

UN MÉTODO SIMPLE PARA EL DISEÑO DE ESCENARIOS ÓPTIMOS DE INSTALACIONES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS

Sonia JEREZ¹, Raquel LORENTE-PLAZAS¹, Marco TURCO², Juan Andrés GARCÍA-VALERO³, Pedro JIMÉNEZ-GUERRERO¹, Rubén Jesús SOLER¹, Juan Pedro MONTÁVEZ¹

¹*Grupo MAR, Departamento de Física, Universidad de Murcia.*

²*Departamento de Física Aplicada, Universidad de Barcelona.*

³*Delegación Territorial de AEMET en Murcia.*

sonia.jerez@um.es

RESUMEN

Se presenta un método simple para el diseño de escenarios de instalaciones eólicas y fotovoltaicas con el fin de obtener curvas de producción renovable ajustadas a la demanda de electricidad. En primer lugar, las series temporales de variables meteorológicas obtenidas de una simulación climática regional, o de cualquier base de datos climática regular, se transforman en series de potencial para la producción de energía eólica y fotovoltaica, que puede verse como una estimación del factor de capacidad (CF). En segundo lugar, se aplican técnicas de *clustering* jerárquico y no jerárquico para identificar regiones con una variabilidad temporal similar de las series de CF. En tercer lugar, se construye una combinación lineal de las series medias regionales de CF que será optimizada, por ejemplo para obtener el mejor ajuste producción-demanda. Los coeficientes obtenidos para cada serie de CF en este ejercicio de optimización, a los que hay que imponer la condición de ser cero o positivos y que, opcionalmente, podrían forzarse individualmente para que varíen dentro de un rango determinado, indicarán la cantidad óptima de capacidad de potencia instalada necesaria en cada región según el criterio de optimización aplicado. Como ejemplo, este método se ha aplicado sobre la Península Ibérica a escala mensual, pero su aplicabilidad en otras escalas espaciales y temporales es inmediata y podría ayudar al diseño de flotas renovables optimizadas.

Palabras clave: energía eólica, energía fotovoltaica, escenarios renovables optimizados, regionalización climática.

ABSTRACT

Here we present a parsimonious method for the design of wind and photovoltaic fleets guaranteeing that the renewable production follows the electricity demand curve. First, time-series of weather variables, from regional climate model simulations or any other homogeneous climatic database, are transformed into time-series of wind and PV power potential production, which can be seen as capacity factor (CF) estimates. Second, a combination of hierarchical and non-hierarchical clustering is performed to identify regions with similar temporal variability of the CF series. Third, a linear combination of the resulting mean regional CF series is

constructed to be fitted, for instance, to get the best production-demand adjustment, or under alternative optimization criteria such as minimum cost of installations that guarantee a certain supply. The coefficients obtained for each CF series after the fitting or optimization exercise, to which the condition of being zero or positive must be imposed and which, optionally, could be individually forced to vary within a certain range, will indicate the optimum amount of installed power capacity needed in the each region under the chosen optimization criteria. Illustrating the method, it has been applied over the Iberian Peninsula at the monthly time-scale, but its applicability in other spatial and temporal scales is immediate and could serve to design optimized renewable fleets.

Key words: wind power, photovoltaic power, optimized renewable energy scenarios, climatic clustering.

1. INTRODUCCIÓN

El sector energético representa actualmente más de dos tercios de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero (GWEC 2016). Por tanto, los objetivos de mitigación/limitación del calentamiento global alcanzados en la cumbre del clima de París (UNFCCC 2015) y reflejados en el último informe de la Organización Meteorológica Mundial (WMO 2017) urgen a acelerar la transición energética hacia el abastecimiento por renovables (IPCC 2014). Esta transición presenta, además del beneficio medioambiental (Permadi et al 2018), beneficios económicos (el sector eólico representa más de 70 billones de euros de la facturación anual y 330.000 empleos en Europa, <https://windeurope.org>; el sector fotovoltaico más de 35 billones de euros de facturación y 100.000 empleos, <http://solarpowereurope.org>); políticos, fomentando la independencia energética de terceros (países proveedores) y de los recursos fósiles en fase de agotamiento (Capellán-Pérez et al 2014); y de salud pública, contribuyendo a una mejora de la calidad del aire que respiramos – se estima que más de 300.000 muertes prematuras al año en Europa se deben a los altos niveles de contaminación atmosférica (Lelieveld et al 2015). Por ello, en Europa se plantean escenarios energéticos de futuro (año 2050) que contemplan hasta un 80% del abastecimiento energético proveniente de fuentes renovables (ECF 2010). Este ambicioso objetivo requiere un despliegue masivo de nuevas instalaciones fotovoltaicas y eólicas, que supondría multiplicar por 10 y por 4, respectivamente, la capacidad total instalada en Europa actualmente (Jerez et al 2015a,b; Tobin et al 2016).

La dependencia de los recursos solar y eólico de las condiciones atmosféricas les confiere un carácter indeseable pero inherentemente intermitente, incontrolable, que puede derivar en episodios tanto de déficit en el abastecimiento energético como de exceso de producción (Engeland et al 2017), y los hace potencialmente vulnerables al cambio climático, pudiendo ocurrir mermas o incrementos significativos en su disponibilidad y variabilidad a largo plazo (Pryor & Barthelmie 2010; Crook et al 2011; Jerez et al 2015a; Tobin et al 2015, 2016, 2018; Hosking et al 2018). No obstante, esta dependencia les concede cierta predecibilidad y complementariedad espacio-temporal (Santos-Alamillos et al 2012; Jerez & Trigo 2013; Jerez et al

2013a). Desde un punto de vista climático, los patrones sinópticos que, localmente, conducen a situaciones atmosféricas soleadas, inhiben la presencia de fuertes vientos, y *vice versa*, lo cual rige también en términos espaciales (Brayshaw et al 2011; Jerez et al 2013b). En este sentido, la Oscilación del Atlántico Norte, junto con otros modos o patrones sinópticos recurrentes de variabilidad climática, como el Escandinavo y la Oscilación del Atlántico Este, co-gobiernan las condiciones atmosféricas que se dan en Europa en escalas temporales de semanas a meses, presentando incluso señales interanuales y decenales (Trigo et al 2002; Costas et al 2012; Jerez & Trigo 2013; Jerez et al 2013c; Li et al 2013; Hernández et al 2015; Zubiate et al 2017). A más alta frecuencia, la aplicación de técnicas de *clustering* a campos atmosféricos como la altura geopotencial permite estudiar la frecuencia, persistencia y transitoriedad de tipos de tiempo (García-Valero et al 2012) y, a partir de ahí, establecer relaciones causales de complementariedad y predecibilidad entre los recursos solar y eólico (Lorente-Plazas et al 2015a; Grams et al 2017).

En este contexto, el desafío que se plantea es conseguir un sistema energético descarbonizado, de base renovable, que sea estable, seguro y eficaz. La integración de las energías solar y eólica en el mix energético exige, por tanto, un exhaustivo ejercicio de evaluación y planificación de los recursos que tenga en cuenta su variabilidad espacio-temporal y que profundice en la comprensión y caracterización de su complementariedad como estrategia para reducir la intermitencia de la producción conjunta de ambas energías.

Los modelos regionales de simulación climática son una herramienta fundamental para la evaluación del recurso renovable (Jerez et al 2013a,b; Azorin-Molina et al 2014; Miller et al 2015; Lorente-Plazas et al 2015b; Balog et al 2016; Pacheco et al 2017) ya que proporcionan bases de datos climáticas largas, homogéneas, de alta resolución espacial y temporal, y físicamente consistentes. Su uso permite la identificación de mecanismos físicos subyacentes (Brayshaw et al 2011; Jerez & Trigo 2013, Jerez et al 2013b), estudios de sensibilidad a cambios en los factores forzantes, como la creciente concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera (Jerez et al 2015a; Tobin et al 2015, 2016, 2018), y una completa caracterización de las escalas espacio-temporales de variabilidad y complementariedad de los recursos solar y eólico (Santos-Alamillos et al 2012; Jerez et al 2013a; Lorente-Plazas et al 2015b).

Aprovechando esta oportunidad, el objetivo de este trabajo es desarrollar una metodología simple y exportable que permita identificar, de forma practicable, localizaciones óptimas para la instalación de plantas de producción de energía fotovoltaica y eólica que garanticen un cierto abastecimiento bajo criterios de máxima estabilidad y/o mínimo coste de las instalaciones.

2. MÉTODOS

2.1. Generación de bases de datos climáticas del potencial eólico y fotovoltaico

Para generar las bases de datos climáticas necesarias para la evaluación de la complementariedad espacio-temporal de los recursos solar y eólico en la Península Ibérica, se utilizará una simulación climática regional realizada con el modelo mesoescalar MM5 (Grell et al 1994) alimentado con datos del reanálisis ERA40

(Uppala et al 2005) que cubre el periodo 1959-2007 con resolución temporal horaria y toda la Península Ibérica con una resolución espacial de 10 km. Esta simulación ha sido empleada en diversos trabajos previos (ej. Costas et al 2012; Jerez & Trigo 2013; Azorin-Molina et al 2014; Hernández et al 2015; Lorente-Plazas et al 2015b), quedando demostrada su utilidad para el objetivo planteado en este trabajo. Siguiendo la metodología de (Jerez & Trigo 2013), transformamos el campo de velocidad del viento a 100 m de altura en potencial para la generación de energía eólica considerando la curva de potencia de un generador tipo (con velocidades de corte inicial y final en 4 y 25 m/s, respectivamente, alcanzándose el óptimo rendimiento a partir de 12 m/s). La radiación de onda corta incidente en superficie se considera proporcional al potencial para la generación de energía fotovoltaica, considerando un factor de corrección de 0.75 relativo a un valor nominal de radiación de 1000 W/m². Las series resultantes se promediarán mensualmente para el ejemplo de aplicación presentado en este trabajo.

2.2. Identificación de regiones homogéneas

El ejercicio de regionalización, o *clustering*, parte de una matriz de datos, donde cada columna representa, en nuestro caso, un punto de malla o del *grid* espacial de nuestras bases de datos, y cada fila un paso temporal de las series de potencial eólico o fotovoltaico en el correspondiente punto de malla, y agrupa los puntos de malla en “regiones” atendiendo al criterio de igual o similar variabilidad temporal de dichas series temporales, es decir, alta correlación temporal entre las series de los puntos de malla agrupados en una misma región (se podría utilizar covarianza en lugar de correlación, pero, para el objetivo planteado, es más útil trabajar con correlación). Para ello, se sigue el siguiente procedimiento. Primero se realiza un análisis de componentes principales, diagonalizando la matriz de correlación entre puntos de malla. Los autovectores resultantes de esta diagonalización que sean retenidos, en función de la varianza explicada por cada uno, se utilizan para definir una distancia euclídea entre puntos de malla, que es la distancia que ha de ser mínima entre los puntos que finalmente resulten agrupados en una misma región. El proceso de agrupación se realiza iterativamente, en dos pasos. En primer lugar se aplica un método jerárquico (que no permite reasignación de los puntos de malla en un grupo o región diferente a la asignada en la primera iteración que les involucre) para identificar los centroides de las regiones buscadas. Estos centroides se utilizan finalmente para la aplicación del método no jerárquico conocido como *K-means*, obteniendo las regiones finales. Los detalles de esta metodología están descritos y argumentados con mayor detalle en Lorente-Plazas et al (2015b).

2.3. Modelización de la producción

Una vez obtenidas las regiones homogéneas para el potencial solar y el eólico según lo descrito en el apartado 2.2, se utilizarán las series medias regionales del factor de capacidad (CF) para cada recurso ($SP_i(t)$: serie temporal del potencial o CF fotovoltaico medio en la región i ; $WP_j(t)$: serie temporal del potencial o CF eólico medio en la región j) para construir series teóricas de producción, simplemente multiplicándolas por un coeficiente representativo de la cantidad de potencia instalada en cada región de cada tecnología (SC_i y WC_j respectivamente). De modo

que la producción total, solar fotovoltaica más eólica, vendrá dada por:

$$P(t) = \sum_{i=1}^{NS} SC_i \cdot SP_i(t) + \sum_{j=1}^{NW} WC_j \cdot WP_j(t) \quad Ec. 1$$

done NS es el número de regiones homogéneas identificadas para el potencial solar y NW para el potencial eólico.

2.4. Criterios y condiciones para la optimización

Sea $D(t)$ la curva de demanda eléctrica que queremos satisfacer con la producción total de solar más eólica en cada paso de tiempo t . En nuestros ejemplos de aplicación, trabajaremos con ciclos anuales medios de producción y utilizaremos el ciclo anual de demanda real del año 2016 reportado por Red Eléctrica Española (<http://www.ree.es/es/publicaciones/informe-anual-2017>), por lo tanto t varía de 1 (enero) a 12 (diciembre). Impondremos la condición:

$$P(t) \geq D(t) \quad \forall t \quad Ec. 2$$

Además, se ha de cumplir que:

$$SC_i \geq 0 \quad \forall i \quad \text{y} \quad WC_j \geq 0 \quad \forall j \quad Ec. 3$$

Podría exigirse un mínimo mayor que 0 en ciertas regiones y/o un límite superior para los valores de capacidad instalada (total o por regiones). En los ejemplos de aplicación no lo haremos.

Bajo estas condiciones, utilizaremos dos criterios de optimización: (1) mínimo coste de las instalaciones; (2) mínima desviación de la producción respecto de la demanda. En el primer caso consideraremos una ratio del precio del MW instalado de potencia eólica respecto de la fotovoltaica igual a 2, por tanto el ejercicio de optimización consistirá en minimizar la función normalizada de costes dada por:

$$Costes = \sum_{i=1}^{NS} SC_i + 2 \sum_{j=1}^{NW} WC_j \quad Ec. 4$$

En el segundo caso minimizaremos la función *Root Mean Squared Error* (RMSE) dada por:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{12} \sum_{t=1}^{12} (P(k) - D(k))^2} \quad Ec. 5$$

3. RESULTADOS

La Figura 1 muestra el *scree plot* del análisis de componentes principales realizado a los campos de potencial solar (Fig. 1a) y eólico (Fig. 1c). En base a esto, decidimos

retener las 3 primeras componentes principales para el campo del potencial solar, que explican más del 99% de la varianza de las series, y las 5 primeras en el caso del potencial eólico, que explican más del 90% de la varianza total de las series.

Tras aplicar el método jerárquico de *Ward* (Murtagh & Legendre 2014) como primer paso del ejercicio de regionalización, observamos que la distancia entre regiones deja de disminuir significativamente a partir de 6 divisiones o grupos en el caso del potencial solar (Fig. 1b) y de 10 grupos en el caso del potencial eólico (Fig. 1d). Fijamos así el número de regiones (grupos de puntos de malla) a identificar con la aplicación del método no jerárquico *K-means* (Hartigan & Wong 1979), cuyo resultado se muestra en la Figura 2.

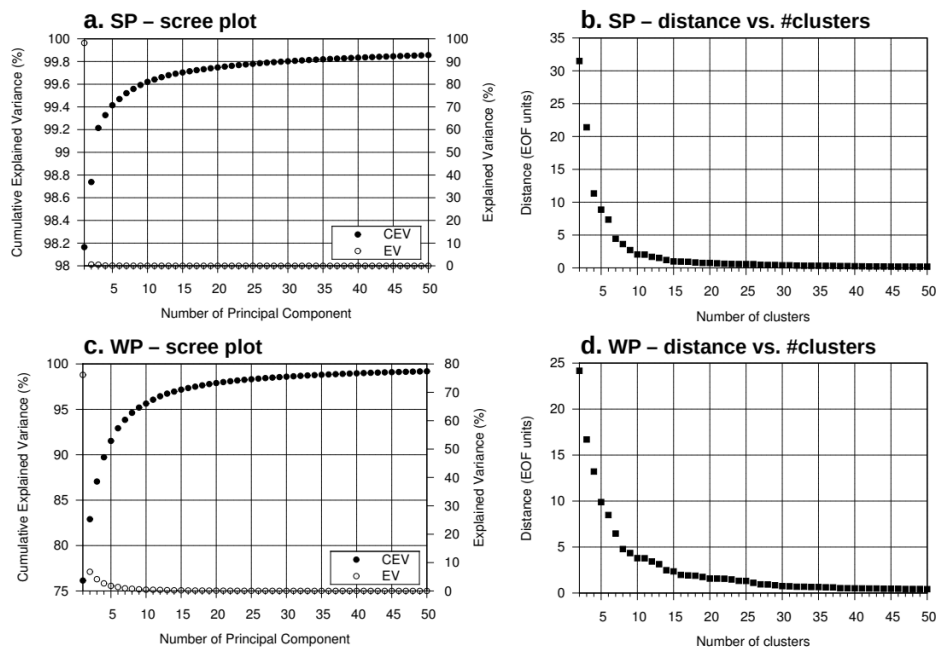


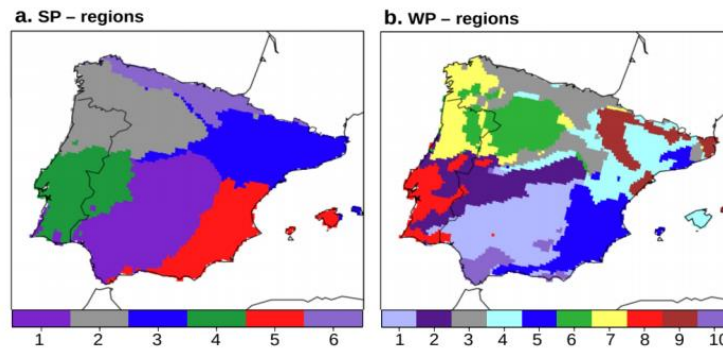
Fig. 1: Scree plot del análisis de componentes principales realizado a los campos de (a) potencial solar y (c) eólico, e incremento de la distancia entre grupos en función del número de grupos seleccionado en el ejercicio de regionalización con el método jerárquico de *Ward* aplicado a los campos de (b) potencial solar y (d) eólico.

Las matrices de correlación entre las series medias regionales de cada recurso (Fig. 3a,c) muestran una mayor diferenciación interregional en el caso del potencial eólico que en el caso del potencial solar, aunque se trata siempre de valores de correlación positivos. Sin embargo, los ciclos anuales en cada región (Fig. 3b,d) permiten distinguir comportamientos interregionalmente diferentes también en el caso del potencial solar, principalmente asociados a la mayor o menor amplitud del ciclo.

Más interesante para el objetivo de este trabajo es la constatación de la complementariedad temporal entre regiones y recursos. Para ello, la Figura 4 muestra la matriz de correlación entre las series medias regionales del potencial solar y eólico, con valores predominantemente negativos y por debajo de -0.5, lo

cual avala un alto potencial (valga la redundancia) para el ejercicio de optimización planteado en este trabajo.

Fig. 2: Regiones homogéneas en cuanto a la variabilidad temporal del potencial (a) solar fotovoltaico y (b) eólico.



La Figura 5 muestra los resultados de dicho ejercicio de optimización bajo los criterios y condiciones descritos en el apartado 2.4. La minimización de la función de costes (Ec. 4) conlleva la implantación de 80 GW de potencia fotovoltaica según la distribución espacial de la Fig. 5a y de 40 GW de potencia eólica según el patrón de la Fig. 5b. Con ello, se garantizaría que la curva mensual de producción (promediada interanualmente) está siempre por encima del ciclo anual de demanda eléctrica considerado (Fig. 5c), siendo el RMSE entre ambas curvas de ~ 4 GWh. La misma garantía en cuanto al suministro pero con un RMSE mínimo (Ec. 5), consiguiendo reducirlo por debajo de 3 GWh, se obtendría con una potencia instalada total de 112 GW (Fig. 5f) según la distribución espacial indicada en las Figs. 5d y 5e, con 57 GW de potencia fotovoltaica instalada y 55 GW de eólica.

4. DISCUSIÓN

En este trabajo presentamos una metodología simple para el diseño de escenarios energéticos sostenibles, de base renovable, optimizados, demostrando la viabilidad de la transición energética requerida desde el punto de vista medioambiental – que además presenta enormes ventajas socio-económicas – mediante sencillos ejemplos de aplicación de carácter teórico-académico sobre la Península Ibérica. Esta metodología aprovecha técnicas propias del análisis climático proporcionando un conocimiento suficientemente detallado, pero con suficiente margen de maniobra, que resulta directamente practicable y útil para la toma de decisiones. Se trata de una herramienta exportable y versátil, pudiendo aplicarse sobre cualquier región y para cualquier escala y frecuencia temporal. Permite además la incorporación de conocimiento previo sobre instalaciones ya operativas, y el refinamiento de los resultados mediante, por ejemplo, su uso de manera iterativa.

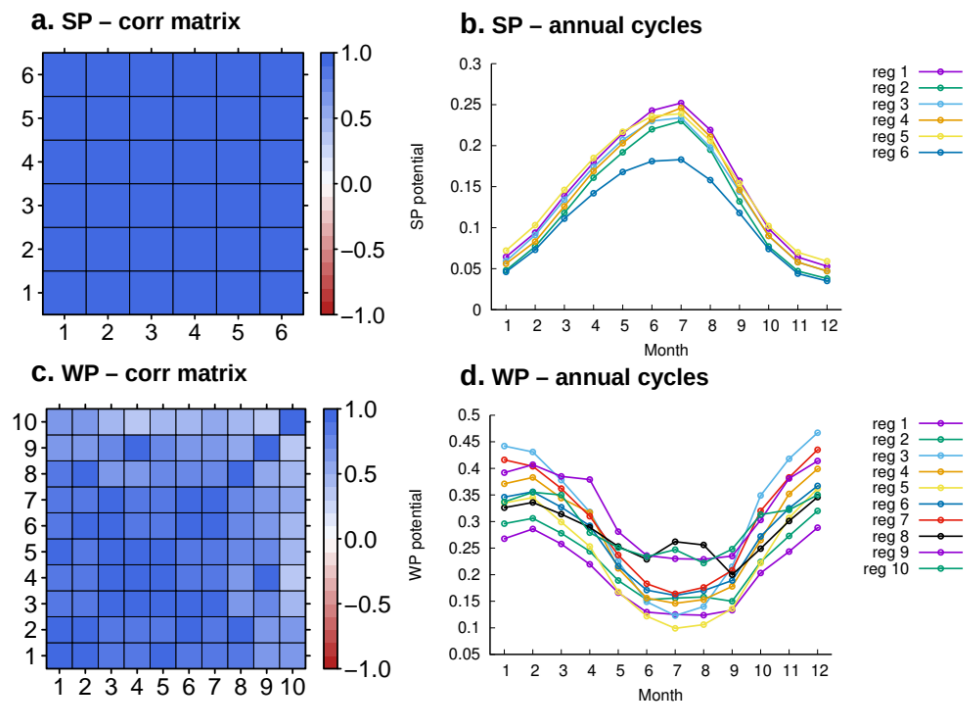


Fig. 3: Matrices de correlación entre las series medias regionales del potencial solar y (c) eólico, y ciclos anuales en cada región (paneles b y d).

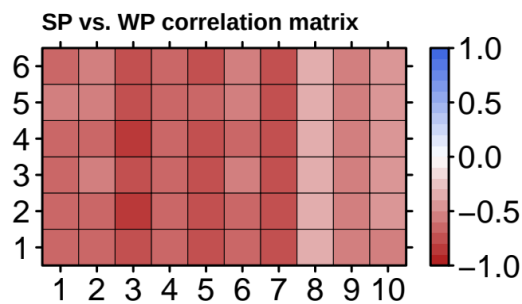


Fig. 4: Matriz de correlación entre las series medias regionales del potencial solar (regiones 1 a 6 en el eje vertical) y del potencial eólico (regiones 1 a 10 en el eje horizontal).

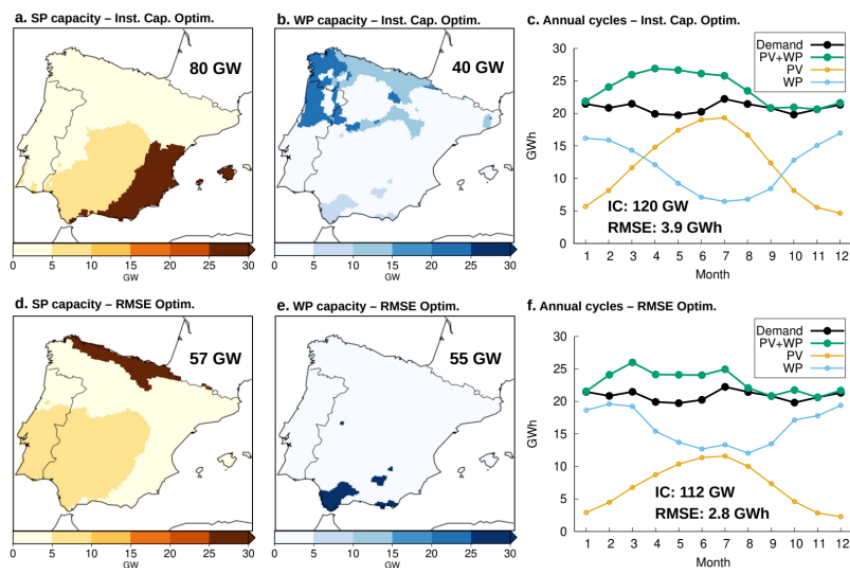


Fig. 5: Resultados del ejercicio de optimización para minimizar la función de costes de instalación (Ec. 4; paneles superiores) y el RMSE de producción frente a demanda (Ec. 5; paneles inferiores). Los paneles a y d muestran, en cada caso, la cantidad y distribución óptima de potencia solar instalada, los paneles b y e la cantidad y distribución óptima de potencia eólica instalada, y los paneles c y f las curvas de producción fotovoltaica (PV), eólica (WP) y total (PV+WP) obtenidas, estimadas, en cada escenario de instalaciones, indicándose la capacidad total de potencia instalada (IC) y el RMSE de la curva de producción total frente a la demanda (ésta última representada en negro).

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) a través del proyecto REPAIR (CGL2014-59677-R). S. Jerez agradece al Plan Propio de Investigación de la Universidad de Murcia (UMU-2017-10604). M. Turco agradece al programa Juan de la Cierva (IJCI-2015-26953).

REFERENCIAS

- Azorin-Molina, C., Vicente-Serrano, S. M., McVicar, T. R., Jerez, S., Sanchez-Lorenzo, A., López-Moreno, J. I., ... & Espirito-Santo, F. (2014). Homogenization and assessment of observed near-surface wind speed trends over Spain and Portugal, 1961–2011. *Journal of Climate*, 27(10), 3692-3712.
- Balog, I., Ruti, P. M., Tobin, I., Armenio, V., & Vautard, R. (2016). A numerical approach for planning offshore wind farms from regional to local scales over the Mediterranean. *Renewable Energy*, 85, 395-405.
- Brayshaw, D. J., Troccoli, A., Fordham, R., & Methven, J. (2011). The impact of large scale atmospheric circulation patterns on wind power generation and

- its potential predictability: a case study over the UK. *Renewable Energy*, 36(8), 2087-2096.
- Capellán-Pérez, I., Mediavilla, M., de Castro, C., Carpintero, Ó., & Miguel, L. J. (2014). Fossil fuel depletion and socio-economic scenarios: An integrated approach. *Energy*, 77, 641-666.
- Costas, S., Jerez, S., Trigo, R. M., Goble, R., & Rebêlo, L. (2012). Sand invasion along the Portuguese coast forced by westerly shifts during cold climate events. *Quaternary Science Reviews*, 42, 15-28.
- Crook, J. A., Jones, L. A., Forster, P. M., & Crook, R. (2011). Climate change impacts on future photovoltaic and concentrated solar power energy output. *Energy & Environmental Science*, 4(9), 3101-3109.
- Engeland, K., Borga, M., Creutin, J. D., François, B., Ramos, M. H., & Vidal, J. P. (2017). Space-time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 600-617.
- European Climate Foundation (2010). Roadmap 2050: a practical guide to a prosperous, low-carbon Europe Vol. 1: Technical and Economic Assessment.
- García-Valero, J. A., Montavez, J. P., Jerez, S., Gómez-Navarro, J. J., Lorente-Plazas, R., & Jiménez-Guerrero, P. (2012). A seasonal study of the atmospheric dynamics over the Iberian Peninsula based on circulation types. *Theoretical and applied climatology*, 110(1-2), 291-310.
- Global Wind Energy Council – GWEC (2016). Global Wind Energy Outlook 2016. <http://gwec.net/publications/global-wind-energy-outlook/global-wind-energy-outlook-2016/>
- Grams, C. M., Beerli, R., Pfenninger, S., Staffell, I., & Wernli, H. (2017). Balancing Europe's wind-power output through spatial deployment informed by weather regimes. *Nature Climate Change*, 7(8), nclimate3338.
- Grell, G., Dudhia, J., & Stauffer, D. (1994). A description of the fifth-generation Penn State/NCAR Mesoscale Model (MM5). NCAR Tech. Note NCAR/TN-398 + STR, 117 pp.
- Hartigan, J. A., & Wong, M. A. (1979). Algorithm AS 136: A k-means clustering algorithm. *Journal of the Royal Statistical Society. Series C (Applied Statistics)*, 28(1), 100-108.
- Hernández, A., Trigo, R. M., Pla-Rabes, S., Valero-Garcés, B. L., Jerez, S., Rico-Herrero, M., ... & Giralt, S. (2015). Sensitivity of two Iberian lakes to North Atlantic atmospheric circulation modes. *Climate dynamics*, 45(11-12), 3403-3417.
- Hosking, J. S., MacLeod, D., Phillips, T., Holmes, C. R., Watson, P., Shuckburgh E. F., & Mitchell, D. (2018). Changes in European wind energy generation potential within a 1.5 °C warmer world. *Environmental Research Letters*, 13(5), 054032.
- Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC (2014). Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (Cambridge Univ. Press, 2013).

- Jerez, S., & Trigo, R. M. (2013). Time-scale and extent at which large-scale circulation modes determine the wind and solar potential in the Iberian Peninsula. *Environmental Research Letters*, 8(4), 044035.
- Jerez, S., Trigo, R. M., Sarsa, A., Lorente-Plazas, R., Pozo-Vázquez, D., & Montávez, J. P. (2013a). Spatio-temporal complementarity between solar and wind power in the Iberian Peninsula. *Energy Procedia*, 40, 48-57.
- Jerez, S., Trigo, R. M., Vicente-Serrano, S. M., Pozo-Vázquez, D., Lorente-Plazas, R., Lorenzo-Lacruz, J., ... & Montávez, J. P. (2013b). The impact of the North Atlantic Oscillation on renewable energy resources in southwestern Europe. *Journal of applied meteorology and climatology*, 52(10), 2204-2225.
- Jerez, S., Jimenez-Guerrero, P., Montávez, J. P., & Trigo, R. M. (2013c). Impact of the North Atlantic Oscillation on European aerosol ground levels through local processes: a seasonal model-based assessment using fixed anthropogenic emissions. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 13(22), 11195.
- Jerez, S., Tobin, I., Vautard, R., Montávez, J. P., López-Romero, J. M., Thais, F., ... & Nikulin, G. (2015a). The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe. *Nature Communications*, 6, 10014.
- Jerez, S., Thais, F., Tobin, I., Wild, M., Colette, A., Yiou, P., & Vautard, R. (2015b). The CLIMIX model: A tool to create and evaluate spatially-resolved scenarios of photovoltaic and wind power development. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 42, 1-15.
- Lelieveld, J., Evans, J. S., Fnais, M., Giannadaki, D., & Pozzer, A. (2015). The contribution of outdoor air pollution sources to premature mortality on a global scale. *Nature*, 525(7569), 367-371.
- Li, J., Sun, C., & Jin, F. F. (2013). NAO implicated as a predictor of Northern Hemisphere mean temperature multidecadal variability. *Geophysical research letters*, 40(20), 5497-5502.
- Lorente-Plazas, R., Montávez, J. P., Jimenez, P. A., Jerez, S., Gómez-Navarro, J. J., García-Valero, J. A., & Jimenez-Guerrero, P. (2015a). Characterization of surface winds over the Iberian Peninsula. *International journal of climatology*, 35(6), 1007-1026.
- Lorente-Plazas, R., Montávez, J. P., Jerez, S., Gómez-Navarro, J. J., Jiménez-Guerrero, P., & Jiménez, P. A. (2015b). A 49 year hindcast of surface winds over the Iberian Peninsula. *International journal of climatology*, 35(10), 3007-3023.
- Miller, L. M., Brunsell, N. A., Mechem, D. B., Gans, F., Monaghan, A. J., Vautard, R., ... & Kleidon, A. (2015). Two methods for estimating limits to large-scale wind power generation. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 112(36), 11169-11174.
- Murtagh, F., & Legendre, P. (2014). Ward's hierarchical agglomerative clustering method: which algorithms implement Ward's criterion?. *Journal of classification*, 31(3), 274-295.

- Pacheco, A., Gorbeña, E., Sequeira, C., & Jerez, S. (2017). An evaluation of offshore wind power production by floatable systems: A case study from SW Portugal. *Energy*, 131, 239-250.
- Permadi, D. A., Oanh, K., Thi, N., & Vautard, R. (2018). Assessment of emission scenarios for 2030 and impacts of black carbon emission reduction measures on air quality and radiative forcing in Southeast Asia. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 18(5), 3321-3334.
- Pryor, S. C., & Barthelmie, R. J. (2010). Climate change impacts on wind energy: A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 14(1), 430-437.
- Santos-Alamillos, F. J., Pozo-Vázquez, D., Ruiz-Arias, J. A., Lara-Fanego, V., & Tovar-Pescador, J. (2012). Analysis of spatiotemporal balancing between wind and solar energy resources in the southern Iberian Peninsula. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 51(11), 2005-2024.
- Tobin, I., Vautard, R., Balog, I., Bréon, F. M., Jerez, S., Ruti, P. M., ... & Yiou, P. (2015). Assessing climate change impacts on European wind energy from ENSEMBLES high-resolution climate projections. *Climatic Change*, 128(1-2), 99-112.
- Tobin, I., Jerez, S., Vautard, R., Thais, F., Van Meijgaard, E., Prein, A., ... & Noël, T. (2016). Climate change impacts on the power generation potential of a European mid-century wind farms scenario. *Environmental Research Letters*, 11(3), 034013.
- Tobin, I., Greuell, W., Jerez, S., Ludwig, F., Vautard, R., van Vliet, M.T.H., & Bréon, F.-M. (2018). Vulnerabilities and resilience of European power generation to 1.5° C, 2° C and 3° C warming. *Environmental Research Letters*, 13(4), 044024.
- Trigo, R. M., Osborn, T. J., & Corte-Real, J. M. (2002). The North Atlantic Oscillation influence on Europe: climate impacts and associated physical mechanisms. *Climate Research*, 20(1), 9-17.
- United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC (2015). The Paris agreement. http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php
- Uppala, S. M., Kållberg, P. W., Simmons, A. J., Andrae, U., Bechtold, V. D. C., Fiorino, M., ... & Li, X. (2005). The ERA-40 re-analysis. *Quarterly Journal of the royal meteorological society*, 131(612), 2961-3012.
- World Meteorological Organization – WMO (2017). WMO Statement on the State of the Global Climate in 2017. <https://public.wmo.int/en/wmo-statement-state-of-global-climate-2017>
- Zubiante, L., McDermott, F., Sweeney, C., & O'Malley, M. (2017). Spatial variability in winter NAO–wind speed relationships in western Europe linked to concomitant states of the East Atlantic and Scandinavian patterns. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 143(702), 552-562.