

# IMPACTO DE LA OSCILACIÓN DE MADDEN-JULIAN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DEL SUR DE SUDAMÉRICA

Emilio Bianchi<sup>1,2</sup>, Tomás Guozden<sup>2</sup>, Juan Rivera<sup>1,3</sup>

[ebianchi@unrn.edu.ar](mailto:ebianchi@unrn.edu.ar). Autor correspondiente.

<sup>1</sup>Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET)

<sup>2</sup>Universidad Nacional de Río Negro

<sup>3</sup>Instituto Argentino de Nivología, Glaciología y Ciencias Ambientales

**Palabras clave:** Sistema eléctrico, MJO

## 1) INTRODUCCIÓN

A nivel mundial existe una creciente sensibilidad de la demanda y la generación eléctrica a las variaciones climáticas (Hoste et al. 2009). La demanda eléctrica es principalmente afectada por la temperatura (Cassarino et al. 2018). La generación de electricidad de fuentes renovables depende de la velocidad del viento y radiación solar (De Felice et al. 2019).

La implementación de pronósticos de corto plazo es una práctica común en el sector eléctrico para actividades en escalas desde intra-diaria hasta semanales (Drew et al. 2017, De Felice et al. 2019). A pesar de que las variaciones climáticas afectan actividades de escalas más largas (Kirschen & Strbac 2018), la implementación de pronósticos sub-estacionales y estacionales en el sector eléctrico ha sido hasta ahora limitada (Bloomfield et al. 2021).

En la escala sub-estacional, uno de los principales forzantes de la variabilidad climática a nivel global es la Oscilación de Madden Julian (MJO en inglés)(Zhang 2005). Actualmente solo un estudio se ha referido a la MJO como un posible predictor de recursos energéticos renovables (Lledó & Doblas-Reyes 2020). Este estudio se propone explorar las relaciones estadísticas entre la MJO y la disponibilidad de recursos renovables (velocidad del viento y radiación solar) y demanda eléctrica (a través del impacto en la temperatura) de los países del sur de Sudamérica

## 2) DATOS

Se obtuvieron series de radiación solar y velocidad del viento a 50 metros de altura del reanálisis MERRA2 en las localizaciones de 25 parques solares y 28 parques eólicos en Argentina, Chile y Uruguay. Se utilizaron datos de demanda eléctrica diaria de Argentina, Chile y Uruguay en los períodos 2007-2022, 2014-2022 y 2011-2022 respectivamente. Se obtuvieron datos de temperatura promedio diaria y cobertura de nubes del reanálisis MERRA2 para las capitales (que es donde se concentra la mayor parte de la población y por ende, la demanda eléctrica). Además, se obtuvieron los campos diarios de cobertura de nubes, temperatura del aire a dos metros, presión atmosférica a nivel del mar y velocidad del viento a 50 metros de altura del reanálisis MERRA2. Se obtuvo el índice multivariado de Wheeler & Hendon (2004) para caracterizar las variaciones de la MJO.

## 2) METODOLOGÍA

En primer lugar se analizó la relación entre la temperatura y nubosidad con la demanda eléctrica a nivel diario y para cada estación. Para esto, se excluyeron del análisis los días feriados y de fines de semana (por presentar una demanda mayor). Luego, se analizó el impacto de la MJO en la demanda eléctrica, el recurso solar y el recurso eólico: Se calcularon las variaciones intraestacionales de la demanda eléctrica de acuerdo a la metodología de Cerne y Vera (2011) restando el promedio climatológico diario y el desvío estacional a cada valor diario. Luego, se calcularon los composites de anomalías de demanda eléctrica, radiación solar y velocidad del viento para cada una de las fases de la MJO en su modo activo. Este análisis se realizó para cada estación del año. Se analizaron además las relaciones entre la MJO y los campos de presión atmosférica, velocidad del viento, temperatura del aire y nubosidad. Para esto, se calcularon las variaciones intraestacionales de estos campos de la misma manera que para la demanda eléctrica.

## 3) RESULTADOS

Se encontraron relaciones lineales positivas entre la temperatura y la demanda diarias para el trimestre de verano; y negativas para el trimestre de invierno (no mostrado). En las estaciones de transición, en cambio, se observó un patrón no lineal en el cual la demanda aumenta por debajo y por encima de ciertos umbrales de temperatura. No se observaron relaciones claras entre la demanda eléctrica y la nubosidad (no mostrado). En cuanto a la relación entre la MJO y la demanda, durante el verano las fases 1 a 5 producen disminuciones en la demanda en Argentina y Uruguay de entre 1 y 2% (figura 1). Esto está asociado a la ocurrencia de menores temperaturas en la región (no mostrado). Para el otoño las fases 5 y 6 producen un aumento en la demanda en Argentina y Uruguay (debido a menores temperaturas), mientras que las fases 7 y 8 producen una disminución (asociado a aumentos de temperatura). Para el invierno se observa una marcada disminución de la demanda en la fase 6 (asociada a aumentos de temperatura), y un aumento en la fase 7 (asociada a una disminución de temperatura). Para la primavera se observa una marcada disminución de la demanda durante la fase 8 que coincide con aumentos de temperatura.

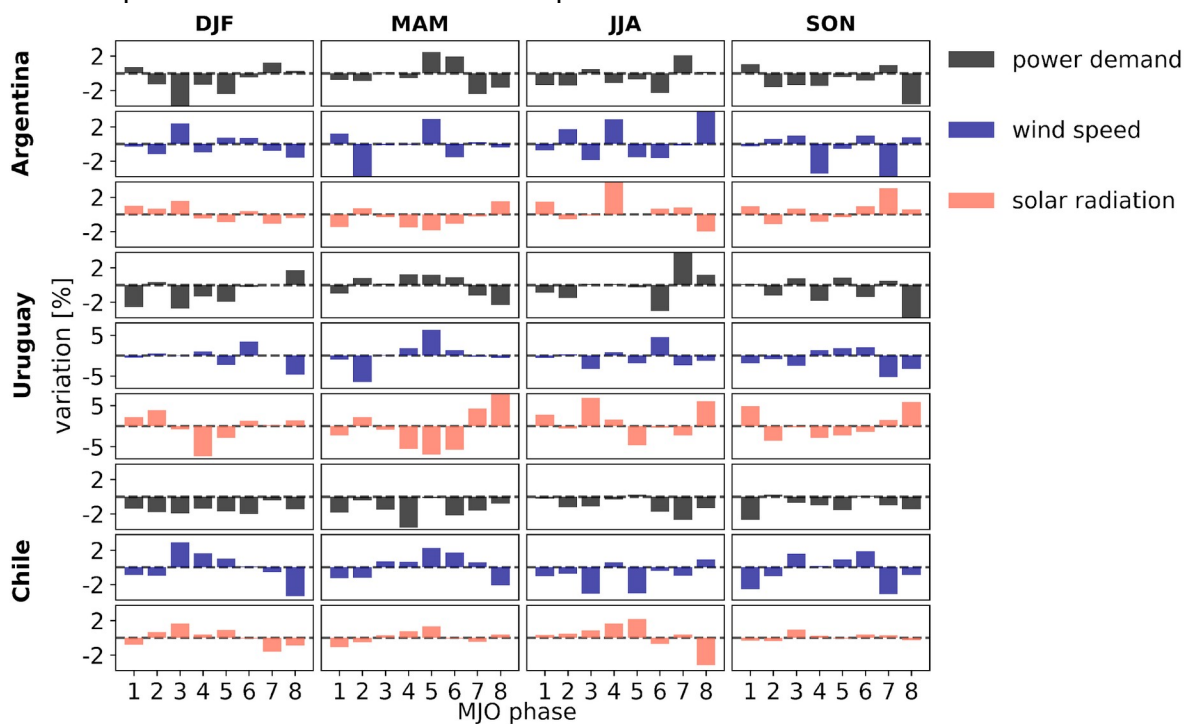


Figura 1: Composites de anomalías de demanda eléctrica, velocidad de viento a 50 mts. y radiación solar para las fases de la MJO en su modo activo.

En cuanto a la velocidad del viento, se observa un aumento durante la fase 3 en Argentina y Chile en el verano. Esto coincide con un patrón de mayores velocidades del viento en el norte de la Patagonia y centro de Chile (no mostrado). Se observa, además, una disminución en los tres países para la fase 8. Para el otoño, se observa una disminución durante la fase 2 (anomalías negativas de velocidad de viento sobre el este de Argentina, Uruguay y sobre Chile), y un aumento para la fase 5 (coincide con un patrón regional de aumento generalizado). Para el invierno, se observan comportamientos diferentes en los tres países. En Argentina se observa una alternancia: mayor velocidad del viento durante la fase 2, menor en la 3, mayor en la 4, menor en la 5 y en la 6. Esto está asociado a cambios en las anomalías en la velocidad del viento en la Patagonia. En Uruguay se observan anomalías negativas en la fase 3 y negativas en la fase 6. En Chile se destacan anomalías negativas durante las fases 3 y 5. Para la primavera también se observan patrones diferentes en los tres países. En Argentina se observan anomalías negativas para las fases 4 y 7, asociadas a disminuciones de la velocidad del viento en la Patagonia. En Uruguay, se observan disminuciones en las fases 7 y

8, mientras que en Chile se observan disminuciones en las fases 1 y 7 (asociadas a disminuciones de la velocidad del viento en el norte del país); y anomalías positivas en las fases 3 y 6 (asociadas a aumentos de la velocidad del viento en el norte del país).

En cuanto a la radiación solar, durante el verano, la fase 3 está asociada a un mayor recurso en Argentina y Chile. Esto se corresponde con una anomalía negativa de nubosidad sobre el noroeste de Argentina y norte de Chile (no mostrado). Se observa también una disminución durante la fase 7. En Uruguay se registra una merma de radiación durante la fase 4. Para el otoño, se registra una merma para las fases 4, 5 y 6, asociada a mayor nubosidad sobre el norte y noreste de Argentina y Uruguay. Estos países también registran un aumento en la radiación durante las fases 7 y 8. En el invierno se observa un aumento en la fase 4 para Argentina. Uruguay registra aumentos en las fases 1 y 8, y una merma en la fase 5. Estas variaciones responden a anomalías localizadas de nubosidad sobre Uruguay. En Chile se registra un aumento en la fase 5, y una merma en la fase 8. Por último, para la primavera se observa un aumento en la fase 7 en Argentina, aumentos en las fases 1 y 8 en Uruguay y en Chile en la fase 3.

#### **4) CONCLUSIÓN**

En el presente trabajo se analizó el impacto de la oscilación de Madden-Julian en los recursos eólico y solar como en la demanda de energía eléctrica en Argentina, Chile y Uruguay. Dado el horizonte actual de predictibilidad de la MJO, estos resultados revisten de utilidad para el pronóstico y la planificación de mediano plazo del sector eléctrico.

#### **REFERENCIAS**

- Bloomfield, H. C., Brayshaw, D. J., Gonzalez, P. L., & Charlton-Perez, A. (2021).** Sub-seasonal forecasts of demand and wind power and solar power generation for 28 European countries. *Earth System Science Data*, 13(5), 2259-2274.
- Cassarino, T. G., Sharp, E., & Barrett, M. (2018).** The impact of social and weather drivers on the historical electricity demand in Europe. *Applied energy*, 229, 176-185.
- Cerne, S. B., & Vera, C. S. (2011).** Influence of the intraseasonal variability on heat waves in subtropical South America. *Climate Dynamics*, 36, 2265-2277.
- De Felice, M., Soares, M. B., Alessandri, A., & Troccoli, A. (2019).** Scoping the potential usefulness of seasonal climate forecasts for solar power management. *Renewable Energy*, 142, 215-223.
- Drew, D. R., Cannon, D. J., Barlow, J. F., Coker, P. J., & Frame, T. H. (2017).** The importance of forecasting regional wind power ramping: A case study for the UK. *Renewable energy*, 114, 1201-1208.
- Hoste, G., Dvorak, M., & Jacobson, M. Z. (2009).** Matching hourly and peak demand by combining different renewable energy sources. Sanford University, Department of Civil and Environmental Engineering.
- Kirschen, D. S., & Strbac, G. (2018).** Fundamentals of power system economics. John Wiley & Sons.
- Lledó, L., & Doblas-Reyes, F. J. (2020).** Predicting daily mean wind speed in Europe weeks ahead from MJO status. *Monthly Weather Review*, 148(8), 3413-3426.
- Lu, D., Ding, R., & Li, J. (2020).** The predictability limit of the amplitude and phase of the Madden-Julian oscillation. *Atmospheric Science Letters*, 21(6), e968.
- Staffell, I., & Pfenninger, S. (2018).** The increasing impact of weather on electricity supply and demand. *Energy*, 145, 65-78.
- Zhang, C. (2005).** Madden-Julian oscillation. *Reviews of Geophysics*, 43(2).
- Wheeler, M. C., & Hendon, H. H. (2004).** An all-season real-time multivariate MJO index: Development of an index for monitoring and prediction. *Monthly weather review*, 132(8), 1917-1932.