pasada (48%)

o la bioenergía (62%)), como a las de energía convencionales de base como el carbón (74%)

La variabilidad de la producción en periodos relativamente cortos de tiempo es también elevada tanto para las centrales eólicas como solares. Sin embargo, los patrones de estas fluctuaciones son considerablemente diferentes.

El gráfico debajo muestra la distribución del factor de planta por hora del día para la central eólica Los Cururos durante un período de 12 meses. En el gráfico se muestra el percentil 10, 50, y 90 de la distribución de factor de planta para cada hora del día. Como se observa, la generación eólica se incrementa durante la tarde, momento en el cual el factor de planta alcanza una mediana del 40%. Sin embargo, para una determinada hora diaria, la generación exhibe una importante varianza. Por ejemplo, a las 18hs el 10% del año, la central no genera electricidad mientras que otro 10% del año genera a más del 95% de su capacidad.

Por otro lado, las centrales solares presentan una alta variabilidad entre horas pero poca variabilidad para una hora determinada. El gráfico 2 ilustra estas ideas para la central solar María Elena. La alta variabilidad entre horas es significativa: antes de las 6 horas y después de las 20 horas, la central no genera electricidad. Sin embargo, para una hora determinada la variabilidad en la producción es inferior para una central solar que para una eólica: a las 12 horas, el 90% del año la central solar produce entre el 60% y el 90% de su capacidad.

Para medir las diferencias en las fuentes de variabilidad en la producción eólica y solar, descomponemos la varianza del factor de planta horario en tres componentes. El primero de ellos, la varianza entre centrales, captura diferencias sistemáticas en la producción efectiva entre distintas las plantas generadoras. Por ejemplo, debido a diferencias de radiación solar, una central solar ubicada en Coquimbo tiene un factor de planta anual del 16% mientras que una ubicada en Antofagasta tiene un factor de planta anual del 29%.

El segundo componente, la varianza cíclica y estacional, captura diferencias sistemáticas en el factor de planta para distintas horas del día y meses del año. Por ejemplo, este elemento capta que la central "María Elena" produce solamente durante las horas de luz solar. En el caso de la Central Eólica "Los Cururos", el componente captura que el factor de planta aumenta por la tarde y disminuye por la mañana.

Finalmente, el tercer componente, la varianza residual o no explicada por los factores anteriores, captura la incertidumbre debido a elementos aleatorios difíciles de predecir con antelación. Por ejemplo, la central eólica "Los Cururos" presenta una gran dispersión en el factor de planta para una hora dada mientras que la Central Solar "María Elena" presenta una dispersión mucho menor. El lector puede pensar en este componente como una medida del desconocimiento de los factores que generan estas fluctuaciones.

En la tabla 2 se muestra la descomposición de la varianza para centrales eólicas y solares. Se observa que la naturaleza de la variabilidad es diferente en ambos casos. En el caso de las centrales solares, el 58% de la varianza se explica por factores cíclicos y estacionales que se pueden predecir (por ejemplo, las horas de luz solar) mientras que, en el caso de las eólicas, el 86% se explica por otros factores como los factores climáticos que son más difíciles de predecir (por ejemplo, la velocidad del viento).

DESAFÍOS TECNOLÓGICOS Y REGULATORIOS

La intermitencia de las centrales eólicas y solares plantea desafíos tecnológicos y regulatorios para el sistema eléctrico.

Primero, se podrían incorporar centrales de respaldo que respondan rápidamente a cambios en las condiciones de oferta de fuentes intermitentes. En esta dirección, las centrales hidráulicas y de gas natural no solo responden rápido sino que también son menos contaminantes que otras fuentes alternativas.

Segundo, una alternativa para paliar los efectos indeseados de la intermitencia es incorporar el uso de tecnologías que permitan suavizar los efectos de la misma. Por ejemplo:

- La energía solar por concentración almacena la energía en forma térmica (calor) para luego utilizarla en la generación.

- Las centrales de bombeo de agua que emplean dos embalses a distinta altura. Así cuando los precios de la energía son bajos, se utiliza energía para transportar agua del embalse inferior al superior. De manera similar, cuando los precios son elevados, se produce energía en el embalse superior.

- Las baterías que permiten almacenar energía eléctrica. La dificultad de esta opción es la inviabilidad comercial de estas tecnologías en la actualidad.

Una tercera opción es la provisión de incentivos para que la demanda de energía responda a los cambios en las condiciones de oferta del sistema. Por ejemplo, en Chile, los consumidores residenciales no enfrentan precios horarios diferentes que señalicen correctamente la escasez de energía. Por lo tanto, un primer paso en esta dirección consiste en incorporar tecnologías que permitan medir el consumo por hora (medidores inteligentes).

En la actualidad, los problemas debido a la intermitencia son fácilmente manejables. Sin embargo, a medida que la participación de este tipo de tecnologías gane espacio, el diseño regulatorio deberá considerar los costos asociados a esta característica de las ERNC. En particular, los problemas de intermitencia imponen costos 'sociales' al sector que no han sido considerados por los agentes privados a la hora de seleccionar entre las distintas opciones tecnológicas. La internalización de estos costos mediante adecuados instrumentos regulatorios será entonces, uno de los principales desafíos en materia de política energética. ■

TABLA 1.
FACTORES DE PLANTA POR TECNOLOGÍA, 2015-2016, CHILE

Tecnología	Factor de Planta
Hidráulica Embalse	34
Hidráulica Pasada (>20MW)	43
Carbón	74
Gas Natural	33
Diesel	6
ERNC	
Eólica	26
Solar	22
Mini-hidráulica Pasada (<20MW)	48
Bioenergía	62

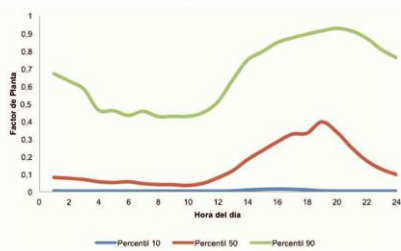
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CDEC-SIC y CDEC-SING.

TABLA 2.
DESCOMPOSICIÓN DE LA VARIANZA EN FACTOR DE PLANTA,
CENTRALES EÓLICAS Y SOLARES, 2015-2016

Componente	Eólica	Solar
Varianza entre centrales	9	5
Varianza cíclica y estacional	4	58
Varianza residual	86	37

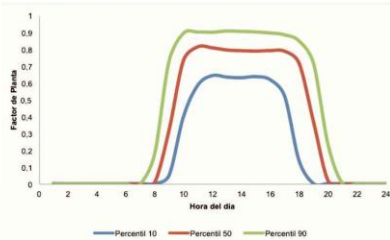
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CDEC-SIC y CDEC-SING.

GRÁFICO 1. Distribución del factor de planta por hora, Central Eólica Los Cururos, septiembre 2015-Septiembre 2016



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CDEC-SIC y CDEC-SING.

GRÁFICO 2. Distribución del factor de planta por hora, Central Solar María Elena, Septiembre 2015-Septiembre 2016



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, CDEC-SIC y CDEC-SING.