



**CONTRIBUCIÓN DE LAS ENERGÍAS
RENOVABLES VARIABLES A LA SEGURIDAD
ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA**

Juan Roberto Paredes



CONTRIBUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES A LA SEGURIDAD ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA

EDITOR:
Juan Roberto Paredes

AUTORES:
Roberto Schaeffer
Alexandre Szklo
André F. P. Lucena
Cindy Viviescas
Lucas Lima
Gabriela Nascimento
Camila Ludovique
Fabio Amendola
Leticia Magalar
Vanessa Huback
Eveline Vasquez
Francisco Emenson
Carpegiane

Diciembre de 2017



Catalogación en la fuente proporcionada por la Biblioteca Felipe Herrera del Banco Interamericano de Desarrollo

Contribución de las energías renovables variables a la seguridad energética en América Latina: complementariedad e impactos del cambio climático en el recurso solar y eólico / Juan Roberto Paredes, Roberto Schaeffer, Alexandre Szklo, André F.P. Lucena, Cindy Viviescas, Lucas Lima, Gabriela Nascimento, Camila Ludovique, Fabio Amendola, Leticia Magalar, Vanessa Huback; editor, Ricardo López Aparicio.
p. cm. — (Monografía del BID ; 562)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Renewable energy sources- Environmental aspects-Latin America. 2. Energy security-Latin America. 3. Climatic changes-Latin America. I. Paredes, Juan Roberto. II. Schaeffer, Roberto, 1960-. III. Szklo, Alexandre Salem. IV. F.P. Lucena, André. V. Viviescas, Cindy. VI. Lima, Lucas. VII. Nascimento, Gabriela. VIII. Ludovique, Camila. IX. Amendola, Fabio. X. Magalar, Leticia. XI. Huback, Vanessa. XII. López Aparicio, Ricardo, editor. XIII. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. XIV. Serie.

IDB-MG-562

Palabras clave: Energía renovable, seguridad energética, cambio climático, energía solar, energía eólica, complementariedad.

Códigos JEL: O13, Q40, Q42, Q51, Q54

Copyright © 2017 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Diseño y Diagramación:
PH3 estudio

Foto pg 58:
© Bruno Cunha

RESUMEN EJECUTIVO

La irrupción de las energías renovables variables en el panorama energético mundial ha generado importantes retos tanto en la planificación a largo plazo como en la operación diaria de los sistemas eléctricos. Si bien muchos países de América Latina (AL) han empleado de manera exitosa los recursos renovables como el agua para la generación eléctrica durante muchas décadas, existe mucho menos conocimiento detallado sobre el comportamiento del recurso solar y eólico ya que dependen de variables climáticas locales y de patrones globales atmosféricos que no se habían estudiado en el contexto de la generación de electricidad.

De la misma forma la interacción directa entre estos tres recursos, sol, viento y agua, cobra mucha más relevancia ahora que muchos países pretenden diversificar sus matrices energéticas, bien sea para reducir su dependencia de los combustibles fósiles o para reducir la contaminación y las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a su uso. Los gobiernos ven en estos recursos una opción muy atractiva para expandir sus sistemas de generación por las ventajas que ofrecen actualmente en términos de estabilidad de precios de electricidad a largo plazo y huella de carbono muy baja. Sin embargo, el cambio climático ha introducido una incertidumbre adicional en su gestión a largo plazo ya que el aumento global de las temperaturas puede tener efectos directos en la disponibilidad de estos recursos y por lo tanto en la generación eléctrica a partir de ellos.

Estos aspectos han sido poco estudiados en América Latina por lo tanto el análisis aquí expuesto pretende dar luces a la discusión de la integración de las energías renovables variables a las redes eléctricas y de cómo a pesar de depender de las fluctuaciones propias del clima pueden también contribuir a la seguridad energética de la región.

El documento se divide en dos secciones. La primera parte del análisis se enfoca en una revisión bibliográfica

de los índices que se usan comúnmente para caracterizar la variabilidad de la energía eólica y la energía solar, así como de estudios existentes en materia de complementariedad entre fuentes renovables. Uno de los índices más relevantes para la financiación y operación de plantas de energía renovable variable es la Variabilidad Interanual. El estudio calcula este parámetro para las zonas con mayor potencial eólico y solar en la región (Zonas de Alto Potencial, ZAP), además de realizar un análisis estadístico para evaluar la complementariedad entre ellas utilizando una correlación lineal.

Los datos usados para el análisis provienen del proyecto Red del Futuro del BID, en el cual se evaluó por primera vez en la región con una metodología detallada y homogénea las características del recurso solar y eólico en 21 países en América Central y del Sur. La base de datos generada a partir de datos satelitales y validada con más de 70 estaciones de medición en superficie se usó en la Red del Futuro como un insumo para determinar de manera óptima la integración de energías renovables variables en la matriz eléctrica de estos países al 2030.

Los resultados para América Latina, en una escala temporal horaria y estacional, indican una mayor variabilidad en la generación de energía eólica que en la generación de energía solar. Adicionalmente, fue posible observar como Brasil desempeña un rol importante en materia de integración de energía renovable en AL debido a que posee una fuerte capacidad de complementar y ser complementado por diversos países de la región.

La segunda parte del estudio evalúa los posibles impactos del cambio climático en los futuros recursos eólicos y solares en América Latina y el modo en que dichos impactos pueden afectar las complementariedades entre estas dos fuentes de electricidad.

En primer lugar, se presenta información de contexto respecto de las Trayectorias de Concentración Representativas y los Modelos de Circulación Global, así como una revisión de los estudios realizados sobre el impacto del cambio climático global en las energías renovables.

El estudio considera los Modelos de Circulación Global (GCM, por sus siglas en inglés) MIROC-ESM-CHEM y HadGEM2-ES y dos Trayectorias de Concentración Representativas (RCP, por sus siglas en inglés): ii) RCP 4.5, que representa un escenario de estabilización en el que el forzamiento radiativo total¹ se estabiliza antes de 2100, y ii) RCP 8.5, que representa un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo del tiempo.

Las proyecciones climáticas de la base de datos del BID se realizaron en base al modelo HadGEM2-ES debido a que es el modelo que mejor replica la serie de datos histórica de velocidad del viento y radiación solar. En base a estas proyecciones climáticas se realizó una nueva evaluación de la complementariedad entre las zonas de alto potencial antes mencionadas y se observó si el aumento de temperatura generado por el cambio climático afecta las correlaciones detectadas entre regiones.

La RCP 4.5 constituye un escenario de mitigación intermedio, con menor concentración atmosférica de gases de efecto invernadero que el escenario correspondiente a la RCP 8.5; por lo tanto, como era de esperar, el impacto del cambio climático en las complementariedades históricas de las regiones analizadas fue inferior. El escenario de la RCP 4.5 presenta resultados favorables para las complementariedades de la mayoría de los pares de regiones; en sólo cinco pares de ZAP (26%) las complementariedades fueron inferiores a los valores históricos.

En el escenario de la RCP 8.5, la complementariedad se mantiene o mejora entre 2010 y 2070 en la mayoría de las complementariedades analizadas. Sin embargo, la tendencia disminuye considerablemente en el último periodo de proyección (2070-2100). A efectos de la planificación de sistemas de generación eléctrica a largo plazo, este resultado podría alentar la expansión de proyectos solares y eólicos dado que no se prevé una fuerte variación en el perfil de generación debido a los efectos del cambio climático a futuro en América Latina.

¹ El forzamiento radiativo es una medida sobre el balance energético de la Tierra y su equilibrio. Si al restar la energía saliente de la energía entrante el resultado es un número diferente de cero y positivo, entonces hay calentamiento (o enfriamiento, si el resultado es un número negativo).



PARTE I

Análisis del valor de las energías eólica y solar

1. Introducción	12	4. Resultados	38
2. Antecedentes	16	4.1. Complementariedades energéticas Análisis temporal	38
2.1. Revisión de los índices de variabilidad más recientes de la energía solar y la eólica	16	4.2. Complementariedades energéticas Análisis geográfico en base a datos a escala horaria.....	42
2.1.1. Índices de variabilidad para energía eólica	18	4.3. Complementariedades energéticas Análisis geográfico en base a un enfoque estacional	43
2.1.2. Índices de variabilidad para energía solar	20	4.4. Complementariedades energéticas Análisis geográfico basado en estacionalidad con ZAP de generación hidroeléctrica	49
2.1.3. Resumen	23	4.5. Resumen de resultados	51
2.2. Revisión de estudios existentes sobre complementariedades entre recursos renovables.....	24	5. Análisis	54
3. Metodología	30	6. Referencias	56
3.1. Procesamiento de datos de la base de datos de generación potencial de energía eólica y solar fotovoltaica	30		
3.2. Selección y recopilación de datos de cuencas hidrográficas representativas de ubicaciones representativas	32		

PARTE II

Evaluación del impacto del cambio climático en las fuentes de energía solar y eólica en América Latina

1. Introducción	65	4.2. Impacto del cambio climático en las complementariedades energéticas - Análisis en base a un enfoque estacional	95
2. Antecedentes	67	4.2.1. Impacto del cambio climático en las complementariedades energéticas RCP 4.5.....	95
2.1. Análisis sobre los Modelos de Circulación Global (GCM)	68	4.2.2. Impacto del cambio climático en las complementariedades energéticas RCP 8.5.....	95
2.1.1. HadGEM2	69	5. Análisis	100
2.1.2. MIROC5	69	6. Referencias	102
2.2. Trayectorias de Concentración Representativas (RCP, por sus siglas en inglés)	71	7. Apéndices.....	112
2.3. Impactos del cambio climático global en los recursos renovables de AL.....	72	7.1. Comparación entre la base de datos del BID y las bases de datos históricos de simulación de los GCM.....	112
2.3.1. Impactos del cambio climático global en el recurso eólico.....	72	7.2. Factores delta de las proyecciones climáticas del modelo HadGEM2-ES	123
2.3.2. Impactos del cambio climático global en el recurso solar	77	7.3. Proyecciones climáticas para la base de datos del BID.....	152
2.3.3. Impactos del cambio climático global en la energía hidroeléctrica	80	7.4. Impacto del cambio climático en las complementariedades energéticas en base al modelo HadGEM2-ES	96
3. Metodología	87	7.5. Tendencia de la proyección climática de los recursos eólico y solar en base al modelo HadGEM2-ES	97
4. Resultados	93		
4.1. Análisis de tendencias de la radiación solar y la velocidad del viento para los casos seleccionados de América Latina	94		

PARTE I

Análisis del valor de las energías eólica y solar



01.

Introducción

Las energías renovables, más específicamente la eólica y la solar, son comúnmente conocidas como fuentes de energía variables, debido a que la energía que producen varía a lo largo del tiempo y depende en gran medida de la ubicación geográfica. Dicha variabilidad es producto de la dependencia del clima y de las condiciones meteorológicas [Anjos et al., 2015]. Sumado a esto, las variaciones en la producción de energía solar y eólica no coinciden, en general, con la distribución temporal de la demanda de energía eléctrica [Anjos et al., 2015]. La integración de energía renovable en las redes eléctricas existentes plantea importantes desafíos. Para superarlos se necesitará no solo modificaciones en los marcos regulatorios actuales, sino también un conocimiento detallado de los recursos físicos, su variabilidad y sus posibles complementariedades.



14

Existen diversos retos técnicos relacionados con la integración de plantas a gran escala de energía renovable y variable, por ejemplo, mayor regulación de tensión y frecuencia a corto plazo, mayor dependencia de unidades de reserva y la posibilidad de sobreproducción [Buttler et al., 2016]. La variabilidad de dichas fuentes en la escala de minutos a horas tiene un impacto en las necesidades de cubrimiento en tiempo real de la demanda, mientras que la variabilidad de un día para el otro y las variaciones a lo largo de periodos más extensos inciden en los requerimientos del pre-despacho del día siguiente y en la planificación de la infraestructura de transmisión regional en el largo plazo, en especial para niveles de penetración más elevados [Mills y Wiser, 2010].

La incertidumbre asociada a la predicción de la producción de energía eólica o solar dificulta el despacho de electricidad en el momento exacto en que los consumidores la necesitan, a diferencia de lo que ocurre con las centrales de energía convencional que utilizan combustibles fósiles, en las que el combustible se almacena y puede procesarse casi de inmediato, proporcionando capacidad firme. La integración de mayores proporciones de energía renovable requiere de tecnologías y técnicas para gestionar las fluctuaciones en la demanda eléctrica y un aprovechamiento óptimo de las capacidades de reserva [Kougias et al., 2016].

Esto lleva a la pregunta de si un incremento en la proporción de energías renovables variables en un sistema basado en generación convencional podría contribuir a la confiabilidad de los sistemas eléctricos. ¿Cuál es la variabilidad interanual de los recursos solares y eólicos en AL (América Latina) y cómo se comporta esta variabilidad a lo largo de la región? ¿Los recursos solares y eólicos son complementarios a los hidroeléctricos? Es decir, ¿los patrones estacionales de estos recursos se complementan entre sí?

Debido a las mencionadas limitaciones de las energías variables como la solar y la eólica, un factor clave para asegurar la confiabilidad de los futuros sistemas energéticos es la presencia de soluciones innovadoras que aténúen la variabilidad de la producción energética. Según Kougias et al. [2016], debido a que las técnicas aplicadas en la actualidad (capacidad de almacenamiento, limitación de la potencia de salida, y reservas programables) implican costos adicionales o pérdidas parciales en la producción de energía, es preciso investigar otras soluciones.

Este problema puede superarse parcialmente mediante sistemas híbridos de generación de energía solar-eólica

que integren uno o más recursos energéticos utilizando sus características complementarias [Anjos et al., 2015]. Para lograr dicha integración, el objetivo es lograr un balance óptimo entre la cantidad total de energía producida y la estabilidad temporal del sistema. Esto equivale a lograr que la producción equivalente del sistema híbrido de energía solar o eólica tienda a ser más constante, disminuyendo la volatilidad en la producción eléctrica de estas fuentes. Estos métodos tendrán como resultado sistemas energéticos que posibilitan una producción energética más segura, con una elevada proporción de energía renovable variable. Al reducir la variabilidad de la producción energética y aumentar su previsibilidad, se mejora la estabilidad de la red y es posible depender menos de costosos sistemas de almacenamiento de energía [Kougias et al., 2016].

El presente informe analiza la estacionalidad y variabilidad de las fuentes de energía renovables, así como las posibles complementariedades entre la energía solar fotovoltaica, la energía eólica y la energía hidráulica en los países de América Latina. Los resultados del presente estudio constituyen un insumo importante para las autoridades de la región responsables de la planificación energética y del diseño de políticas relacionadas con la contribución de las energías renovables variables (ERV), como la energía solar o la eólica, para satisfacer la demanda energética futura en AL.

15



02.

Antecedentes

2.1. Revisión de los índices de variabilidad más relevantes de la energía solar y la eólica

Uno de los desafíos que presenta el comportamiento impredecible de las fuentes renovables es la definición de un emplazamiento adecuado que asegure un proyecto rentable. Ello suele requerir de un análisis detallado, y en ocasiones costoso, de las condiciones meteorológicas locales [Ritter et al., 2014].

Dado que la variabilidad de la generación de energía eólica y solar a gran escala depende de diversos factores - que incluyen la dispersión geográfica y los regímenes climáticos, las características de las centrales energéticas, el tamaño de la superficie cubierta por los aerogeneradores o los paneles solares de la central de energía renovable, etc. [Kiviluoma et al., 2014] - la utilización de mediciones exclusivamente locales, como la velocidad del viento promedio local o la radiación solar promedio local, no es suficiente para establecer una predicción precisa de la producción de energía a partir de estos recursos. Como resultado de ello, algunos estudios han intentado establecer nuevos métodos para evaluar el potencial eólico y solar local y su variabilidad [Hammer et al., 2003; Hodge et al., 2012; Kiviluoma et al., 2014; Skartveit et al., 2016]. Al respecto, la definición y aplicación de índices ha sido comúnmente utilizada como un método para calcular valores a largo plazo de las variables en cuestión.



18

Los índices utilizados en este tipo de análisis describen las fluctuaciones del recurso o de la energía generada por una central energética (como un parque eólico o una central solar) durante su vida útil [Ramírez, 2015]. Existen diversos tipos de índices en la literatura disponible. Algunos de ellos son simples, como el índice de variabilidad a largo plazo (índice eólico y solar basado en datos de re-análisis MERRA de la NASA, en inglés *long-term index*) utilizado por Ramírez [2015], donde la producción energética anual (PEA) se compara contra el 100% del valor (o valor de largo plazo). El 100% del valor representa la media calculada de la producción eólica anual para cada emplazamiento dentro del horizonte temporal. Por lo tanto, este índice representa cuán variable es la producción energética anual al compararla con el valor a largo plazo.

Otro índice comúnmente utilizado es la VIA (variabilidad interanual). La VIA cuantifica en qué medida un valor anual difiere del valor promedio a largo plazo. Es un insumo clave para la evaluación de proyectos eólicos y fotovoltaicos, dado que puede incidir en la razón deuda-capital y el retorno de la inversión de un proyecto [Darez et al., 2014].

La definición de VIA está dada por (Ec. 1)

$$VIA = (\sigma(x)) / (E(x)) \quad \text{(Ec. 1)}$$

donde x es el valor medio anual de la variable escogida (radiación global horizontal, velocidad del viento, caudal fluvial, etc.), $\sigma(x)$ es la desviación estándar de x y $E(x)$ es el valor medio de x. Si consideramos, por ejemplo, la radiación global horizontal media anual de un emplazamiento, la VIA cuantificará estadísticamente la probabilidad de que el valor medio de un año se desvíe de la media a largo plazo correspondiente a dicho emplazamiento. Si bien matemáticamente tres años de datos son suficientes para calcular la VIA, es improbable que un periodo de tres años sea representativo del valor a largo plazo [Darez et al., 2014]. Según The Crown State [2014], una verdadera estimación de la variación interanual requiere idealmente 30 o más años de mediciones locales.

Una alternativa al índice VIA es la variabilidad intermensual (VIM). Su definición es similar a la de VIA en la (Ec. 1), con la diferencia que en este caso la variable x se refiere a un valor medio mensual. Este índice lógicamente puede ser mucho mayor que la VIA para el mismo punto debido a diversas razones, como el hecho de que los patrones climáticos anuales no siempre coinciden en el mismo mes, menor ventana temporal o eventos aleatorios durante el transcurso del año.

Sin embargo, el índice VIM no suele considerarse durante el análisis financiero, sino que constituye una medida que

las compañías de servicios públicos utilizan para entender temas relacionados con la estabilidad de la red [The Crown State, 2014]. En Darez et al. [2014] este índice se utiliza para evaluar la variabilidad estacional, dado que es importante entender la magnitud de la fluctuación esperada entre una estación y otra.

Los índices mencionados pueden aplicarse a los recursos en sí mismos (velocidad del viento, radiación global horizontal, etc.) o a la energía generada a partir de estos recursos. En las siguientes secciones se presentan los índices de variabilidad específicos para energía eólica y solar.

2.1.1. Índices de variabilidad para energía eólica

La literatura en la materia presenta índices más sofisticados y específicos para la energía eólica. Al combinar un índice eólico y datos sobre producción en parques eólicos existentes, es posible complementar o reemplazar del todo las mediciones eólicas específicas realizadas para un nuevo proyecto [Rimpl et al., 2013], como es práctica habitual en países como Alemania. Los índices asociados a la energía eólica pueden clasificarse según el parámetro respecto del cual se aplicará el análisis de variabilidad.

• Índice de producción de energía eólica

El índice de producción de energía eólica (IPEE), también denominado índice de producción energética, es el índice más comúnmente utilizado. Se basa en muchos años de operación. Como se dijo, los índices pueden utilizarse para calcular el valor a largo plazo y, en este caso, la producción energética promedio a largo plazo se calcula dimensionando las producciones energéticas de turbinas eólicas ya instaladas; en otras palabras, las mediciones mensuales o anuales de datos eólicos se extrapolan a periodos de tiempo mayores. Las producciones energéticas anuales o mensuales son presentadas como valores relativos comparados con la referencia del largo plazo [Winkler et al., 2003]. Los índices eólicos también se utilizan para monitorear los parques eólicos existentes y determinar si las variaciones en la productividad energética se deben a deficiencias en el desempeño de las turbinas eólicas o a velocidades del viento inferiores a los niveles esperados. En este sentido, los índices ayudan a los operadores brindándoles datos de largo o incluso corto plazo que les permitirían afirmar que sus máquinas estarían operando según lo previsto [Rimpl et al., 2013]. El ajuste de la generación de energía eólica mediante un IPEE también se emplea para comparar la producción energética prevista antes de la puesta en marcha de la central con la producción eléctrica efectivamente lograda y para realizar verificaciones de factibilidad de los datos meteorológicos utilizados en las evaluaciones de producción energética [Winkler et al., 2003].

En esta categoría de índices también se encuentra el índice alemán IWET (también denominado índice BDB) [Betreiber-Datenbasis, 2011], que es uno de los índices eólicos más conocidos, el índice IWR (IWR) y el Índice Eólico Danés, entre otros. Estos índices se basan en datos sobre producción y viento in situ procedentes de bases de datos de largo plazo, como datos de Reanálisis [Ramírez, 2015].

El índice IWR utiliza una ventana de tiempo promedio de diez años y dos regiones. Por otro lado, el índice alemán IWET (también conocido como índice Keiler-Häuser) consta de 25 índices regionales que se determinan en base a valores medios mensuales seleccionados de producción de aerogeneradores en esas zonas. En la actualidad, el índice IWET toma en cuenta aproximadamente 4500 conjuntos de datos de producción mensual [Rimpl et al., 2013; Winkler et al., 2003]. Estos dos índices, el IWET y el IWR, se basan en valores medios mensuales de producción energética y por eso no permiten un análisis detallado de series temporales de velocidad y dirección del viento. Estos índices deben actualizar el valor a largo plazo en forma periódica para evitar resultados no realistas, como fue el caso del índice IWET antes de su actualización en 2004 [Winkler et al., 2003].

Es preciso destacar que los índices de producción energética son vulnerables a cambios en las características de los aerogeneradores/parques eólicos (distribución local, altura de buje, capacidad, etc.), que llevan a modificaciones en la representatividad de todos los datos de viento.

• Índice de Velocidad del Viento

El Índice de Velocidad del Viento suele presentarse como una alternativa para trabajar con datos operativos. Este índice considera las condiciones del viento sin tomar en cuenta los aspectos energéticos, lo cual puede resultar útil para comparar las variaciones del viento en una región específica. Este índice representa el valor relativo de la velocidad del viento comparado con los valores a largo plazo. No obstante, el índice debe utilizarse con cuidado, dado que por lo general los datos de largo plazo disponibles de velocidad de viento proceden de estaciones meteorológicas, que suelen medir a 10m sobre el nivel del suelo, lo cual está muy por debajo de la altura típica de buje. Una alternativa es utilizar datos de Reanálisis, como MERRA [NASA] o ANEMOS [ANEMOS] que pueden utilizarse sin datos externos para la corrección del largo plazo [Rimpl et al., 2013]. En general, el Índice de Velocidad del Viento se publica junto con un índice complementario, como el Índice de Producción Energética.

• Índice de Densidad de la Energía Eólica

La densidad de la energía eólica puede ser un parámetro alternativo de un índice eólico. La densidad de la energía eólica puede definirse como (Ec. 2).

$$P/A = 1/2 \rho v^3 \quad \text{(Ec. 2)}$$

Un índice eólico basado en este parámetro expresa únicamente la energía de viento libre. Rimpl et al. [2013] indican que este tipo de índice debe utilizarse con cuidado, dado que puede presentar mayores variaciones en comparación con la energía aprovechable debido a la diferencia entre el potencial de energía eólica y el potencial técnicamente utilizable. Además, si bien es cierto que la producción de energía de un aerogenerador sigue una función cúbica, esto corresponde únicamente a velocidades de viento bajas. Para velocidades de viento elevadas, las limitaciones asociadas a las especificaciones de la turbina son más importantes. Por ejemplo, a velocidades de viento relativamente altas los aerogeneradores llegan a su potencia nominal, punto desde el cual la producción de electricidad se mantiene constante hasta la denominada velocidad de corte cuando se reduce por completo la generación. [Johnson, 2006].

• Índice de Producción de Energía Eólica a partir de Datos del Viento

Otro tipo de índice es el Índice de Producción de Energía Eólica a partir de Datos de Viento. Este índice se calcula aplicando a los datos de viento una curva de potencia que puede ser estándar o bien específica de un proyecto. A continuación, figuran algunos ejemplos de estos índices:

- i) El ISET [ISET -WIND INDEX], que se basa en 60 conjuntos de datos eólicos medidos a 50m de altura que se comparan con el promedio a largo plazo. En este caso, la relación entre la producción de energía y la velocidad del viento se determinó de forma empírica, utilizando la producción energética anual de 1.500 aerogeneradores de la base de datos WMEP [Bard et al., 2011];
- ii) El EuroWind [EUROWIND INDEX], que toma en cuenta datos de viento medidos exclusivamente por servicios meteorológicos internacionales y
- iii) El Índice Eólico GL-GH del Reino Unido de la Oficina de Meteorología del Reino Unido, que considera 50 estaciones en tierra firme. Las estaciones meteorológicas miden las condiciones del viento a 10m sobre el nivel del suelo [Rimpl et al., 2013; Oficina de Meteorología del RU, 2010].

Es posible crear índices eólicos para emplazamientos específicos y se les suele utilizar para la verificación operativa de los aerogeneradores. La sensibilidad específica del empla-

19

zamiento se calcula utilizando datos operativos mensuales y datos de velocidad del viento mensuales. Alternativamente, un índice específico de un emplazamiento puede basarse en datos eólicos relacionadas con el emplazamiento y curvas de potencia.

Además, existen conjuntos independientes de datos sobre producción que, debido a su mayor base de datos, pueden utilizarse para crear un índice eólico de verificación, como la base de datos sueca Vindstat y la base de datos alemana WMEP, entre otras [Branner et al., 2014; Rimpl et al., 2013].

• Índice de rampas

20

Los índices mencionados hasta el momento se basan en valores anuales o mensuales. No obstante, desde el punto de vista de la operación de la red eléctrica, las variaciones más relevantes de las plantas solares o eólicas se dan en el corto plazo. De un minuto a otro, las ráfagas que pasan a través del aspa del rotor o un aumento repentino en la nubosidad pueden traducirse en grandes variaciones de potencia eléctrica, a las cuales se les denomina comúnmente rampas. Estos índices de fluctuación pueden convertirse en una preocupación importante para los operadores de la red [Castro et al., 2014]. Los eventos de rampas asociados a zonas o nodos del sistema eléctrico que tienen elevadas penetraciones de generación variable son una de las preocupaciones más importantes para los operadores y planificadores del sistema [Mazumdar et al., 2014]. Estas fluctuaciones de energía deben ser equilibradas, generalmente con centrales de energía convencional o con medidas asociadas a la demanda (gestión de la demanda), lo que requiere una mayor flexibilidad por parte de las unidades de generación de energía controlables y despachables para mantener la estabilidad del sistema [Moarefdoost et al., 2016; Kiviluoma et al., 2012].

El aumento de estos periodos de fluctuación que requieren de generadores convencionales genera los denominados costos de rampa, que pueden degradar el valor de las fuentes de energía renovables. En otras palabras, los mayores costos de rampa pueden tener un efecto significativo en las políticas de despacho de las fuentes de energía renovables [Moarefdoost et al., 2016].

Las rampas de aumento y/o disminución en la generación de las centrales de energía a base de combustibles fósiles por encima del rango elástico genera estrés térmico y de presión, que son las principales causas de deformación térmica, fatiga y daños a causa de la interacción entre deformación y fatiga [Moarefdoost et al., 2016]. Existen tres fuentes principales de costos adicionales para los generadores convencionales cuando trabajan de manera no óptima: 1) mayores índices de calor (*heat rates*) y pérdidas de

eficiencia; 2) mayores costos de operación y mantenimiento y 3) mayor probabilidad de salidas forzadas [Hamal et al., 2006]. Estos tipos de daños y costos pueden reducir la vida útil de los componentes y aumentar los costos de capital y de mantenimiento. Además, el aumento y/o la disminución frecuente en la generación aumenta la ineficiencia del combustible y, por lo tanto, el consumo de combustible [Moarefdoost et al., 2016].

Para entender los impactos en la operación del sistema de energía, es necesario un índice que considere la variabilidad de los recursos en escalas temporales horarias o sub-horarias. El índice de rampa es esencialmente la velocidad a la cual el generador puede aumentar (*ramp up*) o disminuir (*ramp down*) su generación [NREL, 2011]. Para analizar la variabilidad de la energía eólica, el índice de rampa puede definirse como el cambio en la producción del generador de una central eólica durante dos periodos consecutivos de duración Δt [Ma et al., 2013]. Se considera que un evento de fluctuación ocurrió en un momento t si la generación de una central eólica aumenta o disminuye por encima de un límite determinado durante un intervalo de tiempo $-\Delta t$ [Mazumdar et al., 2014]. El índice de fluctuación se define por la (Ec. 3).

$$\text{Índice de rampa}(\%) = (x_t - x_{t-1}) / x_{t-1} * 100 \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde x es la generación de la central de energía.

2.1.2. Índices de variabilidad para energía solar

La radiación solar varía según escalas de tiempo de segundos a años. La radiación que atraviesa la atmósfera cuando se encuentra despejada se denomina radiación en condiciones de claridad (en inglés, *clear-sky radiation*) [Widén et al., 2015]. La potencia de salida de las centrales fotovoltaicas depende de la incidencia de radiación solar, que puede fluctuar con el paso de las nubes. Existen factores adicionales que varían con el tiempo y que afectan la producción de energía: la eficiencia de conversión depende de la temperatura de la celda que, a su vez, es determinada por la radiación absorbida, la temperatura ambiente, la velocidad del viento y el montaje. Dependiendo del emplazamiento, los obstáculos cercanos o lejanos pueden producir sombras sobre el sistema y hacer que la potencia aumente o disminuya en forma de rampas como se comentó anteriormente [Widén et al., 2015].

Cuantificar y caracterizar la variabilidad solar en un emplazamiento determinado puede ayudar en el proceso de toma de decisiones respecto de las especificaciones de un emplazamiento y las implicancias en cuanto al impacto en la red [Gagné et al., 2016]. El interés en la variabilidad de la radiación solar depende de la escala temporal en la

que se analice la radiación solar de una serie temporal. Por lo tanto, los estudios de variabilidad a largo plazo suelen realizarse en base al método del Año Meteorológico Típico (AMT), que es útil para extrapolar la respuesta de sistemas de energía solar. AMT se refiere a un año específico de datos meteorológicos que representa los valores promedio esperados en el largo plazo y se utiliza con frecuencia para diseñar y simular centrales de energía solar [Vindel et al., 2014]. El conocimiento de esta variabilidad en diferentes escalas de tiempo es importante para mejorar el diseño del sistema de energía solar y las estrategias operativas. Por ejemplo, la predicción de una elevada variabilidad podría sugerir la necesidad de adaptar el despacho del sistema de potencia para contemplar la implementación de reserva operativa.

El tema de la variabilidad de la energía solar ha dado lugar a una gran cantidad de investigaciones en los últimos años. Se ha prestado especial atención al estudio de la variabilidad a corto plazo de la producción de energía fotovoltaica de una planta determinada debido a fluctuaciones en las nubes [Marcos et al., 2011; Mills et al., 2010; Perpinán et al., 2013; Van Haaren et al., 2014].

• Radiación en condiciones de claridad (*Clear Sky Irradiance*)

La radiación diaria en condiciones de claridad es una medida que se utiliza para cuantificar la cantidad de radiación solar disponible que llega al suelo. De acuerdo a Stein et al. [2012], se define como la razón del área bajo la curva de Radiación Global Horizontal (GHI por sus siglas en inglés) dividida por el área bajo la curva de Radiación Global Horizontal en condiciones de claridad. La Figura 1 representa ejemplos de días con diferentes valores del Índice de Variabilidad, que se explicará a continuación, y la métrica denominada radiación en condiciones de claridad.

• Índice de Claridad (*Clearness Index*)

En los estudios de variabilidad solar se suele citar el índice de claridad, que elimina la variabilidad estacional y diaria y muestra en forma directa el impacto de los movimientos de las nubes [Widén et al., 2015]. El índice de claridad diaria se define como la relación entre la suma diaria de radiación global sobre superficie horizontal y la radiación diaria en la parte superior de la atmósfera también en el plano horizontal [Muneer, 2004].

• Índice de Variabilidad (*Variability Index*)

El índice de variabilidad (IV), presentado por Stein et al. [2012], se define como la relación entre la suma de las variaciones entre cada Δt de la GHI y la suma de las variaciones

entre cada Δt de la Radiación en condiciones de claridad. El IV no tiene interpretación física. Su finalidad es poder realizar comparaciones entre días y emplazamientos. Para un día determinado, más fluctuaciones en la radiación tendrán como resultado un índice de variabilidad mayor. Un día con condiciones de cielo despejado tiene un IV cercano a la unidad [Gagné et al., 2016]. La Figura 1 representa ejemplos de días con valores de IV crecientes y radiación en condiciones de cielo despejado.

(Ver Figura 1 en la siguiente página)

• Índices de rampas en la generación solar

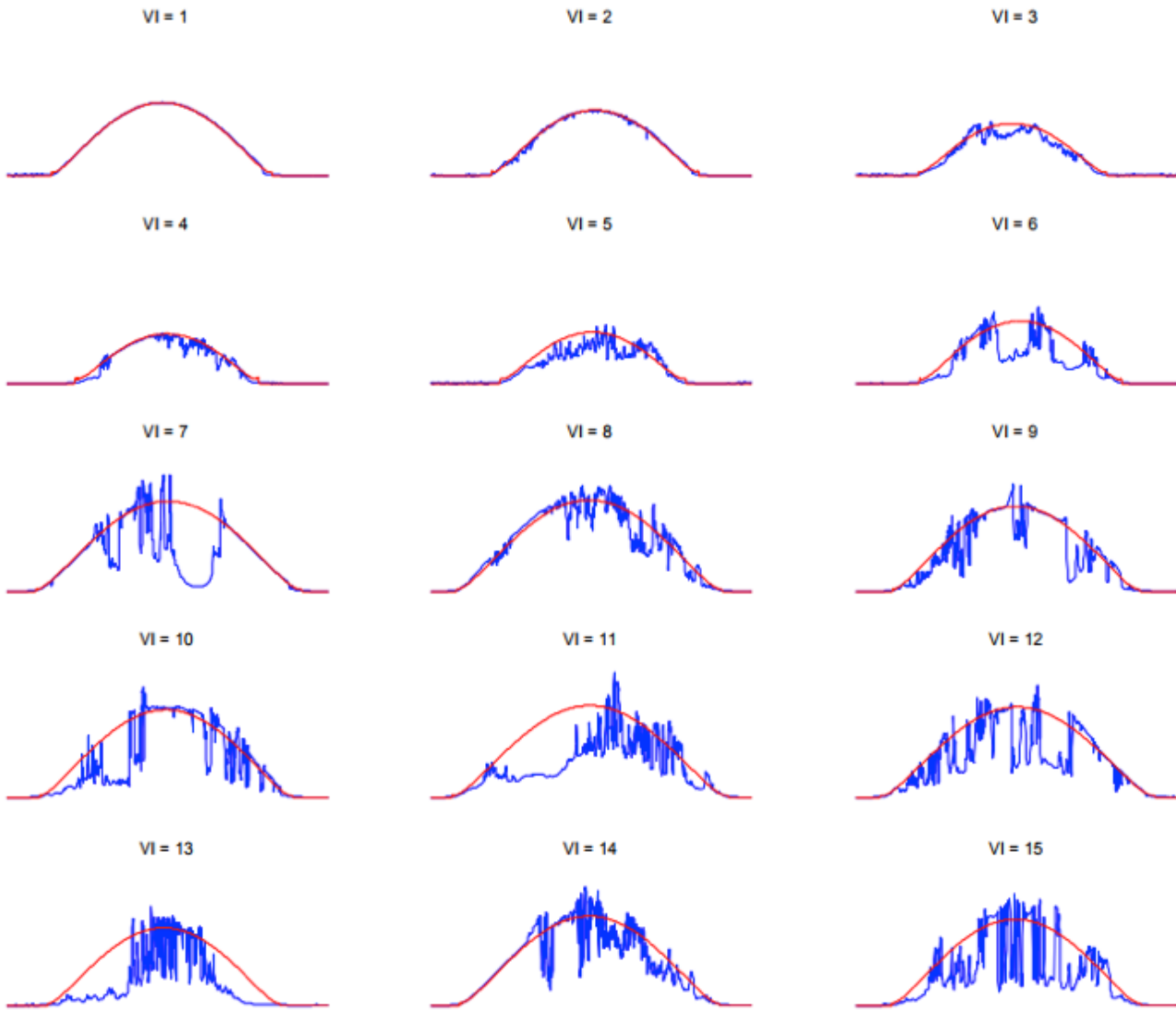
Las medidas que describen y cuantifican la variabilidad en diferentes escalas de tiempo son clave para esta caracterización [Lauret et al., 2016]. En este contexto, el índice de rampa presentado en la sección 2.1.1 también puede aplicarse para evaluar la producción de energía solar. Además, Van Haaren et al. [2014] propusieron una medida cuantitativa denominada Índice de Rampas Agregadas Diarias, que suma datos de un minuto de un sensor de radiación normal al plano del sistema de paneles para cada día para caracterizar la variabilidad diaria en una central conectada a red. En Lave et al. [2015] el puntaje de variabilidad (*Variability Score*) es presentado como otra medida para cuantificar la variabilidad en base a la distribución acumulada de índices de rampa. El cálculo está basado en la función de la distribución acumulada de índices de rampa utilizando una escala de tiempo determinada. A diferencia del IV, no requiere de un modelo para condiciones de claridad. Este índice se calcula a escala diaria. Cuantificar la variabilidad utilizando estos índices puede ayudar a calcular los esfuerzos de mitigación necesarios para respaldar de forma adecuada la integración de energía solar fotovoltaica en un sitio determinado. Por ejemplo, los sitios con elevados Puntajes de Variabilidad (índice de variabilidad que se definirá más adelante) para un intervalo de 30 segundos tendrán un mayor impacto en las fluctuaciones de tensión y podrían requerir más conmutadores de tensión (*tap changes*) en los transformadores [Lave et al., 2015].

En Stein et al. [2013] se compara la variabilidad de la radiación en tres sitios de Estados Unidos, y la radiación se caracterizó a escala diaria. El Índice de Variabilidad (IV), en este caso, se presentó como una medida para cuantificar las fluctuaciones en una escala de tiempo de 1 minuto, lo que permite comparaciones entre sitios y días. El índice diario de claridad también se utilizó combinado con el IV para agrupar los días en categorías de acuerdo con la variabilidad del sitio [Gagné et al., 2016].

De manera similar, Kang et al. [2013] propusieron un nuevo método de caracterización y clasificación (denominado

21

Figura 1. Ejemplo de días con IV (VI, por sus siglas en inglés) creciente de Las Vegas, NV, que muestra cómo la variabilidad aparente aumenta con IV. La radiación en condiciones de cielo despejado se muestra en rojo.



Fuente: Stein et al., 2012.

método K-POP) para las condiciones de cielo diarias que utiliza el índice de claridad diaria y una nueva medida denominada probabilidad diaria de persistencia. La probabilidad diaria de persistencia observa diferencias entre índices de claridad instantánea próximos y calcula la probabilidad de que las diferencias sean iguales a cero [Kang et al., 2013].

Badosa et al. [2013] mostraron que la variabilidad de la radiación solar a escala diurna puede clasificarse en regímenes en base a tres parámetros: índice diario de claridad; asimetría de la radiación solar entre la mañana y la tarde; y variabilidad aleatoria de la radiación solar [Lauret et al., 2016].

Gagné et al. [2016] caracterizaron la variabilidad solar durante un año en dos sitios que se encuentran a unos 400km de distancia en el sudeste de Canadá. La cuantificación y distribución de la variabilidad se realizó utilizando el Índice de Variabilidad (IV), el índice diario de claridad y el Puntaje de Variabilidad. Para caracterizar la variabilidad en base a datos de series temporales, se utilizaron dos medidas principales: el Índice de Variabilidad y el Puntaje de Variabilidad. Además, el índice diario de claridad se utiliza para cuantificar la fracción del día con cielo libre de nubes. La variabilidad de la Radiación Global Horizontal se caracterizó según periodos de registro que van de 1 a 30 segundos. El Puntaje de Variabilidad ha demostrado ser

casi proporcional al Índice de Variabilidad. Gagné et al. (2016) también descubrieron que, al promediar series de tiempo de radiación para una superficie determinada, la variabilidad agregada disminuye a medida que aumenta la superficie. La reducción de la variabilidad depende también de la velocidad de las nubes: mientras más rápido se mueven las nubes, menor es la reducción [Gagné et al., 2016].

Vindel et al. [2014] estudiaron la intermitencia la radiación diaria global horizontal y normal directa mediante análisis fractal. Según estos autores, el rango de variabilidad relativa es mayor en el caso de la radiación global que en el de la radiación directa. Con respecto a la multifractalidad de la radiación, la intermitencia es similar para ambos componentes en cada estación. Sin embargo, este fenómeno es más intenso en las estaciones donde los efectos locales tienen un papel más importante en los movimientos atmosféricos [Vindel et al., 2014].

Lauret et al. [2016] presentaron la caracterización de un sitio tomando como base dos parámetros: el índice de claridad diario y la variabilidad intra-diaria proporcionada por

una medida comúnmente aceptada, denominada desviación estándar de los cambios en el índice de claridad. Lauret et al. [2016] mostraron que la relación entre estos dos parámetros dependía poco de la ubicación, lo que sugiere que la variabilidad intra-diaria podría inferirse del índice de claridad medio del día. No obstante, los autores notaron ciertas influencias en la relación que podían obedecer al paisaje montañoso del lugar y su influencia en la formación de las nubes. Los lugares donde el paisaje montañoso induce la formación de nubes tienden a presentar mayor variabilidad para un determinado índice diario medio de claridad que los lugares donde los regímenes de nubes están dados por el clima.

2.1.3. Resumen

Los estudios sobre variabilidad suelen ser difíciles de comparar porque se utilizan diferentes indicadores de variabilidad y ofrecen escasos fundamentos teóricos para analizar y predecir la variabilidad. Los índices mencionados en la presente sección, para los recursos solar y eólico, se encuentran resumidos en la Tabla 1.

Tabla 1. Índices para los recursos solar y eólico y su descripción

Índices	Recurso	Descripción
Índice de Variabilidad a Largo Plazo (long-term index)	Eólico, solar	El Índice de Variabilidad a Largo Plazo compara la producción energética anual para el año en análisis con el valor al 100%. El valor al 100% representa la media calculada de la producción eólica anual para cada emplazamiento dentro del horizonte temporal. Este índice representa cuán variable es la producción energética anual al compararla con el valor a largo plazo [Ramírez, 2015].
Variabilidad Interanual (VIA)	Eólico, solar	La VIA se define como la desviación estándar de las medias anuales dividida por la media total. La VIA cuantifica en qué medida un valor anual difiere del valor promedio a largo plazo. Es un insumo clave para la evaluación de proyectos eólicos y fotovoltaicos, dado que puede incidir en la proporción de deuda y el retorno de la inversión de un proyecto [Darez et al., 2014].
Variabilidad Inter mensual (VIM).	Eólica	La definición de VIM es similar a la de VIA pero utiliza un valor medio mensual. Este índice se utiliza para evaluar la variabilidad estacional [The Crown State, 2014].
Índice de Producción de Energía Eólica (IPEE)	Eólica	El IPEE calcula la producción energética promedio a largo plazo extrapolando las mediciones mensuales o anuales de los datos de generación eólica a periodos a largo plazo. Las producciones energéticas anuales o mensuales son presentados como valores relativos comparados con la referencia del largo plazo [Winkler et al., 2003]. Este índice se utiliza para monitorear los parques eólicos existentes y determinar si las variaciones en la productividad energética se deben a deficiencias en el desempeño de las turbinas eólicas o a velocidades del viento inferiores a los niveles esperados.
Índice de Velocidad del Viento	Eólica	Este índice considera las condiciones del viento sin tomar en cuenta los aspectos energéticos, lo cual puede resultar útil para comparar las variaciones del viento en una región específica. Este índice representa el valor relativo de la velocidad del viento comparado con los valores de largo plazo.

24

Índices	Recurso	Descripción
Índice de Densidad de la Energía Eólica	Eólica	Este índice expresa la energía procedente del viento libre. Este tipo de índice debe utilizarse con cuidado, dado que puede presentar grandes variaciones con respecto a la energía aprovechable debido a la diferencia entre el potencial de energía eólica y el potencial técnicamente utilizable [Rimpl et al., 2013].
Índice de Producción de Energía Eólica a partir de Datos del Viento	Eólica	Este índice se calcula aplicando una curva de potencia a los datos de velocidad del viento. Puede utilizarse una curva de potencia estándar o bien la de un proyecto específico. El valor medio mensual se calcula con relación al promedio del largo plazo.
Índice de Rampas	Eólico, solar	El índice de rampas puede definirse como el cambio en la producción energética de una central de energía eólica o fotovoltaica durante dos periodos consecutivos Δt. Se considera que un evento de fluctuación ocurrió en un momento t si la generación de una central aumenta o disminuye por encima de un límite determinado durante un intervalo de tiempo -Δt [Mazumdar et al., 2014]. Este índice puede aplicarse a escala horaria o sub-horaria y ayuda a entender los impactos en la operación del sistema energético.
Índice de Claridad (o también llamado índice de nubosidad)	Solar	El índice de claridad diaria se define como la razón entre la suma diaria de radiación global sobre una superficie horizontal y la radiación diaria también sobre una superficie horizontal en la parte superior de la atmósfera [Muneer, 2004]. Elimina la variabilidad estacional y diurna, mostrando de forma directa el impacto del movimiento de las nubes.
Índice de Rampas Agregadas Diarias	Solar	El índice de Rampas Agregadas Diarias es una medida cuantitativa que suma datos de 1 minuto de un sensor de radiación normal al plano del sistema de paneles para cada día para caracterizar la variabilidad diaria en una central conectada a red [Van Haaren et al., 2014].
Índice de Variabilidad (IV)	Solar	El IV se define como se define como la relación entre la suma de las variaciones entre cada Δt de la GHI y la suma de las variaciones entre cada Δt de la Radiación en condiciones de claridad. Su finalidad es poder realizar comparaciones entre días y sitios [Gagné et al., 2016].
Puntaje de Variabilidad (Variability Score)	Solar	El cálculo del Puntaje de Variabilidad se basa en la función de la distribución acumulada de índices de rampas utilizando una escala de tiempo determinada, de forma diaria. La utilización de estos índices puede ayudar a calcular los esfuerzos de mitigación necesarios para respaldar la integración de energía solar fotovoltaica en un emplazamiento determinado [Lave et al., 2015].
Variabilidad Intradiaria	Solar	La Variabilidad Intra-diaria está dada por la desviación estándar de los cambios en el índice de claridad [Lauret et al., 2016].

2.2. Revisión de estudios existentes sobre complementariedades entre recursos renovables

Estudios recientes calcularon la complementariedad entre recursos renovables como el eólico, el solar y el hidroeléctrico [Perez y Fthenakis, 2015; Buttler et al., 2016; Anjos et al., 2015; Beluco et al., 2012; Kougias et al., 2016; Silva et al., 2016]. La mayoría de estos estudios utilizaron mediciones de datos climáticos o, en los casos en que no había datos de estaciones meteorológicas, modelos estadísticos para calcular el índice de claridad para las diferentes ubicaciones a lo largo del tiempo [Perez y Fthenakis, 2015; Beluco et al.,

2012; Kougias et al., 2016; Silva et al., 2016]. Otros estudios, como los realizados por Buttler et al. [2016], utilizaron datos de producción de energía en estudios de complementariedad, prestando mayor atención a los desafíos asociados a la carga residual.

Kougias et al. [2016] definieron el término complementariedad como la medida en que la producción de energía de diferentes fuentes de energía renovables no se correlaciona positivamente a lo largo del tiempo. Dicha complementariedad tiene por finalidad reducir la intermitencia en la producción de energía combinando sistemas cuya míni-

25

ma/máxima producción de energía ocurre en periodos de tiempo diferentes [Kougias et al., 2016].

Los estudios sobre complementariedad energética coinciden en que el mejor modo de calcular la complementariedad es calcular la correlación entre las diferentes fuentes de energía de la región en cuestión. En este sentido, el coeficiente de Pearson es un índice ampliamente utilizado por los autores para representar la correlación e investigar la complementariedad entre fuentes renovables [Silva et al., 2015; Kougias et al., 2015; Perez y Fthenakis, 2015]. El coeficiente de Pearson se calcula como se indica en la (Ec. 4). En este caso, compara las series de datos de velocidad del viento, radiación o producción de energía de dos sistemas de producción de energía específicos (o de ubicaciones potenciales) a lo largo del tiempo [Kougias et al., 2016].

$$r=1/(n-1) \sum (x_i-\bar{X})/\sigma_x)(y_i-\bar{Y})/\sigma_y) \quad (Ec. 4)$$

En esta ecuación, x_i representa el valor observado, \bar{X} representa el promedio y σ_x es la desviación estándar. Lo mismo rige para las variables Y. Este índice es una medida de la asociación lineal entre dos variables y su valor oscila entre 1 y -1, donde los valores negativos indican anti-correlación entre las dos variables [Kougias et al., 2016] y la magnitud sugiere la fuerza de la relación entre ellas [Silva et al., 2015]. Está claro que el número de la correlación indica que a mayor correlación negativa entre las regiones, mayor será su complementariedad, dado que una tiende a aumentar a medida que la otra disminuye. Perez y Fthenakis [2015] estudiaron la complementariedad de los recursos solares (fotovoltaicos) entre diversos sitios del continente americano (América del Sur, América Central y América del Norte). Calcularon el coeficiente de correlación de Pearson entre variaciones en el índice de claridad en pares de ubicaciones geográficas únicas y determinaron cómo las correlaciones de los lugares cambian en función de la distancia geográfica. Kougias et al. [2015] también utilizaron el coeficiente de correlación de Pearson para evaluar la combinación de sistemas de producción de energía asincrónicos.

Anjos et al. [2015] utilizaron el método de Análisis de Fluctuaciones sin Tendencias (DFA, por sus siglas en inglés) para cuantificar y comparar las correlaciones entre series de tiempo para velocidad del viento y radiación solar en la Isla Fernando de Noroña, Brasil. El método DFA es adecuado para cuantificar correlaciones a largo plazo entre señales de series no estacionarias [Anjos et al., 2015]. Anjos et al. [2015] también aplicaron el Análisis de Correlación Cruzada sin Tendencias (DCCA, por sus siglas en inglés) en series de tiempo para velocidad del viento y radiación solar para estudiar correlaciones a largo plazo. Los resultados indicaron la existencia de un cierto nivel de complementariedad entre propiedades de persistencia de los dos procesos esto-

cásticos: cuando el exponente escalar de la velocidad del viento aumenta, el exponente escalar² de la radiación solar disminuye y viceversa. Demuestra la existencia de complementariedad entre propiedades de correlación a largo plazo (medidas por el valor del exponente DFA), lo cual puede ser útil para la planificación a largo plazo de sistemas de generación híbridos en un emplazamiento.

Para calcular la distancia desde la cual la variabilidad del sistema interconectado comenzaría a disminuir significativamente, Perez y Fthenakis [2015] definieron la distancia de decorrelación como la distancia, entre un par de ubicaciones geográficas, desde la cual el conjunto de pares de coordenadas exhiben correlación cero entre sus respectivas variaciones en el índice de claridad. Superada esta distancia comienza la complementariedad debido al hecho de que la correlación se vuelve negativa para distancias geográficas mayores que la distancia de decorrelación. Por lo tanto, calcularon el tamaño y la forma de la región en la cual se debe distribuir la energía solar fotovoltaica para reducir su variabilidad impredecible. Las distancias de decorrelación esperadas entre dos ubicaciones en América (América del Sur, América Central y América del Norte) van desde 1.123 km para variaciones de un día para el otro en el índice de claridad a 3.117 km para variaciones de un mes a otro. Perez y Fthenakis [2015] también calcularon cuánto disminuiría la variabilidad del sistema con la distribución de energía solar fotovoltaica. Por ejemplo: si un número N de emplazamientos de generación fotovoltaica se distribuyen en una región con una separación promedio entre emplazamientos de 1.123 km, la magnitud de las variaciones agregadas en la producción de un día para el otro en la región se reducen en 1/√N. Con respecto a las variaciones de un mes a otro en la producción agregada, la distancia será diferente, de 3.117 km, dado que descubrieron que las correlaciones disminuyen más despacio (con respecto a la separación de los pares) a medida que aumenta la escala de tiempo [Perez y Fthenakis, 2015].

Perez y Fthenakis [2015] examinaron más de 1,4 millones de pares de sitios en las Américas para cuantificar la influencia de la separación geográfica y orientación de cada par en la correlación entre los índices de claridad en diferentes escalas de tiempo. Además, estudiaron las tendencias de decorrelación cuando la distancia entre las ubicaciones cambia, mostrando que los coeficientes de correlación entre pares

² El componente escalar α se obtiene como la pendiente de la regresión (ajuste de curva por mínimos cuadrados) de Log[FDFA(n)] versus log n (para más información, consultar Anjos y otros, 2015). El valor de α= 0,5 indica una señal no correlacionada, α > 0,5 indica correlaciones persistentes a largo plazo, α < 0,5 indica correlaciones anti-persistentes a largo plazo. Los valores α= 1 y α= 1,5 corresponden a ruido 1/f y ruido Browniano (integración de ruido blanco) respectivamente.

de ubicaciones resultaron disminuir exponencialmente con respecto a su distancia. Con respecto a la distancia, considerando separaciones norte-sur, el coeficiente de correlación parece disminuir más rápido. Significa que los pares de lugares requieren distancias considerablemente menores para decorrelacionarse cuando están orientados de norte a sur que cuando están orientados de este a oeste por la misma distancia. La razón por la que ocurre esto es que los fenómenos meteorológicos que provocan estas variaciones se propagan predominantemente de este a oeste. Por lo tanto, en sistemas fotovoltaicos en las Américas, es más probable que un par de lugares separados de norte a sur por la misma distancia que lugares separados de este a oeste experimenten cambios no correlacionados en la cobertura de nubes [Perez y Fthenakis, 2015].

Kougias et al. [2015] proponen otra forma de evaluar la complementariedad. En su investigación sobre complementariedad entre sistemas fotovoltaicos y pequeñas centrales hidroeléctricas, desarrollaron un algoritmo que examina el grado de complementariedad entre diferentes sistemas en cualquier ubicación geográfica. Primero, el algoritmo calcula la correlación entre la producción energética mensual de pequeñas centrales hidroeléctricas y sistemas fotovoltaicos. Luego, un algoritmo de optimización iterativa analiza posibles cambios en las características de instalación del sistema solar fotovoltaico (acimut, inclinación) para aumentar la complementariedad. Este proceso de optimización iterativo se repite varias veces, cambiando los valores del umbral de producción de energía fotovoltaica para explorar posibles aumentos de complementariedad. Estas variaciones en las características de las centrales de energía solar fotovoltaica dan lugar a pequeños compromisos energéticos, que significan disminuciones en la producción energética de la central asociadas a las modificaciones realizadas en el proceso de optimización. La técnica de optimización fue desarrollada en un entorno MATLAB y conlleva una investigación exhaustiva. En consecuencia, puede utilizarse en casos donde el espacio de búsqueda de soluciones es confinado de modo que la solución óptima pueda detectarse en un tiempo de cómputo breve.

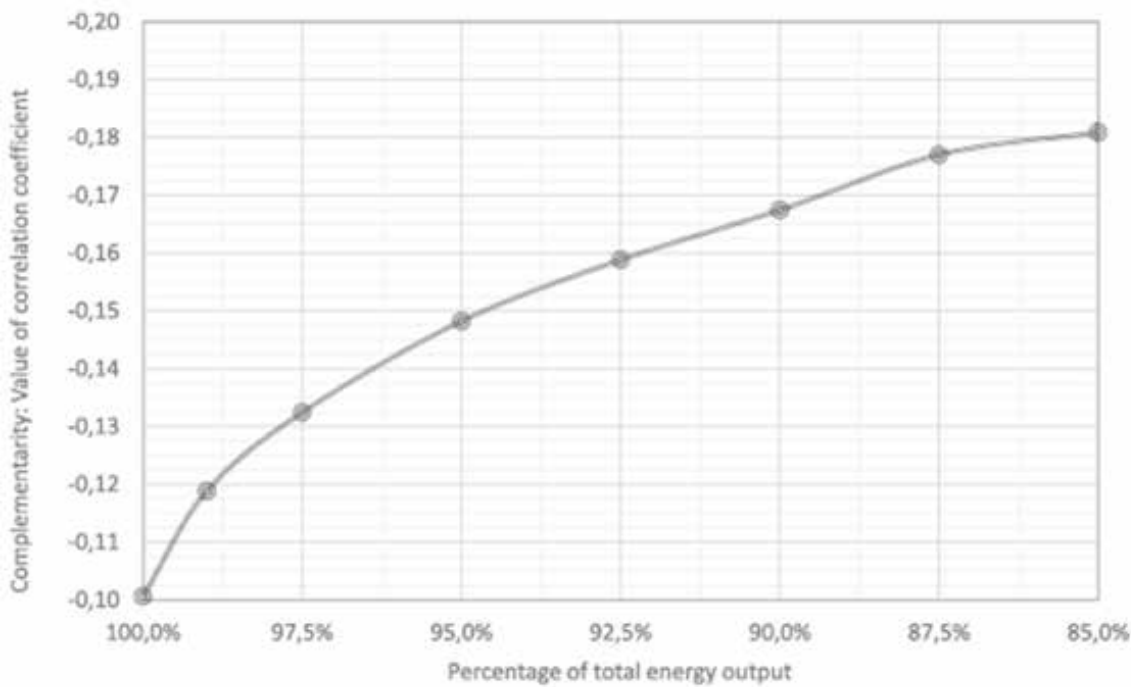
Según Kougias et al. [2015] los resultados mostraron que pequeños compromisos energéticos dan como resultado notables aumentos en la anti-correlación (y en consecuencia, la complementariedad). La Figura 2 muestra la relación entre aumentos de complementariedad y compromisos en la producción de energía solar fotovoltaica: la curva es inicialmente pronunciada, gradualmente se vuelve más suave y luego se vuelve horizontal en el punto de convergencia. Por ejemplo, un primer compromiso del 1% en la producción total (de 100% a 99%) tiene un impacto significativo en la complementariedad. Sin embargo, para lograr mayo-

res aumentos en la complementariedad es necesario realizar sacrificios aún mayores en cuanto a compromiso energético. Eventualmente, un límite del 85% de la producción energética máxima constituye el punto de convergencia, en el que un mayor compromiso redundaría en beneficio de la complementariedad en tan solo un 2,2%. La curva de la Figura 2 representa la relación entre complementariedad y producción de energía solar fotovoltaica para una ubicación específica y puede ser una herramienta valiosa para los desarrolladores, dado que les ayuda a calcular el precio de diferentes niveles de aumento en la complementariedad en la fase de planificación de proyectos de energía renovable [Kougias et al., 2015].

En un contexto de seguimiento de la demanda, Butler et al. [2016] analizaron series de tiempo para energía eólica, solar fotovoltaica y demanda para el año 2014 en una escala de 15 minutos a 8 horas. El objetivo del estudio fue cuantificar la variabilidad de la energía eólica y solar fotovoltaica y los desafíos resultantes en términos de demanda residual en los países europeos para sustentar la discusión acerca de la integración de sistemas de energía renovable. El principal aspecto analizado fue la correlación entre energía eólica y solar fotovoltaica y la demanda eléctrica a fin de contar con un indicador de la cobertura de demanda a través de estas fuentes energéticas y el efecto atenuante basado en la distribución geográfica en países europeos y descubrir los beneficios de ampliar la red de energía europea mediante la integración de energía eólica y solar fotovoltaica.

Buttler et al. [2016] mostraron que la distribución geográfica tiene un importante efecto atenuante de la variabilidad en los sistemas de energía eólica, lo cual implica una fuerte disminución en el coeficiente de correlación a medida que aumenta la distancia entre las ubicaciones geográficas. Por otra parte, los resultados mostraron una elevada correlación de la producción de energía solar fotovoltaica en Europa entre diferentes regiones, y se concluyó entonces que el efecto atenuante en la variabilidad de la energía solar fotovoltaica es limitado. La Figura 3 muestra la diferencia en la tendencia de los coeficientes de correlación de la energía eólica y solar fotovoltaica con la distribución geográfica. El principal motivo del limitado efecto atenuante de la distribución geográfica en el caso de la variabilidad de la energía solar fotovoltaica reside en la extensión este-oeste de Europa, a diferencia de América, que tiene una extensión norte-sur. Según Perez & Fthenakis [2015], dada a su extensión este-oeste, no es bueno para la región tener sistemas solares fotovoltaicos distribuidos debido a la variabilidad estocástica de la energía solar, que se distribuye más rápido en una extensión norte-sur; por lo tanto, una distribución este-oeste de la energía solar fotovoltaica no posibilitaría aumentos significativos en la complementariedad.

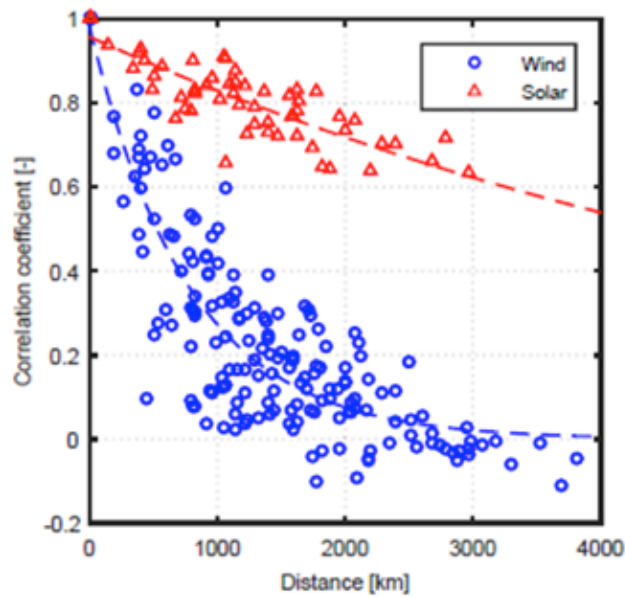
Figura 2. Relación entre producción energética y complementariedad.



Kougias et al., 2015.

Desde el punto de vista de la demanda, Buttler et al. [2016] hallaron una baja correlación positiva entre energía eólica y demanda eléctrica, con un coeficiente de correlación de 0,25 en el caso de Europa. El coeficiente de correlación entre energía solar fotovoltaica y demanda también es positivo, aunque tiene una importancia menor debido a las horas de la noche (no hay sol pero hay demanda energética significativa) y elevada correlación durante el día. La producción de energía eólica y solar fotovoltaica mostró una correlación negativa entre sí, en el rango de -0,04 a -0,26 teniendo en cuenta toda la información disponible, y -0,24 para toda Europa. La principal diferencia entre Buttler et al. [2016] y los demás estudios mencionados es que el análisis de Buttler et al. [2016] se realizó solo para sistemas que ya existen, sin considerar los recursos potenciales (utilizando datos climáticos). Con respecto a las series de datos climáticos, no solo deben analizarse los sistemas existentes, sino también el potencial de los recursos renovables, y evaluar si la complementariedad entre la energía eólica y la solar podría ser mayor. Otro enfoque particular adoptado por Buttler et al. [2016] fue el de analizar la demanda y su relación con la energía eólica y solar. Sería ideal que la demanda se correlacione con los recursos renovables disponibles. Sin embargo, dado que es poco probable que suceda, es importante analizar de qué modo las fuentes de energía renovables se podrían correlacionar mejor entre sí para satisfacer la demanda eléctrica. Considerando

Figura 3. Coeficientes de correlación de la producción de energía eólica y solar entre países europeos en función de la distancia de los respectivos centros.



Fuente: Buttler et al., 2016.

que el objetivo de generar energía es satisfacer la energía requerida por los consumidores finales, no es necesaria una anti-correlación perfecta entre energía solar y eólica, sino una anti-correlación que permita que estas fuentes de energía sigan y satisfagan la demanda.

La tabla que sigue a continuación muestra algunos aspectos de los estudios sobre complementariedad mencionados en esta sección.

Tabla 2. Aspectos de los estudios sobre complementariedad

Autores	Descripción general del estudio	Complementariedad analizada	Ubicación
Perez y Fthenakis (2015)	Este estudio examinó más de 1,4 millones de pares de sitios en América para cuantificar la influencia de la separación geográfica y orientación de cada par en la correlación entre los índices de claridad en diferentes escalas de tiempo. Además, el estudio analizó las tendencias de decorrelación al cambiar la distancia entre los sitios. Por lo tanto, calcularon el tamaño y la forma de la región en la cual se debe distribuir la energía solar fotovoltaica para reducir su variabilidad.	Solar FV - Solar FV	Américas
Kougias et al. (2015)	En esta investigación sobre complementariedad entre sistemas fotovoltaicos y pequeñas centrales hidroeléctricas, se desarrolló un algoritmo que examina el grado de complementariedad entre diferentes sistemas en cualquier ubicación geográfica. El algoritmo también analiza qué puede modificarse en las características de instalación del sistema solar fotovoltaico para aumentar la complementariedad. Este proceso de optimización iterativo se repite varias veces, cambiando los valores del umbral de producción de energía fotovoltaica para explorar posibles aumentos de complementariedad.	Solar FV - Pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH)	Cualquier ubicación
Anjos et al. (2015)	Utilizaron el método de Análisis de Fluctuaciones sin Tendencias (DFA, por sus siglas en inglés) para cuantificar y comparar las correlaciones entre series de tiempo para velocidad del viento y radiación solar en la Isla Fernando de Noroña, Brasil.	Eólica - Solar FV	Isla Fernando de Noroña, Brasil
Buttler et al. (2016)	El objetivo del estudio fue cuantificar la variabilidad de la energía eólica y solar fotovoltaica y los resultantes desafíos en términos de la demanda residual en países europeos para sustentar la discusión acerca de la integración de sistemas de energía renovable. La principal diferencia entre Buttler et al. [2016] y otros estudios sobre complementariedad es que el análisis se realizó solo para sistemas que ya existen, sin considerar los recursos potenciales (utilizando datos climáticos). Otro enfoque particular adoptado por Buttler et al. (2016) fue el de analizar la demanda y su relación con la energía eólica y solar.	Eólica - Solar FV - Demanda	Europa



03.

Metodología

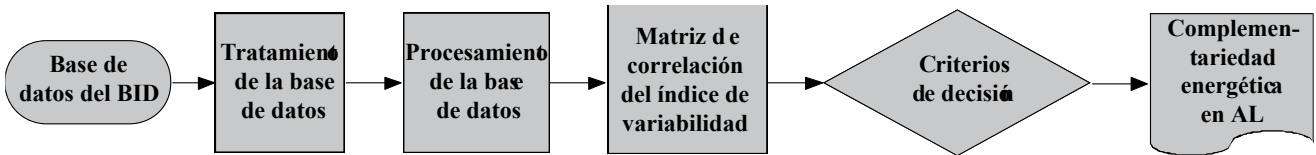
3.1. Procesamiento de datos de la base de datos de generación potencial de energía eólica y solar fotovoltaica

Este estudio analiza la potencial integración entre distintas fuentes renovables de energía en AL y ayuda a entender cómo la complementariedad puede ayudar a atenuar la variabilidad de estos recursos.

El diagrama de flujo de la Figura 4 muestra los pasos seguidos para lograr el objetivo del estudio. Los supuestos y procedimientos de cada paso se describen a continuación:



Figura 4. Gráfico de los pasos seguidos para lograr el objetivo del estudio.



32

a) Base de datos del BID

La base de datos utilizada en este estudio fue proporcionada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y corresponde a un subproducto del estudio “Red del Futuro” que analiza una red eléctrica integrada en bajo carbono y el futuro energético de la región al año 2030. La serie de datos consiste en quince años de perfiles de radiación solar y velocidad del viento para AL en escala horaria junto con generación energética potencial de estos recursos.

La serie sintética de quince años (2000-2015)³ de valores horarios de factor de capacidad de cada área se computaron mediante datos meteorológicos históricos simulados con el modelo Weather Research and Forecasting (WRF), utilizando una resolución de 27 km.

Este estudio consideró las series de datos de generación potencial de energía eléctrica en lugar de las series de velocidad del viento y radiación solar, dado que el objetivo principal es la integración de energía renovable.

El potencial de generación de energía eléctrica se calculó en base al potencial de capacidad bruta de energía solar y eólica en determinadas áreas consideradas según ciertos criterios de uso del suelo⁴ que intentan limitar la capacidad a un umbral máximo de penetración.

El potencial de generación solar de cada área se calculó mediante una densidad energética constante de 29,77 MW/km² (representativa para un sistema de seguimiento fotovoltaico de eje único) y un umbral mínimo de radiación global horizontal de 175W/m² (para ser considerado económicamente viable).

Para el recurso eólico, el presente estudio evaluó la generación energética potencial en base a una turbina de 3,3 MW con 100m de altura de buje, velocidad de conexión de 3 m/s, velocidad de corte de 25 m/s, velocidad nominal de 13 m/s, rotor de 112 m de radio (r), Cp⁵ máximo de 0,45 y

eficiencia del 95% (η). Otros valores considerados fueron una densidad de aire de 1,225kgm³ (ρ) y la velocidad del viento (v). La (Ec. 5) muestra la curva de potencia [Bianchi et al., 2007].

$$P=\eta *C_p*\rho*((\pi*r^2)/2)*v^3$$
 (Ec. 5)

b) Tratamiento de la base de datos

Este estudio analizó 50 zonas de alto potencial (ZAP) para energía eólica y 36 ZAP para energía solar fotovoltaica. Los datos de generación de energía para cada ZAP en una hora h se generaron mediante la suma del producto de la generación energética potencial en una hora h por la capacidad instalada bruta. Ambos términos de la ecuación consideran las respectivas áreas y factores de capacidad (FC). Según la ecuación (Ec. 6).

$$Generación\ de\ energía\ de\ la\ ZAP_h = \sum_i^n P_{i,h} * C_i$$
 (Ec. 6)

Donde P_{i,h} es la generación energética potencial (en la hora h) para un área y factor de capacidad específico y C_i es la capacidad instalada bruta para cada área y FC.

³ Es importante destacar que los años fueron reordenados. El periodo 2016-2020 representa el periodo 2010-2014 para que el fuerte fenómeno El Niño de 2010 coincida con el fenómeno El Niño de 2016 de fuerza similar. El periodo 2020-2030 representa el periodo 2000-2009.

⁴ La superficie total disponible para energía eólica descartó cuerpos de agua, regiones urbanas, áreas protegidas; en el caso de la energía solar, se dispuso de tierras abiertas, como agrícolas, desérticas y pastizales.

⁵ El coeficiente de potencia se refiere a la potencia que puede extraerse de la energía eólica, su máximo valor es 0,593, conocido como coeficiente de Betz.

Por lo tanto, se generó un único perfil de generación y potencial de capacidad para cada área.

c) Procesamiento de la base de datos

Este estudio utilizó dos paquetes de software para analizar los datos eólicos y solares: RStudio y Microsoft Excel.

El primer análisis tuvo por objeto calcular los valores de generación mensuales (\bar{G}_m) y anuales (\bar{G}_y) para cada región, según (Ec. 7) y (Ec. 8), respectivamente.

$$G_{m,y,a} = \sum_{h=1}^{m_h} G_{h,m,y,a}$$
 (Ec. 7)

$$G_{y,a} = \sum_{h=1}^{y_h} G_{h,y,a}$$
 (Ec. 8)

Donde

h= la hora considerada

y= el año de análisis

m= el mes a analizar

a= el área de la base de datos a analizar

m_h = es la cantidad de horas del mes m

y_h = es la cantidad de horas del año

Para entender el comportamiento de variabilidad de las ZAP, se calcularon los siguientes índices de variabilidad: Variabilidad Interhoraria (VIH), Variabilidad Inter mensual (VIM), y Variabilidad Interanual (VIA).

También se determinó el índice de variabilidad de largo plazo (*long-term index*) y los índices de rampas horarios⁶; en el caso de los índices de rampas, el estudio generó histogramas para evaluar la distribución de frecuencia de este índice para cada área.

La complementariedad potencial entre áreas y recursos se evaluó mediante el método de correlación lineal, método Pearson. Las regiones que presentan correlación negativa se definen como regiones candidatas para la integración porque, como mencionado, la correlación negativa indica un efecto de atenuación de la variabilidad en la producción de energía final. Esto permite identificar la complementariedad entre los recursos para reducir la intermitencia de la generación de energía [Kougias et al., 2016].

El valor de la correlación se calculó para cada año de la serie (15 años) en forma horaria y mensual. Como resultado se obtuvieron correlaciones de quince matrices [86 x 86].

d) Criterios para la toma de decisión

Este estudio definió dos criterios para determinar las áreas con potencial de complementariedad considerando las correlaciones calculadas: i) si la frecuencia de la correlación negativa es igual o mayor a 12 años, en otras palabras, igual o mayor que el 80% de los casos (esta condición busca garantizar la existencia de una correlación homogénea entre las áreas) y ii) si la intensidad de la correlación área-recurso es mayor a la mediana de todas las correlaciones, entonces el par área-recurso es considerado un buen candidato para la complementariedad.

e) Complementariedad energética en AL

Para entender cómo las rampas horarias pueden reducirse mediante la complementariedad y cómo la integración puede desempeñar un papel importante en los sistemas energéticos, este estudio comparó la generación horaria media de algunas áreas. La comparación se realizó para cinco áreas que presentaron el coeficiente de correlación negativa más fuerte.

Con la intención de ofrecer al lector una idea de cómo se distribuyen geográficamente las mejores correlaciones, el estudio generó mapas para representar las regiones con mejor complementariedad. De este modo, se crearon catorce mapas: dos con la correlación horaria para energía eólica y energía solar, nueve para la correlación mensual de energía eólica y energía solar y tres para la correlación mensual considerando el año estándar para generación hidroeléctrica-solar-eólica, cuya explicación se encuentra en la siguiente sección.

3.2. Selección y recopilación de datos de cuencas hidrográficas representativas de ubicaciones representativas

A diferencia de los datos sobre energía eólica y solar proporcionados por el BID, la información sobre energía hidroeléctrica se obtuvo del sector de energía eléctrica de los países estudiados en el presente informe. Esto puede dar lugar a ciertas inconsistencias en el análisis de complementariedades con otras fuentes o incluso en la trayectoria del año típico de las ZAP de energía hidroeléctrica.

El análisis de recursos hídricos buscó formar grupos de fuentes de energía hidráulica para un mismo país según sus patrones hidrológicos a fin de formar ZAP. Éstos fue-

⁶ La diferencia porcentual entre la generación en la hora h y h-1

33

ron utilizados como parámetros para determinar la complementariedad con las ZAP eólicas y solares.

El procedimiento metodológico consistió en primer lugar en crear una base de datos compuesta por series temporales de caudales fluviales naturales mensuales donde se sitúan las centrales hidroeléctricas y datos de generación eléctrica mensual para energía hidroeléctrica. Estos datos se obtuvieron principalmente de organismos gubernamentales regulatorios y compañías generadoras de electricidad.

Todos los datos mensuales de caudales naturales se normalizaron según un valor medio igual a cero y una desviación estándar igual a uno y luego se conformó un año estándar para cada central hidroeléctrica en base al promedio mensual de los datos normalizados.

Los años estándar de todas las centrales hidroeléctricas que pertenecen a un mismo país se graficaron y agruparon según sus patrones hidrológicos. Así, las centrales hidroeléctricas que exhiben un comportamiento similar a lo largo del año pudieron agruparse para crear una ZAP.

El año estándar de las ZAP se diseñó mediante la suma de los datos de caudales de las centrales hidroeléctricas previamente agrupadas como se describió anteriormente. A continuación se normalizó la suma y se calculó un promedio mensual, obteniéndose como resultado un año estándar que representa el típico comportamiento hidrológico de una cuenca o grupo de cuencas en un país determinado.

En el caso de las centrales hidroeléctricas binacionales, en cada país el valor del caudal se redujo a la mitad para evitar la doble contabilización, como en el caso de Itaipú (Brasil y Paraguay), Yaciretá (Argentina y Paraguay) y Salto Grande (Argentina y Uruguay).

En los países en los que sólo había información disponible sobre generación eléctrica y ninguna otra información, se procedió a la agregación y al establecimiento de un año estándar. Sin embargo, se realizaron investigaciones complementarias para eliminar los datos sobre centrales con reservorio. Este análisis se logró graficando el año estándar de las centrales hidroeléctricas; las que mostraron un patrón de generación homogénea a lo largo de los meses fueron consideradas como centrales con reservorio y por lo tanto se las eliminó de la base de datos.

Este paso es necesario debido a que las centrales hidroeléctricas con reservorio pueden generar energía en periodos más secos, lo cual puede distorsionar el análisis del patrón hidrológico natural de la región donde la

central se encuentra situada y por lo tanto interpretar de forma errónea el año típico de la ZAP.

Para Guyana, México, Panamá, Suriname y Venezuela, no se hallaron datos sobre caudales ni generación eléctrica. Por este motivo, dichos países no fueron incluidos en el análisis de complementariedad hidroeléctrica. En el caso de Argentina, Chile y Ecuador, se contó con datos sobre caudal de algunos ríos, pero sin las ubicaciones donde se realizaron las mediciones. Por lo tanto, a falta de datos más precisos, el estudio consideró que los datos representan el caudal en el lugar donde se sitúan las centrales.

En Brasil, las centrales hidroeléctricas se agruparon por cuencas. La información utilizada fue el caudal afluente natural mensual de las centrales hidroeléctricas en el periodo de 1931 a 2014 proporcionado por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico [ONSa]. En el caso de las centrales hidroeléctricas en cascada, el estudio consideró únicamente la central situada aguas abajo. A continuación, el caudal de las centrales situadas aguas abajo se sumó al caudal de las centrales situadas en otros ríos de la misma cuenca. Las cuencas del año estándar que lograron la misma estacionalidad en la curva del año típico fueron agrupadas en la misma ZAP, por lo que se obtuvieron tres ZAP. La ZAP Brasil 1 comprende las cuencas del Atlántico Sur y del Uruguay, mientras que la ZAP Brasil 2 está formada por las cuencas del Atlántico Este y Atlántico Sudeste. Por último, la ZAP Brasil 3 está compuesta por las cuencas del Paranaíba, San Francisco, Tocantins, Amazonas, Paraguay y Paraná. La ZAP Brasil 1 presenta una tendencia de caudal creciente de mayo a octubre. Por otra parte, la ZAP Brasil 2 presenta un aumento en el caudal desde octubre hasta fin de año. La ZAP 3 presenta mayores caudales entre los meses de octubre y marzo [ONSb].

Brasil fue el caso más complejo porque tiene más centrales hidroeléctricas y un territorio más extenso que los demás países de América Latina.

La ZAP de Guyana Francesa se obtuvo mediante datos de los caudales naturales de las centrales hidroeléctricas para el periodo 2010 a 2016 provistos por Système d'Information du Développement Durable et de l'Environnement (Sistema Informático sobre Desarrollo Sostenible y Medio Ambiente, SIDE por sus siglas en francés). Los caudales de Guyana Francesa tienen un comportamiento similar durante todo el año, por lo que se los asignó a la misma ZAP.

Los datos recopilados para Paraguay corresponden al caudal afluente a sus dos centrales hidroeléctricas binacionales más importantes: Itaipú y Yaciretá. Los datos de caudal natural de Yaciretá se obtuvieron en el sitio de internet

oficial de la central Entidad Binacional Yaciretá (EBY), mientras que la información sobre Itaipu fue proporcionada por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS). Dado que estas centrales presentan una trayectoria similar, fueron ubicadas en la misma ZAP.

En Uruguay, el año típico se basó en datos de generación eléctrica mensual proporcionados por la Administración del Mercado Eléctrico [ADME] para el periodo 2012 a 2016. Una vez realizada la normalización, se observó que las centrales hidroeléctricas uruguayas presentaban una tendencia similar durante el año y por eso el país tienen una sola ZAP.

En el caso de Argentina, el año estándar se obtuvo a partir de datos de caudal fluvial para el periodo 1994 a 2016 proporcionados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico [CAMMESA]. En el presente estudio se analizaron siete centrales hidroeléctricas, las cuales fueron debidamente asignadas a dos ZAP. Una está compuesta por seis centrales y la otra por la central Yaciretá, debido a que presentan diferentes comportamientos hidrológicos. En el primer caso, los caudales comienzan siendo bajos y aumentan hasta la mitad del año, mientras que en la ZAP Argentina 2 sucede lo contrario, ya que el caudal disminuye hasta septiembre [CAMMESA].

De manera similar, Chile también fue dividido en dos ZAP. Para crear el año estándar, se utilizaron los datos de caudal fluvial para el periodo 2000 a 2016 proporcionados por el Sistema Nacional de Información del Agua [SNIA]. Chile 1 incluye las regiones del Bio Bío y Maule, mientras que las regiones Metropolitana y O'Higgins se incluyeron en la ZAP Chile 2. Chile 1 presenta una tendencia de caudal creciente de enero a julio y decreciente entre julio y diciembre. Por otra parte, el caudal de Chile 2 presenta una disminución de enero a julio y luego aumenta desde julio hasta fin de año [SNIA].

En el análisis de Bolivia, los datos proporcionados por el Comité Nacional de Despacho de Carga [CNDC] corresponden al caudal afluente natural mensual para el periodo 2008 a 2016. Las centrales hidroeléctricas Corani y Chojlla son las más grandes y las demás son muy pequeñas. Las centrales hidroeléctricas principales corresponden a la misma ZAP. Todas presentaron un aumento en el caudal hasta marzo y luego una disminución hasta septiembre, cuando aumentan nuevamente con el comienzo de la época de lluvias [CNDC].

En Ecuador, el año estándar se obtuvo a partir de datos de caudal fluvial para el periodo 1990 a 2013. En este país se identificaron dos patrones hidrológicos bien diferenciados. Las centrales hidroeléctricas de Ocaña, Marcel Lania-

do y Manduriacu forman la primera ZAP, que presentan un caudal mayor de enero a junio. La segunda ZAP se definió en base a datos de las centrales hidroeléctricas Paute y Mazar que tenían mayor caudal entre mayo y septiembre [INAHMI].

El año típico de Colombia se obtuvo mediante datos de caudal natural para el periodo 2000-2014, publicados por Interconexión Eléctrica S.A. [ISA]. Este país tiene dos ZAP. Colombia 1 incluye las regiones de Antioquía, Caribe y Este, mientras que Colombia 2 está compuesta por las áreas de Valle y Central. La primera tiene mayor caudal de enero a julio y luego disminuye hacia el final del año. Sin embargo, la segunda región presenta una trayectoria bien diferente, dado que el caudal aumenta hasta mayo, luego disminuye pronunciadamente hasta septiembre y luego vuelve a aumentar desde septiembre hasta diciembre [ISA].

En Costa Rica, el año estándar representa datos de generación eléctrica mensual proporcionados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de 2011 a 2015 [ICE]. Estos datos se dividieron en tres patrones diferentes que sustentaron las tres ZAP analizadas en el presente informe. La primera ZAP presenta un patrón de mayor generación eléctrica entre los meses de enero y julio, representada por las centrales hidroeléctricas de Dengo, Arenal y Sandillal. La segunda ZAP está representada por las centrales hidroeléctrica Garita 1 y 2, Garita 3 y 4, Pirris y Poas I y II, que presentan mayor generación eléctrica en los meses de septiembre a diciembre. La tercera ZAP estuvo representada por las centrales hidroeléctricas Peñas Blancas, Cariblanco, Tapezco, Platanar, Zuerkata y Don Pedro, que presentan mayor generación eléctrica en julio, noviembre y diciembre.

La ZAP de El Salvador se obtuvo mediante los datos de caudal natural para el periodo de 2005 a 2014 de las centrales hidroeléctricas de Guajoyo, Cerrón Grande, 5 de Noviembre y 15 de Septiembre, suministrados por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET). El año estándar obtenido presenta mayores caudales entre los meses de julio y noviembre [SIGET].

El año estándar de Guatemala también está sustentado por los datos de generación eléctrica mensual entre los años 2006 y 2012 obtenidos de la página de internet de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). El año estándar se obtuvo en base a las centrales hidroeléctricas de Aguacapa, Candelaria, El Canadá, Los Esclavos, Las Vacas, Matanzas, Pasa Bien, Poza Verde y Renace, que presentaron un patrón de mayor generación de junio a noviembre [CNEE].

En Honduras, los datos recopilados fueron generación eléctrica mensual entre 2006 y 2014 de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), el año estándar se estableció en base a datos de las centrales hidroeléctricas El Nispero y Nacaome y se obtuvo un patrón de elevada generación en los periodos de mayo a octubre [ENEE].

En Nicaragua, los datos proporcionados por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) son el caudal natural afluente mensual de las centrales hidroeléctricas de Apán, Asturias y La Virgen para el periodo 2006 a 2015.

El año estándar establecido presentó mayores aportes de volumen de agua en los meses de junio a noviembre [INE].

El año estándar de Perú se construyó en base a datos de caudal natural para el periodo 1992 a 2015 publicados por el Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES). Los datos de caudal utilizados para el cálculo correspondieron al río Mantaro, Santa Eulalia, Tamboraque, Santa, Chancay, Charcani V, Aricota I y II y San Gaban. El período de mayor caudal va de enero a mayo [COES SINAC].



04.

Resultados

La presente sección presenta los resultados más relevantes, así como un tutorial para entender todos los productos obtenidos a partir del estudio.

4.1. Complementariedades energéticas - Análisis temporal

La [Figura 5](#) y la [Figura 6](#) muestran la potencial generación y posible complementariedad entre dos áreas que se encuentran fuertemente correlacionadas a escala horaria (EÓLICA_BR_Ao6 y SOLAR_CL_Ao3). Las figuras muestran que el emplazamiento de Brasil tiene intensa actividad eólica en las primeras horas del día y los recursos solares de la otra área podrían complementar su reducción durante el día. También muestra la disponibilidad de recursos durante típicas semanas de verano e invierno y exhibe los impactos estacionales. Debido a que la capacidad solar instalable es mucho mayor en Chile que la capacidad eólica instalable en el ZAP Brasileño, la potencial generación que promovería complementariedad se normalizó utilizando el criterio P50⁷ para la capacidad eólica firme. Esto significa que el análisis supone que la capacidad solar es igual a la media de las series temporales de generación eólica en el sitio de Brasil.

⁷ Criterios originales indicados por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil para calcular la cantidad de generación esperada para una central eólica para mitigar el riesgo económico asociado a la variabilidad interanual del recurso. Significa que hay una probabilidad del 50% de que la producción del parque eólico sea mayor que la energía firme determinada por este criterio.



Figura 5. Variabilidad de dos áreas con fuertes correlaciones horarias durante una semana de verano.

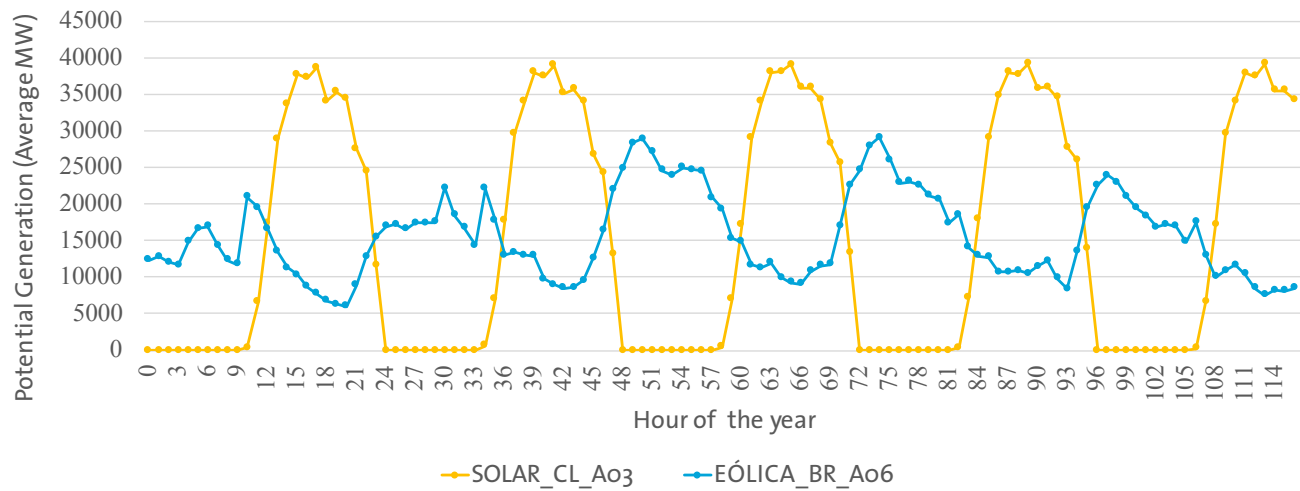
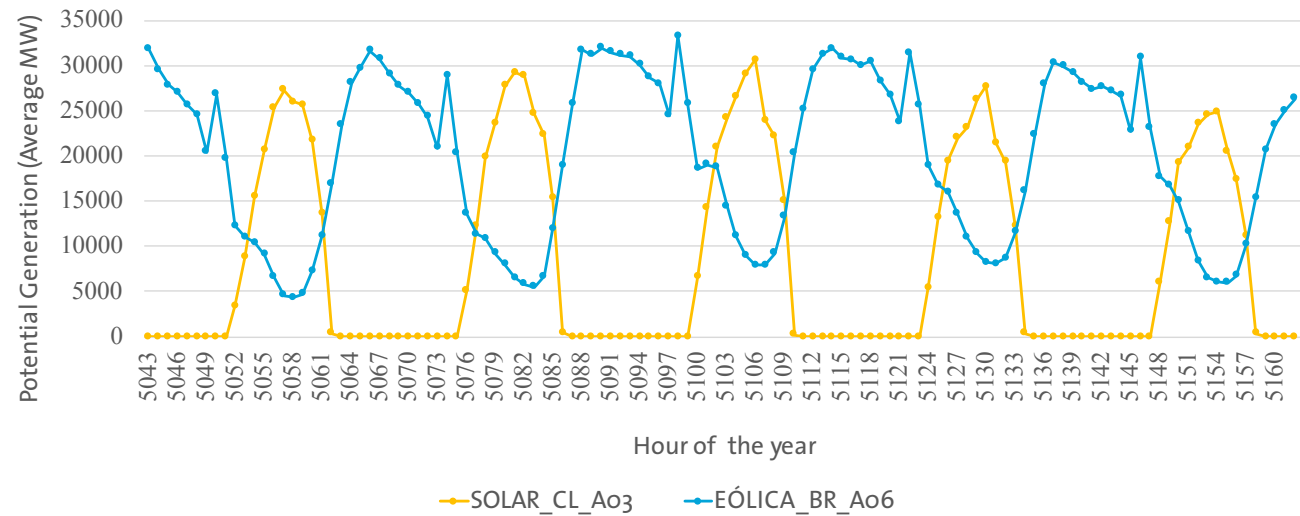


Figura 6: Variabilidad de dos áreas con fuertes correlaciones horarias durante una semana de invierno.



Los veinte pares con mayor correlación horaria se exhiben en la [Tabla 3](#). Las correlaciones más fuertes se dan entre el área EÓLICA_BR_o6 y otras ZAP de recurso solar distribuidas por la región. Esto se debe a que el área situada en Brasil tiene mayores velocidades de viento durante la noche y pueden ser complementadas por generación solar durante el día.

La [Figura 7](#) y la [Figura 8](#) describen la complementariedad estacional entre las áreas de Eólica_PE_Ao1 y Eólica_PA_Ao1

Ao1, y Eólica_BR_Ao1 y Eólica_BR_Ao3, respectivamente. Estas áreas tienen un elevado valor (absoluto) de coeficiente de correlación en términos de generación de energía potencial mensual. Nuevamente, los valores mensuales de energía se ajustaron utilizando el criterio P50 para mostrar gráficamente las cantidades de generación de energía que podrían tener complementariedad a pesar de los diferentes potenciales entre dichas áreas. Los veinte pares con mayor correlación mensual se exhiben en la [Tabla 4](#).

Tabla3. Los veinte pares con los mayores factores de correlación horaria

Par		Factor de correlación
SOLAR_PE_Ao1	EÓLICA_BR_Ao6	-0,451
SOLAR_ES_Ao1	EÓLICA_BR_Ao6	-0,444
SOLAR_CL_Ao3	EÓLICA_BR_Ao6	-0,442
SOLAR_VE_Ao1	EÓLICA_BR_Ao6	-0,442
SOLAR_VE_Ao3	EÓLICA_BR_Ao6	-0,442
SOLAR_CO_Ao2	EÓLICA_BR_Ao6	-0,441
SOLAR_CO_Ao1	EÓLICA_BR_Ao6	-0,441
SOLAR_CL_Ao1	EÓLICA_BR_Ao6	-0,439
SOLAR_EC_Ao1	EÓLICA_BR_Ao6	-0,436
SOLAR_CL_Ao2	EÓLICA_BR_Ao6	-0,432
SOLAR_PE_Ao2	EÓLICA_BR_Ao6	-0,431
SOLAR_BR_Ao1	EÓLICA_BR_Ao6	-0,423
SOLAR_AR_Ao1	EÓLICA_BR_Ao6	-0,422
SOLAR_PA_Ao1	EÓLICA_BR_Ao6	-0,417
SOLAR_MX_Ao6	EÓLICA_BR_Ao6	-0,414
SOLAR_MX_Ao8	EÓLICA_BR_Ao6	-0,414
SOLAR_VE_Ao2	EÓLICA_BR_Ao6	-0,412
SOLAR_AR_Ao2	EÓLICA_BR_Ao6	-0,411
SOLAR_MX_Ao5	EÓLICA_BR_Ao6	-0,408
SOLAR_MX_Ao7	EÓLICA_BR_Ao6	-0,407

Tabla4. Los veinte pares con los mayores factores de correlación mensual

Par		Factor de correlación
EÓLICA_VE_Ao4	EÓLICA_BR_Ao3	-0,907
EÓLICA_VE_Ao3	EÓLICA_BR_Ao4	-0,889
EÓLICA_VE_Ao3	EÓLICA_BR_Ao5	-0,888
EÓLICA_VE_Ao3	EÓLICA_BR_Ao3	-0,875
EÓLICA_VE_Ao4	EÓLICA_BR_Ao4	-0,86
EÓLICA_SU_Ao1	EÓLICA_BR_Ao3	-0,851
EÓLICA_BR_Ao5	EÓLICA_BR_Ao1	-0,850
SOLAR_MX_Ao1	EÓLICA_CL_Ao1	-0,849
EÓLICA_SU_Ao1	EÓLICA_BR_Ao4	-0,844
EÓLICA_VE_Ao2	EÓLICA_BR_Ao3	-0,837
SOLAR_BR_Ao3	EÓLICA_BR_Ao1	-0,835
SOLAR_ES_Ao1	EÓLICA_AR_Ao1	-0,832
SOLAR_BR_Ao3	EÓLICA_VE_Ao3	-0,830
SOLAR_VE_Ao3	EÓLICA_EC_Ao1	-0,825
SOLAR_PA_Ao1	EÓLICA_AR_Ao1	-0,822
EÓLICA_VE_Ao2	EÓLICA_BR_Ao4	-0,816
EÓLICA_PE_Ao1	EÓLICA_BR_Ao1	-0,809
SOLAR_EC_Ao1	EÓLICA_VE_Ao3	-0,809
EÓLICA_BR_Ao1	EÓLICA_AR_Ao1	-0,802
EÓLICA_PE_Ao1	EÓLICA_CO_Ao2	-0,801

Figura 7. Complementariedad estacional entre áreas con elevado factor de correlación mensual: EÓLICA_PE_Ao1 y EÓLICA_PA_Ao1

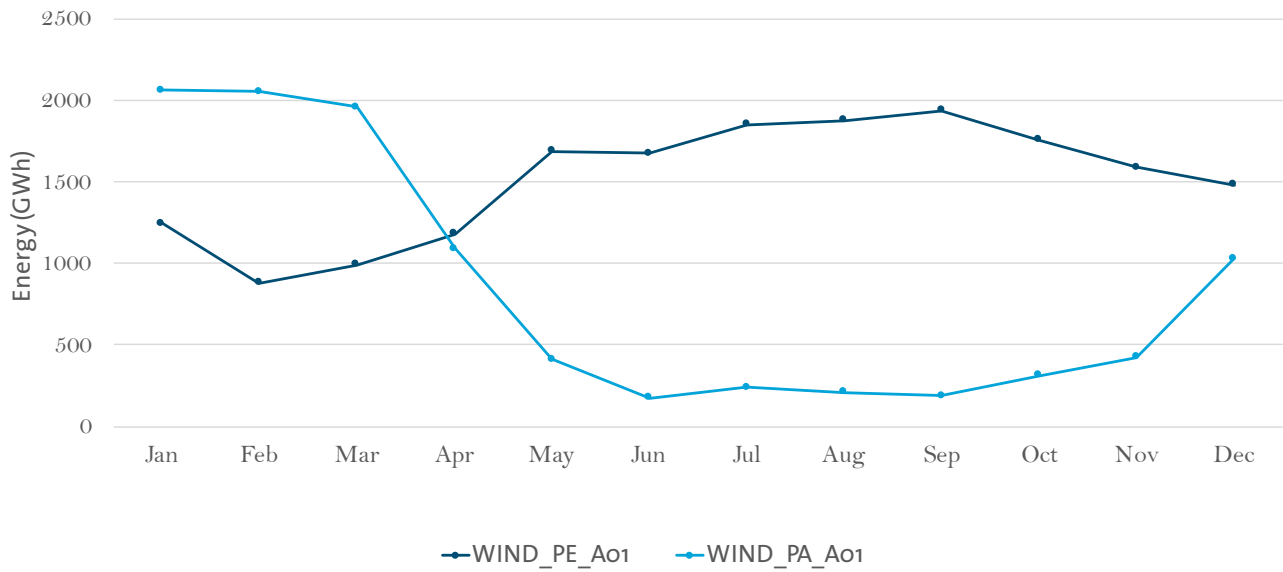
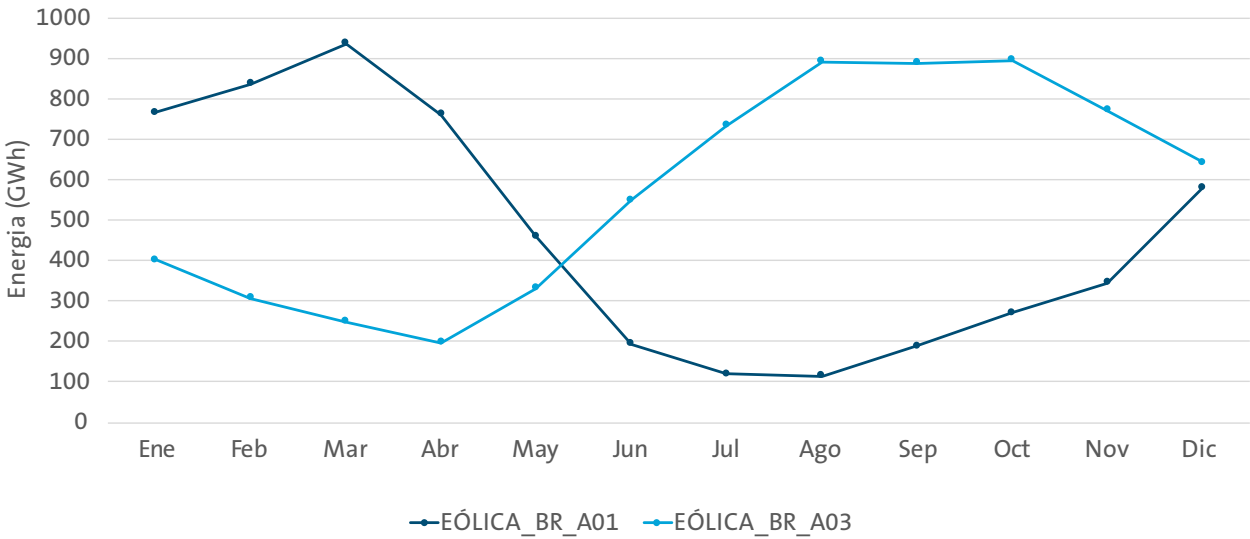


Figura 8. Complementariedad estacional entre áreas con elevado factor de correlación mensual: EÓLICA_BR_Ao1 y EÓLICA_BR_Ao3



4.2. Complementariedades energéticas - Análisis geográfico en base a datos a escala horaria

Se utilizaron mapas⁸ para especificar las regiones con buenas evidencias de complementariedad de recursos eólicos y solares en América Latina utilizando bases de datos horarios. Los mapas se desarrollaron utilizando los criterios de decisión⁹, frecuencia e intensidad de correlaciones, lo que permite visualizar las áreas con buen potencial de complementariedad entre recursos energéticos.

Es preciso tener en cuenta que las áreas evaluadas consideraran únicamente la potencial integración de recursos energéticos. No se evaluó la capacidad física para integrar estas áreas mediante interconexiones eléctricas. Esto requeriría de un tipo de análisis diferente, que incluya diferentes formas de integración física y económica entre regiones de América Latina.

La Figura 9 muestra la correlación de la ZAP EÓLICA_BR_Ao6 con las ZAP SOLAR_PE_Ao1, SOLAR_ES_Ao1, SOLAR_CL_Ao3, SOLAR_VE_Ao1, SOLAR_VE_Ao3, SOLAR_CO_Ao2, SOLAR_CO_Ao1, SOLAR_CL_Ao1, SOLAR_EC_Ao1, SOLAR_CL_Ao2, SOLAR_PE_Ao2, SOLAR_BR_Ao1, SOLAR_AR_Ao1, SOLAR_PA_Ao1, SOLAR_MX_Ao6, SOLAR_MX_Ao8, SOLAR_VE_Ao2, SOLAR_AR_Ao2, SOLAR_MX_Ao5, SOLAR_MX_Ao7, SOLAR_MX_Ao4 y SOLAR_AR_Ao3. Todas las correlaciones son mayores a -0,40, lo cual indica una buena complementariedad entre las regiones. Es decir, el régimen eólico entre estas regiones es opuesto durante el día. El motivo por el cual la ZAP EÓLICA_BR_Ao6 se correlaciona con el recurso solar de los otros emplazamientos se debe al ca-

racterístico viento que sopla en esta área durante la noche. Esta correlación negativa puede utilizarse para minimizar la variabilidad total de los recursos.

La Figura 10 muestra la correlación de la ZAP EÓLICA_BR_Ao3 con la ZAP EÓLICA_VE_Ao3. La correlación es -0,40, lo cual indica una buena complementariedad entre las regiones.

4.3. Complementariedades energéticas - Análisis geográfico en base a un enfoque estacional

Se utilizaron mapas¹⁰ para especificar las regiones con buenas evidencias de complementariedad de recursos eólicos y solares en América Latina, utilizando la disponibilidad mensual promedio de recursos. Los mapas se desa-

⁸ Estos mapas se desarrollaron en base a matrices de correlaciones de datos horarios de recursos eólicos y solares. Sólo 23 regiones con los mejores indicadores de complementariedad figuran en el mapa del cuerpo principal del texto.

⁹ La frecuencia de correlaciones negativas y la intensidad de estas correlaciones se utilizaron como criterio de decisión. Los resultados presentados en la Figura 9 y la Figura 10 muestran una correlación negativa durante los 15 años de la serie temporal. Por lo tanto, el criterio de decisión más importante fue el valor de la intensidad de correlación entre áreas y recursos.

¹⁰ Estos mapas se desarrollaron en base a matrices de promedios mensuales de correlaciones de series de tiempo de recursos eólicos y solares. Sólo 20 regiones con los mejores indicadores de complementariedad figuran en el mapa del cuerpo principal del texto.

Figura 9. ZAP EÓLICA_BR_Ao6 y su región relacionada con buenas evidencias de complementariedad horaria

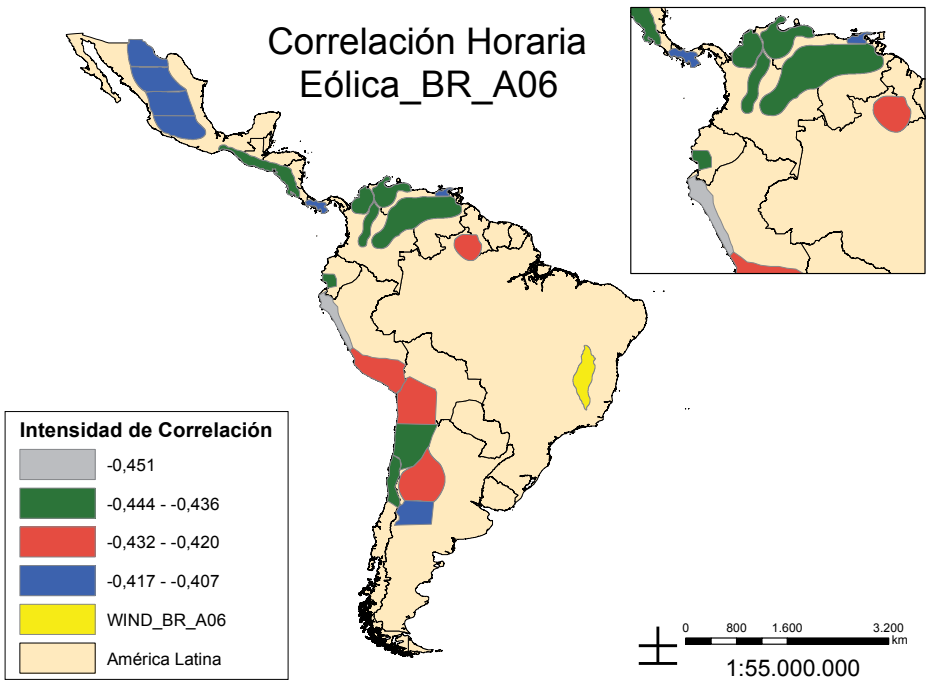
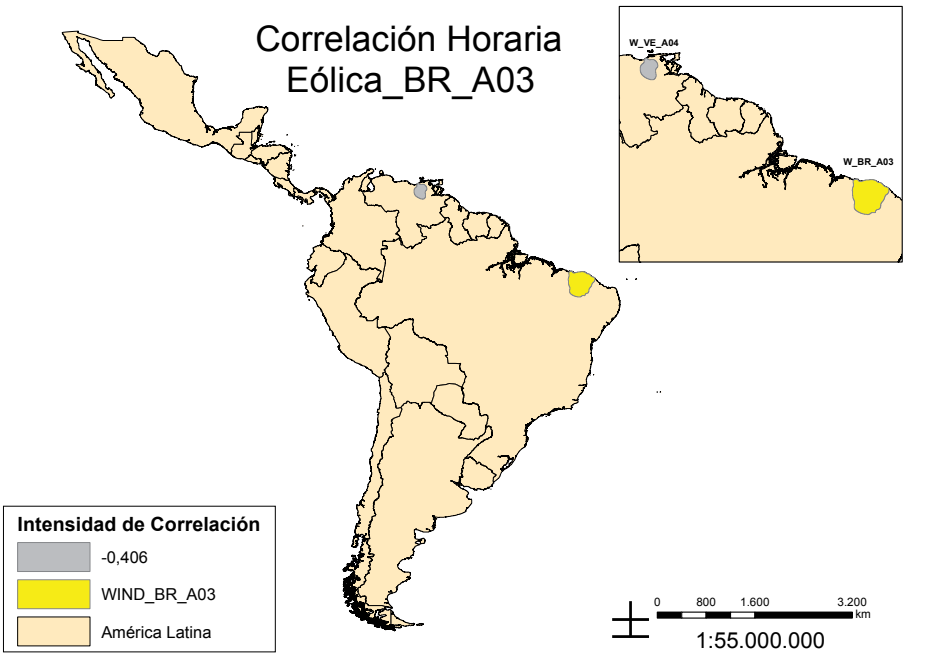


Figura 10. ZAP EÓLICA_BR_Ao3 y su región relacionada con buenas evidencias de complementariedad horaria



rollaron utilizando los criterios de decisión¹¹, frecuencia e intensidad de correlaciones, lo que permite visualizar las áreas con buen potencial de complementariedad entre recursos energéticos.

La **Figura 11** muestra la correlación de la ZAP EÓLICA_BR_A03 con las ZAP EÓLICA_VE_A04, EÓLICA_VE_A03, EÓLICA_VE_A02, EÓLICA_SU_A01. Todas las correlaciones son mayores a -0,81, lo cual indica una muy buena complementariedad entre las regiones. Es decir, el régimen eólico entre estas regiones es opuesto durante el año. Esta correlación negativa puede utilizarse para minimizar la variabilidad total de los recursos.

44

La **Figura 12** muestra la correlación de la ZAP EÓLICA_BR_A04 con las ZAP EÓLICA_VE_A04, EÓLICA_VE_A03, EÓLICA_VE_A02, EÓLICA_SU_A01. Todas las correlaciones son mayores a -0,81, lo cual indica una muy buena complementariedad entre las regiones. Es decir, el régimen eólico entre estas regiones es opuesto durante el año. Esta correlación negativa puede utilizarse para minimizar la variabilidad total de los recursos.

La **Figura 13** muestra la correlación de la ZAP EÓLICA_BR_A05 con la ZAP EÓLICA_VE_A03. La correlación es -0,88, lo cual indica una muy buena complementariedad entre las regiones.

La **Figura 14** muestra la correlación de la ZAP EÓLICA_BR_A01 con las ZAP EÓLICA_BR_A05, SOLAR_BR_A03, EÓLICA_PE_A01. Todas las correlaciones son mayores a -0,80, lo cual indica nuevamente una muy buena complementariedad entre las regiones.

La **Figura 15** muestra la correlación de la ZAP EÓLICA_AR_A01 con las ZAP SOLAR_ES_A01, SOLAR_PA_A01, EÓLICA_BR_A01. Todas las correlaciones son mayores a -0,80, lo cual indica una muy buena complementariedad entre las regiones.

La **Figura 16** muestra la correlación de la ZAP EÓLICA_EC_A01 con la ZAP SOLAR_VE_A03. La correlación es -0,82, lo cual indica una muy buena complementariedad entre las regiones.

La **Figura 17** muestra la correlación de la ZAP EÓLICA_CL_A01 con la ZAP SOLAR_MX_A01. La correlación es -0,84, lo cual indica una muy buena complementariedad entre las regiones.

La **Figura 18** muestra la correlación de la ZAP EÓLICA_VE_A03 con la ZAP SOLAR_BR_A03, SOLAR_EC_A01. Todas las correlaciones son mayores a -0,80, lo cual indica una muy buena complementariedad entre las regiones.

La **Figura 19** muestra la correlación de la ZAP EÓLICA_CO_A02 con la ZAP EÓLICA_PE_A01. La correlación es -0,80, lo cual indica una muy buena complementariedad entre las regiones.

4.4.Complementariedades energéticas - Análisis geográfico basado en estacionalidad con ZAP de generación hidroeléctrica

Se utilizaron mapas¹² para especificar las regiones con buenas evidencias de complementariedad de recursos eólicos, solares e hidroeléctricos en América Latina, utilizando el perfil anual promedio de los recursos para calcular la correlación. Estos mapas se desarrollaron utilizando únicamente el criterio de intensidad, dado que el criterio de frecuencia no está disponible para el análisis. Todos los años se agruparon en un año promedio estándar. La intensidad de las correlaciones permite visualizar las áreas con buen potencial de complementariedad entre dichos recursos energéticos.

La **Figura 20** muestra la correlación de la ZAP Hydro_Brazil3 con Hydro_Argentina1, Hydro_Chile1, Hydro_Guatemala, Wind_AR_A03, Wind_BR_A03, Wind_BR_A04, Wind_BR_A10 y Wind_PE_A01. Todas las correlaciones son más negativas que -0.9, lo cual indica una complementariedad ideal entre esas zonas de alto potencial. Es decir, los regímenes hídrico y eólico entre estas regiones son opuestos durante el año. Esta correlación negativa puede utilizarse para minimizar la variabilidad total de los recursos.

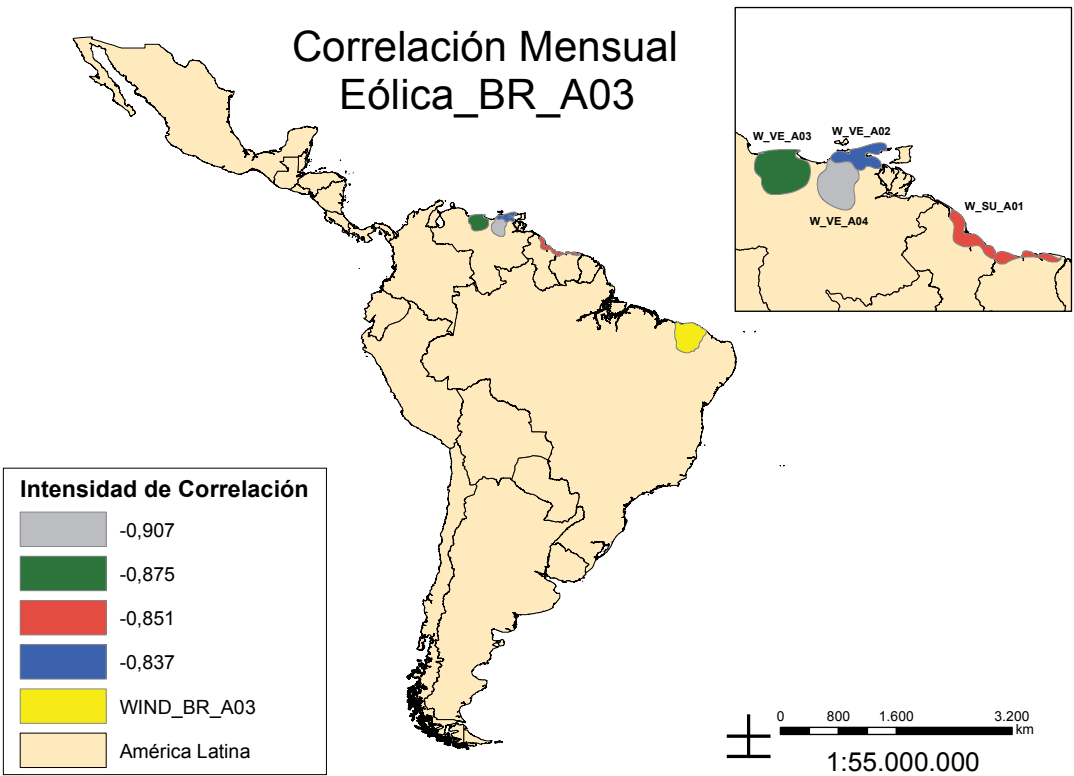
La **Figura 21** muestra la correlación de la ZAP Hydro_Paraguay con Wind_AR_A01, Wind_BO_A01, Wind_BR_A05, Wind_BR_A10, Wind_PE_A01, Wind_PE_A02 y Wind_PE_A03. Todas las correlaciones son más negativas que -0.9, lo que indica una excelente complementariedad entre los recursos renovables de estas zonas.

¹¹ La frecuencia de correlaciones negativas y la intensidad de estas correlaciones se utilizaron como criterio de decisión. Los resultados presentados en los mapas de esta sección muestran una correlación negativa durante los 15 años de la serie temporal. Por lo tanto, el análisis se enfoca en el valor de la intensidad de correlación entre las áreas y los recursos del texto.

¹² Estos mapas se desarrollaron en base a matrices de perfil anual promedio de las correlaciones de series temporales de recursos eólicos, solares e hidroeléctricos. Fue necesario construir un año típico para solucionar el problema de las diferentes extensiones de las series de tiempo para los diferentes recursos y regiones. Sólo 10 regiones con los mejores valores de complementariedad figuran en el cuerpo principal del texto.

La **Figura 22** muestra la correlación de la ZAP Hydro_Chile1 con Hydro_Brazil3, Hydro_Peru, Solar_PA_A01, Wind_BR_A01, Wind_CO_A02, Wind_SU_A01 y Wind_VE_A03. Estas correlaciones también son más negativas que -0.9, lo que indica una excelente complementariedad entre los recursos de estas zonas de alto potencial renovable, hidroeléctrico y eólico en este caso.

Figura 11. ZAP EÓLICA_BR_A03 y sus regiones relacionadas con buenas evidencias de complementariedad mensual



45

Figura 12. ZAP EÓLICA_BR_Ao4 y sus regiones relacionadas con buenas evidencias de complementariedad mensual

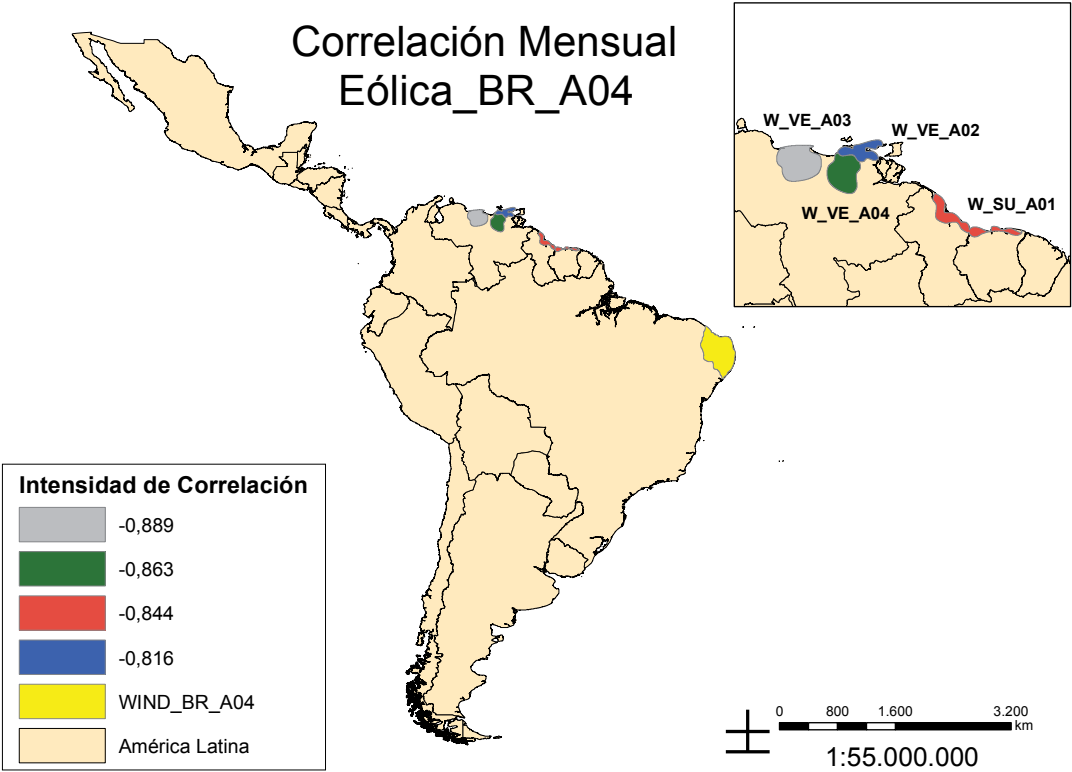


Figura 14. ZAP EÓLICA_BR_Ao1 y sus regiones relacionadas con buenas evidencias de complementariedad mensual

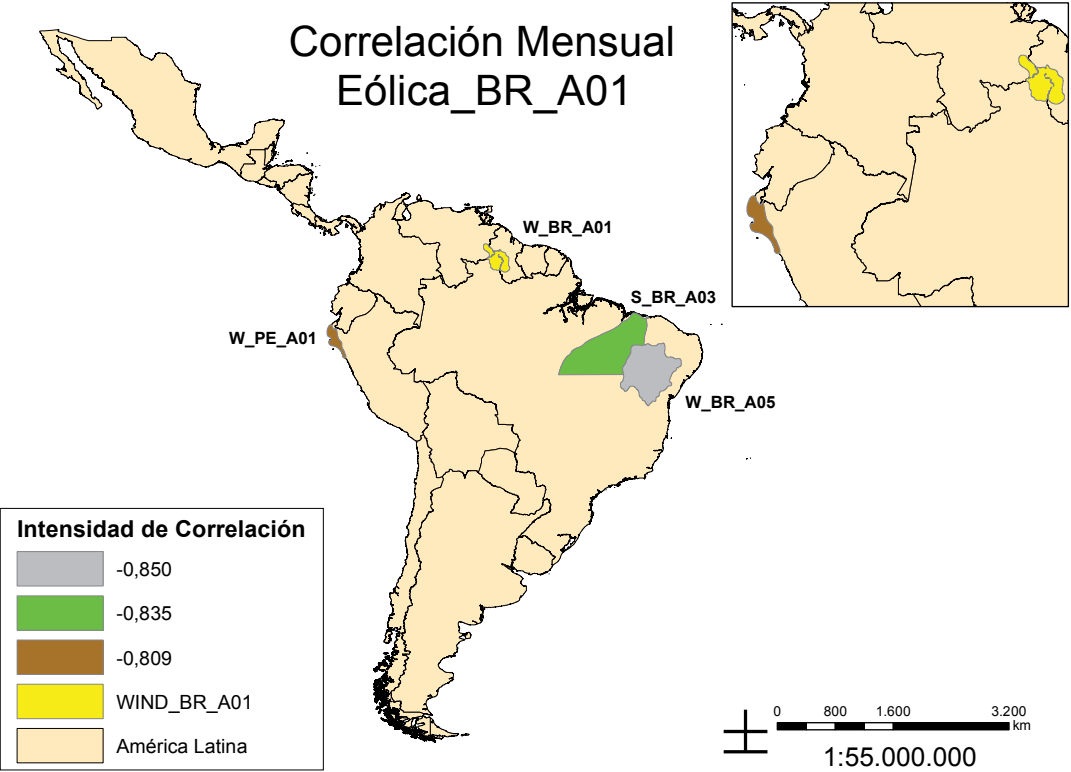


Figura 13. ZAP EÓLICA_BR_Ao5 y sus regiones relacionadas con buenas evidencias de complementariedad mensual

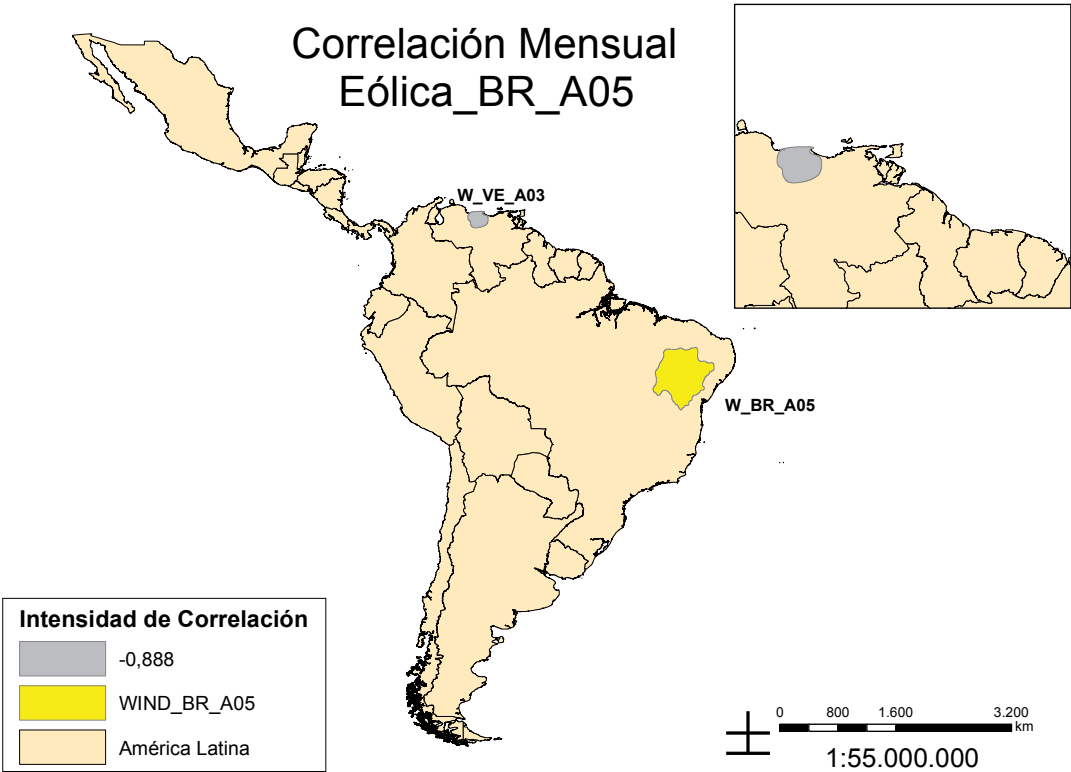


Figura 15. ZAP EÓLICA_AR_Ao1 y sus regiones relacionadas con buenas evidencias de complementariedad mensual

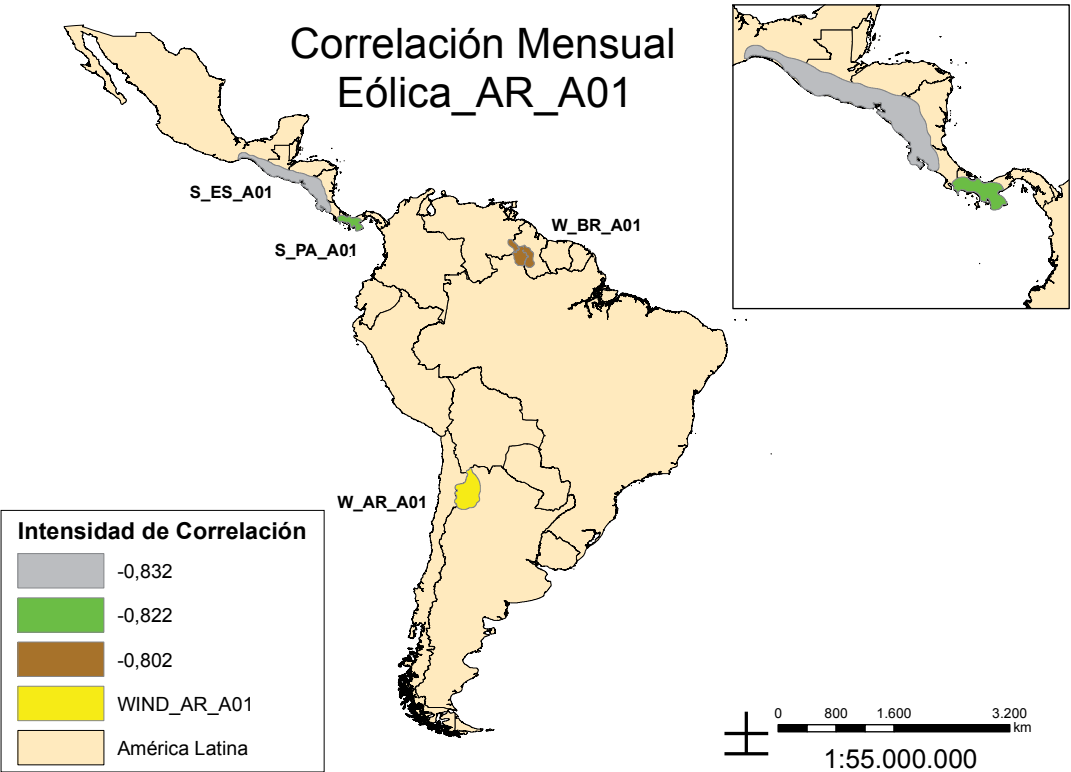
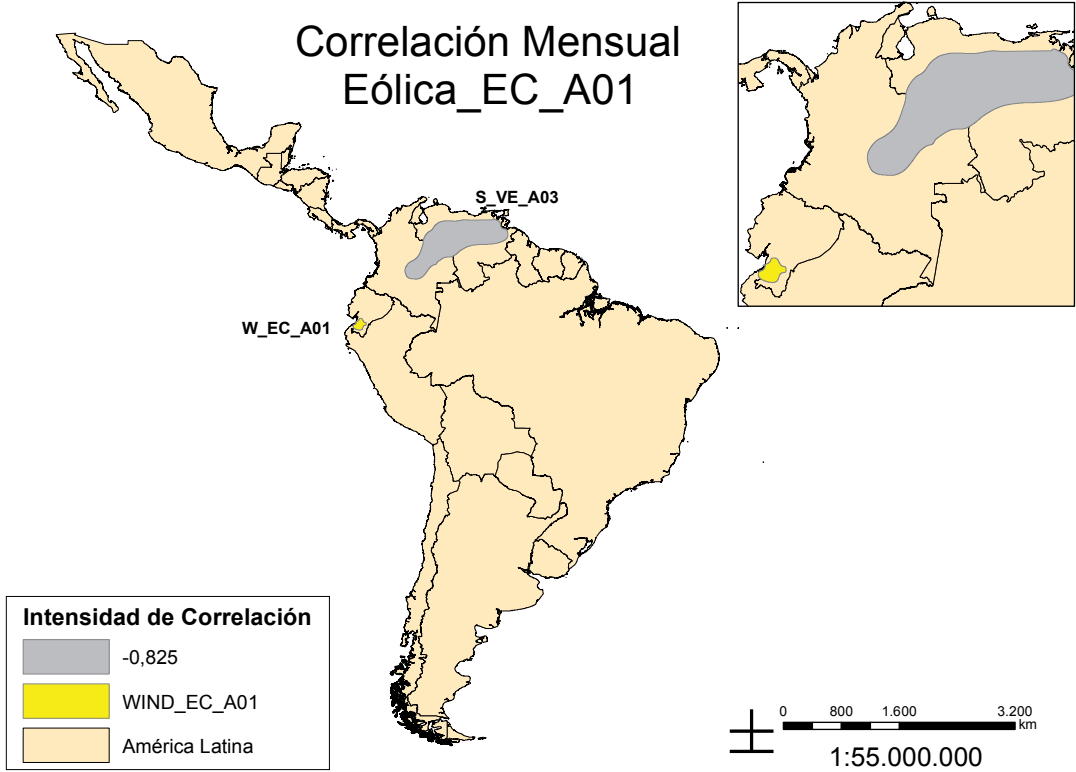
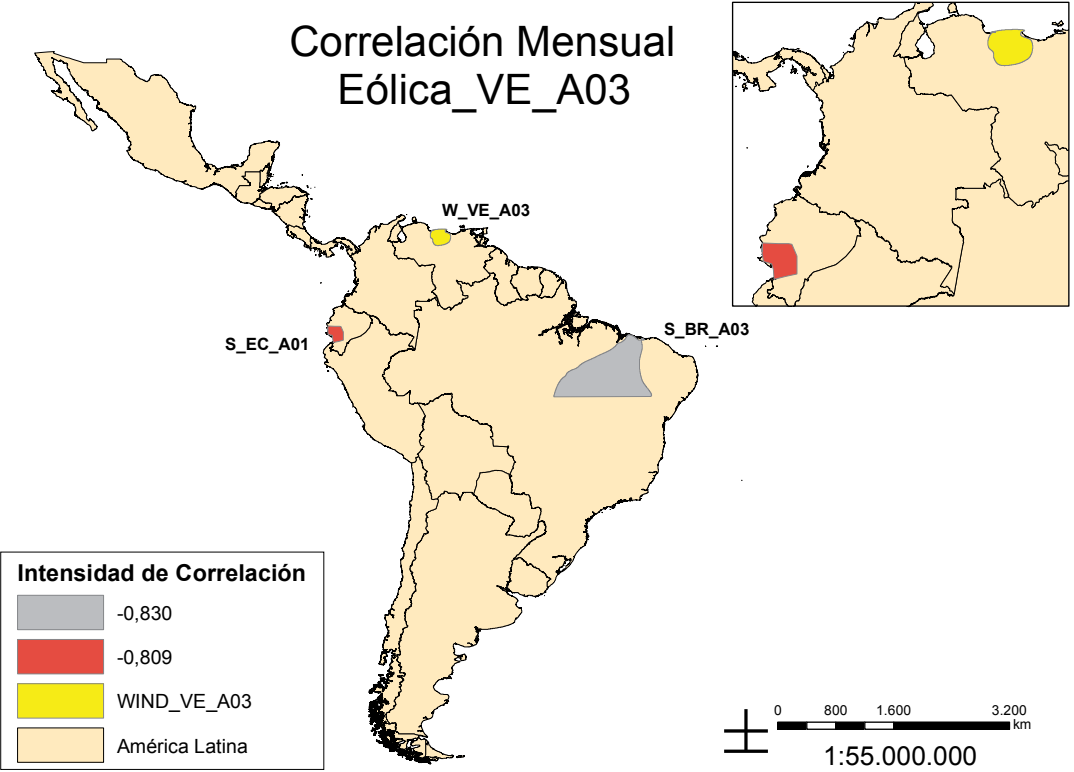


Figura 16. ZAP EÓLICA_EC_A01 y sus regiones relacionadas con buenas evidencias de complementariedad



48

Figura 18. ZAP EÓLICA_VE_A03 y sus regiones relacionadas con buenas evidencias de complementariedad



49

Figura 17. ZAP EÓLICA_CL_A01 y sus regiones relacionadas con buenas evidencias de complementariedad

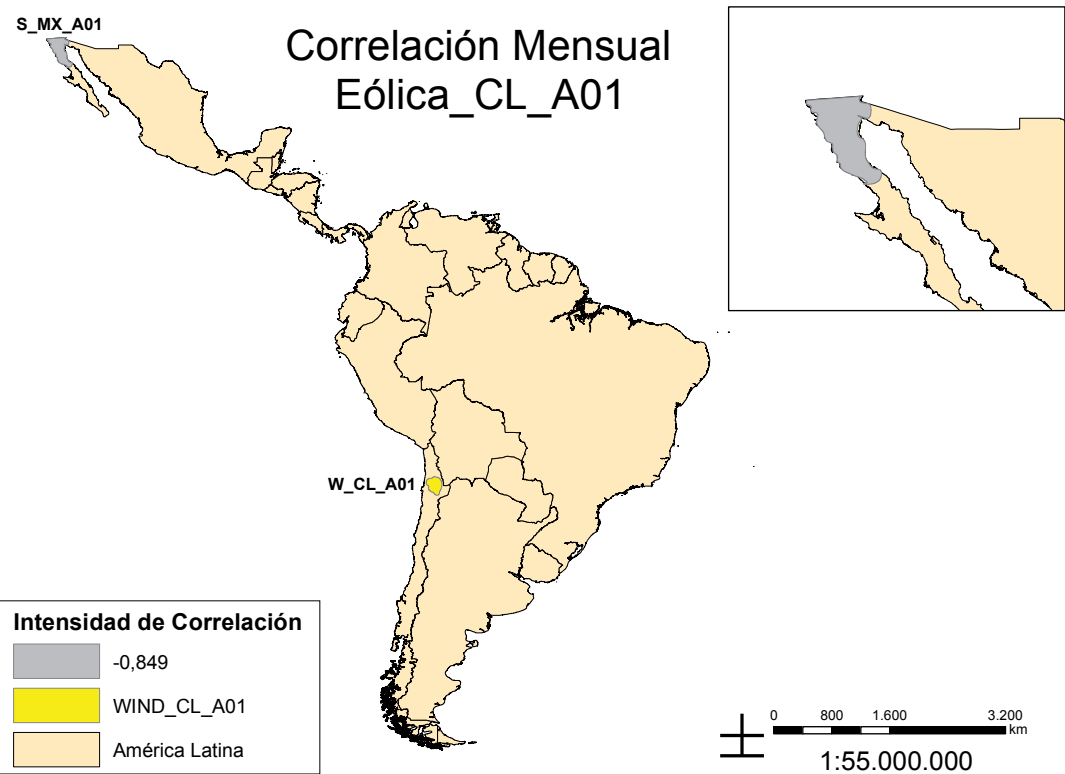


Figura 19. ZAP EÓLICA_CO_A02 y sus regiones relacionadas con buenas evidencias de complementariedad

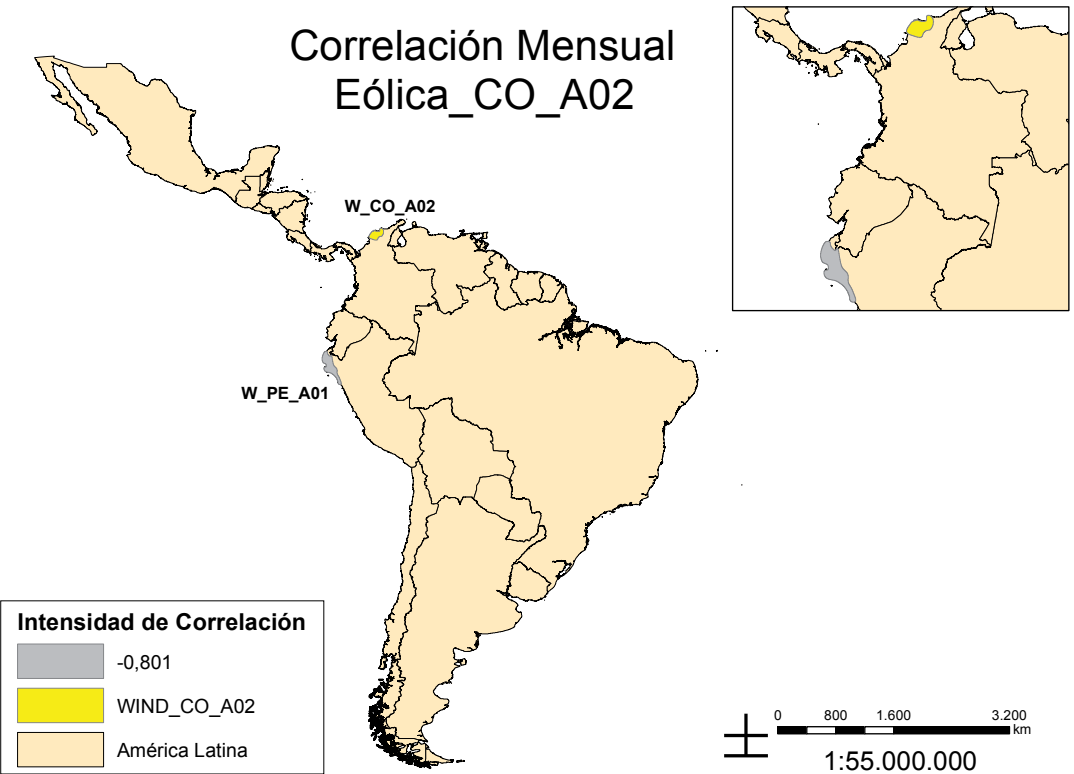


Figura 20. ZAP Hydro_Brazil3 y sus regiones relacionadas con buenas evidencias de complementariedad

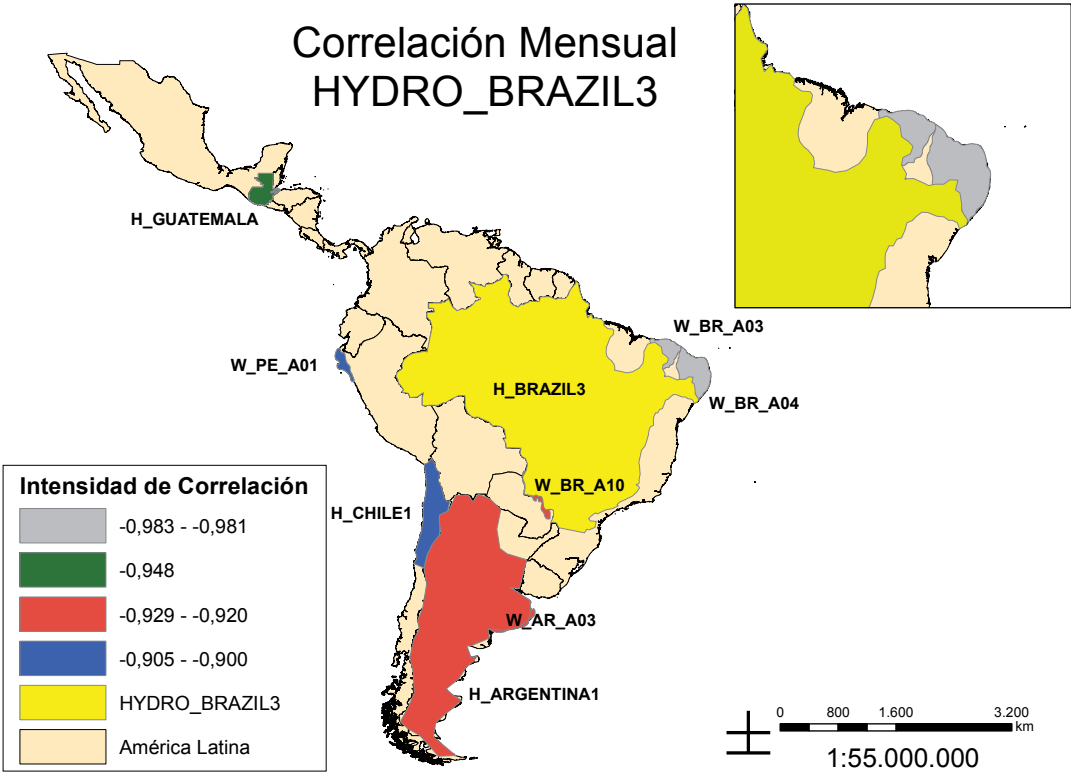


Figura 22. ZAP Hydro_Chile1 y sus regiones relacionadas con buenas evidencias de complementariedad

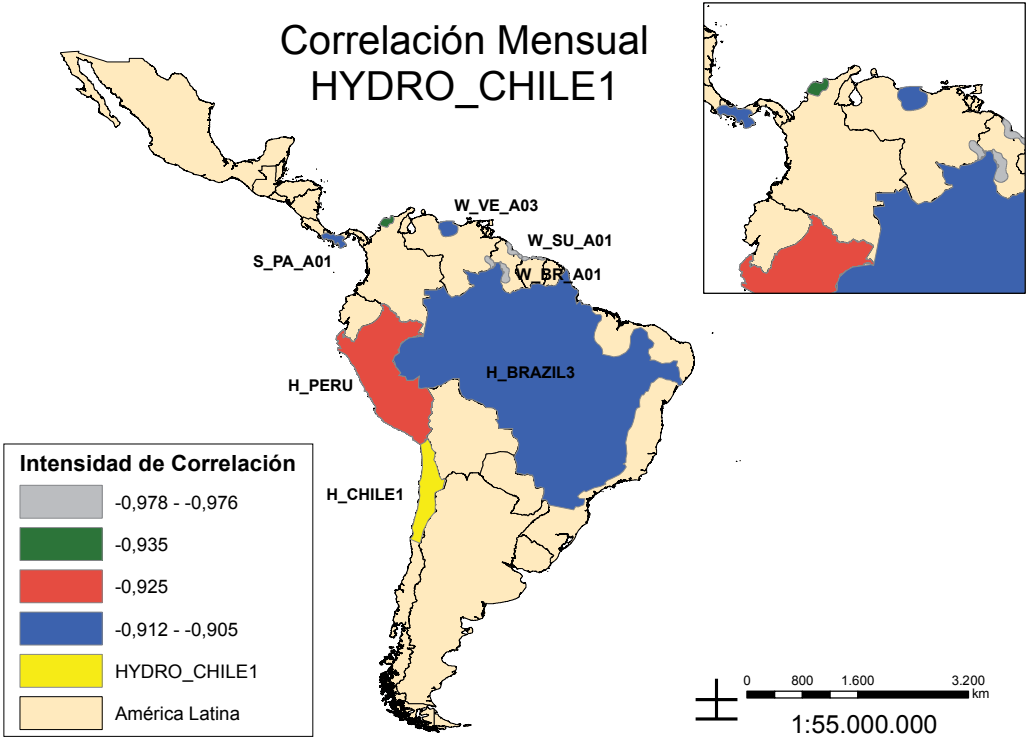
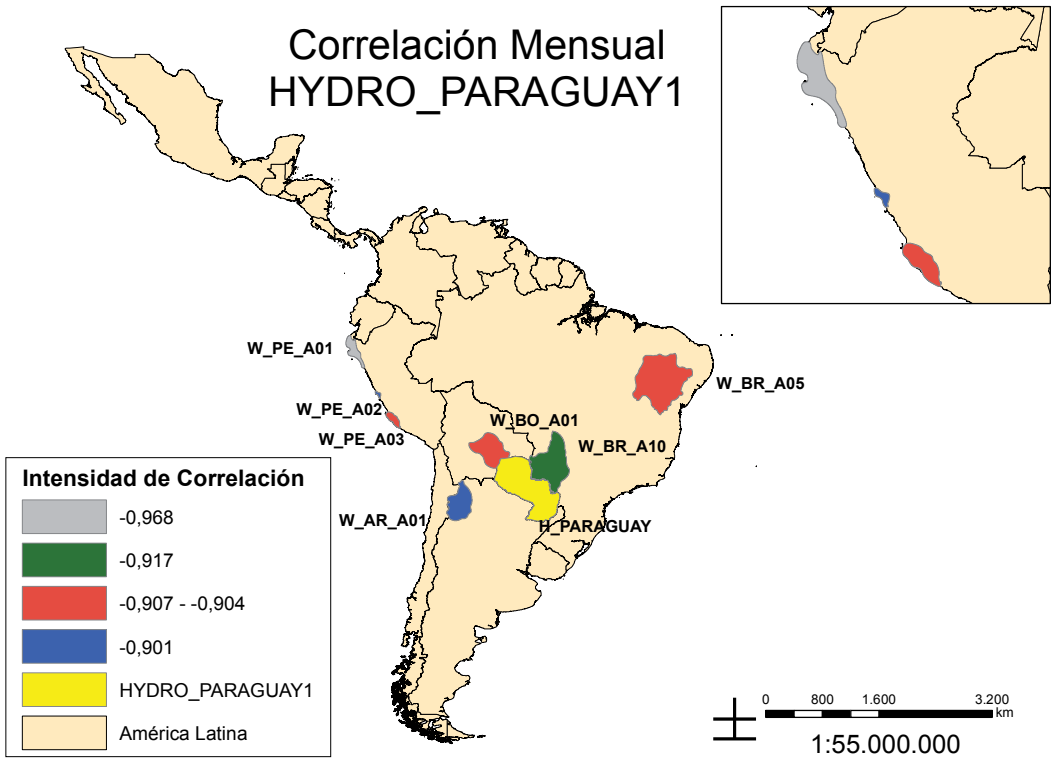


Figura 21. ZAP Hydro_Paraguay y sus regiones relacionadas con buenas evidencias de complementariedad



4.5. Resumen de resultados

Los datos disponibles fueron procesados para obtener los índices de variabilidad y las correlaciones entre las ZAP evaluadas. La Figura 25 y la Figura 26 muestran la intensidad de VIA de cada ZAP eólica y solar.

Figura 25. Variabilidad Inter Anual (VIA) de las Zonas de Alto Potencial (ZAP) eólicas

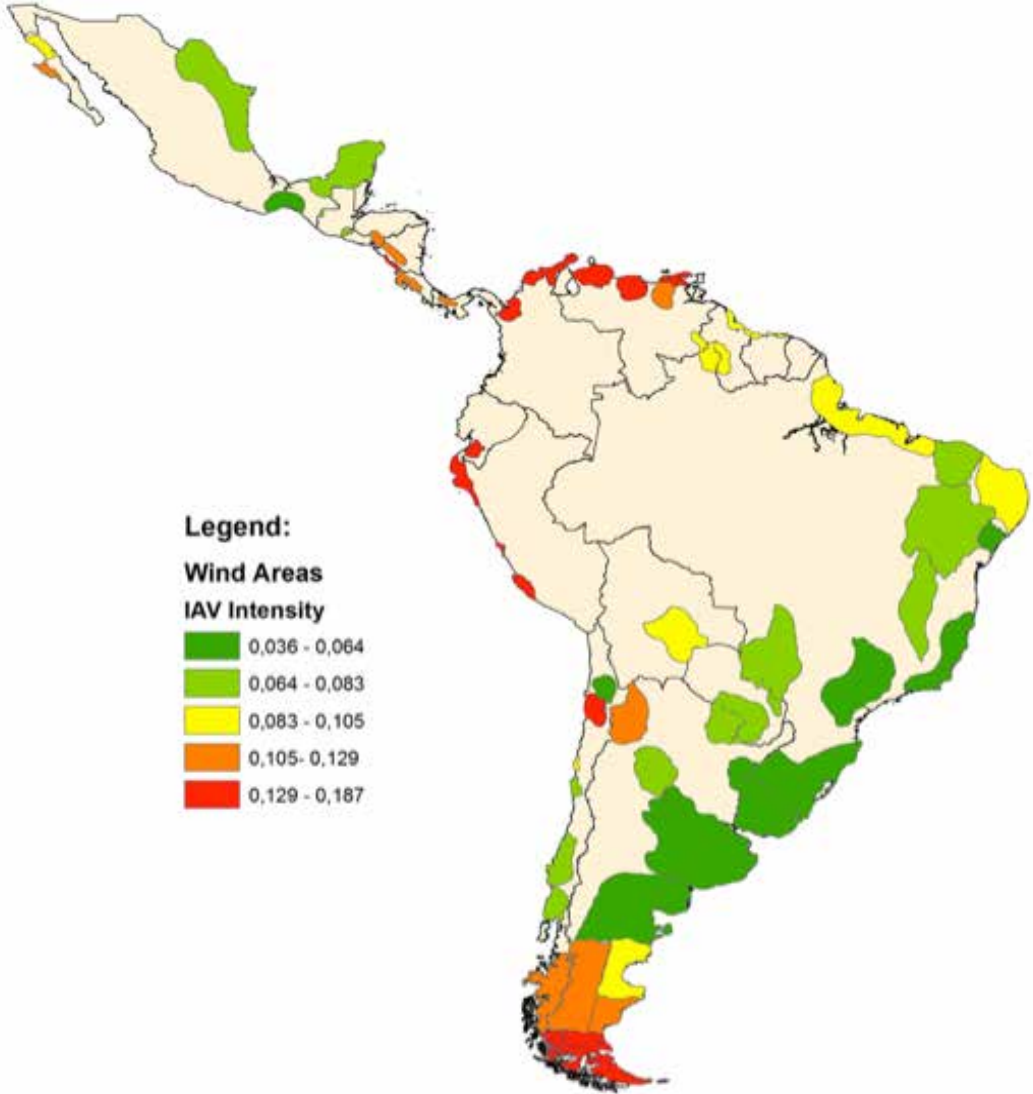
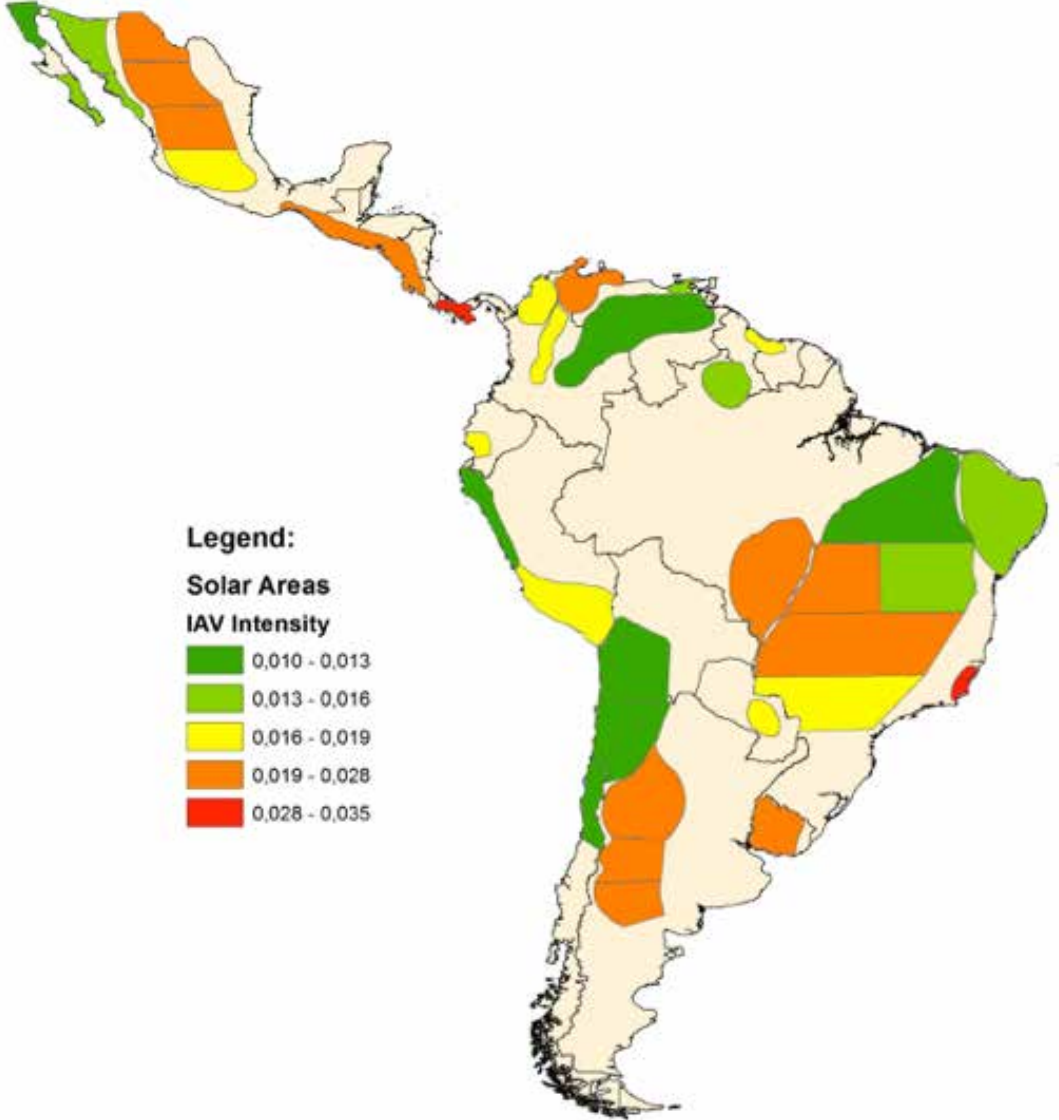


Figura 26. Variabilidad Inter Anual (VIA) de las Zonas de Alto Potencial (ZAP) solares



05.

Análisis

El presente informe se propuso analizar la variabilidad y complementariedad de fuentes de energía renovables en América Latina. Los recursos abordados fueron eólico, solar e hídrico. El principal resultado del trabajo es la información generada mediante análisis estadístico de las bases de datos eólicos, solares e hídricos de América Latina. El análisis se enfocó en comprender la estacionalidad de los recursos, su variabilidad y su posible complementariedad.

Para lograr el objetivo, se siguieron una serie de pasos. Se realizó una revisión de los últimos índices de variabilidad y estudios sobre complementariedad entre recursos renovables. Al mismo tiempo, los datos horarios de radiación solar y velocidad del viento fueron transformados en datos de producción de energía eléctrica. De este modo fue posible evaluar los datos a nivel de integración energética, que es el foco de interés del presente estudio.

Los ciclos naturales en términos de energía solar presentan tres dimensiones: variación estacional, variaciones diarias (desde el amanecer hasta el anochecer) y fluctuaciones de corto plazo debidas a las condiciones meteorológicas. La energía eólica, por otra parte, puede fluctuar según diversas escalas de tiempo; se encuentra sujeta a variaciones estacionales de producción de energía eléctrica pico en invierno

o verano, dependiendo de la región, y a cambios diurnos y horarios. También presenta fluctuaciones en el muy corto plazo, dentro del minuto y de un minuto a otro, que, según IEA (2005) son pequeñas en términos de capacidad instalada comparadas con las variaciones horarias o diarias. Asimismo, las características del recurso eólico también pueden verse afectadas por la orografía, que juega un papel importante en términos de bloquear, desviar y acelerar el viento y puede generar turbulencia. El presente estudio calculó índices de variabilidad utilizando una base de datos a escala horaria. Los índices calculados presentaron una mayor variabilidad en el caso de la generación de energía eólica que en el caso de la generación de energía solar. Esto puede ser explicado por el hecho de que a diferencia de la energía eólica, las mayores variaciones del recurso solar ocurren en períodos de segundos o minutos, las cuales no alcanzan a ser captadas en un índice con base horaria. Adicionalmente, la energía eólica es más sensible a la fuente del recurso original, el viento. En otras palabras, la producción de energía eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento, mientras que la producción de energía solar presenta una relación casi lineal con la radiación solar. Un factor importante para destacar es cuán fuerte es la correlación de la región EÓLICA_BR_o6 con otras áreas: las diez correlaciones más fuertes correspondieron a esta área y ello se debe a que esta ZAP presenta tendencias de elevada velocidad del viento por la noche y, por lo tanto, se correlaciona bien con diversas áreas de alto potencial solar.

Además, al analizar la correlación mensual para todas las series de datos (para energía eólica y solar) y para años típicos (incluyendo la energía hidroeléctrica en el análisis de correlación), Brasil desempeña un papel importante en la integración de energía renovable en AL dado que presenta la mayor capacidad de complementar y ser complementado por diversos países de la región. Además de Brasil, Venezuela también presenta fuertes correlaciones con países como Paraguay, Brasil y Ecuador, principalmente de carácter estacional.

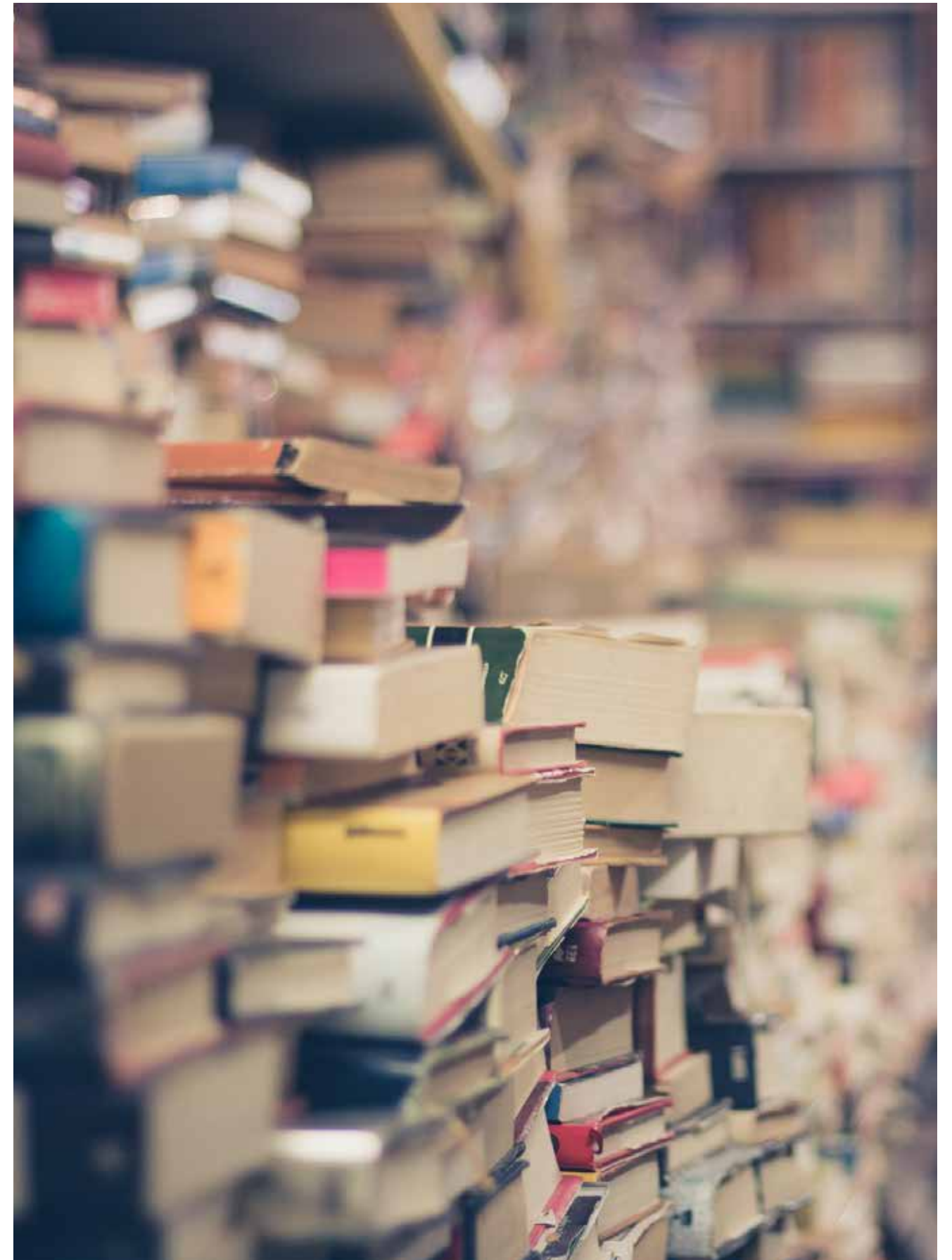
Al evaluar la potencial disponibilidad y complementariedad de recursos en ZAP de América Latina, es posible concluir que la integración energética en países latinoamericanos es una estrategia adecuada para abordar la generación eléctrica mediante fuentes renovables variables. Por lo tanto, los responsables de elaborar políticas y de la planificación energética deberían trabajar para encontrar modos de eliminar algunas de las barreras existentes, como temas regulatorios y de interconexión, a fin de desarrollar este potencial.



06.

Referencias

- ADME. Informe Mensual. Disponible en: <http://www.adme.com.uy/mmee/infmensual.php>.
- Anemos, Anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. Disponible en: <http://www.anemos.de/en/index.php>.
- Anjos, P. S., Silva, A. S. A., *Stošić, B. & Stošić, T.*, 2015. Long-term correlations and cross-correlations in wind speed and solar radiation temporal series from Fernando de Noronha Island, Brazil. *Physica, A* 424, páginas 90–96.
- Arias-Castro, E., Kleissl, J. & Lave, M., 2014. A Poisson model for anisotropic solar ramp rate correlations. *Solar Energy*, 101, páginas 192–202.
- Badosa, J., Haeffelin, M., Chepfer, H., 2013. Scales of spatial and temporal variation of solar irradiance on reunion Tropical Island. *Energy*, 88, páginas 42–56.
- Bard, J., Faulstich, S. & Lyding, P., 2011. The German wind turbine reliability database. En *Wind Power R&D Seminar-Deep Sea Offshore Wind Power*.
- Beluco, A., Souza, P. K. & Krenzinger, A., 2012. A method to evaluate the effect of complementarity in time between hydro and solar energy on the performance of hybrid hydro PV generating plants. *Renewable Energy*, 45, páginas 24–30.
- Betreiber- Datenbasis, 2011. Windindex der Betreiber-Datenbasis Betreiber - BDB Index. Disponible en: www.BtrDB.de.



- Bianchi, F. D., De Batista, H., Mantz, R. J., 2007. Wind Turbine Control Systems Principles, Modeling and Gain Scheduling Design. SPRINGER. Disponible en http://www.springer.com/cda/content/document/cda_download-document/9781846284922-c1.pdf?SGWID=0-0-45-436805-p172423327. Consultado en octubre de 2016.
- Branner, K. & Ghadirian, A., 2014. Base de datos sobre fallas en palas. Techreport, DTU Wind Energy.
- Buttler, A., Dinkel, F., Franz, S. & Spliethoff, H., 2016. Variability of wind and solar power e an assessment of the current situation in the European Union based on the year 2014. Energy, 106, páginas 147-161.
- CAMMESA. Datos hidráulicos. Disponible en: <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>.
- CNDC. Evolución de lós Embalses: Caudales de Aporte. Disponible en: <http://www.cndc.bo/media/archivos/boletindiario/caudales.php?id=071016>
- Darez, P., Baudry, J. & Darr, C., 2014. Assessment of the inter-annual variability of the global horizontal irradiance in the atacama desert of Chile. En la Conferencia y Exposición Europea sobre Energía Solar Fotovoltaica (EU PVSEC, por sus siglas en inglés). Chile.
- EuroWind Index, Making Renewables Predictable. Disponible en: <http://www.eurowind.info/en/>.
- EBY. Estadísticas desde la puesta en marcha de la central hidroeléctrica en 1994. Disponible en: <http://www.eby.org.ar/pdf/generacion/2016/YaciretaCaudalesDesdeInicioOperacion.pdf>
- Gagné, A., Turcotte, D., Goswamy, N. & Poissant, Y., 2016. High resolution characterisation of solar variability for two sites in Eastern Canada. Solar Energy, 137, páginas 46-54.
- Hamal, C. & Sharma, A., 2006. Adopting a Ramp Charge to Improve Performance of the Ontario Market. Informe técnico LECG.
- Hammer, A. et al., 2003. Solar energy assessment using remote sensing technologies. Remote Sensing of Environment, 86(3), páginas 423-432.
- Häuser, Keiler: Windindices für Deutsch- land. Ingenieur-Werkstatt Energietechnik, Rade.
- Hodge, B., Shedd, S. & Florita, A., 2012. Examining the variability of wind power output in the regulation time frame. En Proc. of 11 th International Workshop on Large-scale Integration of Wind Power into Power Systems. páginas 13-15.
- AIE – Agencia Internacional de la Energía, 2005. Variability of wind power and other renewables – Management options and strategies. Available at: http://www.uwig.org/iea_report_on_variability.pdf, [Accessed January, 2017].

- INAHMI. Anuarios Hidrológicos. Disponible en: <http://www.serviciometeorologico.gob.ec/biblioteca/>.
- ISET -Wind- Index, Frauenhofer IWES. Kassel: Assessnent of the Annual Available Wind Energy.
- ISA. Información inteligente: Hidrología. Disponible en: <http://informacioninteligenterio.xm.com.co/hidrologia/Paginas/HistoricoHidrologia.aspx?RootFolder=%2Fhidrologia%2Fhidrologia%2FAportes&FolderCTID=0x0120005447CB19B02C274BB11AE8243E0B8B23&View=%7b41F81D50-FAF7-4E2A-A669-3DB4DD1F7869%7d>. Consultado en: agosto de 2016.
- IWR, I.W.R.E., IWR-Windertragsindex Küstengebiex. West deutsches Binnenland, Münster.
- ICE. Información Técnica - Informes Anuales. Disponible en: <<http://app-center.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>>.
- Johnson, G.L., 2006. Wind energy systems, Manhattan, KS: Edición electrónica. Prentice-Hall Inc.
- Kang, B.O., Tam, K.S., 2013. A new characterization and classification method for daily sky conditions based on ground-based solar irradiance measurement data. Sol. Energy, 94, páginas 102-118.
- Kiviluoma, J. et al., 2014. Index for wind power variability. En 13th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power (WIW 2014).
- Kiviluoma, J. et al., 2012. Short-term energy balancing with increasing levels of wind energy. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 3(4), páginas 769-776.
- Kougias, I., Szabó, S., Monforti-Ferrario, F., Huld, T. & Katalin Bódis, 2016. A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems. Renewable Energy, 87, páginas 1023-1030.
- Lauret, P., Perez, R., Aguiar, L. M., Tapache`s, E., Diagne, H. M. & David, M., 2016. Characterization of the intraday variability regime of solar irradiation of climatically distinct locations. Solar Energy, 125, páginas 99-110.
- Lave, M., Reno, M.J., Broderick, R.J., 2015. Characterizing local high-frequency solar variability and its impact to distribution studies. Solar Energy, 118, páginas 327-337.
- MA, X. Y.; SUN, Y. Z.; FANG, H. L. Scenario generation of wind power based on statistical uncertainty and variability. IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 4, n. 4, p. 894-904, 2013.

- Marcos, J., Marroyo, L., Lorenzo, E., Alvira, D., Izco, E., 2011. Power output fluctuations in large scale PV plants: one year observations with one second resolution and a derived analytic model. Prog. Photovolt. Res. Appl. 19, páginas 218–227.
- Mazumdar, B. M., Saquib, M. & Das, A. K., 2014. An empirical model for ramp analysis of utility-scale solar PV power. Solar Energy, 107, páginas 44-49.
- Mills, A. & Wiser, R. 2010. Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short-Term Variability of Solar Power. LBNL Report No. 3884E.
- Mills, A., Ahlstrom, M., Brower, M., Ellis, A., George, R., Hoff, T., Kroposki, B., Lenox, C., Nicholas, M., Stein, J., Wan, Y.W., 2010. Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System. Lawrence Berkeley Natl. Lab.
- Moarefdoost, M. M., Lamadrid, A. J. & Zuluagaa, L. F., 2016. A robust model for the ramp-constrained economic dispatch problem with uncertain renewable energy. Energy Economics, 56, páginas 310-325.
- NASA, N.A. y S.A., MERRA: MODERN ERA-RETROSPECTIVE ANALYSIS FOR RESEARCH AND APPLICATIONS. Global Modelling and Assimilation Office. Disponible en: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/research/merra/intro.php> [Consultada el 21 de septiembre de 2016].
- NREL, 2011. The importance of flexible electricity supply.

ONSa. Diagrama Esquemático das Usinas Hidrelétricas do SIN. Disponible en: http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2011/02-Diagrama-Esquematico-das-Usinas-Hidreletricas-do-SIN.html?expanddiv=02

- ONSb. Séries Históricas de Vazões. Disponible en: http://www.ons.org.br/operacao/vazoes_naturais.aspx.
- Perez, M. J. R. & Fthenakis, V. M., 2015. On the spatial decorrelation of stochastic solar resource variability at long timescales. Solar Energy, 117, páginas 46-58.
- Perez, R., David, M., Hoff, T., Kivalov, S., Kleissl, J., Lauret, P., Perez, M., 2015. Spatial and temporal variability of solar energy. Foundations and Trends in Renewable Energy (forthcoming).
- Perpinán, O., Marcos, J., Lorenzo, E., 2013. Electrical power fluctuations in a network of DC/AC inverters in a large PV plant: relationship between correlation, distance and time scale. Sol. Energy 88, páginas 227–241.
- Ramírez C, J., 2015. MERRA-based study of the wind/solar resource and their complementarity to the hydro resource for power generation in Colombia. Carl von Ossietzky Universität Oldenburg.
- Rimpl, D. & Westerhellweg, A., 2013. Development of a Wind Index Concept for Brazil. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Programa de Energía, GIZ Brasil.

- Ritter, M. et al., 2014. Designing an Index for Assessing Wind Energy Potential Designing an Index for Assessing Wind Energy Potential. En SFB 649 Discussion Paper Series 2014. Berlín: Collaborative Research Center 649: Economic Risk.
- SIDE. Bulletin de la situation hydrologique en Guyane. Disponible en: <http://www.side.developpement-durable.gouv.fr/EXPLOITATION/DR-GUYA/>
- Silva, A. R., Pimenta, F. M., Assireu, A. T. & Spyrides, M. H. C., 2016. Complementarity of Brazil's hydro and offshore windpower. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 56, páginas 413–427.
- Skartveit, A., Olseth, J.A. & Tuft, M.E., 2016. An Hourly Diffuse Fraction Model with Correction for Variability and Surface Albedo. Solar Energy, 63(julio), páginas 173–183.
- SNIA. Información Oficial Hidrometeorológica y de Calidad de Aguas en Línea. Disponible en: <http://snia.dga.cl/BNAConsultas/reportes>
- Stein, J.S., Hansen, C.W., Reno, M.J., 2012. The Variability Index: A New and Novel Metric for Quantifying Irradiance and PV Output Variability. Report SAND2012- 288C2. Sandia National Laboratories.
- The Crown State, 2014. UK MERRA Validation With Offshore Meteorological Data.
- UK Met Office, 2010. National Meteorological Library and Archive Fact sheet 17 — Weather observations over land. Reino Unido.
- Van Haaren, R., Morjaria, M., Fthenakis, V., 2014. Empirical assessment of short-term variability from utility-scale solar PV plants. Prog. Photovol. Res. Appl., 22, páginas 548–559.
- Vindel, J. M. & Polo, J., 2014. Intermittency and variability of daily solar irradiation. Atmospheric Research, 143, páginas 313–327.
- Widén, J., Carpman, N., Castellucci, V., Lingfors, D., Olauson, J., Remouit, F., Bergkvist, M., Grabbe, M. & Waters, R., 2015. Variability assessment and forecasting of renewables: A review for solar, wind, wave and tidal resources. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 44, páginas 356-375.
- Winkler, W., Strack, M. & Westerhellweg, A., 2003. Scaling and evaluation of wind data and wind farm energy yields. DEWI Magazine, 23, páginas 76–84.
- MA, X. Y.; SUN, Y. Z.; FANG, H. L. Scenario generation of wind power based on statistical uncertainty and variability. IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 4, n. 4, p. 894–904, 2013.



PARTE II

Evaluación del
**impacto del
cambio climático
en las fuentes
de energía
solar y eólica** en
América Latina



01.

Introducción

La evidencia científica de posibles cambios en el clima ha despertado el interés público y el de la comunidad científica [IPCC, 2013]. Según el Quinto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (AR5, por sus siglas en inglés), las emisiones de CO₂ aumentaron un 40% desde el periodo preindustrial, principalmente debido a las emisiones resultantes del uso de combustibles fósiles y en segundo lugar debido a cambios en el uso del suelo [IPCC, 2013]. Según dicho informe, en las próximas décadas el clima futuro comenzará a comportarse de manera cada vez más distinta a lo observado en el pasado. La modificación en el clima afectará a la sociedad y al sistema económico en diversos sectores, alterando la producción agrícola, incidiendo en las zonas costeras o modificando la producción y el consumo energético. El sistema energético podría ser una de las partes de la economía probablemente más afectadas por el cambio climático [Ciscar et al., 2014]. Considerando que la energía es indispensable para muchos otros sectores, todos los impactos climáticos en el sector energético se reflejarían ampliamente en el resto de la economía.

El cambio climático puede afectar a los recursos renovables más intensamente que a los fósiles debido a que los recursos de energía renovable se relacionan con variables energéticas de flujo, que se encuentra íntimamente relacionado con las condiciones climáticas. En el caso de los combustibles fósiles, dado que es posible almacenarlos, el cambio climático afectaría únicamen-

te el acceso a estos recursos [Schaeffer et al., 2012, Burnett et al., 2014].

Sin embargo, es necesario entender bien las implicaciones de posibles cambios en el potencial de recursos renovables, como el recurso eólico y el solar, para la planificación futura de los sistemas energéticos. La velocidad del viento y la nubosidad (variable que afecta al recurso solar) se encuentran fuertemente influenciadas por los gradientes térmicos locales [Fant et al., 2016].

Al planificar y operar sistemas energéticos es muy común utilizar diversos modelos para evaluar los efectos del clima en la operación y la planificación. Si bien los análisis convencionales sobre la energía asumen que las variables climáticas son constantes, sin modificaciones a lo largo del tiempo, esta premisa podría en realidad aumentar la incertidumbre en las decisiones en el contexto del cambio climático [Schaeffer et al., 2012]. Por lo tanto, para el desarrollo de políticas cuyo objetivo es enfrentar el cambio climático, es esencial calcular la susceptibilidad de los sistemas energéticos e incorporarlos en la planificación y operación energética a largo plazo a fin de aumentar la confiabilidad de los proyectos.

Es por ello que expertos de diferentes sectores económicos utilizan las proyecciones climáticas como base para determinar posibles impactos y desarrollar acciones de mitigación y adaptación. Las proyecciones modeladas de cambios en la situación futura a largo plazo son atractivas para las inversiones en energía a nivel nacional que consideran una amplia penetración de generación de energía renovable en sus parques generadores [Frant et al., 2016].

El presente estudio busca determinar los posibles impactos del cambio climático en la complementariedad futura a largo plazo de los recursos eólico y solar en ciertas regiones de América Latina (AL). Para ello se utilizarán los resultados de Modelos de Circulación Global (MCG) y Trayectorias de Concentración Representativas del Quinto Informe de Evaluación (AR5, por sus siglas en inglés) del IPCC. Se realizará un ejercicio de reducción de escala (*downscaling*) para obtener datos en la resolución geográfica de las regiones seleccionadas. Las variables obtenidas de los MCG se relacionarán con los datos sobre recursos eólico y solar de la base de datos aportada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para evaluar el impacto del cambio climático en la evaluación de complementariedad realizada en la primera parte de este estudio, donde el cambio climático no fue considerado.



02.

67

Antecedentes

Las evaluaciones sobre el impacto del cambio climático suelen recurrir a Modelos de Circulación Global (GCM, por sus siglas en inglés). Estos modelos son representaciones tridimensionales de la atmósfera y sus interacciones con la superficie terrestre y los océanos [IPCC, 2013]. Se utilizan para proyectar el clima futuro bajo diversas situaciones extremas, incluidas las relacionados con las concentraciones de GEI. Proyectan el clima en base a diferentes trayectorias de las emisiones de GEI y, por lo tanto, a diferentes forzamientos radiativos. Dichas trayectorias se representan mediante una serie de escenarios, donde las Trayectorias de Concentración Representativas (RCP, por sus siglas en inglés) son las más recientes [Moss et al., 2010]. Las siguientes secciones describen las RCP seleccionadas y los GCM utilizados en el estudio para proyectar los impactos del cambio climático en la complementariedad de las fuentes de energía renovables en América Latina.

2.1. Análisis sobre los Modelos de Circulación Global (GCM)

Los Modelos de Circulación Global son las principales herramientas disponibles para investigar la respuesta del sistema climático a diversos forzamientos, para realizar predicciones climáticas en escalas de tiempo que van de estaciones a décadas y para realizar proyecciones del clima futuro durante el próximo siglo y más adelante [Flato, 2013]. La presente sección recurre a las características de los GCM y especialmente al Modelo Ambiental Global del Centro Hadley (*Hadley Centre Global Environment Model o HadGEM2*) y al Modelo de Investigación Interdisciplinaria sobre Cambio Climático (*Model for Interdisciplinary Research on Climate o MIROC5*), dado que constituyen un conjunto coordinado y homogéneo y cada vez mejor documentado de experimentos de modelo climático.

Los GCM están constituidos por diversas celdas de una grilla que representan áreas horizontales y verticales en la superficie de la Tierra (Figura 1). En cada una de las celdas, los GCM computan lo siguiente: vapor de agua e interacciones atmosféricas de las nubes, efectos directos e indirectos de los aerosoles en la radiación y precipita-

ción, cambios en la cobertura de nieve y hielo oceánico, almacenamiento de calor en suelos y océanos, flujos superficiales de calor y humedad, y transporte a gran escala de calor y agua a través de la atmósfera y los océanos [Wilby et al., 2009].

La resolución espacial de un GCM es generalmente bastante baja, con un tamaño de grilla de alrededor de 100 a 500 kilómetros. Cada celda de la grilla modelada es homogénea (es decir, dentro de la celda hay un valor para una variable determinada). Además, suelen ser confiables en escalas temporales de medias mensuales y de periodos más extensos. En resumen, los GCM brindan estimaciones cuantitativas del cambio climático futuro válidas a escala global y continental y para periodos extensos [ARCC, 2014].

Los Modelos de Circulación General Atmósfera-Océano (AOGCMs, por sus siglas en inglés) fueron los modelos climáticos “estándar” evaluados en la AR4 y AR5. Su función principal es entender la dinámica de los componentes físicos del sistema climático (atmósfera, océano, tierra y hielo oceánico) y realizar proyecciones en base al forzamiento futuro debido a los gases de efecto invernadero (GEI) y aerosoles. Estos modelos continúan siendo

ampliamente utilizados (en ocasiones con una mayor resolución), en especial en aplicaciones para predicciones climáticas a escala de estaciones y hasta décadas en las que los datos biogeoquímicos no son fundamentales. Además, los AOGCM de resolución alta o variable suelen utilizarse en estudios de procesos o aplicaciones que se enfocan en una región en particular [ARCC, 2014]. La Tabla 1 presenta un resumen de los AOGCM.

Los Modelos del Sistema Tierra (ESM, por sus siglas en inglés) son los modelos más avanzados a la fecha. La diferencia con los Modelos de Circulación Global Atmósfera-Océano es que incluyen representaciones de varios ciclos biogeoquímicos como el ciclo del carbono, del sulfuro o del ozono [Flato, 2013]. Estos modelos constituyen las herramientas más completas disponibles para simular respuestas pasadas y futuras del sistema climático a los forzamientos externos, donde la información biogeoquímica tiene un rol importante. La Tabla 1 presenta un resumen de los ESM.

Por lo tanto, es fundamental evaluar el desempeño de estos modelos, tanto en forma individual como colectiva. En particular, el IPCC [2014] hace amplio uso de los resultados de los modelos recogidos en el marco de los Proyectos de Intercomparación de Modelos Acoplados (*Coupled Model Intercomparison Projects*) (CMIP3 y CMIP5) [Meehl et al., 2007; Taylor et al., 2012].

En la Tabla 1 se utilizan los nombres oficiales del CMIP. HT (High-Top) significa atmósfera elevada superior y tiene una estratósfera resuelta por completo con un modelo por encima de la estratopausa. AMIP significa modelos con atmósfera y superficie terrestre únicamente y utilizan datos observados de la temperatura de la superficie oceánica y la extensión del hielo oceánico. Cuando un componente está coloreado significa que incluye una ecuación prognóstica al menos basada físicamente y por lo menos un acople de doble sentido con otro componente, lo que permite obtener datos climáticos. En el caso de los aerosoles, un sombreado más claro significa “semi-interactivo” y uno más oscuro significa “totalmente interactivo”. La resolución de la superficie terrestre en general sigue a la de la atmósfera y la resolución del hielo oceánico a la del océano. Al pasar de CMIP3 a CMIP5, se observa una mayor complejidad y resolución y la ausencia de la corrección de flujo artificial utilizada en algunos CMIP3.

2.1.1. HadGEM2

La familia HadGEM2 de las configuraciones climáticas del modelo Met Office Unified Model representa el modelo Hadley Centre Global Environment Model en su

versión 2. HadGEM2 es una configuración del modelo Met Office Unified Model (UM) desarrollado a partir del UM versión 6.6. HadGEM2-ES fue el primer modelo de Met Office Hadley Centre que incluyó de manera estándar componentes del Sistema Tierra [Martin et al., 2011]. El Unified Model es utilizado por diversas instituciones en distintas partes del mundo tanto para realizar pronósticos climáticos operativos como para investigaciones climáticas [ENES, 2015].

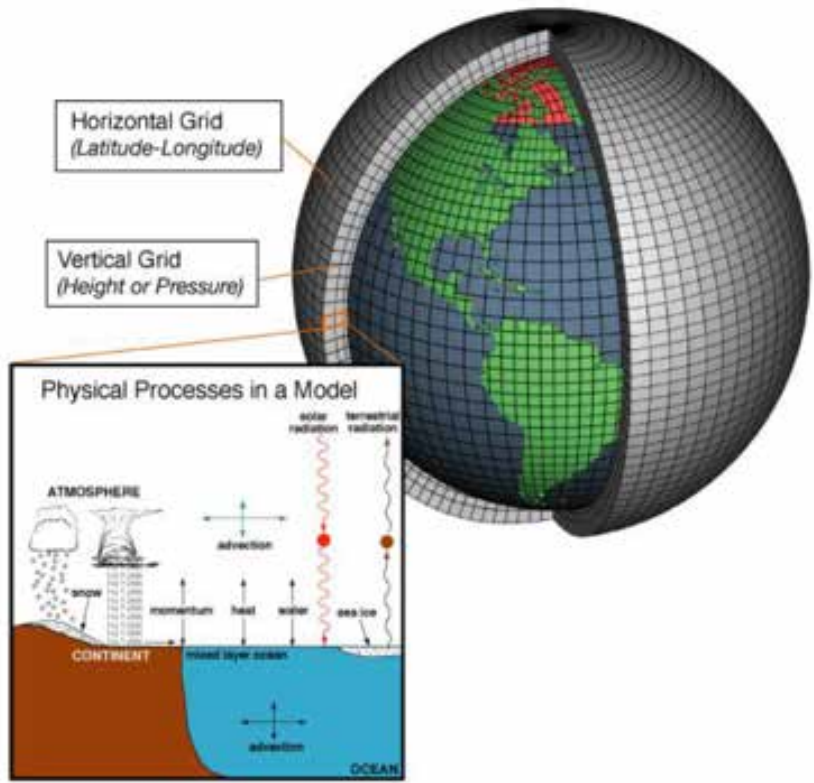
Es importante destacar las características principales del modelo: el modelo climático HadGEM2-ES incluye un GCM atmosférico con resolución horizontal y vertical N96 y L38 y un GCM oceánico con una resolución horizontal de 1 grado (que aumenta a 1/3 grado en el ecuador) y 40 niveles verticales. Los componentes del sistema Tierra incluidos son el ciclo del carbono terrestre y oceánico y la química troposférica. La vegetación terrestre y el carbono están representados por el modelo de vegetación global dinámico, TRIFFID, que simula la cobertura y el balance de carbono de 5 tipos de vegetación (árbol de hoja ancha, árbol de hoja de aguja, césped C3, césped C4 y arbustos). La biología oceánica y la química del carbonato están representadas por diat-HadOCC que incluye limitación de crecimiento de plancton por macro y micro nutrientes y también simula emisiones de DMS a la atmósfera [ENES, 2015]. La mayor parte de esta información también está disponible en la página principal de HadGEM2 [Metoffice, 2016].

Según Collins et al. (2011), HadGEM2-ES fue diseñado con el objetivo específico de simular y entender la evolución del clima en una escala de cientos de años incluyendo datos biogeoquímicos.

2.1.2. MIROC5

MIROC5 es un modelo japonés desarrollado colectivamente, conocido como Modelo para Investigación Interdisciplinaria sobre el Clima (MIROC, por sus siglas en inglés), versión 5 [WATANABE et al., 2010]. Es espectral en el componente atmosférico con resolución T85, que es aproximadamente 150 km en horizontal, y tiene 40 niveles atmosféricos verticales. Está acoplado al modelo oceánico COCO 4.5 [HASUMI, 2007] con 50 niveles de profundidad y 1 de resolución horizontal. Los flujos radiativos se calculan mediante un esquema de distribución k [SEKIGUCHI y NAKAJIM, 2008]. El modelo para aerosoles, el SPRINTARS, está acoplado con el esquema de microfísica de las nubes junto con el esquema de radiación, utiliza el esquema de superficie terrestre MATSIRO [TAKATA, EMORI y WATANABE, 2003] con 6 capas de suelo. Cada recuadro de la grilla está compuesto por tres capas de vegetación, tierra de cultivo y

Figura 1. Estructura conceptual de un GCM. Fuente: [ARCC, 2014]



CMIP5



Los escenarios se utilizan para explorar las consecuencias de diferentes estrategias de adaptación y mitigación en condiciones de incertidumbre [van Vuuren et al., 2011a]. El desarrollo de escenarios plantea diversos desafíos importantes. Uno de los desafíos es que los factores relevantes para la mitigación y la adaptación suelen actuar en diferentes escalas espaciales y temporales. Por lo tanto, los escenarios deben ser capaces de salvar estas diferencias de escala brindando información suficiente sobre tendencias y procesos globales (por ejemplo, factores económicos internacionales, factores institucionales internacionales y tendencias demográficas) [Toth, 2003].

Las proyecciones y estimaciones realizadas por diferentes estudios no suelen apuntar exactamente al mismo

La necesidad de nuevos escenarios llevó al Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) a pedirle a la comunidad científica que desarrolle un nuevo grupo de escenarios para simplificar la evaluación futura del cambio climático [IPCC 2007]. Posteriormente, la comunidad diseñó un proceso de tres fases [Moss et al. 2010]: 1) Desarrollo de un conjunto de escenarios con trayectorias de emisiones, concentración y uso del suelo (denominados “trayectorias de concentración representativas” o RCP, por sus siglas en inglés); 2) Una fase paralela de desarrollo con ejecuciones de modelos climáticos y desarrollo de nuevos escenarios socioeconómicos; 3) Una fase final de integración y divulgación.

Como parte de este proceso y en base a análisis en el contexto del IPCC, se establecieron diversos criterios de

diseño [Moss et al., 2008]. Estos criterios se desprenden del uso que se les pretende dar para facilitar las investigaciones y evaluaciones sobre el cambio climático: 1) Las RCP deben basarse en escenarios publicados en la literatura actual, ser desarrolladas independientemente por diferentes grupos modeladores y ser representativas de toda la literatura, en términos de emisiones y concentraciones; 2) Las RCP deben brindar información sobre todos los componentes del forzamiento radiativo que son necesarios como dato de entrada para el modelado del clima y de la química atmosférica; 3) Las RCP deben tener supuestos armonizados para el año base sobre emisiones y uso del suelo y permitir una transición sin sobresaltos entre análisis de periodos históricos y futuros, sin transiciones bruscas; 4) Las RCP deben cubrir el periodo de tiempo hasta el año 2100 pero también es necesario que haya información disponible para los siglos posteriores.

La Tabla 2 muestra un resumen sobre las RCP, los autores que las crearon, los modelos utilizados para diseñarlas, información sobre emisiones, concentraciones y el uso del suelo y cobertura terrestre correspondiente.

Las cuatro RCP seleccionadas se consideran representativas de la literatura e incluyen un escenario de mitigación que llevan a un nivel de forzamiento muy bajo (RCP2.6), una línea de base media o un caso de elevada mitigación (RCP6), un escenario de mitigación intermedio (RCP4.5) y un escenario de emisiones con línea de base muy elevada (RCP8.5) [van Vuuren et al., 2011].

La Tabla 3 presenta las principales características de cada RCP.

Los escenarios seleccionados de la literatura fueron publicados durante el periodo 2006-2007. A medida que se dispone de nuevos datos históricos y mejoran los métodos de modelado, cada equipo es incentivado a actualizar su escenario original y ampliar sus resultados, sin modificar los supuestos básicos sobre los que se sustentan [van Vuuren et al., 2011].

El complejo proceso de desarrollo necesario para crear las RCP es necesario para que éstas brinden una línea analítica homogénea para todas las comunidades involucradas en la investigación sobre el clima. Las RCP son razonables con sus criterios de diseño. Debido a que cubren una gran cantidad de fuentes y de detalles espaciales, brindan un sustento único para realizar ejecuciones detalladas de modelos climáticos. La evaluación de vulnerabilidad, impactos y adaptación requiere una descripción no solo del cambio climático esperado sino también de las condiciones socioeconómicas asociadas

[van Vuuren et al., 2012]. Las RCP representan un paso importante en el desarrollo de nuevos escenarios de investigación sobre el clima y constituyen una base adecuada para explorar los diferentes resultados climáticos por la comunidad de modelado climático [van Vuuren et al., 2011].

2.3. Impactos del cambio climático global en los recursos renovables de AL.

Numerosos estudios sobre el sector energético se basan en modelos climáticos (Modelos de Circulación General o GCM) para determinar el modo en que estas posibles variaciones climáticas pueden impactar directa o indirectamente en la oferta y demanda de energía. Según Lucena [2010], si bien los impactos del cambio climático en diversos sectores han sido estudiados desde la década de 1980, la literatura sobre los efectos en el sector energético, en particular la electricidad, es relativamente nueva y limitada. Esta sección presenta una revisión de la literatura científica sobre impactos del cambio climático teniendo en cuenta más recursos renovables, especialmente el eólico.

En América Central y América del Sur, las temperaturas aumentaron entre 0,7°C y 1°C desde mediados de la década de 1970, a excepción de la zona costera de Chile, donde cayeron en 1°C y las precipitaciones anuales aumentaron en la parte sudeste de América del Sur y cayeron en América Central y las partes sur y central de Chile. La región experimentó cambios en la variabilidad climática e impactos significativos a causa de eventos climáticos extremos, aunque muchos de estos fenómenos extremos no son necesariamente atribuibles al cambio climático [Margin et al., 2014; IPCC, 2014].

La región de América Latina y el Caribe también se ve afectada por diversos fenómenos climáticos que incluyen la Zona de Convergencia Intertropical, el sistema monzónico norteamericano y sudamericano, las oscilaciones en el Océano Atlántico y ciclones tropicales [IPCC, 2014]. Estos fenómenos afectan el clima subregional y los cambios en sus patrones tienen consecuencias importantes en las proyecciones climáticas. El fenómeno de El Niño Oscilación Sur continuará siendo (para un intervalo de confianza elevado) la forma predominante de variabilidad interanual en el Pacífico tropical y los crecientes niveles de humedad probablemente intensificarán la variabilidad de precipitaciones de El Niño [IPCC, 2014].

2.3.1. Impactos del cambio climático global en el recurso eólico.

Tabla 2. Resumen de Trayectorias de Concentración Representativas (RCP)

Descripción ^a		Publicación - Modelo
RCP 8.5	Trayectoria de forzamiento radiativo creciente que alcanza 8.5 W/m2 (~1370 ppm CO2e) en 2100	Riahi et al. 2007 - MESSAGE
RCP 6	Estabilización a 6 W/m2 (~850 ppm CO2e) después de 2100	Fujino et al. 2006; Hijioaka et al. 2008 - AIM
RCP 4.5	Estabilización a 4.5 W/m2 (~650 ppm CO2e) después de 2100	Clarke et al. 2007; Smith y Wigley 2006; Wise et al. 2009 - GCAM
RCP 2.6	Pico de forzamiento radiativo en ~3 W/m2 (~490 ppm CO2e) antes de 2100 y luego disminución (la trayectoria seleccionada disminuye a 2.6 W/m2 en 2100)	Van Vuuren et al. 2007a; Van Vuuren et al. 2006 - IMAGE

^a Los niveles de forzamiento radiativo aproximado se definieron en +/- 5% del nivel expresado en W/m2 respecto de niveles preindustriales. Los valores del forzamiento radiativo incluyen el efecto neto de todos los GEI antropogénicos y otros agentes de forzamiento.

Fuente: [van Vuuren et al., 2011].

Tabla 3. Principales características de cada RCP

Componente del escenario	RCP 2.6	RCP 4.5	RCP 6	RCP 8.5
Emisiones de gases de efecto invernadero	Muy bajas	Mitigación media-baja y línea de base muy baja	Línea de base media y elevada mitigación	Línea de base elevada
Zona agrícola	Media para tierra de cultivo y pastura	Muy baja para tierra de cultivo y pastura	Media para tierra de cultivo y muy baja para pastura (total bajo)	Media para tierra de cultivo y pastura
Contaminación del aire	Media-baja	Media	Media	Media-elevada

Fuente: van Vuuren et al., 2011

La capacidad de generación renovable de América Latina y el Caribe, al final de 2015, fue de 212,4 GW. Según IRENA [2016], la energía eólica representó el 7% del total regional, con una capacidad instalada de 15,5 GW. La capacidad de generación de energía renovable aumentó en 13,1 GW durante 2015 y representa el mayor aumento anual registrado desde el inicio del registro de esta información (año 2000). En el caso de la capacidad eólica esta aumentó en 4,6 GW [IRENA, 2016].

La expansión de la capacidad instalada de energía eólica tendrá un desempeño clave en la mitigación del cambio climático. Sin embargo, la energía eólica también es susceptible al cambio climático global. Algunos cambios asociados a la evolución del clima probablemente bene-

ficiarán a la industria de la energía eólica mientras que otros podrían tener un impacto negativo en los desarrollos de este tipo de energía; estas “ganancias y pérdidas” dependen de la región considerada. Aquí analizamos posibles mecanismos mediante los cuales la variabilidad y el cambio climático global pueden influenciar el recurso de energía eólica y las condiciones operativas [Pryor y Barthelmie, 2013].

La energía eólica, como muchas de las tecnologías de generación de energía renovable, es susceptible al cambio climático porque el “combustible” se relaciona con el balance energético global y el movimiento atmosférico resultante [Hubbert, 2009]. Por lo tanto, el presente estudio pretende plantear la pregunta “¿qué impacto po-

dría tener el cambio climático global en la industria de la energía eólica a futuro?”

Las condiciones atmosféricas determinan el diseño y la operación de los aerogeneradores y parques eólicos generalmente bajo el rubro “condiciones externas”. El régimen local de vientos gobierna la densidad energética contenida en el viento y por lo tanto la potencia que puede aprovecharse:

$$E= \frac{1}{2} \rho U^3 \tag{Ec. 1}$$

En esta ecuación, E representa la densidad energética ($W\ m^{-2}$), es la densidad del aire ($Kg\ m^{-3}$) y U la velocidad del viento a la altura del cubo ($m\ s^{-1}$).

Debido a que la energía eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento (Ec. 1), un pequeño cambio en el régimen de vientos puede tener consecuencias sustanciales en la producción de energía eólica. Por ejemplo para un cambio en la velocidad del viento a la altura de buje en $0,5\ ms^{-1}$, de $5\ a\ 5,5\ m^{-1}$ (es decir, un cambio del 10%), la densidad energética aumenta más de un 30%. También está claro que el recurso eólico está determinado principalmente por los percentiles superiores de la distribución de la velocidad del viento, un factor que se ve aún más amplificado por la relación no lineal entre la velocidad del viento incidental y la producción energética de un aerogenerador [Pryor y Barthelmie, 2013].

Las condiciones de vientos locales también gobiernan aspectos del diseño del aerogenerador, a través de su rol determinante en términos de las cargas a las que se expone el aerogenerador mismo a través de, por ejemplo, la intensidad de la turbulencia, el cizallamiento del viento a través de las palas de la turbina y condiciones de viento transitorias como velocidades de viento extremas y cambios de dirección [DNV/RISØ, 2002]. Otras condiciones atmosféricas de importancia para el diseño, la operación o la producción de energía de los aerogeneradores son las temperaturas operativas, la densidad del aire, la formación de hielo y la corrosión y la abrasión a causa de la presencia de partículas en el aire [DNV/RISØ, 2002].

El mecanismo principal y más directo mediante el cual el cambio climático puede afectar a la industria de la energía eólica es el cambio de la distribución geográfica y/o de la variabilidad inter e intra-anual del recurso eólico. Las investigaciones realizadas para cuantificar este efecto suelen recurrir a la aplicación de metodologías de reducción de escala (*downscaling*) diseñadas para extraer proyecciones de mayor resolución de parámetros climáticos de interés a partir de Modelos de Circulación Ge-

neral Atmósfera-Océano acoplados [Pryor y Barthelmie, 2013].

La variabilidad inter (e intra) anual de las velocidades del viento, los índices de viento y la densidad energética son desde luego una función del clima regional y la frecuencia e intensidad de los sistemas de tormenta transitorios y la escala espacial de agregación. A escalas temporales más reducidas, esta variabilidad lleva a una producción eléctrica variable [European Wind Energy Association, 2009] y la necesidad de predicciones a corto plazo [Pryor y Barthelmie, 2006]. A escalas temporales más prolongadas (estacionales y mayores) es relevante relacionar producción con demanda, confiabilidad de la producción eléctrica y factores económicos de los proyectos. Debido al elevado costo de capital de la mayoría de los sistemas de energía renovables en comparación con los costos de operación y mantenimiento y el descuento de ingresos futuros [Blanco, 2009], la variabilidad interanual puede desempeñar un rol clave en la determinación de la factibilidad económica; de ahí “La importancia de arrancar con un año con buen viento al construir un parque eólico” [Frandsen y Petersen, 1993].

Se han realizado escasos estudios para determinar si la variabilidad interanual e inter-década de las velocidades del viento y la densidad energética aumentará o disminuirá en escenarios de cambio climático. A la luz de la evidencia de los cambios en las rutas de las tormentas [Christensen et al., 2007], parece probable que al menos en algunos lugares ocurra un cambio en la variabilidad inter e intra-anual del recurso eólico.

El cambio climático también puede alterar no solo el recurso eólico, sino también el contexto ambiental, la operación y el mantenimiento y/o el diseño de los desarrollos eólicos. Un tema fundamental en el diseño de los aerogeneradores y parques eólicos es caracterizar las cargas de los aerogeneradores que afectan el desempeño y la vida útil de las turbinas [Hau, 2006]. Las cargas relacionadas con condiciones externas pueden dividirse en cargas extremas que surgen principalmente de eventos extremos (es decir, inherentemente inusuales) con periodos de retorno de 1-50 años y cargas de fatiga [Dekker y Pierik, 1999] determinadas principalmente por la velocidad media del viento y la desviación estándar de las fluctuaciones de la velocidad del viento, fuertemente relacionadas con los niveles de turbulencia en el emplazamiento [Frandsen, 2007]. Debido a la complejidad de las interacciones entre los aerogeneradores y los componentes de las turbinas con las condiciones extremas, se utilizan modelos dinámicos estructurales para evaluar las cargas en base a una cantidad de casos de carga de diseño actualizados con frecuencia [Hau, 2006].

A la fecha, los autores no conocen estudios que hayan buscado cuantificar los posibles cambios en los parámetros utilizados en el diseño de los casos de cargas de diseño de aerogeneradores en el contexto de la evolución del clima. Sin embargo, los cambios en las cargas extremas que con frecuencia obedecen a elevadas velocidades del viento [Moriarty, 2008] bien pueden evolucionar como resultado de cambios en la intensidad y las rutas de las tormentas. Los aerogeneradores se diseñan para diferentes condiciones [IEC, 2005] en base a los valores de altura del buje, la velocidad del viento anual media, la velocidad del viento (extrema) de referencia (mayor valor medio de la velocidad del viento promedio en 10 minutos a esperarse en un período de 50 años) y la intensidad de turbulencia característica esperable a $15m/s$ [Hau, 2006]. Los niveles de turbulencia promedio se relacionan principalmente con las características del emplazamiento, como topografía y tipo de superficie [DNV/RISØ, 2002], y por lo tanto es probable que el impacto del cambio climático sea solo moderado. Los potenciales cambios en las velocidades medias del viento ya se analizaron más arriba y por lo tanto el análisis que sigue se limita a velocidades del viento extremas y algunos otros parámetros climatológicos principales de interés.

La energía eólica es una nueva fuente en América Latina y el Caribe, lo cual explica la limitada bibliografía disponible sobre los impactos que pueden tener en ella los aumentos de temperatura. Si bien es necesario contar con más investigaciones sobre este tema, se espera que los nuevos hallazgos lleven a un cambio en la percepción y valuación de alternativas tecnológicas para generación de energía (en particular sistemas de energía renovable altamente dependientes de las condiciones climáticas como las tecnologías para energía eólica) [Contreras-Lisperguer y Cuba, 2008]. Si se logra este cambio en la valoración o valuación, puede darse un cambio en las políticas energéticas y en los procesos de toma de decisiones, incluidos planes de acción y desarrollo de estrategias adecuadas para el desarrollo del sector energético en la región del Caribe y América del Sur. Los siguientes párrafos describen los cambios climáticos observados en el Caribe y en la región más amplia del continente americano [Contreras-Lisperguer y Cuba, 2008].

La región del Caribe es un área climática y geológica única en el mundo, donde la variabilidad climática se ve influenciada por numerosas interacciones físicas y atmosféricas como la zona de convergencia de vientos alisios, El Niño Oscilación Sur (ENOS) y variaciones en la Temperatura Superficial del Mar (SST por sus siglas en inglés) causadas por corrientes marinas superficiales y profundas, entre otros patrones de conexión atmosférica. Todos estos sucesos son los ingredientes perfectos

para la incidencia de eventos climáticos extremos. Si sumamos los efectos del cambio climático inducido por el hombre, los resultados obtenidos por los modelos numéricos atmósfera-océano son alarmantes. Durante las últimas décadas, las tormentas de viento, inundaciones y sequías han sido los desastres naturales más importantes y frecuentes ocurridos en el Caribe [Contreras-Lisperguer y Cuba, 2008].

La energía eólica no se ve afectada por los cambios en la disponibilidad de agua, contrariamente a lo que ocurre con las plantas de generación basadas en combustibles fósiles u otros sistemas energéticos alternativos que necesitan enfriamiento. No obstante, es probable que los impactos proyectados del cambio climático tengan un efecto significativo positivo o negativo en la generación de energía eólica debido a que ésta depende en gran medida de las condiciones climáticas y ambientales del emplazamiento. El viento es el mecanismo que usa el planeta para balancear la radiación solar que no llega de manera uniforme a todos los lugares del mismo. Debido a que la superficie terrestre está compuesta de diferentes tipos de cobertura terrestre y agua, absorbe el calor del sol en diferentes medidas; esto genera gradientes térmicos, que son la razón de las corrientes de viento. Por lo tanto, si los gradientes térmicos cambian, es posible sostener que los patrones del viento también cambiarán [Contreras-Lisperguer y Cuba, 2008].

Según Contreras-Lisperguer y Cuba [2008], para asegurar la sostenibilidad de los proyectos futuros de energía eólica, es fundamental identificar lugares donde se prevén cambios profundos en la circulación atmosférica global. Es en esos lugares donde ocurrirán cambios radicales en los patrones del viento, que llevarán a cambios en la dinámica y escala del viento, el espacio y el tiempo, que pueden incidir y/o determinar el potencial de energía eólica en sitios que pueden estar siendo actualmente considerados como emplazamientos adecuados. Es importante mejorar los servicios meteorológicos de la región para evaluar mejor el potencial presente y futuro de los recursos de energía renovable.

En general, al considerar el posible impacto del cambio climático en el potencial de energía eólica, las inversiones en sistemas de este tipo plantean desafíos importantes para los gobiernos locales y los inversionistas. Se recomienda el desarrollo de modelos de proyección del cambio climático y estudios de evaluación económica para entender en qué medida el cambio climático puede afectar un proyecto eólico y determinar la factibilidad económica a largo plazo [Contreras-Lisperguer y Cuba, 2008]. Luego de una búsqueda en la literatura científica

no se encontraron estudios cuantitativos de los posibles impactos del cambio climático en el Caribe.

Garreaud y Falvey [2008] desarrollaron un trabajo que documenta los cambios del viento entre las condiciones actuales y las proyectadas para el final del siglo XXI bajo dos escenarios (A2¹⁴ y B2¹⁵) del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC). Primero estiman e interpretan los cambios del campo de vientos sobre el Pacífico sureste a partir de 15 Modelos de Circulación Global atmósfera-océano acoplados (AOGCM). De forma muy coincidente todos los GCM apuntan a un fortalecimiento de los vientos del sur a lo largo de la costa subtropical como resultado de un marcado aumento en la presión superficial más hacia el sur. Garreaud y Falvey [2008] examinan luego los cambios en los vientos costeros en más detalle utilizando el modelo climático regional (RCM, por sus siglas en inglés) denominado *Providing Regional Climate for Impact Studies* (PRECIS, por sus siglas en inglés) con una resolución horizontal de 25 km dentro del modelo *Hadley Centre Atmospheric Global Model* (HadAM3). Los resultados de PRECIS indican que el mayor aumento de viento del sur ocurre entre 37–41 °S durante la primavera y el verano, ampliando el régimen favorable al afloramiento en esa región, al tiempo que las corrientes en chorro costeras subtropicales se tornarán más frecuentes y durarán más que en la actualidad. Este estudio mostró un considerable aumento en el viento cerca de la superficie, hasta un 15% en velocidad promedio en el escenario A2. En el escenario B2, los resultados apuntan a patrones de viento estacionales similares a los del escenario A2 pero con un aumento de hasta el 25%.

No obstante, cabe recordar que los cambios en el patrón de la vegetación pueden tener impactos significativos en las velocidades del viento dado que se ven afectadas por la fricción con la superficie del suelo. La regresión del viento a diferentes alturas es muy influenciada por las irregularidades y características de los biomas terrestres. Las proyecciones realizadas por el *Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais* (INPE) para el periodo 2070-2099 utilizando modelos climáticos globales, muestran que los biomas más húmedos (como bosque tropical) son reemplazados por biomas adaptados a una menor disponibilidad de agua como desérticos y semiáridos [INPE, 2007]. Dichas alteraciones también pueden incidir en el potencial eólico en escenarios de cambio climático.

Goubanova et al. [2010] utilizaron un método estadístico de reducción de escala para evaluar el impacto regional del cambio climático en el viento sobre la superficie marina sobre la región de afloramiento de Perú-Chile simulada por el modelo de circulación general acoplado

global IPSL-CM4. Aprovechando la alta resolución de las mediciones de viento de QuikSCAT y los datos de reanálisis de NCEP, se construyó un modelo estadístico basado en regresiones lineales múltiples para el viento meridional y zonal medio diario a 10 m para el periodo 2000-2008. Los componentes de viento a 10 m a gran escala y la presión a nivel del mar se utilizan como predictores de la circulación regional. La fortaleza del método de reducción de escala se evalúa comparando el viento superficial obtenido de las mediciones del satélite ERS con observaciones in situ realizadas por International Comprehensive Ocean-Atmosphere Data (ICOADS) y mediante validación cruzada. Luego se aplica a los productos del modelo IPSL-CM4 durante periodos estabilizados del CO2 IPCC preindustrial, duplicando (2 x CO2) y cuadruplicando (4 x CO2) los escenarios climáticos con relación a las simulaciones preindustriales. Los resultados indicaron que los vientos superficiales a lo largo de la costa desde la región central de Chile (desde la región central de Perú) experimentan una intensificación significativa (debilitamiento) durante el invierno Austral (verano) en climas más cálidos. Esto se asocia a una disminución general de la variabilidad entre estaciones.

Con respecto a Brasil, se hallaron más estudios. LUCENA et al. [2010] utilizaron el “método delta” para evaluar los impactos del cambio climático en el potencial de generación eólica en Brasil. Los resultados de este estudio muestran que el potencial eólico probablemente no sufrirá impactos negativos. Por el contrario, para los escenarios A2 y B2, los resultados mostraron un incremento en el potencial eólico de Brasil con el paso del tiempo. El noreste brasileño, así como la costa de las regiones norte y noreste, son áreas que han mostrado tener un atractivo particular para la exploración de energía eólica. Estos escenarios (A2 y B2) fueron sometidos a un proceso dinámico de reducción de escala en las proyecciones

¹⁴ El argumento y la familia del escenario A2 describe un mundo muy heterogéneo. El tema subyacente es la autoconfianza y la preservación de las identidades locales. Los patrones de fertilidad en las distintas regiones convergen muy lentamente, lo cual da como resultado una población mundial en continuo aumento. El desarrollo económico está principalmente orientado regionalmente y el cambio tecnológico y el crecimiento económico per cápita están más fragmentados y son más lentos que en otros argumentos.

¹⁵ El argumento y la familia del escenario B2 describe un mundo en el que el énfasis está puesto en soluciones locales para la sostenibilidad económica, social y ambiental. Es un mundo cuya población se encuentra en constante crecimiento a un ritmo inferior al observado en A2. El escenario también está orientado a la protección del medio ambiente y a la equidad social, se enfoca en los niveles local y regional.

climáticas para Brasil por un equipo brasileño de expertos en clima de CPTEC/INPE, que utilizaron el modelo PRECIS (*Providing Regional Climates for Impacts Studies*) [Naciones Unidas, 2016]. Se trata de un modelo climático regional desarrollado por el Hadley Centre, que reduce la escala de los resultados del modelo de circulación general HadCM3. Las predicciones futuras del potencial eólico de Brasil se basaron en la velocidad anual promedio del viento en cuadrados de 50km por 50km, para los intervalos de tiempo considerados por PRECIS.

LUCENA et al. [2010] indican que las velocidades promedio del viento aumentarían en forma considerable en las regiones costeras en general y en particular en las regiones norte y noreste del país. El estudio apunta a una mayor frecuencia de vientos con velocidades por encima de los 8.5 m/s en la costa, lo que aumenta las posibilidades de incluir diferentes diseños de turbinas capaces de generar más energía a mayores velocidades en futuros análisis. Los resultados basados en proyecciones climáticas muestran que la generación de energía eólica podría triplicarse en Brasil en el escenario B2 y cuadruplicarse en el escenario A2, comparado con la situación de referencia de 2010. No obstante, estos resultados no son determinantes debido a las incertidumbres asociadas a la proyección climática y a los supuestos adoptados en el estudio. En resumen, el estudio indica que la generación de energía eólica en Brasil no se verá perjudicada por el cambio climático.

Lucena, Szklo y Schaeffer [2009] brindaron un análisis teórico sobre temas pertinentes a los impactos del cambio climático en la generación de energía eólica, tales como la reducción de escala en la frecuencia de la distribución de velocidades, transposición de la velocidad del viento midiendo la altura y posibles alteraciones en la cobertura vegetal. Además, Pryor y Barthelmie [2010] realizaron una revisión de estudios enfocados en los impactos del cambio climático (Impacto Climático Global) en la generación de energía eólica. Analizaron el mecanismo mediante el cual el cambio climático puede incidir en los recursos eólicos y las condiciones operativas, así como las herramientas que han sido utilizadas para cuantificar los efectos y las incertidumbres asociadas.

En Pereira et al. [2013], los efectos del cambio climático en la energía eólica son analizados mediante la simulación de escenarios futuros sobre el potencial bruto de Brasil, tomando en cuenta escenarios climáticos de IPCC SRES A1B. El análisis se realizó para las regiones sur y noreste de Brasil. Se estudiaron las tendencias de datos de las estaciones terrestres, como los pronósticos de viento basados en el modelo de circulación global HadCM3. El modelo Eta se utilizó para reducir la escala de

resolución 40 km por 40 km y 38 capas verticales. El modelo Eta se actualizó cada 6 horas con las condiciones de borde de los productos de HadCM3.

Este estudio, Pereira et al. [2013], empleó series temporales de datos medidos para el periodo 1960-2007 procedentes de estaciones meteorológicas nacionales seleccionadas para buscar tendencias de la velocidad del viento pero la investigación no produjo resultados concluyentes. Por otra parte, las predicciones del modelo Eta (HadCM3 para el escenario A1B) indican una tendencia creciente promedio del 15% al 30% para la densidad de energía eólica tierra adentro para la mayor parte del noreste brasileño. De hecho, algunas regiones presentaron un aumento por encima del 100%, en particular el noreste. Además, a excepción de las regiones norte y noreste del país, el estudio apuntó a una disminución en la densidad futura de energía eólica, en particular frente a la costa del estado de Bahía.

No obstante, el mismo estudio indicó un pequeño crecimiento en la densidad de la energía eólica en la región sur de Brasil, comparado con los resultados para el noreste. Esto implica un aumento promedio del 10%, que incluso sobrepasa el 20% en algunas áreas. La región central del estado de Rio Grande do Sul, que se extiende hasta el sur del Uruguay, presentó una leve tendencia decreciente en la energía eólica. Esta región también presentó la mayor variabilidad estacional, con un mínimo global en el verano austral (diciembre-febrero) y un aumento en el resto del año, con relación al periodo de referencia (línea de base). Por lo tanto, según PEREIRA et al. [2013], es posible esperar que el impacto del cambio climático en la energía eólica en el noreste y sur de Brasil sea favorable para los proyectos actuales y futuros en ambas regiones. La Tabla 4 resume los estudios citados anteriormente.

2.3.2. Impactos del cambio climático global en el recurso solar

Es probable que las centrales de energía solar de gran escala contribuyan de forma significativa a la generación de electricidad en un posible futuro bajo en emisiones de carbono. El cálculo del potencial de generación eléctrica mediante tecnología fotovoltaica es un paso básico para analizar escenarios futuros de suministro de energía. Sin embargo, este futuro también experimentará un cambio climático significativo causado por emisiones de gases de efecto invernadero y aerosoles pasadas y futuras [Crook et al., 2011]. Por lo tanto, es importante no solo cuantificar el recurso solar presente sino también anticipar el modo en el que dicho recurso cambiará junto con otros cambios de carácter climático en el futuro

Tabla 4. Resumen de los estudios que evalúan el impacto del cambio climático en los recursos eólicos

Estudios del sector energético	Campo de análisis	Impactos relacionados en los recursos eólicos
PRYOR y BARTHELMIE (2010)	Impacto del cambio climático global en la industria de la energía eólica	Cambio en el diseño y la operación de aero-generadores y parques eólicos
LUCENA et al. (2010)	Impactos del cambio climático en el potencial de generación eólica en Brasil	Los resultados de este estudio muestran que el potencial eólico probablemente no sufrirá impactos negativos
LUCENA, SZKLO y SCHAEFFER (2009)	Análisis teórico de temas pertinentes a los impactos del cambio climático en la generación de energía eólica.	Frecuencia de la distribución de velocidades, transposición de la velocidad del viento midiendo la altura y posibles alteraciones en la cobertura vegetal
PEREIRA et al. (2013)	Impactos en la energía eólica en las regiones sur y noreste de Brasil	Los resultados indican una tendencia creciente promedio del 15% al 30% para la densidad de energía eólica tierra adentro para la mayor parte del noreste brasileño
GARREAUD y FALVEY (2009)	Cambios del viento en el sureste del Pacífico entre las condiciones actuales y las proyectadas para el final del siglo XXI bajo dos escenarios (A2 y B2) del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC).	Los resultados indican que el mayor aumento de viento del sur ocurre entre 37–41 °S durante la primavera y el verano, ampliando el régimen favorable al afloramiento en esa región, al tiempo que las corrientes en chorro costeras subtropicales se tornarán más frecuentes y durarán más que en la actualidad
CONTRERAS-LISPERGUER y CUBA (2008)	Cambios climáticos observados en el Caribe	Ocurrirán cambios radicales en los patrones del viento, que llevarán a cambios en la dinámica y escala del viento, el espacio y el tiempo, que pueden incidir y/o determinar el potencial de energía eólica en lugares que pueden estar siendo actualmente considerados como emplazamientos adecuados
GOUBANOVA et al. (2010)	Impacto del cambio climático en el viento sobre la superficie marina en la región de afloramiento de Perú-Chile	Los resultados indicaron que los vientos superficiales a lo largo de la costa desde la región central de Chile (desde la región central de Perú) experimentan una intensificación significativa (debilitamiento) durante el invierno Austral (verano) en climas más cálidos

[Burnett et al., 2014]; esta información será de utilidad en la elección del emplazamiento y para los cálculos fundamentales sobre producción energética a largo plazo y cálculos financieros para las futuras centrales de energía solar [Crook et al., 2011]. Es necesario entender las implicaciones de posibles cambios en el potencial eólico y solar aprovechable a efectos de la planificación futura [Hegerl et al., 2007].

Resulta irónico que la motivación para utilizar fuentes renovables de energía obedezca mayormente al deseo de mitigar el cambio climático y el cambio climático afecte directamente las fuentes renovables de energía [Burnett et al., 2014]. El cambio climático puede afectar los recur-

sos de energía solar al modificar el contenido de vapor de agua en la atmósfera, la nubosidad y las características de las nubes, lo que afecta la transmisividad atmosférica [Cutforth et al., 2007]. La nubosidad es fuertemente influenciada por los gradientes térmicos locales y por las oscilaciones climáticas de gran escala. Los cambios en la superficie terrestre también pueden afectar la nubosidad local y pueden amplificarse en zonas urbanas [Denman et al., 2007] pero establecer conexiones entre el cambio climático y la radiación solar es una tarea muy complicada [Hegerl et al., 2007]. En el caso de la energía solar, la cobertura nubosa es la propiedad más importante del clima a considerar. El aumento en las partículas atmosféricas (aerosoles) puede, a su vez, aumentar la cobertu-

ra nubosa ya que ofrece una mayor cantidad de núcleos de condensación de nubes. Los niveles de radiación solar globales dependen de las características de la cobertura nubosa y, por lo tanto, cambiarán a causa del cambio climático [Burnett et al., 2014].

Estas modificaciones pueden tener efectos en la generación de electricidad mediante sistemas de energía solar fotovoltaica y energía solar concentrada (CSP, por sus siglas en inglés) [Schaeffer et al., 2012]. Los cambios en la producción de energía fotovoltaica y sus contribuciones fraccionarias a partir de la temperatura y la insolación dependen en gran medida de la ubicación geográfica. La temperatura ambiente afecta la eficiencia eléctrica de la celda solar fotovoltaica. Si bien es difícil obtener datos climáticos sobre nubosidad a partir de modelos climáticos, la relación entre la temperatura y la eficiencia fotovoltaica está bien documentada. En la mayoría de los materiales de celdas fotovoltaicas la producción de energía fotovoltaica presenta una respuesta casi lineal a la temperatura de la celda con gradiente negativo y una respuesta aproximadamente proporcional a la radiación total, excepto bajo niveles bajos [Crook et al., 2011]. Una reducción del 2% en la radiación solar global reducirá la producción de una celda solar fotovoltaica en un 6%; estas proyecciones impactan de forma significativa la generación de energía solar y la efectividad en términos de costos [Contreras-Lisperguer et al., 2008].

La eficiencia de la energía solar concentrada (CSP) también puede verse afectada por el cambio climático debido a que requiere de una máquina térmica y, como tal, su eficiencia se altera ante variaciones en la temperatura ambiente. La producción de CSP presenta una respuesta aproximadamente lineal a la temperatura ambiente con gradiente positivo. Además, la CSP basada en sistemas de generación eléctrica solar (SEGS, por sus siglas en inglés) implica la operación de un ciclo Rankine y, por lo tanto, está expuesta a un incremento en el uso de agua y menor eficiencia [Schaeffer et al., 2012]. La producción de CSP se ve afectada no solo por las variaciones de temperatura sino también por cambios en la insolación directa, con una respuesta aproximadamente proporcional a la radiación directa [Crook et al., 2011]. La CSP no utiliza radiación difusa, mientras que la energía fotovoltaica sin concentración utiliza radiación directa y difusa. La radiación es mayormente una función de la cobertura nubosa y de las propiedades de las nubes. El cambio climático impactará en los patrones regionales de temperatura y radiación y, por lo tanto, afectará la producción regional fotovoltaica y de CSP [Crook et al., 2011].

Otras variables climáticas tienen un impacto notable en la producción fotovoltaica. El viento incide en la produc-

ción de energía fotovoltaica porque la convección forzada remueve calor de la celda y, por lo tanto, reduce la temperatura de la celda, aumentando su eficiencia. El polvillo que se acumula sobre los paneles fotovoltaicos y los colectores solares constituye un problema importante en las regiones más áridas, dado que la lluvia es la que limpia los paneles removiendo el polvillo [Crook et al., 2011], por lo que un cambio en estas variables climáticas también modificarían la producción fotovoltaica.

Se han realizado algunos trabajos a nivel mundial que intentan medir los efectos del cambio climático en la energía solar. Fant et al. [2016] mostraron un método que introduce la incertidumbre de los escenarios de emisión, sensibilidad climática y resultados climáticos regionales. Se utilizó un modelo estadístico para ampliar el enfoque a uno híbrido e incluir estimaciones de parámetros solares, lo cual produce un conjunto de posibles resultados. Encontraron una amplia gama de resultados de distribución así como regionales. Estas diferencias fueron el resultado de disparidades en la respuesta de los modelos así como del escenario de emisiones seleccionado. No obstante, los resultados de este estudio indicaron que el potencial medio del recurso solar a largo plazo muy probablemente permanecerá sin alteraciones en 2050 [Fant et al., 2106].

El estudio realizado por Gunderson et al. [2014] evaluó el potencial actual y futuro de energía solar mediante el uso de centrales de energía fotovoltaica conectadas a la red cerca de la región del Mar Negro. Se recurrió al flujo de radiación solar incidental obtenido mediante reanálisis, interpolación espacial y la aplicación del método de cambio Delta para evaluar el potencial actual y futuro del recurso solar. Simularon datos para determinar el cambio potencial en el clima y el uso del suelo conforme a dos escenarios de desarrollo diferentes. Los resultados del estudio realizado por Gunderson et al. [2014] mostraron que el recurso solar es suficiente para las instalaciones de energía solar fotovoltaica de la región del Mar Negro y los resultados sugirieron también que el recurso solar no debería variar considerablemente durante el próximo siglo en la región del Mar Negro, aunque aún existen ciertas incertidumbres. Sin embargo, es posible concluir que los cambios en el uso del suelo tendrán un impacto significativo en emplazamientos adecuados para generación de energía fotovoltaica [Gunderson et al., 2014].

Según Schaeffer et al. [2012], los impactos en las variables climáticas pueden presentar diversas tendencias alrededor del mundo y lo mismo ocurre con los recursos de energía solar, con impactos positivos en términos de aumento en la radiación solar en algunas situaciones (por ejemplo, un aumento del 5,8% en la radiación so-

lar reportado para el sudeste de Europa [Bartók, 2010]) e impactos negativos en la radiación solar en otras situaciones (por ejemplo, una tendencia decreciente en la radiación solar entrante en Canadá [Cutforth et al., 2007]).

En su estudio, Burnett et al. [2014] caracterizaron el recurso solar del Reino Unido para climas presentes y futuros y brindaron una evaluación detallada. El nivel de radiación solar presente fue evaluado mediante la conversión de 30 años de datos históricos observados sobre la duración promedio mensual de la luz solar. Posteriormente, combinando esto con las proyecciones probabilísticas del cambio climático de UKCP09, examinaron el efecto del cambio climático para generar estimaciones sobre el recurso solar futuro del Reino Unido. Concluyeron que el cambio climático haría aumentar el recurso promedio en el sur del Reino Unido, mientras que lo haría disminuir marginalmente en el noroeste. El efecto general fue un aumento medio del recurso solar en el Reino Unido; sin embargo, tendría mayor variabilidad estacional y discrepancias entre regiones geográficas [Burnett et al., 2014].

Crook et al. [2011] calcularon cómo el cambio climático podría alterar la producción de centrales de energía solar fotovoltaica y energía solar concentrada durante los próximos 80 años, desde una perspectiva global. Los modelos por computadora establecidos indicaron que los cambios en la producción de las centrales de energía solar presentarían importantes diferencias regionales. Por ejemplo, era probable que la generación fotovoltaica aumentara significativamente en Europa y China, pero decreciera en muchas partes del mundo como el oeste de América y el Medio Oriente. Esto es causado por un cambio en la temperatura o en la insolación, con diferencias regionales considerables. Es probable que la producción de CSP aumente más de un 10% en Europa, que aumente en un alto porcentaje en China y en un bajo porcentaje en Argelia y Australia, y disminuya en un bajo porcentaje en el oeste de EE.UU. y Arabia Saudita. Esto demuestra que la CSP suele ser más sensible al cambio climático que la energía fotovoltaica, aunque existen marcadas diferencias regionales [Crook et al., 2011]. La Figura 2 a Figura 4 presentan una serie de mapas que muestran el cambio absoluto en la temperatura y la insolación (total y directa) a lo largo de una media de 10 años centrada en 2080. Los datos corresponden al modelo HadGEM1.

Es importante destacar que no hay datos disponibles sobre los impactos del cambio climático en el recurso solar en América Latina y el Caribe. El uso de energía solar en el Caribe es ampliamente conocido y de gran difusión pero solo a escala local o para usos domésticos [Con-

treras-Lisperguer et al., 2008]. Debido a que la cantidad de centrales solares en el Caribe y América del Sur es aún incipiente, hay cada vez más interés en este tipo de estudios en la región.

En numerosos estudios sobre los impactos del cambio climático los autores hacen referencia a incertidumbres relacionadas con estos trabajos [Gunderson et al., 2014, Crook et al., 2011, Fant et al., 2016]. Algunos aseguran que estas incertidumbres se deben al uso de GCM [Frant et al., 2016] y otros sugieren para futuros estudios desarrollar un análisis similar utilizando diferentes modelos climáticos a fin de lograr entender mejor la incertidumbre sobre la producción energética ocasionada por la incertidumbre sobre el cambio de insolación proyectado [Crook et al., 2011].

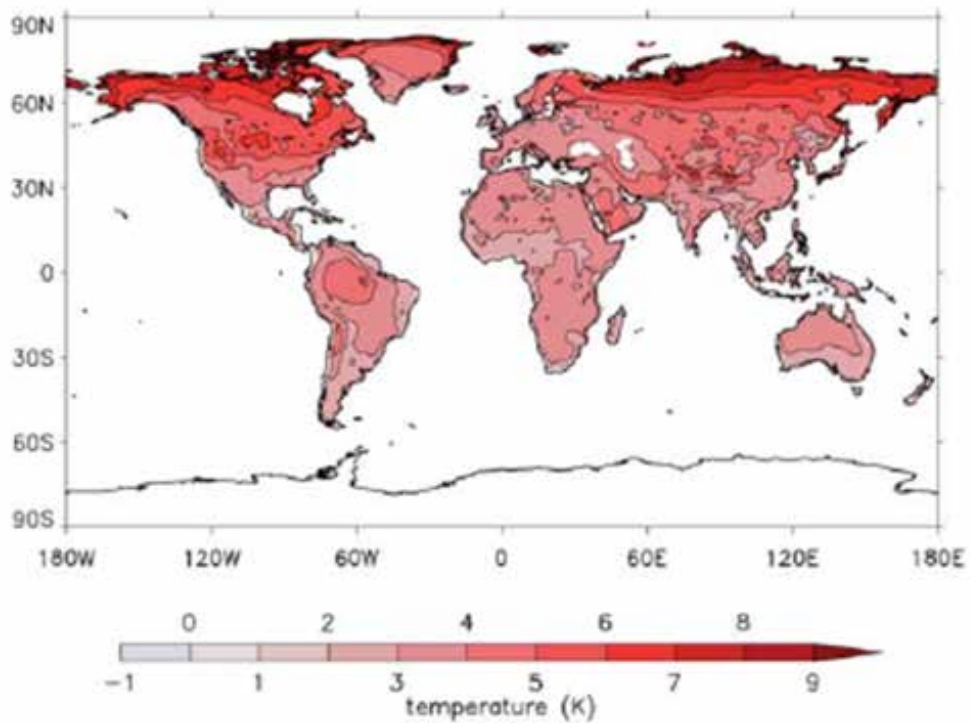
Los efectos del cambio climático en el sector energético son bastante diversos y están vinculados a estaciones, regiones y recursos de generación de energía específicos [Frant et al., 2016]. El cambio climático tendrá un impacto notable en la producción de energía de las centrales, en algunas regiones más que en otras, por lo que los responsables de planificación y de elaborar políticas y los inversionistas en energía solar deben incluir el cambio climático en sus proyecciones a largo plazo al seleccionar las ubicaciones geográficas y la tecnología para las nuevas centrales interconectadas de gran escala [Crook et al., 2011]. La capacidad instalada de energía solar fotovoltaica está aumentando con gran rapidez a nivel mundial [Gunderson et al., 2014], por ello es importante tener en cuenta desde ya en el desarrollo y diseño de los proyectos solares los posibles impactos del cambio climático en el recurso solar [Contreras-Lisperguer et al., 2008]. La Tabla 5 presenta un resumen general de diversos impactos presentados en los estudios mencionados.

2.3.3. Impactos del cambio climático global en la energía hidroeléctrica

Debido a la creciente preocupación sobre el cambio climático, el reemplazo de fuentes de energía fósil por energía limpia, incluida la energía hidroeléctrica, es cada vez más incentivado. Sin embargo, los cambios en la climatología a causa del cambio climático no suelen ser considerados en los proyectos de energía alternativa. La variación tanto en el régimen de lluvias como en la temperatura puede afectar la producción de energía [Mukheibir, 2013].

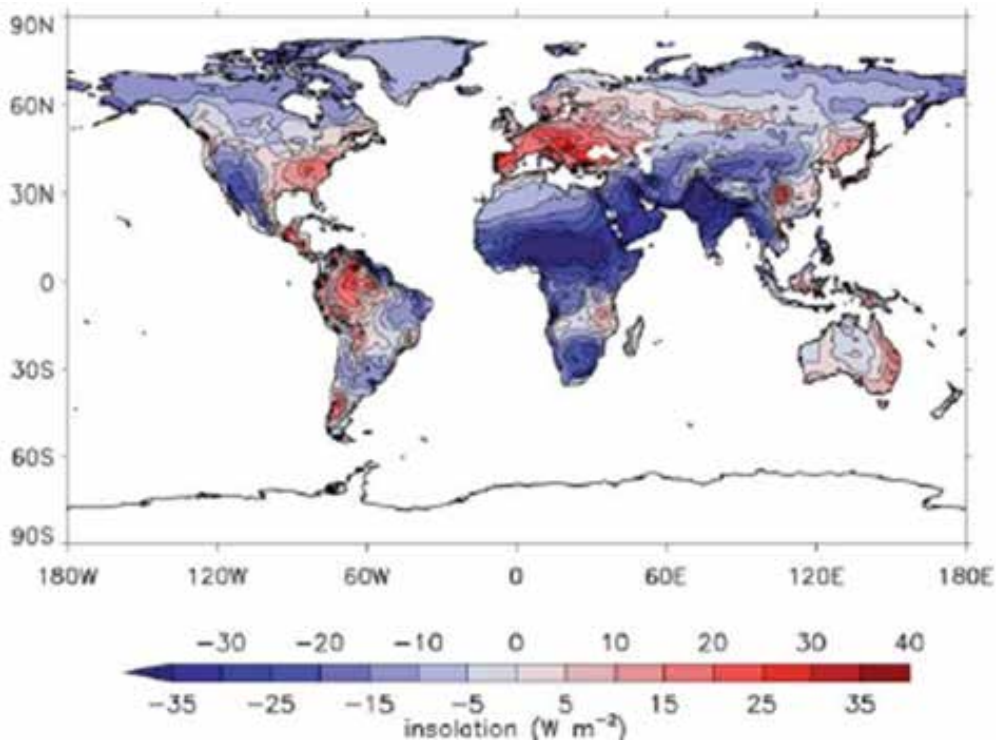
Entre las consecuencias del cambio climático se puede prever una disminución en la calidad del agua en general, así como riesgos relacionados con la calidad del agua potable a pesar de los tratamientos convencionales,

Figura 2. Cambio en la temperatura superficial.



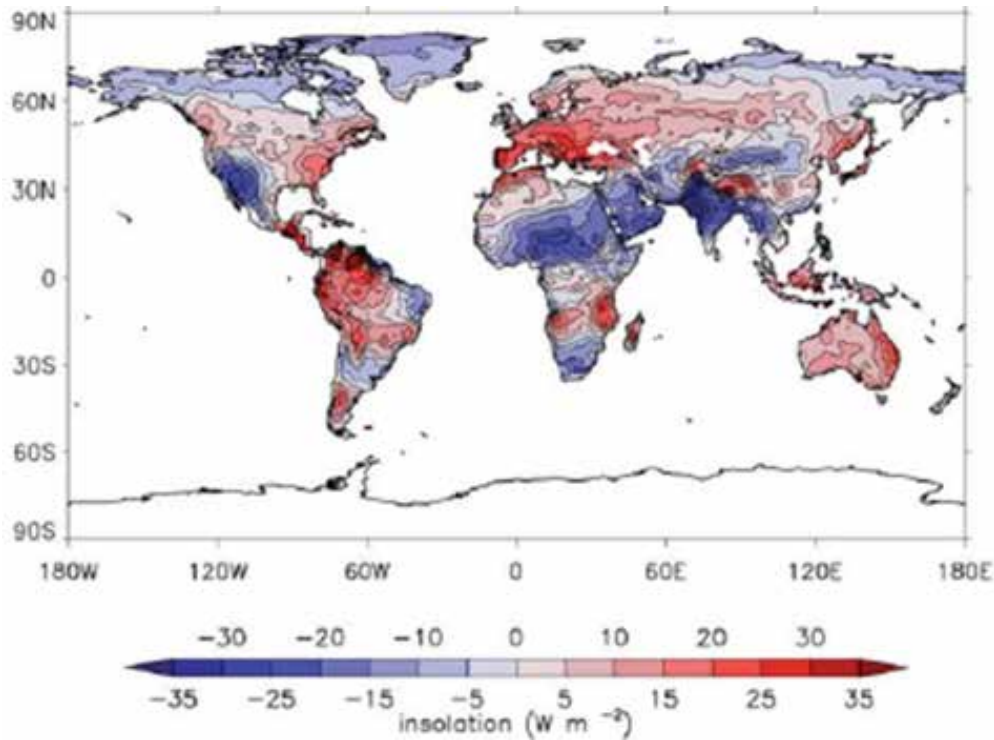
Fuente: [Crook et al., 2011].

Figura 3. Cambio en la insolación total.



Fuente: [Crook et al., 2011].

Figura 4. Cambio en la insolación directa.



Fuente: [Crook et al., 2011].

Tabla 5. Resumen de estudios que evalúan los impactos del cambio climático en el recurso solar

Estudios del sector energético	Variables climáticas	Impactos relacionados
Fant et al. (2016)	Radiación global horizontal y temperatura global media	Es muy probable que el potencial medio de recurso solar a largo plazo permanezca sin alteraciones en 2050 en el sur de África
Gunderson et al. (2014)	Radiación solar descendiente diaria y cobertura nubosa total	No se espera que el recurso solar varíe considerablemente durante el próximo siglo en la región del Mar Negro
Burnett et al. (2014)	Duración de la luz solar y radiación global horizontal	El cambio climático haría aumentar el recurso solar promedio en el sur del Reino Unido, mientras que lo haría disminuir marginalmente en el noroeste. No obstante, tendría mayor variabilidad estacional y discrepancias entre regiones geográficas
Crook et al. (2011)	Temperatura superficial, insolación total e insolación directa	Los cambios en la producción de las centrales de energía solar presentarían importantes diferencias regionales

a causa de factores interrelacionados como: el aumento de temperatura, el aumento de sedimentos, nutrientes y la carga de contaminantes a causa del intenso régimen de lluvias, aumento en la concentración de contaminantes durante las sequías e interrupción de las plantas de tratamiento durante las inundaciones [IPCC, 2014]. Según el IPCC, existen evidencias contundentes acerca de que el cambio climático reducirá los recursos hídricos superficiales y subterráneos en la mayoría de las zonas subtropicales secas durante el siglo XXI. Este problema puede llevar a una competencia por el agua entre los sectores económicos como la agricultura y la industria.

La variación en el caudal de ríos y el nivel de los lagos ocasionada por el cambio climático puede afectar la generación de electricidad mediante energía hidráulica [Chiew, 2016]. También depende de las alteraciones en el volumen, la intensidad y el momento de las lluvias ocasionadas por la evapotranspiración, como consecuencia de la temperatura, la insolación, la velocidad del viento y la humedad atmosférica. La respuesta a los cambios en la variación del clima es diferente para cada cuenca fluvial, ya que depende de sus características hidrológicas y físicas, así como de la cantidad de agua almacenada en la superficie y debajo de la tierra [Kundzewicz et al., 2008]. El cambio climático afectará la función y el funcionamiento de los sistemas de control de inundaciones, drenaje e irrigación y modificará la gestión del recurso hídrico. Existe también otra preocupación ya que no es posible simplemente utilizar la experiencia hidrológica pasada para predecir las condiciones futuras [Lucena, 2010].

Las preocupaciones sobre los cambios en las condiciones climáticas comenzaron en la década de 1960. Sin embargo, los primeros estudios sobre los impactos hidrológicos del cambio climático comenzaron en 1980 [Nemec; Schaake, 1982]. Este es uno de los temas a los que la literatura científica internacional ha prestado más atención. El efecto del cambio climático se comenzó a tener en cuenta en el ciclo hidrológico de los Modelos de Circulación Global. El GCM constituye la línea de base para la mayoría de los estudios sobre los impactos del cambio climático en los recursos hídricos, que se relaciona con alteraciones químicas en la atmósfera con una importante variación del clima.

Las limitaciones de los modelos que estudian los impactos del cambio climático global en los sistemas hidrológicos residen principalmente en la escala espacial, pero también la representación de eventos climáticos extremos a mayor escala y la cobertura vegetal, sin mencionar los eventos extremos como sequías e inundaciones [Lucena, 2010]. Otro problema es que existen pocos es-

tudios que analizan los impactos del cambio climático en el agua subterránea, incluyendo la incertidumbre en la relación entre ríos superficiales y subterráneos [Alley 2001; Kundzewicz, 2007]. Existen pocos trabajos sobre el impacto del cambio climático sobre los recursos hídricos en América Latina. Cuando abordan la región, en general lo hacen con respecto a Brasil.

En Salatti et al. [2010], el modelo HadRM3P calculó el balance hidrológico de Brasil entre 2011 y 2100 para los escenarios A2 y B2 comparado con el periodo de referencia 1961-1990. Los resultados son realmente preocupantes, ya que pronostican para el año 2100 una disminución importante en los caudales de las cuencas del este del Atlántico y este noreste, los cuales llegan casi a cero.

El mismo modelo fue implementado por Marengo et al. [2010] para obtener el modelo climatológico para la situación actual (1961-1990) y luego para proyecciones futuras (2071-2100) para los escenarios A2 y B2. El estudio concluye que las zonas del Amazonas y del Noreste son las más vulnerables de Brasil. El calentamiento promedio puede alcanzar 5°C en 2100 en el escenario A2 y 3°C en el escenario B2, aunque el aumento gradual de temperatura podría alcanzar los 7-8°C o 4-6°C en 2100, respectivamente. Para el país en su conjunto, se observa una tendencia de aumento en la temperatura y el calor extremo, así como una reducción en la frecuencia de heladas debido a un aumento en la temperatura mínima, especialmente en los estados del sur, sureste y centro-oeste. Sin embargo, en toda la literatura científica sobre el impacto del cambio climático en los recursos hídricos se observa la misma tendencia para las regiones de Brasil: creciente frecuencia e intensidad de los eventos extremos, mayor estrés hídrico en el noreste, considerable disminución en las lluvias en la zona del Amazonas y pequeños aumentos en el caudal de las cuencas del sur.

Según Soito y Freitas [2011], la vulnerabilidad y la adaptación de los recursos hídricos se relaciona con las tendencias promedio y las alteraciones de la variabilidad en los sistemas hidrológicos o eventos extremos en presencia del cambio climático. El estudio indica que en las proyecciones desarrolladas hasta la fecha, los resultados para América del Sur no son coincidentes en lo que respecta a las predicciones sobre caudales. En primer lugar, debido a diferencias en las predicciones sobre el régimen de lluvias y, en segundo lugar, porque los valores de evaporación previstos tampoco son coincidentes. De igual modo, en los países expuestos a estrés hídrico se prevé que el cambio climático tendrá un efecto negativo en el caudal de los ríos y en la recarga de reservorios de agua subterránea y acuíferos.

Los impactos del cambio climático en la generación hidroeléctrica proceden de las alteraciones en la variación de los caudales o en el régimen de estacionalidad. La vulnerabilidad de las centrales hidroeléctricas depende de la capacidad de almacenamiento de agua de los reservorios [Schaeffer et al., 2012]. Lucena et al. [2009] afirmaron que los impactos en la generación de electricidad no son proporcionales a los impactos en el caudal debido a la capacidad de almacenamiento de agua de los reservorios de las centrales de Brasil.

América Central es una de las regiones más vulnerables al cambio climático. La región es fuertemente afectada por la temperatura extrema y los eventos de precipitación debido a su ubicación geográfica. Esto suele ocasionar sequías e inundaciones, que tienden a aumentar aún más en los próximos años, según los modelos que estudian el cambio climático. Debido a que la región depende fuertemente de las represas hidroeléctricas para generar electricidad, más del 50% en 2015, es muy importante identificar los posibles impactos del cambio climático en el caudal de los ríos que permiten la producción de energía en estas centrales hidroeléctricas [BID, 2016].

El estudio realizado por el BID (2016) incluyó siete países de América Central: Belize, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá. Las predicciones futuras para la región indican una disminución del 39,5% en la producción eléctrica en 2090 y un aumento de 3,8°C en la temperatura promedio entre 2060 y 2099. En este escenario, las sequías serán más frecuentes y los caudales máximos disminuirán durante el siglo XXI.

Una región clave de América Central que es vulnerable a los impactos del cambio climático es la cuenca del Río Lempa, el sistema hidrográfico más grande de América Central, que incluye El Salvador, Honduras y Guatemala. Maurer et al. [2009] analizaron los impactos hidrológicos de los cambios climáticos proyectados en la cuenca del Río Lempa y la variación en el caudal afluente de dos importantes reservorios hidroeléctricos debido a cambios en la temperatura y precipitaciones, a partir de 16 modelos climáticos¹⁶ utilizando dos escenarios de emisión del IPCC (B1 y A2) durante 2040-2069 y 2070-2099. Los resultados indicaron una disminución del 5% (B1) y 10,4% (A2) en las precipitaciones promedio proyectadas y del 13% (B1) y 24% (A2) de reducción en los caudales afluentes de los reservorios en 2070-2099. Además, la frecuencia de años de bajo caudal aumentará, lo cual impactará en la capacidad hidroeléctrica en un 33% a 53% para el mismo periodo.

La Comisión Económica para América Latina, CEPAL [2012], investigó los efectos del cambio climático en la generación hidroeléctrica en dos centrales hidroeléctricas:

Cerrón Grande en la cuenca del Río Lempa (El Salvador) y Chixoy en la cuenca de Chixoy (Guatemala). Utilizaron los siguientes GCM: HADCM3, GFDL R30 y ECHAM4 para el escenario B2 y HADGEM1, GFDL CM2.0 y ECHAM4 para el escenario A2. Se proyectó la variación de temperatura y precipitaciones para los años 2020, 2030, 2050, 2070 y 2100 y se simularon los cambios en los caudales mediante el software Water and Power Potential (WAPPO).

Los resultados proyectados para el escenario A2 indicaron una reducción aproximada del 25% en la generación de energía en la central de Chixoy en 2020, 37% en 2030, 47% en 2050, 70% en 2070 y 83% en 2100 comparado con la generación eléctrica promedio de 1979 a 2008. Con respecto a la central hidroeléctrica Cerrón Grande, la disminución proyectada en la generación de electricidad es del 22% en 2020, 34% en 2030, 41% en 2050, 57% en 2070 y 71% en 2100, comparado con la generación promedio entre 1984 y 2009. En el escenario B2 se prevé un aumento del 4% y 6% en la generación eléctrica en 2020 en las centrales de Chixoy y Cerrón Grande, respectivamente. Sin embargo, en los años posteriores los resultados nuevamente indican una reducción en la producción de energía que alcanzará el 26% en Chixoy y el 17% en Cerrón Grande en 2100.

A pesar de los impactos negativos mencionados, el estudio realizado por Popescu et al. [2014] apuntó a un aumento en el potencial hidroeléctrico como resultado del cambio climático en la cuenca del Río de la Plata, situada en cinco países: Argentina, Brasil, Bolivia, Paraguay, Uruguay. Popescu et al. [2014] estudiaron el impacto de los cambios hidrológicos en la producción hidroeléctrica en la cuenca del Río de la Plata en base a los escenarios de cambio climático PROMES-UCLM y RCA-SMHI. El estudio recurrió a parámetros climáticos proyectados de dos modelos climáticos regionales como datos de entrada para un modelo hidrológico lluvia-escorrentía para los periodos 2031-2050 y 2079-2098. Los resultados mostraron un incremento en el potencial de energía hidroeléctrica en ambos periodos.

La generación hidroeléctrica en la zona de la Amazonia será más vulnerable en la época seca, lo cual represen-

¹⁶ Los modelos de circulación general utilizados son BCCR-BCM2.0, CGCM3.1 (T47), CNRM-CM3, CSIRO-Mk3.0, GFDL-CM2.0, GFDL-CM2.1, GISS-ER, INM-CM3.0, IPSL-CM4, MIROC3.2, ECHO-G, ECHAM5/MPI-OM, MRI-CGCM2.3.2, PCM, CCSM3, UKMO-HadCM3

ta un desafío para la seguridad energética futura de la región, que posee varios proyectos hidroeléctricos sin reservorio, como Belo Monte en la Amazonia brasileña [Lucena et al., 2013].

En Brasil el principal impacto proyectado fue una reducción en la confiabilidad del sistema y efectos extremos en la generación hidroeléctrica en las regiones norte y noreste [Lucena et al., 2009]. En este estudio, las cuencas del sur y sureste muestran una variación positiva en la energía firme. Por lo tanto, la energía promedio total se mantiene normal. Sin embargo, en las cuencas de Paranaíba y del este del Atlántico, el excedente de agua disminuye un 80% en algunos puntos de la proyección, con una reducción importante en la producción de energía.

Según el IPCC [2014], en muchas regiones los cambios en el régimen de lluvias o en el derretimiento de la nieve y el hielo están alterando los sistemas hidrológicos y afectando los recursos hídricos en términos de cantidad y calidad. Los glaciares están retrocediendo en casi todo el mundo y el hielo permanente se está derritiendo en las regiones de elevada altitud y latitud debido al cambio climático, afectando el caudal de los recursos hídricos disponibles. En América del Sur, la energía hidroeléctrica es la principal fuente de energía renovable y juega un papel importante en el sector eléctrico. Por lo tanto, si el cambio climático afecta las centrales hidroeléctricas, todo el sistema de energía eléctrica se verá afectado [Zwaan et al., 2016]. La Tabla 6 resume los estudios citados anteriormente

Tabla 6. Resumen de los estudios que evalúan el impacto del cambio climático en el recurso hidroeléctrico

Estudios del sector energético	Impactos relacionados en el recurso hidroeléctrico
Chiew (2016)	Cambio en el caudal de ríos y nivel de lagos que afecta la generación hidroeléctrica.
Salatti et al. (2010)	Impactos del clima en el balance hidrológico de las cuencas de Brasil proyectados para el siglo XXI considerando dos escenarios del IPCC (A2 y B2). Los resultados indican una reducción drástica de los caudales hacia el año 2100 en las cuencas del este del Atlántico y este noreste.
Marengo et al. (2010)	Cambios en la temperatura y las precipitaciones en las regiones de Brasil proyectados para el siglo XXI considerando dos escenarios del IPCC (A2 y B2). Aumento en la temperatura y en la frecuencia de las sequías, especialmente en las regiones del Amazonas y del noreste.
BID (2016)	Impactos en la generación hidroeléctrica en América Central. los resultados indican una reducción del 39,5% en la producción de electricidad (más del 50% corresponde a generación hidroeléctrica) entre 2060 y 2099.
CEPAL (2012)	Efectos del cambio climático en la central Cerrón Grande en la cuenca del Río Lempa y en la central Chixoy en la cuenca homónima, considerando dos escenarios del IPCC (A2 y B2). Los resultados indican una reducción aproximada del 83% en la generación de la central Chixoy hacia el año 2100 y una reducción del 71% en la central Cerrón Grande en el mismo periodo.
Lucena et al. (2009)	Impacto del cambio climático en la región de Brasil. El principal impacto es una reducción en la confiabilidad del sistema y efectos extremos en la generación hidroeléctrica en las regiones norte y noreste. En las cuencas de Paranaíba y del este del Atlántico, el excedente de agua disminuye un 80% en algunos puntos de la proyección, con una reducción importante en la producción de energía.



03.

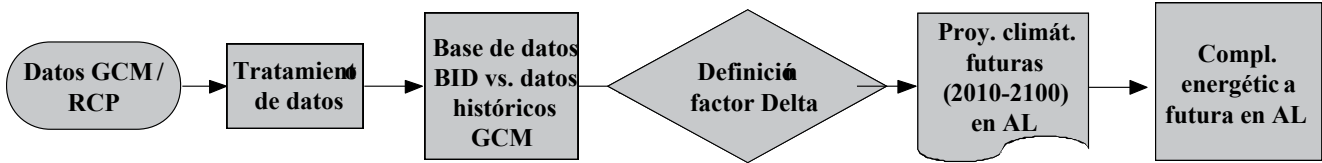
Metodología

87

El estudio busca determinar los posibles impactos del cambio climático en la complementariedad futura a largo plazo de los recursos eólico y solar en ciertas regiones de alto potencial en AL. El enfoque se hace en la estacionalidad anual de estos dos recursos de energía. En base a las proyecciones climáticas para la base de datos del BID, la complementariedad energética se reevaluó entre las áreas que presentaban complementariedad en la primera parte de este estudio, donde el impacto climático no fue considerado en el análisis.

El gráfico que sigue a continuación muestra los pasos seguidos para lograr el objetivo del estudio. Los supuestos y procedimientos de cada paso se describen más abajo.

Figura 5. Esquema del proceso para lograr el objetivo del estudio.



a) Datos de GCM/RCP

Para desarrollar las proyecciones climáticas, se utilizaron los Modelos de Circulación Global MIROC-ESM-CHEM y HadGEM2-ES. La elección de estos GCM se basó en estudios realizados en Brasil por CHOU et al. [2014a, 2004b], quienes utilizaron estos modelos para investigar los resultados obtenidos en la reducción de escala (*downscaling*) de varios GCM para América del Sur.

Los resultados de los GCM se obtuvieron de la base de datos versión 20160708 del proyecto denominado *Inter-Sectoral Impact Model Integration and Intercomparison Project* (ISI-MIP2 Fase a)¹⁷, que fueron procesados por HEMPLE et al. [2013]. Las variables utilizadas son la radiación descendente de onda corta - *rsds* (Wm⁻²) y la magnitud del viento cerca de la superficie - velocidad del viento (ms⁻¹).

Para cada GCM se escogieron dos Trayectorias de Concentración Representativas: ii) el escenario RCP 4.5, que representa un escenario de estabilización donde el forzamiento radiativo total se estabiliza antes de 2100 y ii) el escenario RCP 8.5 que representa crecientes emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo del tiempo y que puede ser el más pesimista para los recursos eólicos y solares [Riahi et al., 2011].

El RCP 4.5 es un escenario intermedio en cuanto a forzamiento radiativo/emisiones, que integra menor intensidad de energía, intensos programas de reforestación, cambios dietarios y políticas climáticas exigentes. El RCP 8.5 es un escenario de elevadas emisiones/forzamiento radiativo, que combina supuestos sobre elevados niveles de población y un crecimiento relativamente bajo de los ingresos con modestos índices de cambio tecnológico y mejoras en la intensidad de energía, que lleva en el largo plazo a una elevada demanda de energía y emisiones de GEI en ausencia de políticas que aborden el cambio climático [Riahi et al., 2011].

b) Tratamiento de la base de datos

La base de datos del BID comprende 36 zonas de alto potencial solar fotovoltaico y 50 zonas de alto potencial

de energía eólica. Los resultados de la Parte I del estudio indican las ZAP que presentaron complementariedad estacional. Por lo tanto, estas áreas son el foco de atención de este segundo informe en esta segunda parte y son presentadas en la [Tabla 7](#).

Tabla 7. Complementariedades estacionales obtenidas en el la parte 1.

EÓLICA_EC_Ao1	SOLAR_VE_Ao3
EÓLICA_CO_Ao2	EÓLICA_PE_Ao1
EÓLICA_CL_Ao1	SOLAR_MX_Ao1
EÓLICA_BR_Ao5	EÓLICA_VE_Ao3
EÓLICA_VE_Ao3	SOLAR_BR_Ao3
	SOLAR_EC_Ao1
	EÓLICA_BR_Ao5
EÓLICA_BR_Ao1	SOLAR_BR_Ao3
	EÓLICA_PE_Ao1
EÓLICA_AR_Ao1	SOLAR_ES_Ao1
	SOLAR_PA_Ao1
	EÓLICA_BR_Ao1
	EÓLICA_VE_Ao3
EÓLICA_BR_Ao4	EÓLICA_VE_Ao4
	EÓLICA_SU_Ao1
	EÓLICA_VE_Ao2
EÓLICA_BR_Ao3	EÓLICA_VE_Ao4
	EÓLICA_VE_Ao3
	EÓLICA_SU_Ao1
	EÓLICA_VE_Ao2

¹⁷ ISIMIP es una iniciativa comunitaria de modelado de los impactos climáticos cuyo objetivo es contribuir a una síntesis cuantitativa multisectorial de los impactos diferenciales del cambio climático, que incluye las incertidumbres asociadas. ISIMIP ofrece un marco homogéneo para el modelado multisectorial y a diversas escalas de los impactos del cambio climático [ISIMIP].

Los GCM suelen tener una resolución horizontal de 250 a 600 km. Los datos obtenidos de los GCM fueron transformados a escala regional para cada región representativa. Se escogió un punto representativo para cada área de generación potencial eólica y solar ([Figura 6](#)).

Los resultados de los GCM para la velocidad del viento (magnitud del viento cerca de la superficie - viento (ms⁻¹)) fueron extrapolados para estimar la velocidad del viento a una altura estándar del aerogenerador (100m). La extrapolación se realizó utilizando la Ley Exponencial [Kubik et al., 2011], que es una ecuación empírica expresada en la ([Ec. 2](#)).

$$u_2=u_1 \left(z_2/z_1 \right)^\alpha \tag{Ec. 2}$$

Donde α es el coeficiente de cizallamiento del viento, para condiciones de estabilidad neutras este coeficiente es aproximadamente 1/7, u_1 es la velocidad del viento conocida a la altura de referencia z_1 y u_2 es la velocidad extrapolada a la altura z_2 .

Una vez extrapolados los datos de velocidad del viento, se calcula el valor mensual (media) de cada recurso (ve-

locidad del viento y radiación solar), tanto para la base de datos del BID como para las simulaciones de los GCM. Los resultados de la simulación de GCM se componen de datos simulados históricos (corridas del modelo para el periodo 1961-2004) y las proyecciones climáticas futuras (2005-2099). Las proyecciones climáticas fueron agrupadas en 3 grupos: i) 2010-2040, ii) 2041-2070, iii) 2071-2100.

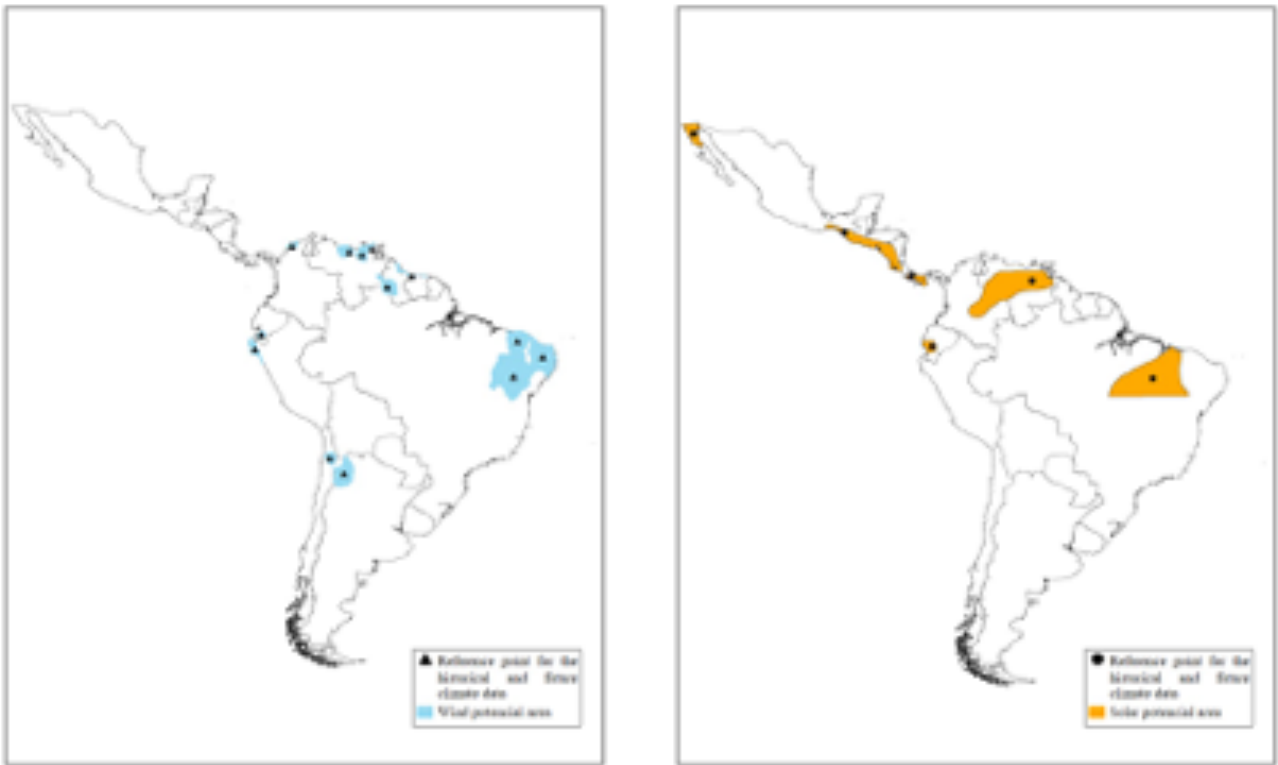
c) Base de datos del BID versus datos históricos de los GCM

Como se dijo anteriormente, se consideraron dos GCM, el HADGEM2-ES y el MIROC-ESM-CHEM. A fin de seleccionar el GCM que mejor representa la base de datos del BID, se realizó una comparación entre los datos históricos de los dos GCM (1961-2004) y los datos del BID. La comparación se realizó entre años “equivalentes”.

Se creó un año “equivalente” para los datos del BID y para los datos históricos de cada GCM. Su definición se expresa a través de la ([Ec. 3](#)).

$$EY_m=median \left(Data_{m,i} \right) \forall i < T \tag{Ec. 3}$$

Figura 6. Puntos de referencia para los datos climáticos históricos y futuros de cada área que presentó complementariedad sin impacto del cambio climático.



Donde EY es el año equivalente, m es el mes, $Data$ es el valor del recurso, i es el año y T es el periodo de análisis.

El estudio definió dos criterios para determinar qué datos históricos de simulación de los dos GCM representan mejor la base de datos históricos del BID: i) el coeficiente de determinación [Nagelkerke, 1991] que brinda una medida de cuán bien el modelo replica los datos “observados” y ii) el coeficiente de correlación [Kougias et al., 2016] que, en este caso, mide la fuerza y dirección de la relación lineal entre la base de datos del BID y los datos históricos de los GCM.

d) Definición del factor Delta

Tal como se mencionó anteriormente, las proyecciones climáticas fueron agrupadas en 3 grupos: i) 2010-2040, ii) 2041-2070, iii) 2071-2100. Se creó un año “equivalente” para cada uno de estos grupos utilizando la (Ec. 3). A continuación se definieron los factores Delta para las proyecciones climáticas de cada GCM (RCP 4.5 y RCP 8.5).

Se aplicará un factor Delta mensual a estos años “equivalentes”. El factor Delta a aplicar se define por la (Ec. 4).

$$\begin{aligned} \text{delta}_{m,p} &= \frac{(EY_{m,p}^{GCM} - EY_m^{GCM-H}) / (EY_m^{GCM-H})}{\text{tal que } p = \{p_1, p_2, p_3\}, m = \{1, 2, \dots, 12\}} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde p_1 representa el grupo 2010-2040, p_2 representa el grupo 2041-2070, p_3 representa el grupo 2071-2100, m es el mes analizado, EY_m^{GCM-H} es el año equivalente de los datos históricos de los GCM y $EY_{m,p}^{GCM}$ es el año equivalente de las proyecciones climáticas de los GCM.

e) Proyecciones climáticas futuras (2010-2100) para América Latina

Tal como se indicó en la sección 2.2, los escenarios climáticos realizan suposiciones implícitas o explícitas sobre la extrapolación de sesgos de los modelos climáticos de periodos actuales a futuros. Dichos supuestos son inevitables debido a la falta de observaciones futuras y por estar sujetos a diferentes fuentes de incertidumbre [Kerkhoff et al., 2014]. Por lo tanto, se realizó un análisis de sensibilidad entre cada valor mensual del periodo de proyección (p_1 , p_2 y p_3) con el valor histórico mensual del GCM escogido. El resultado de esta variación se denomina, en este estudio, “factor Delta”.

El factor Delta mensual se aplica al año equivalente obtenido de la base de datos del BID, (Ec. 5). De este modo, se preserva la variabilidad de las observaciones de la grilla y la comparación entre escenarios futuros e históricos modelados es directa y fácilmente interpretable.

$$NP_p = \text{delta}_{m,p} * EY_m^{IDB} \quad (\text{Ec. 5})$$

Es importante destacar que para un uso coherente del factor Delta es necesario que las simulaciones de la base de datos históricos estén alineadas con el patrón de estacionalidad del recurso, es decir los datos históricos sobre el recurso obtenidos a partir del GCM y de la base de datos del BID deben tener una buena coherencia estacional.

f) Complementariedad energética futura en América Latina

La complementariedad de los recursos de energía renovables en AL, obtenidos en la primera parte de este estudio, se revisa a fin de identificar posibles impactos ocasionados por el cambio climático. La complementariedad potencial entre recursos se evalúa mediante el método de correlación lineal, también llamado método de Pearson.



04.

93

Resultados

En este Informe se consideraron los datos de simulación históricos de HadGEM2-ES y MIROC-ESM-CHEM con escenarios RCP 4.5 y RCP 8.5. Se realizó un análisis estadístico para verificar la coherencia estacional entre los datos simulados históricos de los GCM y la base de datos del BID. Se construyeron patrones estacionales utilizando las medias mensuales de cada base de datos disponible.

La comparación entre la base de datos del BID y los datos de los GCM se basó en el factor de correlación para determinar la fuerza y dirección de la relación lineal entre la base de datos del BID y los datos históricos de los GCM, y en el método tradicional de mínimos cuadrados para evaluar la bondad de ajuste medida por el coeficiente de determinación R². El análisis utilizando el factor de correlación no fue concluyente debido a que, para cada área considerada, el factor de correlación presentó un valor similar para ambos GCM. Los resultados utilizando el método de mínimos cuadrados fueron más esclarecedores.

94

El Apéndice 7.1 muestra el patrón mensual del año equivalente de la base de datos históricos y su coeficiente R² y valores de correlación para las áreas que presentaron complementariedad energética en la primera parte del presente estudio. Este proceso indicó que la mayoría de las áreas analizadas tenía una buena coherencia estacional, excepto dos áreas: (i) SOLAR_ES_Ao1 tenía una estacionalidad diferente entre los meses de otoño y primavera; (ii) EÓLICA_CL_Ao1 no mostró la misma estacionalidad para todo el periodo analizado. No es posible evaluar los impactos futuros en la complementariedad cuando la simulación histórica de los GCM no está ajustada al recurso de los datos originales. Por lo tanto, no se consideró para el análisis la correlación entre EÓLICA_CL_Ao1 y SOLAR_ES_Ao1.

Además, el análisis de mínimos cuadrados se realizó para todo el conjunto de datos y los parámetros estadísticos se exponen en la Tabla 8. En este estudio se optó por trabajar con el modelo HadGEM2-ES dado que presentaba un ajuste mejor con la base de datos del BID.

Tabla 8. Bondad de ajuste entre datos históricos

GCM	R ²	Valor p
HadGEM2-ES	0,8404	< 2,2e ⁻¹⁶
MIROC-ESM-CHEM	0,8308	< 2,2e ⁻¹⁶

4.1. Análisis de tendencias de la radiación solar y la velocidad del viento para los casos seleccionados de América Latina

La utilización del factor Delta ayuda a analizar posibles proyecciones futuras de los recursos de energía renovables, es decir, radiación solar y velocidad del viento. En esta sección se analizará el impacto del factor delta de los dos escenarios (RCP4.5 y RCP8.5) en los recursos de energía renovables. En otras palabras, se describen los principales hallazgos con respecto a la posible tendencia de los recursos. El análisis se basó en el modelo HadGEM2-ES. El Apéndice 7.2 presenta el factor Delta de cada ZAP. El Apéndice 7.3 presenta la tendencia de los recursos de las áreas seleccionadas.

En ambos escenarios, RCP 4.5 y RCP 8.5, el recurso solar de las ZAP no mostró una variación significativa en la radiación promedio durante el periodo de análisis a escala anual. Los resultados son coherentes con el análisis realizado en la sección 2.3.2. Solar_EC_Ao1 fue la excepción, dado que a partir del año 2040 en ambos escenarios la radiación en esa área muestra una tendencia creciente. El área SOLAR_PA_Ao1 presentó una pequeña reducción en la radiación solar para todo el periodo de análisis, especialmente en el escenario RCP 8.5.

Además, en un análisis de estacionalidad para el escenario RCP 4.5, la radiación solar muestra un incremento durante el invierno (junio-agosto) en las siguientes áreas: SOLAR_EC_Ao1 (2010 - 2100) y SOLAR_VE_Ao3 (2040-2100). El área SOLAR_BR_Ao3 muestra una reducción en verano (dic.-feb.) en el periodo 2010-2100. En el caso de RCP 8.5, los resultados del área SOLAR_BR_Ao3 muestran una reducción (respecto de los datos históricos) durante el verano y un incremento durante el invierno, durante todo el periodo analizado. En el área SOLAR_MX_Ao1, la radiación solar presenta una reducción en invierno y un incremento durante el verano del periodo 2041-2100.

Por otra parte, en el escenario RCP 4.5 la velocidad del viento presenta variaciones en la estacionalidad anual. Por ejemplo, el análisis de estacionalidad mediante los factores delta muestra una reducción en la velocidad del viento promedio mensual en las áreas EÓLICA_BR_Ao4 y EÓLICA_BR_Ao5, en particular en el periodo 2010-2070. Por otra parte, las ZAP eólicas en Ecuador y Venezuela presentaron una tendencia creciente de la velocidad del viento durante todo el periodo de análisis.

En el caso del escenario RCP 8.5, durante el periodo 2010-2040, la velocidad del viento promedio de las

áreas EÓLICA_CO_Ao2, EÓLICA_BR_Ao1, EÓLICA_EC_Ao1, EÓLICA_PE_Ao1 y EÓLICA_BR_Ao5 muestra una reducción si la comparamos con los datos históricos modelados a escala anual. Sin embargo, el 66% de las ZAP eólicas presentaron una marcada tendencia respecto a mayores velocidades del viento después de 2040. En todos los casos el aumento en la velocidad del viento es mayor en el escenario RCP 8.5. EÓLICA_BR_Ao1 y EÓLICA_BR_o3 son las áreas con un factor Delta más extremo.

4.2. Impacto del cambio climático en las complementariedades energéticas - Análisis en base a un enfoque estacional

Para evaluar el impacto del cambio climático global en la complementariedad eólica y solar, fue necesario, en base a la proyección climática del modelo HadGEM2-ES (RCP4.5 y RCP8.5), crear escenarios que indicaran el comportamiento futuro del recurso eólico y solar en AL. Estos escenarios se construyeron utilizando los factores Delta definidos por la (Ec. 4).

En base a las proyecciones climáticas para la base de datos del BID, se reevaluó la complementariedad energética entre las áreas que presentaban complementariedad en la primera parte de este estudio.

Tal como lo muestran la Tabla 9 y Tabla 10, el comportamiento de las complementariedades de las proyecciones climáticas para el periodo 2010-2040 en base a RCP 4.5 es bastante similar al observado en RCP 8.5. Las excepciones están dadas en las áreas EÓLICA_PE_Ao1 y EÓLICA_CO_Ao2, cuya complementariedad permaneció inalterada en el escenario RCP 4.5 pero se redujo en el escenario RCP 8.5, y en las áreas EÓLICA_PE_Ao1 y EÓLICA_BR_Ao1, cuya complementariedad aumentó en el escenario RCP 8.5 pero se redujo en el RCP 4.5. En los periodos 2041-2070 y 2071-2100, las complementariedades entre escenarios son marcadamente distintas.

El Apéndice 7.2 presenta el comportamiento de cada una de las áreas que presentaron complementariedad para cada periodo de tiempo (2010-2040, 2041-2070, 2071-2100) en los escenarios RCP 4.5 y RCP 8.5. Las siguientes dos secciones presentan los principales hallazgos.

4.2.1. Impacto del cambio climático en las complementariedades energéticas - RCP 4.5

Esta sección presenta los principales hallazgos sobre complementariedad energética en base al modelo HadGEM2-ES y al escenario RCP 4.5.

- En este escenario, para el periodo 2010-2040 el 47,3% de los casos seleccionados no presentaron variaciones significativas respecto de la complementariedad histórica y el 36,8% mejoraron. Para el periodo 2041-2070, el porcentaje fue del 47,3% y 31,5%, respectivamente, y para el periodo 2071-2100, 47,3% y 26,3%.
- Si bien durante todo el periodo de análisis (2010-2100) la gran mayoría de las complementariedades energéticas permanecen inalteradas o incluso aumentan, la cantidad de ZAP que muestran una reducción en su factor de correlación a medida que nos acercamos al año 2100 aumentó. Para el periodo 2010-2040, el 16% de los casos seleccionados presentan una reducción en su complementariedad, el 21% para 2041-2071 y el 26% para 2071-2100. Esto significa que la complementariedad de catorce pares de ZAP permaneció cercana o por encima del valor histórico durante todo el periodo analizado (proyección de 2010 a 2100).
- En cinco pares de ZAP las complementariedades fueron menores que los valores históricos en el último periodo de análisis: EÓLICA_VE_Ao3 y EÓLICA_BR_Ao5, SOLAR_BR_Ao3 y EÓLICA_BR_Ao1, SOLAR_ES_Ao1 y EÓLICA_AR_Ao1, SOLAR_VE_Ao3 y EÓLICA_EC_Ao1, EÓLICA_SU_Ao1 y EÓLICA_BR_Ao4.
- No hubo ningún caso en el que la polaridad del factor de correlación cambiara a una correlación positiva.

La Tabla 9 resume el impacto del cambio climático, en base al modelo HadGEM2-ES y el escenario RCP 4.5, en la complementariedad de la energía renovable entre las ZAP analizadas, categorizando los incrementos, las variaciones no significativas y las disminuciones.

4.2.2. Impacto del cambio climático en las complementariedades energéticas - RCP 8.5

Esta sección presenta los principales hallazgos sobre complementariedad energética en base al modelo HadGEM2-ES y al escenario RCP 8.5.

- En el 84% de los casos seleccionados, la complementariedad para el periodo 2010-2040 mejoró o no presentó variaciones significativas respecto de la complementariedad histórica; para el periodo 2041-2070 este porcentaje fue del 63%. Asimismo, la complementariedad de los tres pares de ZAP (EÓLICA_VE_Ao3 y EÓLICA_BR_Ao4, EÓLICA_SU_Ao1

95

Tabla 9. Impacto del cambio climático en las complementariedades energéticas en base al modelo HadGEM2-ES y el escenario RCP 4.5

	2010-2040	2041-2070	2071-2100
Incremento (el factor de correlación fue más negativo en un 5%)	EÓLICA_VE_Ao4 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_BR_Ao5 & EÓLICA_BR_Ao1 EÓLICA_SU_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao4 SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_VE_Ao3 SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_VE_Ao3 SOLAR_PA_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 EÓLICA_VE_Ao2 & EÓLICA_BR_Ao4 SOLAR_EC_Ao1 & EÓLICA_VE_Ao3 EÓLICA_BR_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1	EÓLICA_VE_Ao4 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_BR_Ao5 & EÓLICA_BR_Ao1 EÓLICA_SU_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_VE_Ao2 & EÓLICA_BR_Ao3 SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_VE_Ao3 SOLAR_PA_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 SOLAR_EC_Ao1 & EÓLICA_VE_Ao3 EÓLICA_BR_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 EÓLICA_PE_Ao1 & EÓLICA_CO_Ao2	EÓLICA_VE_Ao4 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_VE_Ao4 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_SU_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_VE_Ao2 & EÓLICA_BR_Ao3 SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_VE_Ao3 SOLAR_PA_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 EÓLICA_BR_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 EÓLICA_PE_Ao1 & EÓLICA_CO_Ao2
Sin variación significativa (menos del 5%)	EÓLICA_VE_Ao4 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao5 EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_SU_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao3 SOLAR_VE_Ao3 & EÓLICA_EC_Ao1 EÓLICA_PE_Ao1 & EÓLICA_CO_Ao2	EÓLICA_VE_Ao4 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao5 EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_SU_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_VE_Ao2 & EÓLICA_BR_Ao4	EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_BR_Ao5 & EÓLICA_BR_Ao1 EÓLICA_SU_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_VE_Ao2 & EÓLICA_BR_Ao4 SOLAR_EC_Ao1 & EÓLICA_VE_Ao3
Reducción (el factor de correlación fue más positivo en un 5%)	SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao1 SOLAR_ES_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 EÓLICA_PE_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao1	SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao1 SOLAR_ES_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 SOLAR_VE_Ao3 & EÓLICA_EC_Ao1 EÓLICA_PE_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao1	EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao5 SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao1 SOLAR_ES_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 SOLAR_VE_Ao3 & EÓLICA_EC_Ao1 EÓLICA_PE_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao1

y EÓLICA_BR_Ao3, y SOLAR_PA_Ao1 y EÓLICA_AR_Ao1) es similar o aumenta respecto del valor histórico en todo el periodo analizado (proyección 2010 a 2100). A efectos de la planificación a largo plazo, este resultado podría alentar la expansión de proyectos solares y eólicos dado que no se prevé una fuerte variación en el perfil de generación.

- SOLAR_BR_Ao3 y EÓLICA_BR_Ao1, y EÓLICA_PE_Ao1 y EÓLICA_CO_Ao2 son casos especiales en los que la polaridad del factor de correlación cambió a positivo, el primero en el periodo 2071-2100 y el segundo en el periodo 2010-2040.

- El periodo 2071-2100 se destaca por la fuerte tendencia decreciente (68% de los casos) en las complementariedades energéticas.

La Tabla 10 resume el impacto del cambio climático, en base al modelo HadGEM2-ES y el escenario RCP 8.5, en la complementariedad de la energía renovable entre las ZAP analizadas, categorizando los incrementos, las variaciones no significativas y las disminuciones.

Tabla 10. Impacto del cambio climático en las complementariedades energéticas en base al modelo HadGEM2-ES y el escenario RCP8.5

2010-2040		[2041-2070]		[2071-2100]	
97	Incremento (el factor de correlación fue más negativo en un 5%)	EÓLICA_VE_Ao4 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_BR_Ao5 & EÓLICA_BR_Ao1 EÓLICA_SU_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_VE_Ao2 & EÓLICA_BR_Ao3 SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_VE_Ao3 SOLAR_PA_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 EÓLICA_VE_Ao2 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_PE_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao1 SOLAR_EC_Ao1 & EÓLICA_VE_Ao3 EÓLICA_BR_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1	EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_SU_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao3 SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_VE_Ao3 SOLAR_PA_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 EÓLICA_VE_Ao4 & EÓLICA_BR_Ao3	SOLAR_PA_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1	
	Sin variación significativa (menos del 5%)	EÓLICA_VE_Ao4 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao5 EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_SU_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_VE_Ao2 & EÓLICA_BR_Ao4 SOLAR_EC_Ao1 & EÓLICA_VE_Ao3	EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_VE_Ao4 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_BR_Ao5 & EÓLICA_BR_Ao1 EÓLICA_SU_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_VE_Ao2 & EÓLICA_BR_Ao4 SOLAR_EC_Ao1 & EÓLICA_VE_Ao3	EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_SU_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao3	
	Reducción (el factor de correlación fue más positivo en un 5%)	SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao1 SOLAR_ES_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 EÓLICA_PE_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao1	SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao1 SOLAR_ES_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 SOLAR_VE_Ao3 & EÓLICA_EC_Ao1 EÓLICA_PE_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao1	EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao5 EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_SU_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao3 SOLAR_VE_Ao3 & EÓLICA_EC_Ao1	EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_VE_Ao4 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_BR_Ao5 & EÓLICA_BR_Ao1 EÓLICA_SU_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_VE_Ao2 & EÓLICA_BR_Ao3 SOLAR_EC_Ao1 & EÓLICA_VE_Ao3 EÓLICA_BR_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 EÓLICA_PE_Ao1 & EÓLICA_CO_Ao2

Reducción (el factor de correlación fue más positivo en un 5%)

2010-2040	[2041-2070]	[2071-2100]
SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao1 SOLAR_ES_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 EÓLICA_PE_Ao1 & EÓLICA_CO_Ao2	EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao5 SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao1 SOLAR_ES_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 SOLAR_VE_Ao3 & EÓLICA_EC_Ao1 EÓLICA_VE_Ao2 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_PE_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao1	EÓLICA_VE_Ao4 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao5 EÓLICA_VE_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao3 EÓLICA_VE_Ao4 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_BR_Ao5 & EÓLICA_BR_Ao1 EÓLICA_SU_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_VE_Ao2 & EÓLICA_BR_Ao3 SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_BR_Ao1 SOLAR_ES_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 SOLAR_BR_Ao3 & EÓLICA_VE_Ao3 SOLAR_VE_Ao3 & EÓLICA_EC_Ao1 EÓLICA_VE_Ao2 & EÓLICA_BR_Ao4 EÓLICA_PE_Ao1 & EÓLICA_BR_Ao1 SOLAR_EC_Ao1 & EÓLICA_VE_Ao3 EÓLICA_BR_Ao1 & EÓLICA_AR_Ao1 EÓLICA_PE_Ao1 & EÓLICA_CO_Ao2





05.

Análisis

Las variables climáticas como la radiación solar y la velocidad del viento son factores importantes que influyen la disponibilidad de energía renovable; por lo tanto, los cambios en estas variables impactarían la generación energética y la complementariedad entre las ZAP analizadas.

En el análisis de comportamiento de los recursos eólico y solar en los escenarios RCP 4.5 y RCP 8.5, el impacto del cambio climático global es más notorio en los recursos eólicos; este impacto es mayor en el escenario RCP 8.5 que en el RCP 4.5. Los datos muestran una tendencia de mayores velocidades de viento en AL a partir de 2040, especialmente en la Región del Caribe: EÓLICA_VE_A03, EÓLICA_SU_A01, EÓLICA_CO_A02 y EÓLICA_BR_A01. En algunas áreas, como EÓLICA_CO_A02 y EÓLICA_VE_A03, el promedio móvil en el periodo final (2071-2100) alcanza valores hasta un 44,03% y 42,80% superiores a la media histórica. En ambos escenarios, RCP 4.5 y RCP 8.5, el recurso solar de las ZAP no mostró una variación significativa en la radiación promedio durante el periodo de análisis.

Tal como se mencionó en este estudio, el escenario RCP 4.5 es de mitigación intermedia, con menor concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera que el escenario RCP 8.5. El RCP 8.5 es el escenario más pesimista y con mayor forzamiento radiativo por metro cuadrado. Por lo tanto, se esperaba menor impacto del cambio climático en los valores de complementariedad históricos de las regiones analizadas con el RCP 4.5 y, como se supuso, en todo el periodo de análisis el es-

cenario RCP 4.5 presenta resultados favorables en las complementariedades de la mayoría de los pares de regiones. En el periodo 2010-2040, el 84% de los casos no muestran cambios o incluso mejoran su complementariedad. En los periodos 2041-2070 y 2071-2100, los porcentajes fueron 78% y 73%, respectivamente. Esto significa que, para el último periodo de la proyección, solo 5 pares de ZAP tuvieron un impacto negativo en sus complementariedades (EÓLICA_VE_A03 y EÓLICA_BR_A05, SOLAR_BR_A03 y EÓLICA_BR_A01, SOLAR_ES_A01 y EÓLICA_AR_A01, SOLAR_VE_A03 y EÓLICA_EC_A01, EÓLICA_SU_A01 y EÓLICA_BR_A04).

En este estudio, el escenario RCP 8.5 muestra los mayores impactos en las complementariedades históricas en el último periodo de proyección (2071-2100); el 85% de los casos analizados presentan una reducción en las complementariedades estacionales. En el periodo 2040-2070, se observa una reducción en el 37% de los casos y en el periodo 2010-2040, en el 16% de los casos. Además, en el escenario RCP 8.5 hubo dos casos especiales cuyas complementariedades cambiaron a una correlación positiva (SOLAR_BR_A03 y EÓLICA_BR_A01, y EÓLICA_PE_A01 y EÓLICA_CO_A02); la primera complementariedad en el periodo 2071-2100 y la segunda en el periodo 2010-2040. Esto ocurre debido a que el comportamiento intra-anual de los recursos para EÓLICA_BR_A01 y EÓLICA_CO_A02 sufre una importante variación.

Los resultados del estudio muestran fuertes impactos negativos en las complementariedades en las proyecciones del último periodo analizado (2071-2100). Sin embargo, es posible ver los resultados de ambos escenarios como un incentivo para las inversiones en energía renovable en AL debido a que, en lo que respecta a este estudio, el cambio climático global no debería tener un impacto severo en la complementariedad de la mayoría de las actuales áreas potenciales a integrar, hasta 2070.

Por lo tanto, los inversores y responsables de planificación deberían evaluar cuidadosamente la expansión de la energía eólica en dichas ZAP, especialmente si se prevé que estas áreas se beneficien de la complementariedad actual, mediante la planificación de futura integración. A pesar de estos casos, el estudio muestra que el cambio climático no parece ser una barrera para el desarrollo y la integración presente y futura de las fuentes de energía renovables en la matriz energética de América Latina.



06.

103

Referencias

- Adger, W. N., 2003. Social capital, collective action, and adaptation to climate change. *Economic Geography* 79 (4), 387–404.
- ALLEY, W. M., 2001. Ground water and climate. *Grounwater*, v. 39, n.2, p.161.
- ARCC – African and Latin American Resilience to Climate Change Project (2014). “A review of downscaling methods for climate change projections”.
- Barthelmie RJ, Murray F, Pryor SC. The economic benefit of short-term forecasting for wind energy in the UK electricity market. *Energy Policy* 2008;36(5):1687–96.
- Bartók, B. 2010. Changes in solar energy availability for south-eastern Europe with respect to global warming. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C*; 35(1-2), 63-69.
- Blanco MI. The economics of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2009;13:1372–82.
- Brooks, N., Adger, W. N., Kelly, P. M., 2005. The determinants of vulnerability and adaptive capacity at the national level and the implications for adaptation. *Global Environmental Change Part A* 15 (2), 151–163.
- Burnett, D., Barbour, E., Harrison, G. P. 2014. The UK solar energy resource and the impact of climate change. *Renewable Energy* 71, 333-343
- CEPAL- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. La economía del cambio climático en Centroamérica. Dos casos de impactos potenciales en la generación de hidroelectricidad. , Serie Técnica 2012. [S.l: s.n.], 2012.

- CHIEW, F.H.S., 2006. Estimation of rainfall elasticity of streamflow in Australia. *Hydrological Sciences Journal*, v.51, n.4, p.613-625.
- Christensen JH, et al. Regional climate projections. En: Solomon S, et al., editors. *Climate change 2007: the physical science basis. Contribution of Working Group I to the fourth assessment report of the intergovernmental panel on climate change*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press; 2007.
- Chou, Sin Chan ; Lyra, André ; Mourão, Caroline ; Dereczynski, Claudine ; Pilotto, Isabel ; Gomes, Jorge ; Bustamante, Josiane ; Tavares, Priscila ; Silva, Adan ; Rodrigues, Daniela ; Campos, Diego ; Chagas, Diego ; Sueiro, Gustavo ; Siqueira, Gracielle ; Nobre, Paulo ; Marengo, José . Evaluation of the Eta Simulations Nested in Three Global Climate Models. *American Journal of Climate Change*, v. 03, p. 438-454, 2014a. <http://dx.doi.org/10.4236/ajcc.2014.35039>
- Chou, Sin Chan ; Lyra, André ; Mourão, Caroline ; Dereczynski, Claudine ; Pilotto, Isabel ; Gomes, Jorge ; Bustamante, Josiane ; Tavares, Priscila ; Silva, Adan ; Rodrigues, Daniela ; Campos, Diego ; Chagas, Diego ; Sueiro, Gustavo ; Siqueira, Gracielle ; Marengo, José . Assessment of Climate Change over South America under RCP 4.5 and 8.5 Downscaling Scenarios. *American Journal of Climate Change*, v. 03, p. 512-527, 2014b. <http://dx.doi.org/10.4236/ajcc.2014.35043>
- Collins, W.J., N. Bellouin, M. Doutriaux-Boucher, N. Gedney, T. Hinton, C. D. Jones, S. Liddicoat, G. Martin, F. O'Connor, J. Rae, C. Senior, I. Totterdell, S. Woodward, T. Reichler, J. Kim, 2011. Development and evaluation of an Earth-System model – HadGEM2. *Geosci. Model Dev.*, 4, 1051–1075.
- Ciscar, J. C., Dowling, P. 2014. Integrated assessment of climate impacts and adaptation in the energy sector. *Energy Economics* 46, 531–538.
- Contreras-Lisperguer, R., Cuba, K. 2008. THE POTENTIAL IMPACT OF CLIMATE CHANGE ON THE ENERGY SECTOR IN THE CARIBBEAN REGION: An effort to understand how climate change may impact the productivity of existing and future energy production systems in the Caribbean. Department of Sustainable Development, Organization of American States.
- 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 Environ. Sci.* 4, 3101.
- Cutforth, H. W., Judiesch, D. 2007. Long-term changes to incoming solar energy on the Canadian Prairie. *Agricultural and Forest Meteorology* 145, 167-175
- Dekker JWM, Pierik JTG. European wind turbine standards II, vol. ECN-C-99-073. Petten: ECN Solar and Wind Energy; 1999.
- Denman KL, Brasseur G, Chidthaisong A, Ciais P, Cox PM, Dickinson RE, Hauglustaine D, Heinze C, Holland E, Jacob D, Lohmann U, Ramachandran S, da Silva Dias PL, Wofsy SC, Zhang X. Couplings between changes in the climate system and biogeochemistry. En: Solomon S, Qin D, Manning M, Chen Z, Marquis M, Averyt KB, Tignor M, Miller HL, 2007. *Climate*

- *Change 2007: The physical science basis. Contribution of working group I to the fourth assessment report of the intergovernmental panel on climate change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- DNV/Risø. Guidelines for the design of wind turbines, 2nd ed., Copenhagen, Denmark: Jydsk cetraltrykkeri; 2002. p. 286.
- European Wind Energy Association. Wind energy. The facts. A guide to the technology, economics and future of wind power. London: Earthscan; 2009. p. 568.
- ENES – European Network for Earth System modelling. 2016. Disponible en: <https://verc.enes.org/models/earthsystem-models/metoffice-hadley-centre/hadgem2-es>. Consultado en: 29 de nov. 2016.
- Fant, C., Schlosser, C. A., Strzepek, K. 2016. The impact of climate change on wind and solar resources in southern Africa. *Applied Energy* 161, 556–564
- Flato, G., J. Marotzke, B. Abiodun, P. Braconnot, S.C. Chou, W. Collins, P. Cox, F. Driouech, S. Emori, V. Eyring, C. Forest, P. Gleckler, E. Guilyardi, C. Jakob, V. Kattsov, C. Reason and M. Rummukainen, 2013: Evaluation of Climate Models. En: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Frandsen S, Petersen EL. The importance of a good wind year to start on when building a wind farm. En: *European wind energy conference* 1993; 1993.
- Frandsen S. Turbulence and turbulence-generated fatigue loading in wind turbine clusters; Risø-R-1188(EN)) available from Risoe National Laboratory, Roskilde, Denmark (and online at; <http://www.risoe.dk/rispubl/VEA/veapdf/ris-r-1188.pdf>) 2007. p. 128.
- Garreaud, R. D. and Falvey, M. (2008). The coastal winds off western subtropical South America in future climate scenarios. *International Journal of Climatology*, 29(4), 543-554.
- Goubanova, K., Echevin, V., Dewitte, B., Codron, F., Takahashi, K., Terray, P., Vrac, M. Statistical downscaling of sea-surface wind over the Peru-Chile upwelling region: diagnosing the impact of climate change from the IPSL-CM4 model. Springer, 2010.
- GOURDJI, Sharon et al. Sustainable Development Opportunities at the Climate, Land, Energy, and Water Nexus in Nicaragua., n. 33 , 2014.
- Gunderson, I., Goyette, S., Gago-Silva, A., Quiquerez, L., Lehmann, A. 2014. Climate and land-use change impacts on potential solar photovoltaic power generation in the Black Sea region. *Environmental Science & Policy (Artículo en la prensa)*. ENVSCI-1356; No. de páginas 12

- Hasumi, H. (2007) CCSR Ocean Component Model (COCO), Versión 4.0. CCSR Report, Centre for Climate System Research.
- Hau E. Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics. Birkha“user; 2006.
- Hegerl GC, Zwiers FW, Braconnot P, Gillett NP, Luo Y, Marengo Orsini JA, Nicholls N, Penner JE, Stott PA. Under-standing and Attributing Climate Change. En: Solomon S, Qin D, Manning M, Chen Z, Marquis M, Averyt KB, Tignor M, Miller HL, 2007.Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Hempel, S., Frieler, K., Warszawski, L., Schewe, J., Piontek, F., 2013. A trend-preserving bias correction – the ISI-MIP approach. ESDD 4: 49-92
- Hubbert MK. Energy resources of the Earth. Scientific American 1971;224:60–70.
- IDB, 2016.Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica em Centroamérica y sus opciones de adaptación.
- IEC. International standard, IEC61400. Parte 1. Safety requirements, 3rd edition, IEC, FDIS; 2005.
- INPE. (2007). Caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do Século XXI, Relatório No. 6: Mudanças Climáticas e Possíveis Alterações nos Biomas da América do Sul CPTEC. São Paulo, Brazil: INPE; 2007.
- IPCC (2007) Report of the 26th session of the IPCC., 2007. Bangkok. 30 de abril - mayo. Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático, Ginebra, Suiza.
- IPCC - INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, 2013, Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth
- Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, Reino Unido y Nueva York, NY, EUA. Cambridge University Press; 2007.
- IPCC, 2014: Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Summaries, Frequently Asked Questions, and Cross-Chapter Boxes. A Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Field, C.B., V.R. Barros, D.J. Dokken, K.J. Mach, M.D. Mastrandrea, T.E. Bilir, M. Chatterjee, K.L. Ebi, Y.O. Estrada, R.C. Genova, B. Girma, E.S. Kissel, A.N. Levy, S. MacCracken,P.R. Mastrandrea, and L.L. White (eds.)]. World Meteorological Organization, Ginebra, Suiza, p. 190.
- IPCC, 2014. Climate Change 2014: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Summary for Policy Makers. Contributions of the Working Group II to the Fifth Assessment Report.

- IRENA – International Renewable Energy Agency. Renewables in Latin America and the Caribbean, 2016. Disponible en: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/LAC_stats_highlights_2016.pdf Accessed on December, 2016.
- Kerkhoff, C; Künsch, H; Schär, C. 2014. Assessment of Bias Assumptions for Climate Models. American Meteorological Society. Vol. 27, páginas 6799–6818. DOI: <http://dx.doi.org/10.1175/JCLI-D-13-00716.1>
- Kougias, I., Szabó, S., Monforti-Ferrario, F., Huld, T. & Katalin Bódis, 2016. A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems. Renewable Energy, 87, páginas 1023-1030.
- Kubik, M. L., Phil J. Coker, and C. Hunt., 2011. Using meteorological wind data to estimate turbine generation output: a sensitivity analysis.” World Renewable Energy Congress-Suecia; 8-13 mayo de 2011; Linköping; Suecia. N° 057. Linköping University Electronic Press.
- KUNDZEWICZ, Z. W. et al., 2007. Freshwater resources and their management, Cambridge, UK, 173-210. Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report to the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- KUNDZEWICZ, Z. W. et al., 2008. The implications of projected climate change for freshwater resources and t heir management. Hydrological Sciences Journal, v.53, febrero, p.3-10.
- Lucena, A.F.P, Szklo, A.S., Schaeffer, R. (2009). Renewable Energy in an Unpredictable and Changing Climate. Modern Energy Review v. 1, p. 22-25.
- Lucena, A.F.P., Szklo, A.S., Schaeffer, R. Souza, R.R., Borba, B.S.M.C., Costa, I.V.L., et al., 2009. The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil, Energy Policy, v.37, pp.879-889.
- LUCENA, A. F. P, SCHAEFFER, R., SOUZA, R. R.; BORBA, B. S. M. C.; COSTA, I. V. L., 2009. The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil, Energy Policy, v37, p. 879-889.
- LUCENA, A. F. P., 2010. Proposta metodológica para avaliação da vulnerabilidade às mudanças climáticas globais no setor hidrelétrico. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 208 p.
- LUCENA, A. F. P.; SZKLO, A. S.; SCHAEFFER, R.; SORIA, R.; RODRIGUEZ, M.C., 2013. Amazonia Security Agenda. Strengthening the water, energy, food, and health security nexus in the region and beyond.
- Magrin, Graciela et al. (2014), “Chapter 27. Central and South America”, Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part B: Regional Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, V.R. Barros et al. (eds.), Cambridge, Cambridge University Press.
- Marengo, J. A., et al., 2010. Cenários futuros sobre o clima no Brasil. Economia da Mudança do Clima no Brasil: Custos e Oportunidades. São Paulo: CPTEC/ INPE.
- Martin G. M., N. Bellouin, W. J. Collins, I. D. Culverwell, P. R. Halloran, S. C. Hardiman, T. J. Hinton, C. D. Jones, R. E. McDonald, A. J. McLaren, F. M. O’Connor, M. J. Roberts, J. M. Rodriguez, S. Woodward, M. J. Best, M. E. Brooks, A. R. Brown, N. Butchart, C. Dearden, H. Derbyshire, I. Dharssi, M. Doutriaux-Boucher, J. M. Edwards, P. D. Falloon, N. Gedney, L. J. Gray, H. T. Hewitt, M. Hobson, M. R. Huddleston, J. Hughes, S. Ineson, W. J. Ingram, P. M. James, T. C. Johns, C. E. Johnson, A. Jones, C. P. Jones, M. M. Joshi, A. B. Keen, S. Liddicoat, A.

P. Lock, A. V. Maidens, J. C. Manners, S. F. Milton, J. G. L. Rae, J. K. Ridley, A. Sellar, C. A. Senior, I. J. Totterdell, A. Verhoef, P. L. Vidale y A. Wiltshire. 2011. Familia HadGEM2 de las configuraciones climáticas del Met Office Unified Model. *Geosci. Model Dev.*, 4, 723-757.

- MAURER, E. P.; ADAM, J. C.; WOOD, A. W. Climate model based consensus on the hydrologic impacts of climate change to the Rio Lempa basin of Central America. *Hydrology and Earth System Sciences* v. 13, n. 2, p. 183-194 , 18 feb. 2009.
- Meehl, G. A., et al., 2007: The WCRP CMIP3 multimodel dataset —A new era in climate change research. *Bull. Am. Meteorol. Soc.*, 88, 1383-1394.
- MET OFFICE – Climate prediction model: HadGEM2. Disponible en: <http://www.metoffice.gov.uk/research/modelling-systems/unified-model/climate-models/hadgem2>. Consultado en noviembre de 2016.
- Moriarty P. Safety-factor calibration for wind turbine extreme loads. *Wind Energy* 2008; 11:601-12.
- Moss R., Babiker M., Brinkman S., Calvo E., Carter T., Edmonds J., Elgizouli I., Emori S., Erda L., Hibbard K. A., 2008. Towards new scenarios for analysis of emissions, climate change, impacts, and response strategies. IPCC Expert Meeting Report on New Scenarios. Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático, Noordwijkerhout
- Moss, R. H., Edmonds, J. A., Hibbard, K. A., Manning, M. R., Rose, S. K., van Vuuren, D. P., Carter, T. R., Emori, S., Kainuma, M., Kram, T., 2010. The next generation of scenarios for climate change research and assessment. *Nature* 463, 747-756.
- MUKHEIBIR, Pierre. Potential consequences of projected climate change impacts on hydroelectricity generation. *Climatic Change* v. 121, n. 1, p. 67-78 , 3 nov. 2013.
- Nagelkerke, Nico JD. “A note on a general definition of the coefficient of determination.” *Biometrika* 78.3 (1991): 691-692.
- NEMEC, J., & SCHAAKE, J., 1982. Sensitivity of water resource systems to climate variation. *Hydrological Sciences Journal*, 27(3), 327-343.
- Olsina F, Roscher M, Larisson C, Garces F. Short-term optimal wind power generation capacity in liberalized electricity markets. *Energy Policy* 2007;35(2):1257-73.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Pes, M. P., da Cruz Segundo, E. I. & Lyra, A. D. A. (2013). The impacts of global climate changes on the wind power density in Brazil. *Renewable energy*, 49, 107-110.
- POPESCU, I.; BRANDIMARTE, L.; PEVIANI, M. Effects of climate change over energy production in La Plata Basin. *International Journal of River Basin Management* v. 12, n. 4, p. 319-327 , 2 out. 2014.
- Pryor, S. C., Barthelmie, R. J. (2010). Climate change impacts on wind energy. A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 14(1), 430-437.

Reichler, T., and J. Kim, 2008: How Well Do Coupled Models Simulate Today's Climate? *Bull. Amer. Meteor. Soc.*, 89, 303-311.

- SALATTI, E. et al., 2010. Estimativas da oferta de recursos hídricos no Brasil em cenários futuros de clima (2015-2100). São Paulo: Economia da Mudança do Clima no Brasil: Custos e Oportunidades.
- SCHAEFFER, R.; LUCENA, A. F.P.; BORBA, B. S. M. C.; NOGUEIRA, L. P. P.; FLEMING, F. P.; BOULAHYA, M.S., 2012. Energy sector vulnerability to climate change: a review. *Energy Policy*, v.38, n.1, p.1-12.
- Sekiguchi, M. and Nakajim, T. (2008) A k-Distribution-Based Radiation Code and Its Computational Optimization for an Atmospheric General Circulation Model. *Journal of Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer*, 109, 2779-2793. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jqsrt.2008.07.013>
- SOITO, J.; FREITAS, M., 2011. Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.15, n.6, p. 3165-3177.
- Stott, P.A., S. F. B. Tett, G. S. Jones, M. R. Allen, J. F. B. Mitchell, and G. J. Jenkins, 2000: External Control of 20th Century Temperature by Natural and Anthropogenic Forcings. *Science*, 290, 2133-2137.
- Takata, K., Emori, S. and Watanabe, T. (2003) Development of the Minimal Advanced Treatments of Surface Interaction and Runoff. *Global and Planetary Change*, 38, 209-222. [http://dx.doi.org/10.1016/S0921-8181\(03\)00030-4](http://dx.doi.org/10.1016/S0921-8181(03)00030-4)
- Taylor, K. E., R. J. Stouffer, and G. A. Meehl, 2012: An overview of CMIP5 and the experiment design. *Bull. Am. Meteorol. Soc.*, 93, 485-498.
- Toth, F. L., 2003. State of the art and future challenges for integrated environmental assessment. *Integrated Assessment* 4, 250-264.
- Tuller SE, Brett AC. The characteristics of wind velocity that favor the fitting of a Weibull distribution in wind speed analysis. *Journal of Climate and Applied Meteorology* 1984; 23:124-34.
- UNITED NATION. (2016). Compendium on methods and tools to evaluate impacts of, and vulnerability and adaptation to climate change. Disponible en: <http://unfccc.int/2860.php>. Consultado el: 18 de nov. 2016.
- van Vuuren, D. P., Edmonds, J., Kainuma, M., Riahi, K., Thomson, A., Hibbard, K., Hurtt, G. C., Kram, T., Krey, V., Lamarque, J.F., Matsui, T., Meinshausen, M., Nakicenovic, N., Smith, S. J., Rose, S. K., 2011. Representative concentration pathways: an overview. *Climatic Change*, 109, 5-31
- van Vuuren, D. P., Isaac, M., Kundzewicz, Z. W., Arnell, N., Barker, T., Criqui, P., Berkhout, F., Hilderink, H., Hinkel, J., Hof, A., Kitous, A., Kram, T., Mechler, R., Scrieciu, S., 2011a. The use of scenarios as the basis for combined assessment of climate change mitigation and adaptation. *Global Environmental Change*, 21, 575-591.

110

- van Vuuren, D. P., Riahi, K., Moss, R., Edmonds, J., Thomson, A., Nakicenovic, N., Kram, T., Berkhout, F., Swart, R., Janetos, A., Rose, S. K., Arnell, N., 2012. A proposal for a new scenario framework to support research and assessment in different climate research communities Global Environmental Change, 22, 21–35
- Veers PS, Butterfield S. Extreme load estimation for wind turbines: issues and opportunities for improved practice. En: AIAA Aerospace Science Meeting; 2001.
- Watanabe, M., Suzuki, T., O’ishi, R., Komuro, Y., Watanabe, S., Emori, S., et al. (2010) Improved Climate Simulation by MIROC5: Mean States, Variability, and Climate Sensitivity. Journal of Climate, 23, 6312-6335. <http://dx.doi.org/10.1175/2010JCLI3679.1>
- Wilby, R. L., Troni, J., Biot, Y., Tedd, L., Hewitson, B. C., Smith, D. M., & Sutton, R. T. (2009). “A review of climate risk information for adaptation and development planning.” International Journal of Climatology 29(9), 1193-1215.
- Wild, M., Folini, D., Henschel, F., Fischer, N., Müller, B. 2015. Projections of long-term changes in solar radiation based on CMIP5 climate models and their influence on energy yields of photovoltaic systems. Solar Energy, 116, 12–24
- ZWAAN, et al., 2016. Energy technology roll- out for climate change mitigation: A multi-model study for Latin America. Energy Economics,v.56, p. 526-542.

111

07.

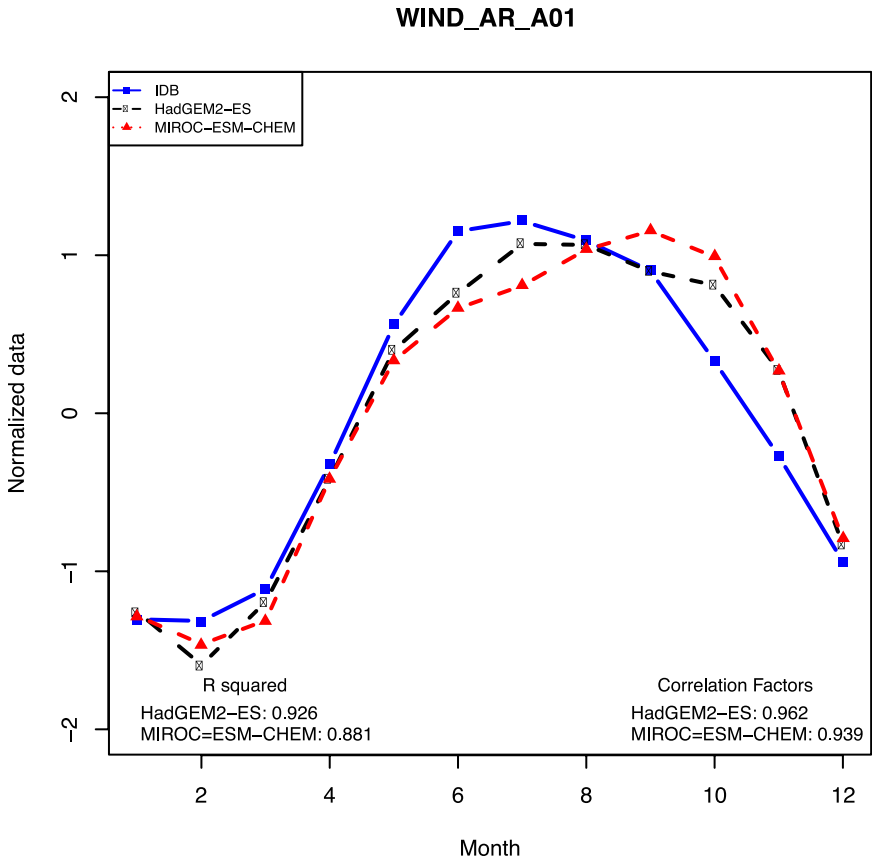
Apéndice

7.1. Comparación entre la base de datos del BID y las bases de datos históricos de simulación de los GCM

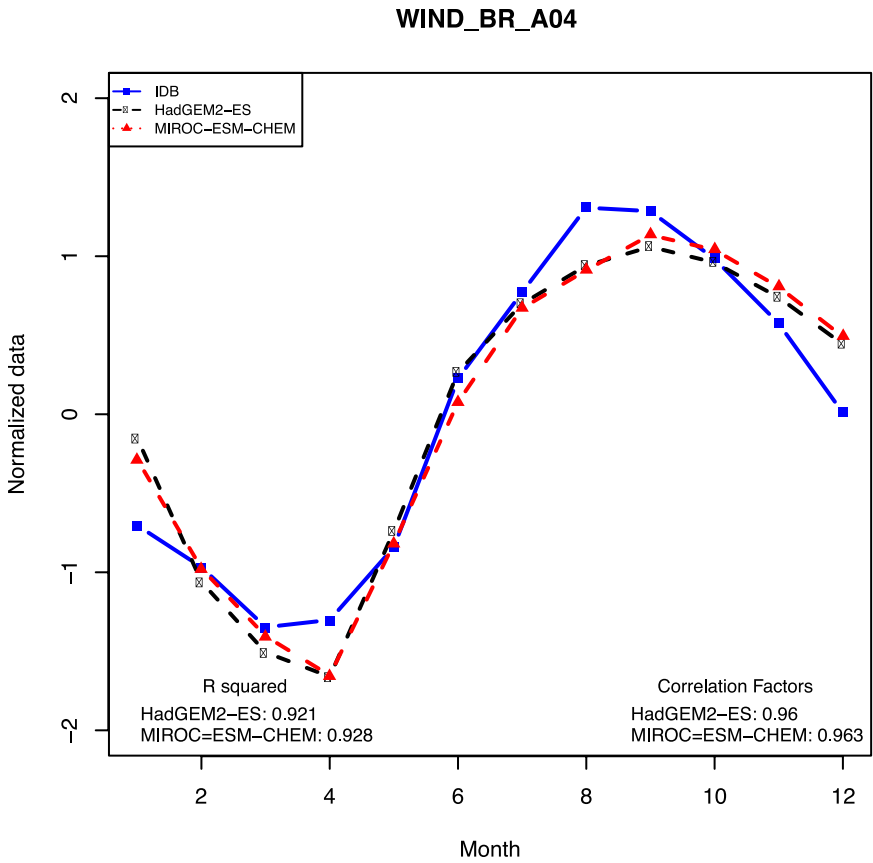
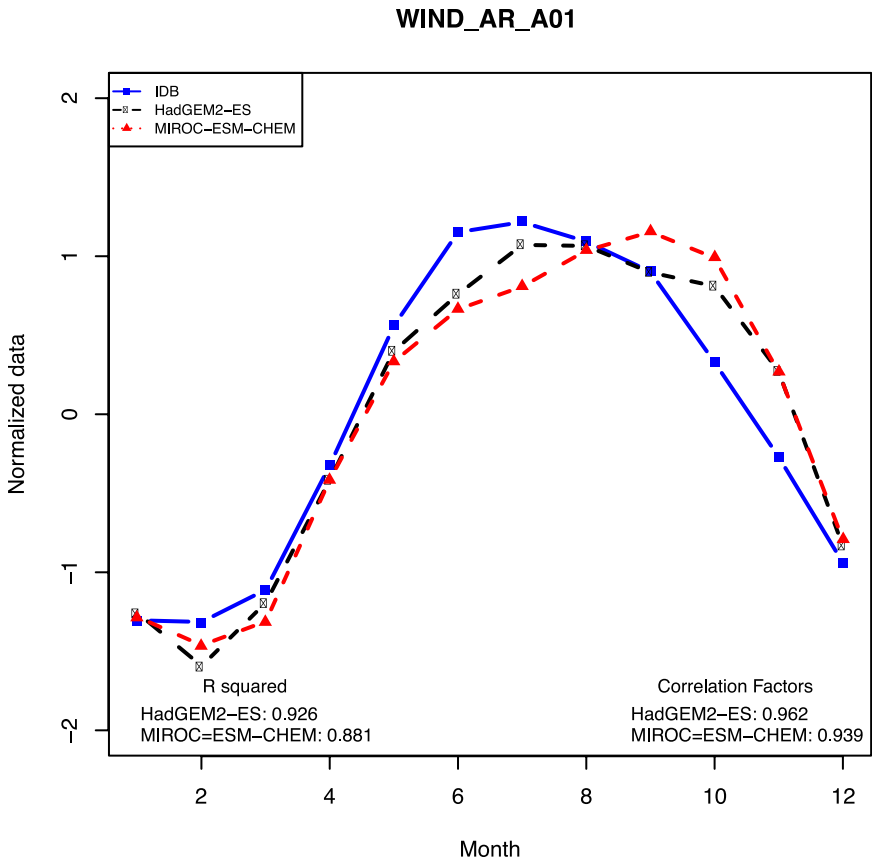
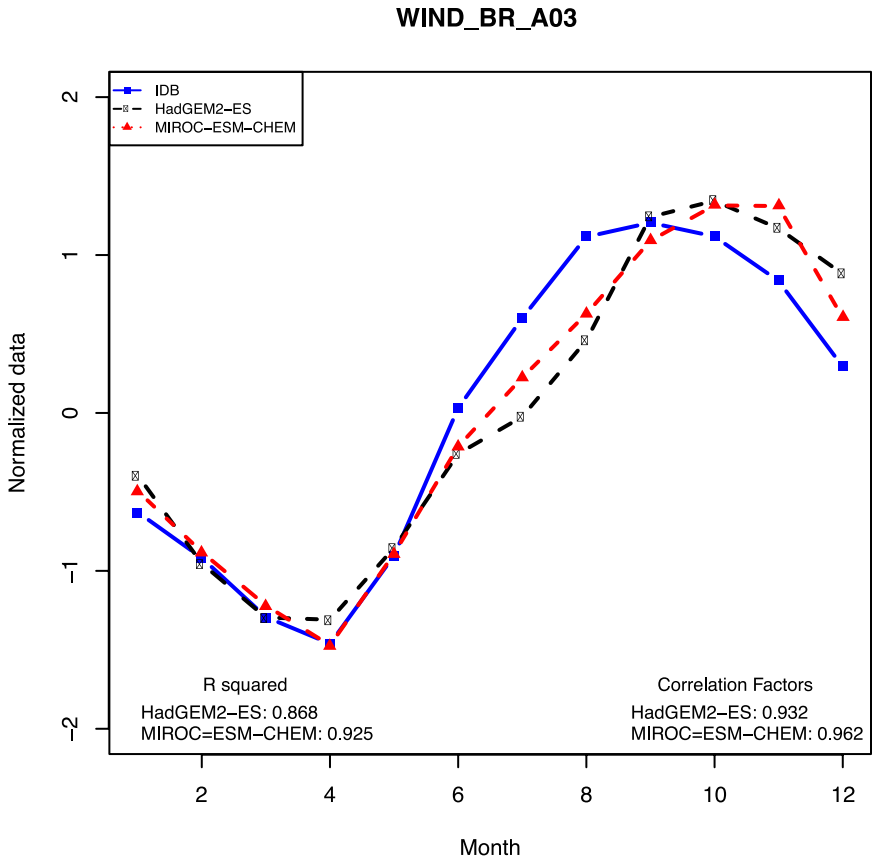
Este apéndice presenta una comparación entre el año equivalente (padrón estacional) de la base de datos del BID y el año equivalente (padrón estacional) de los datos históricos de simulación de los GCM para las áreas que presentaron complementariedad en la primera parte del presente estudio.



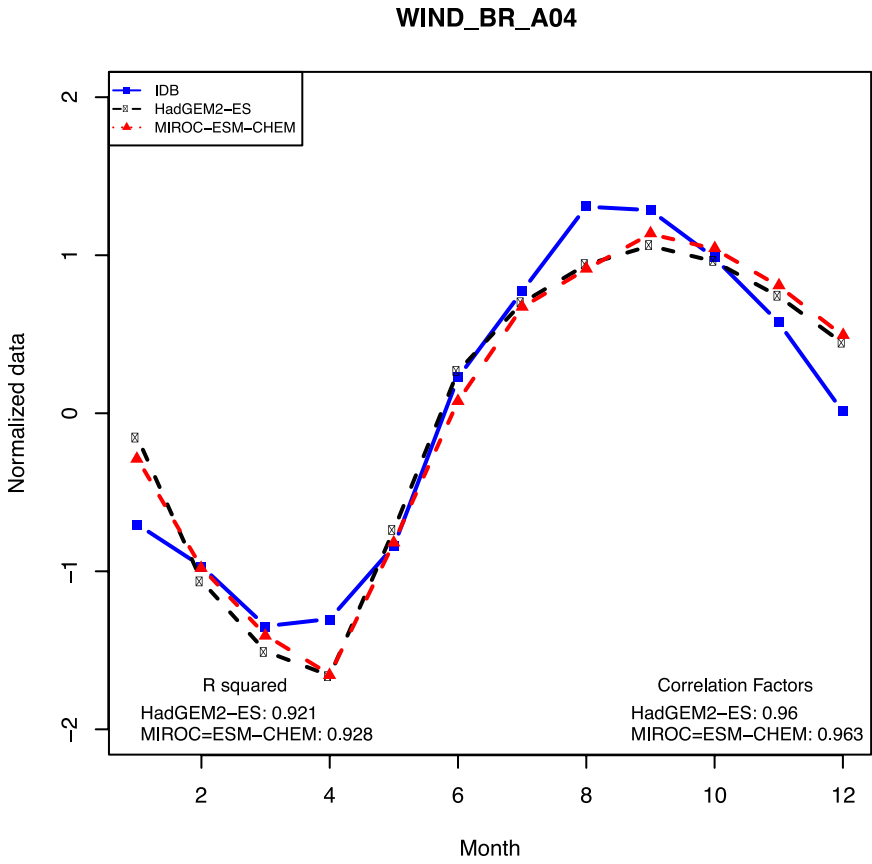
114



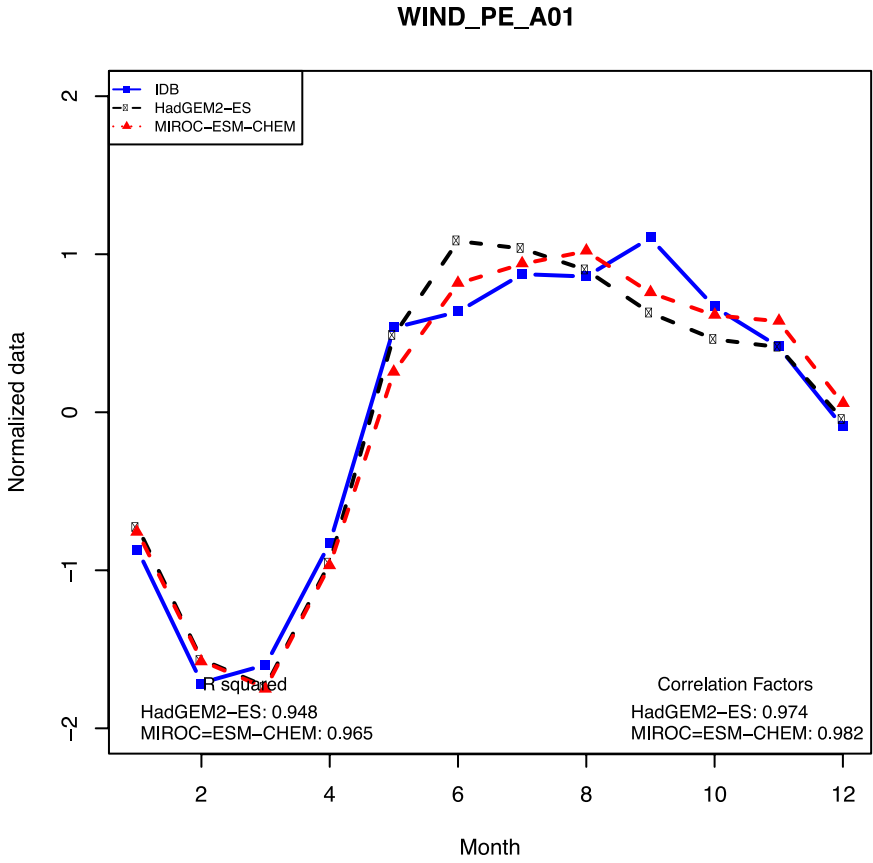
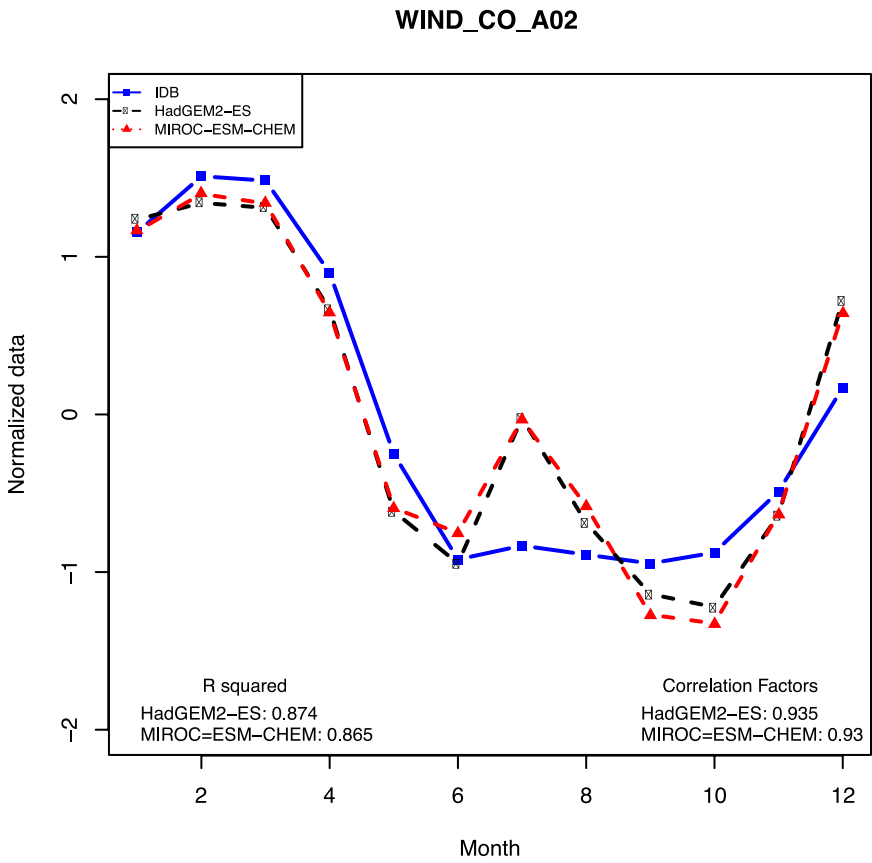
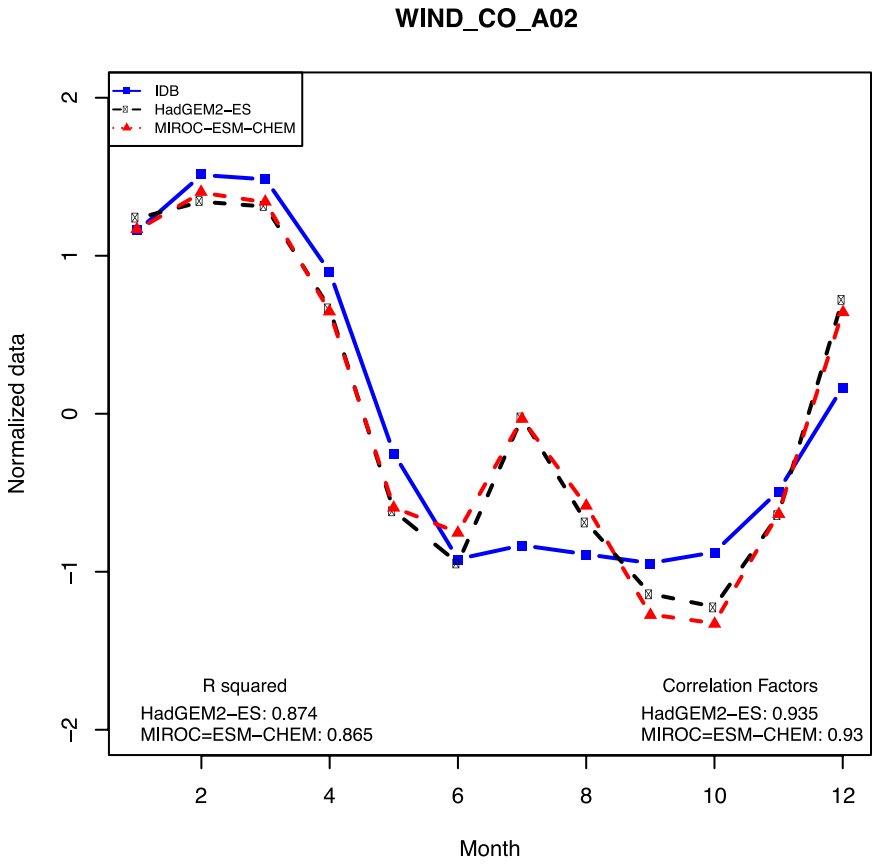
115



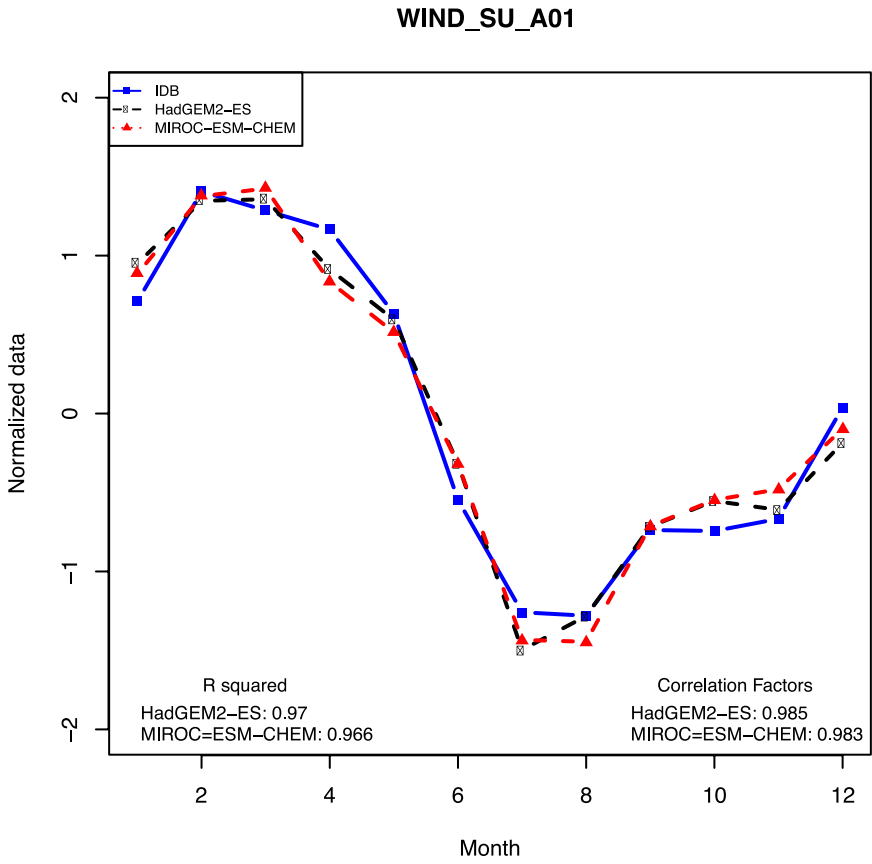
116



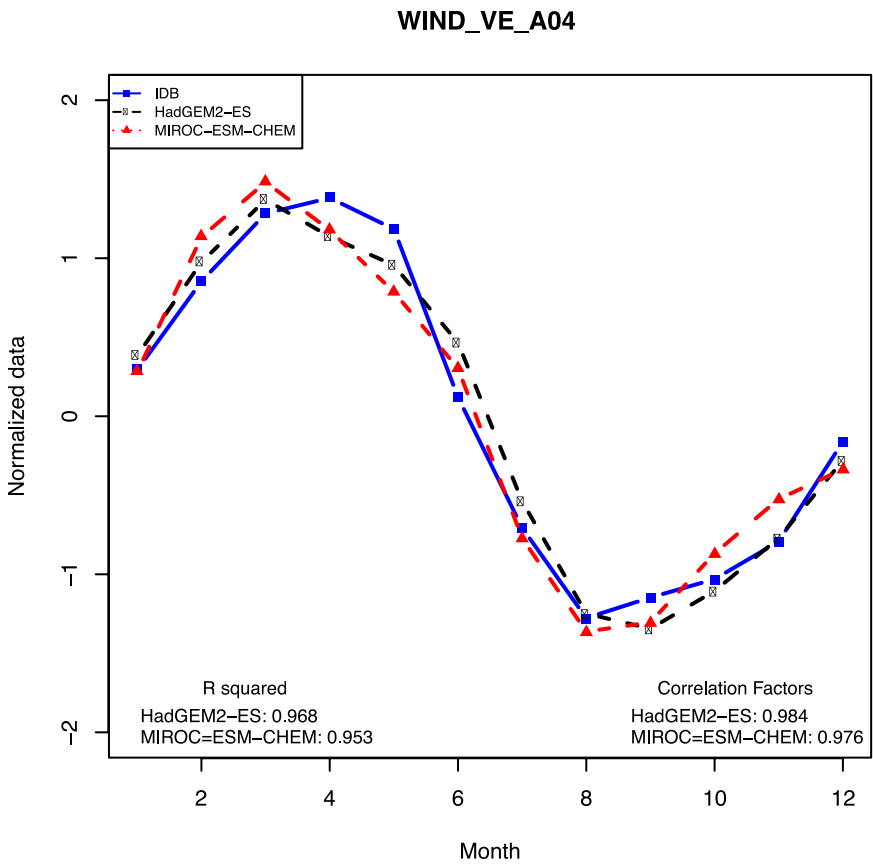
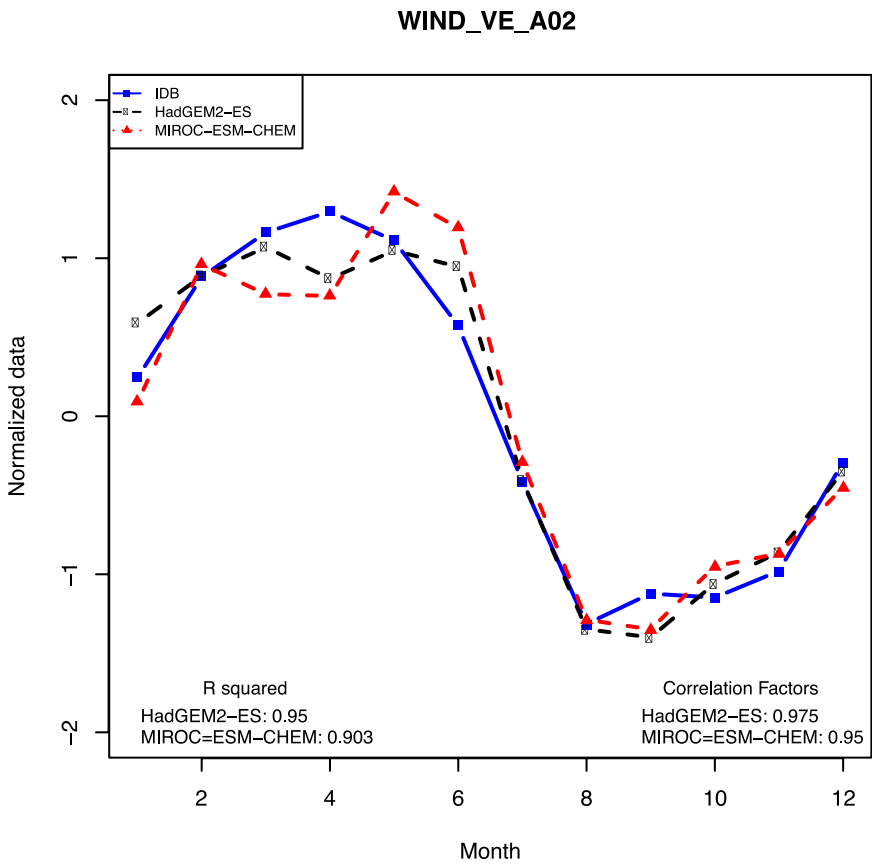
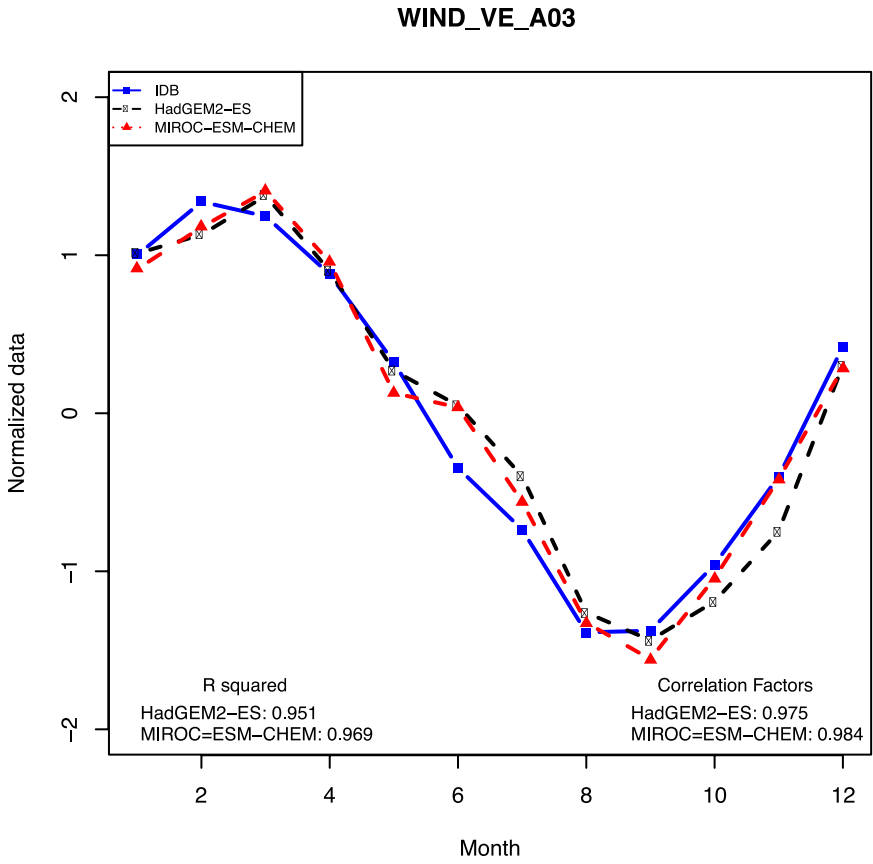
117

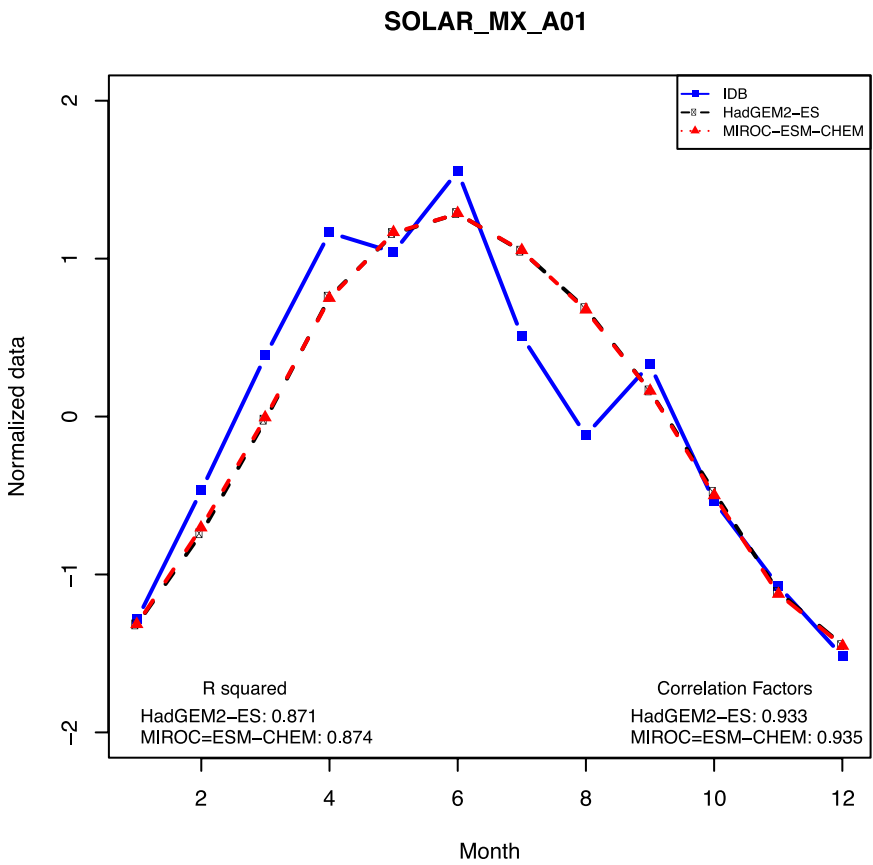
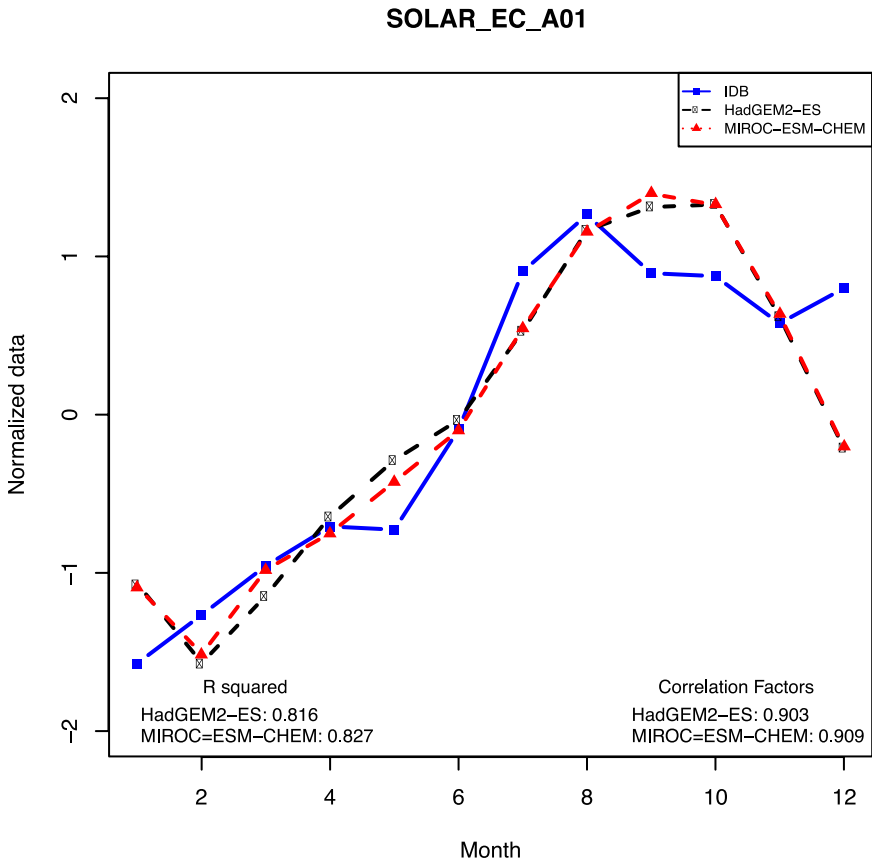
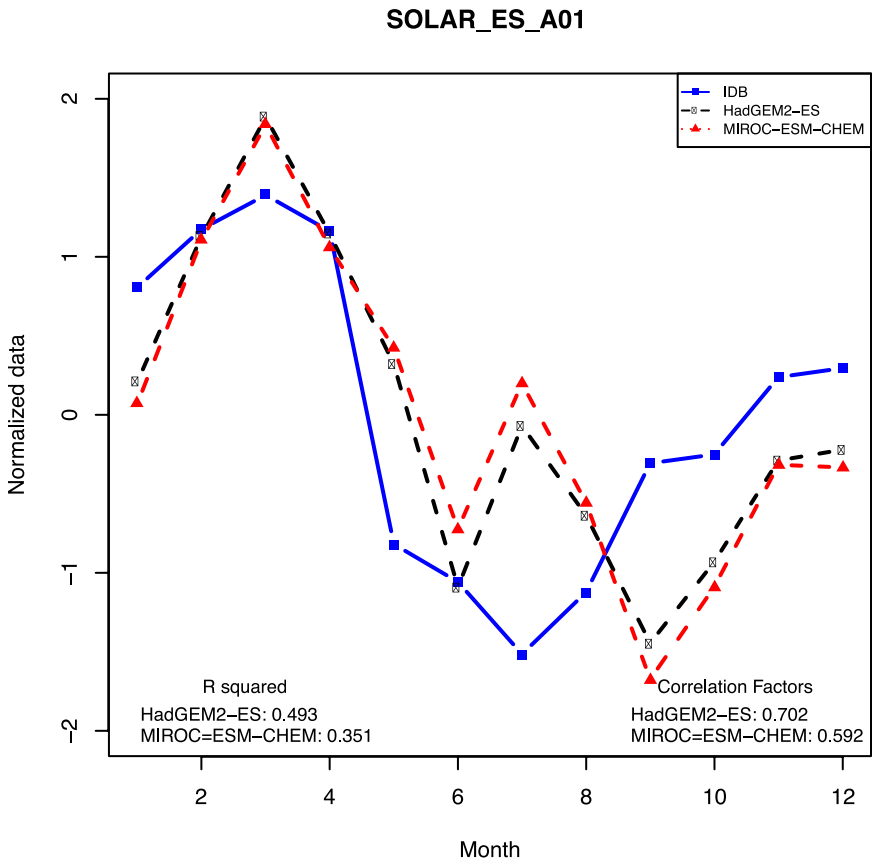
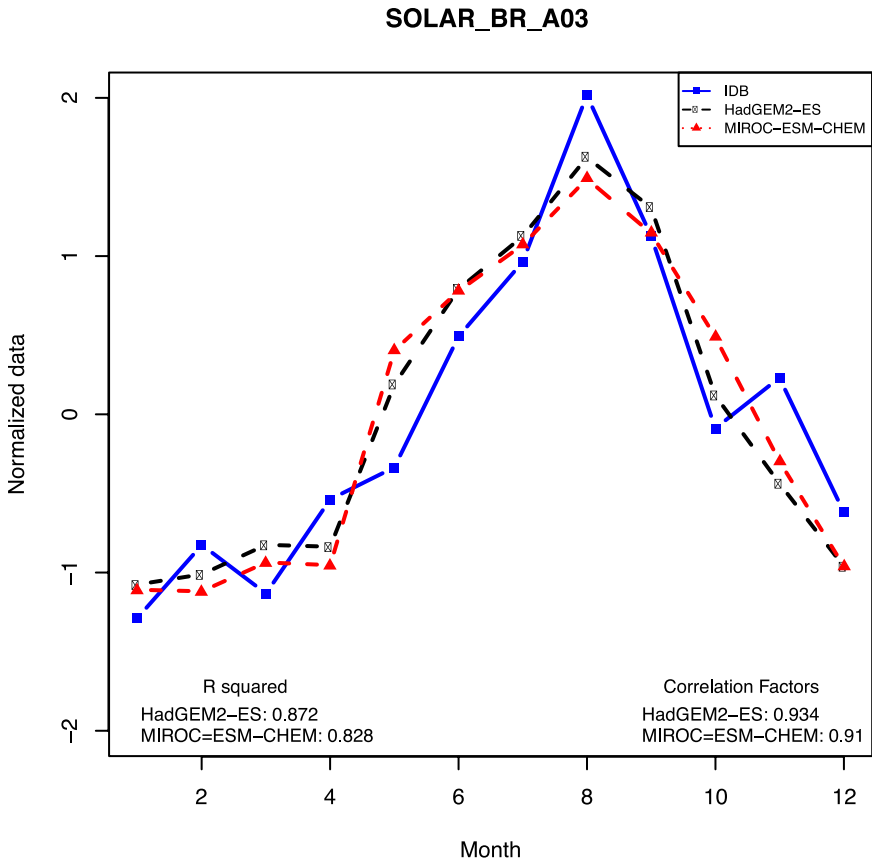


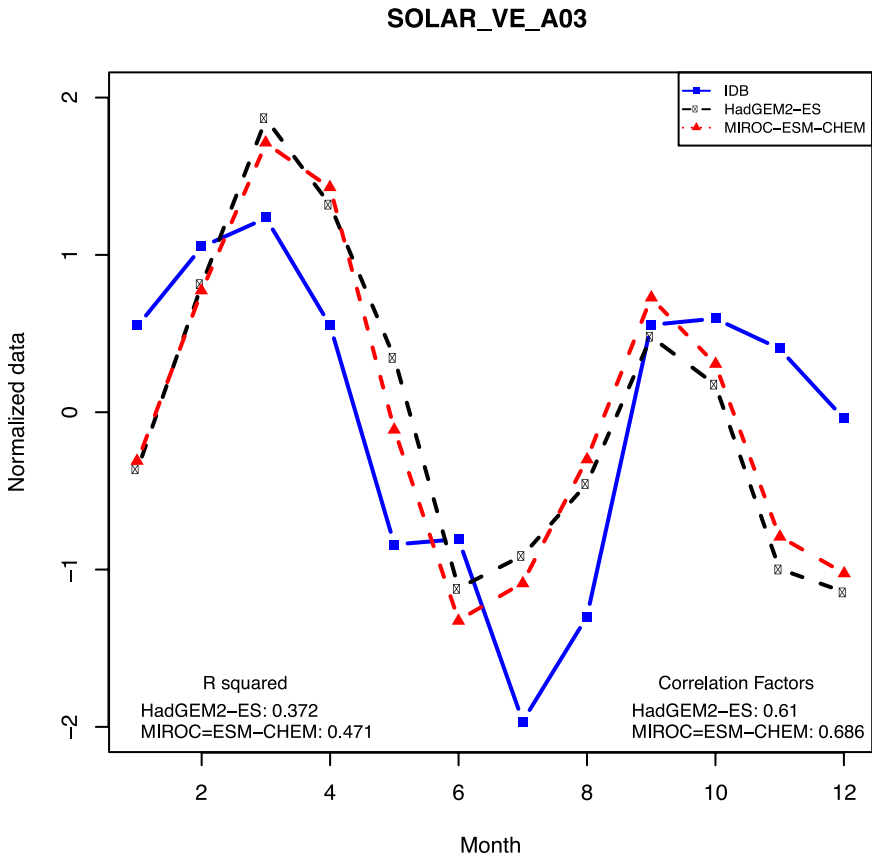
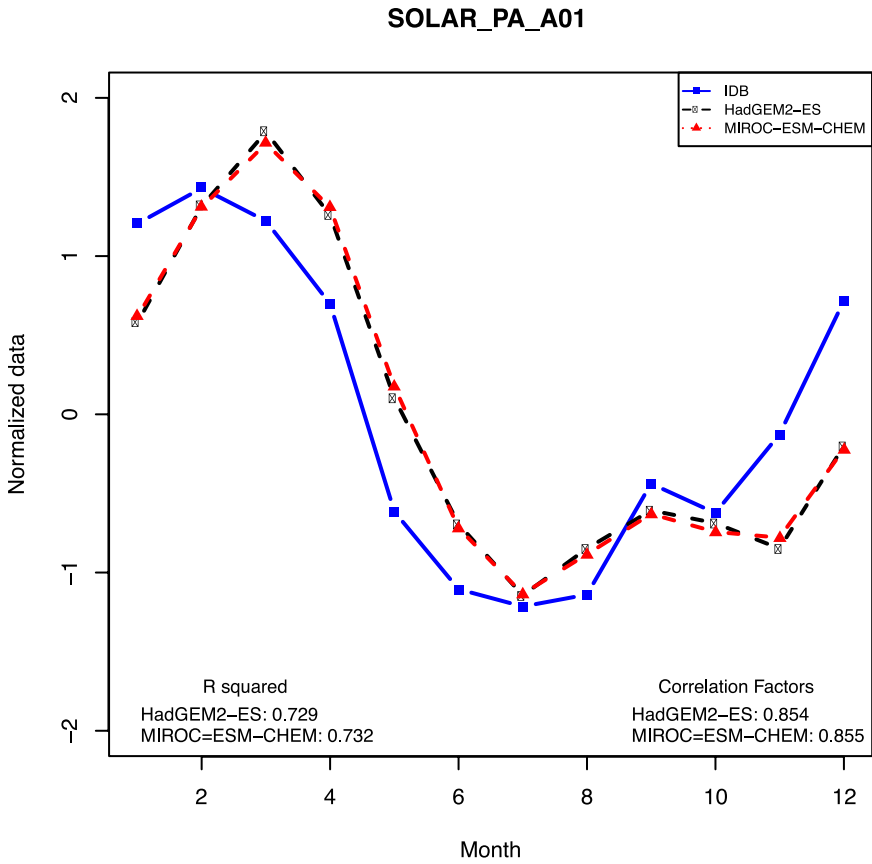
118



119





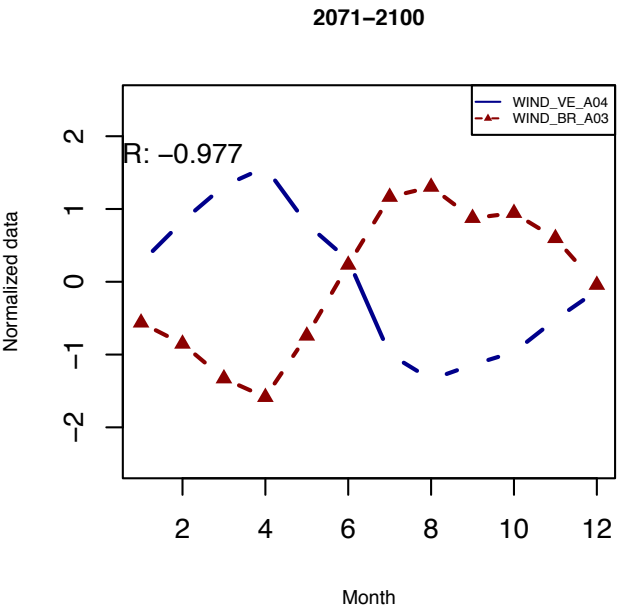
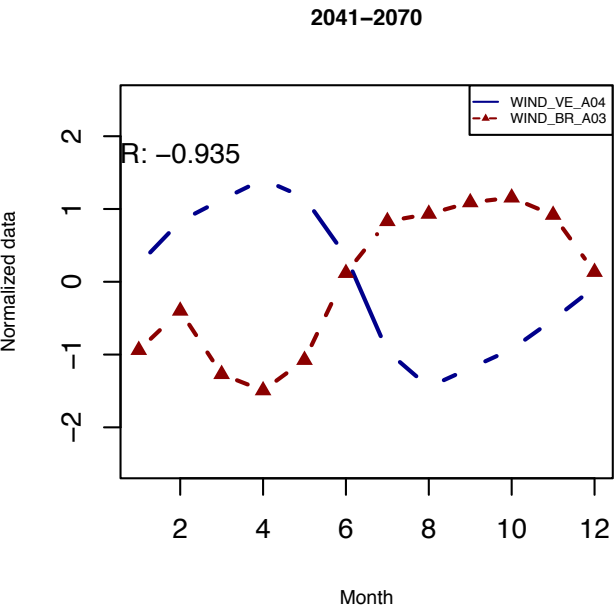
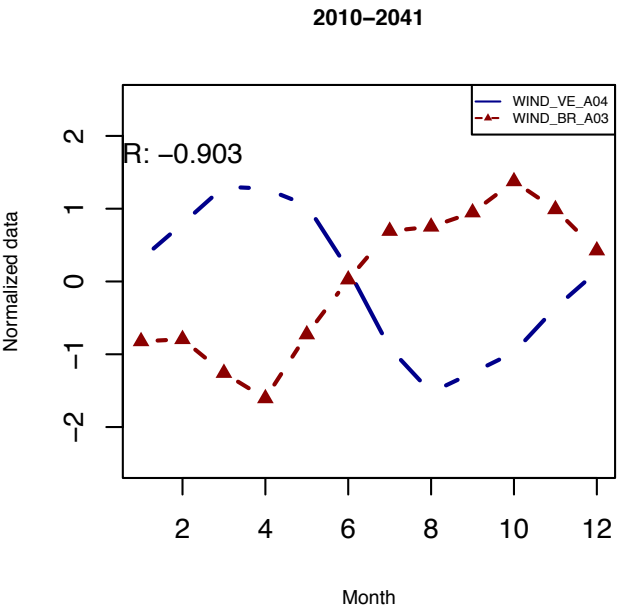
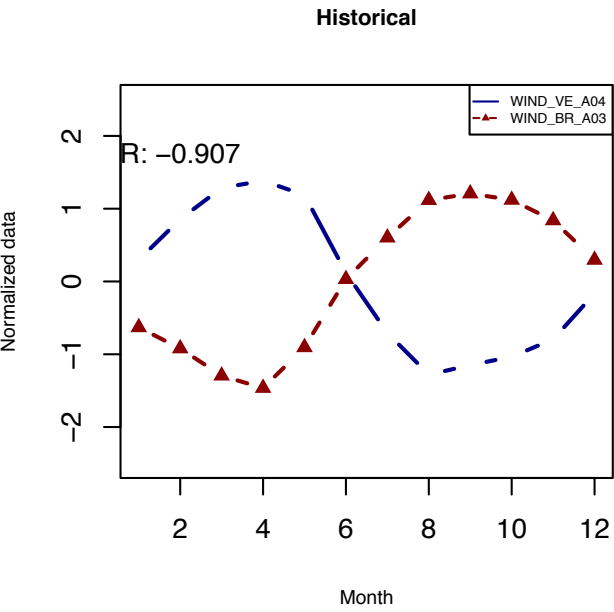


7.2. Impacto del cambio climático en las complementariedades energéticas en base al modelo HadGEM2-ES

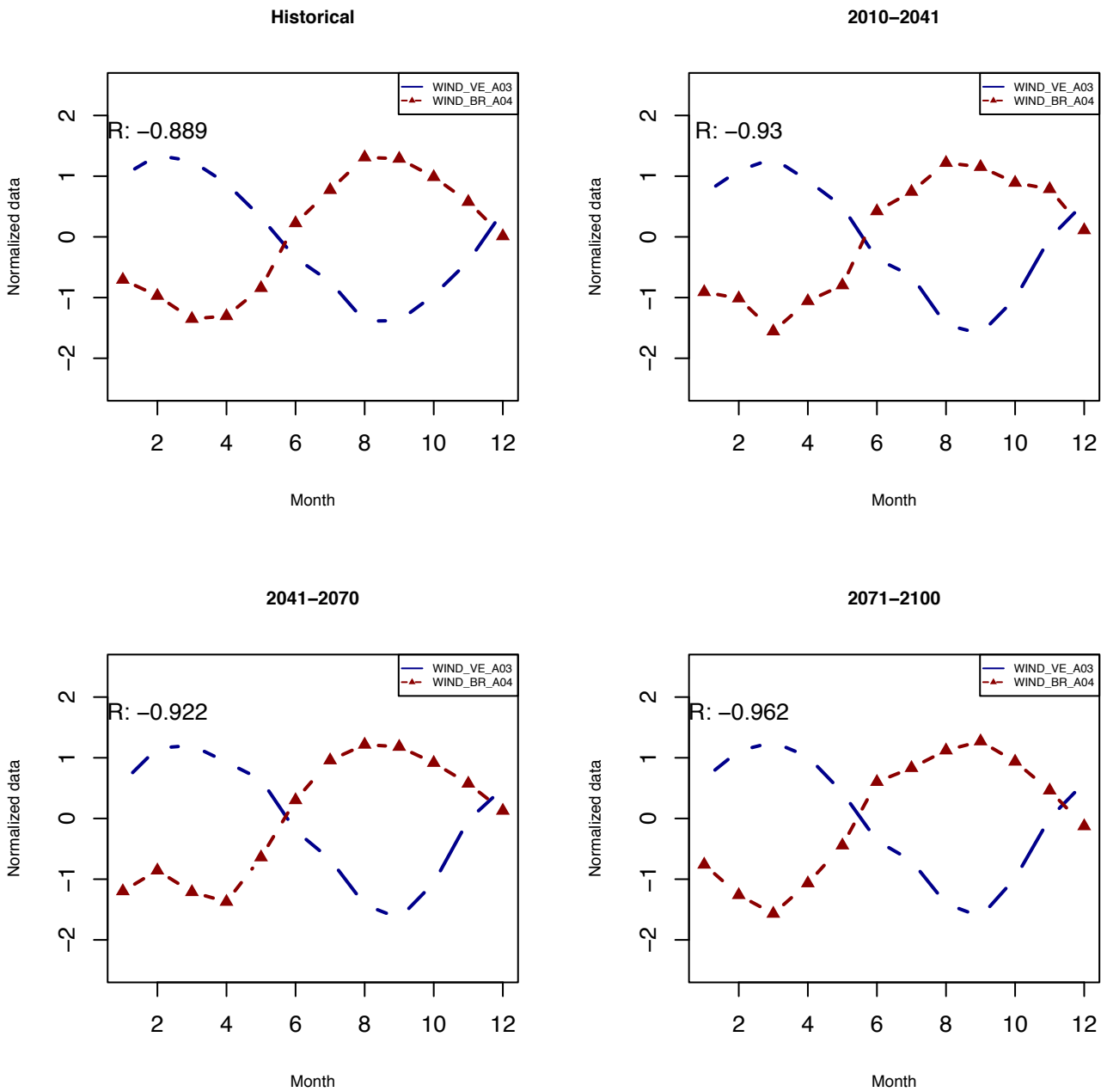
En base a las proyecciones climáticas para la base de datos del BID, se reevaluó la complementariedad energética entre las áreas que presentaban complementa-

riedad en la primera parte del estudio. Este apéndice muestra el impacto del cambio climático en la complementariedad de la energía renovable entre las ZAP analizadas para 3 periodos de tiempo diferentes: 2010-2040, 2041-2070, 2071-2100 y para dos escenarios: RCP 4.5 y RCP8.5.

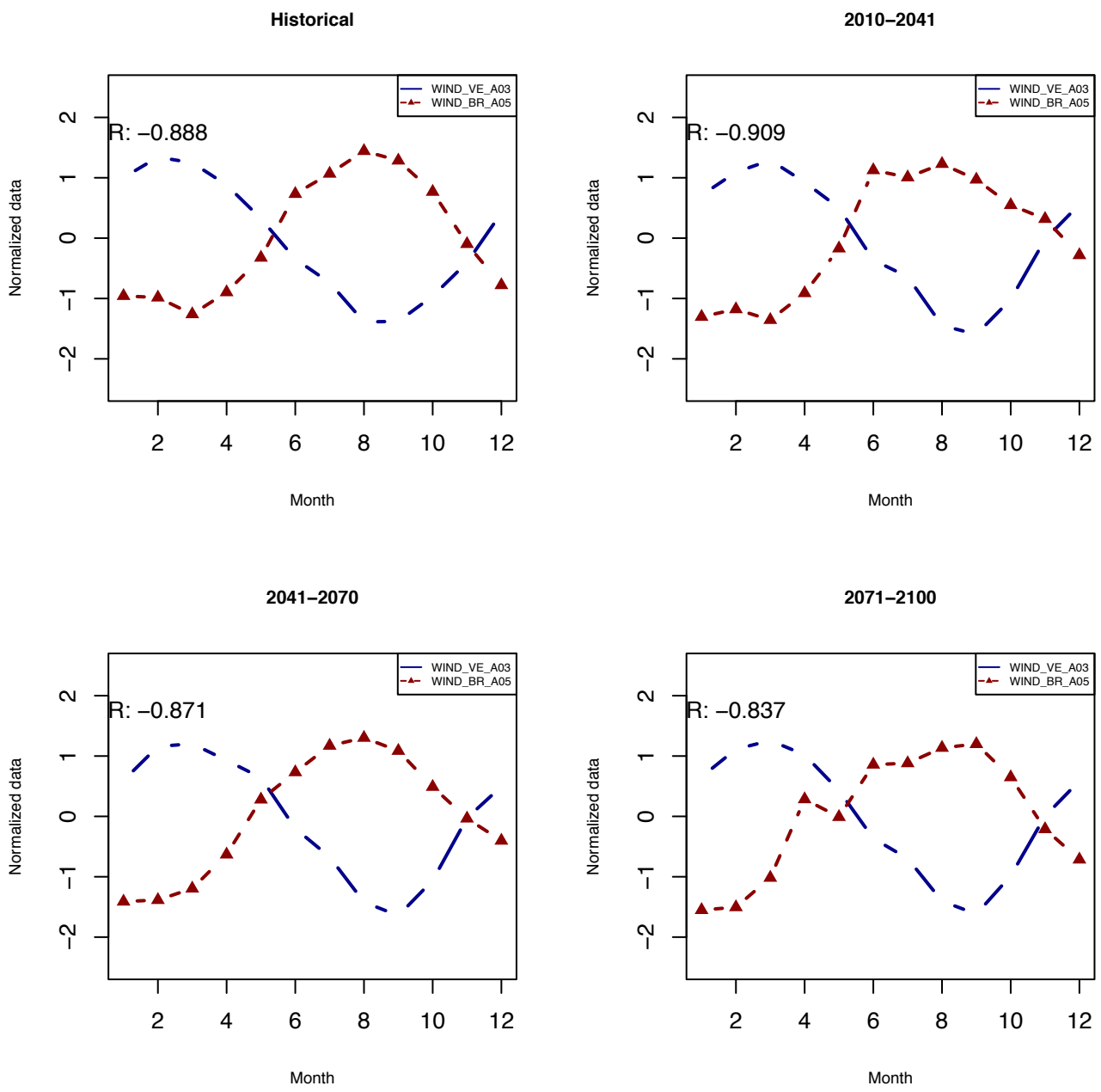
Impacto del cambio climático en las complementariedades energéticas en base al modelo HadGEM2-ES y el escenario RCP4.5



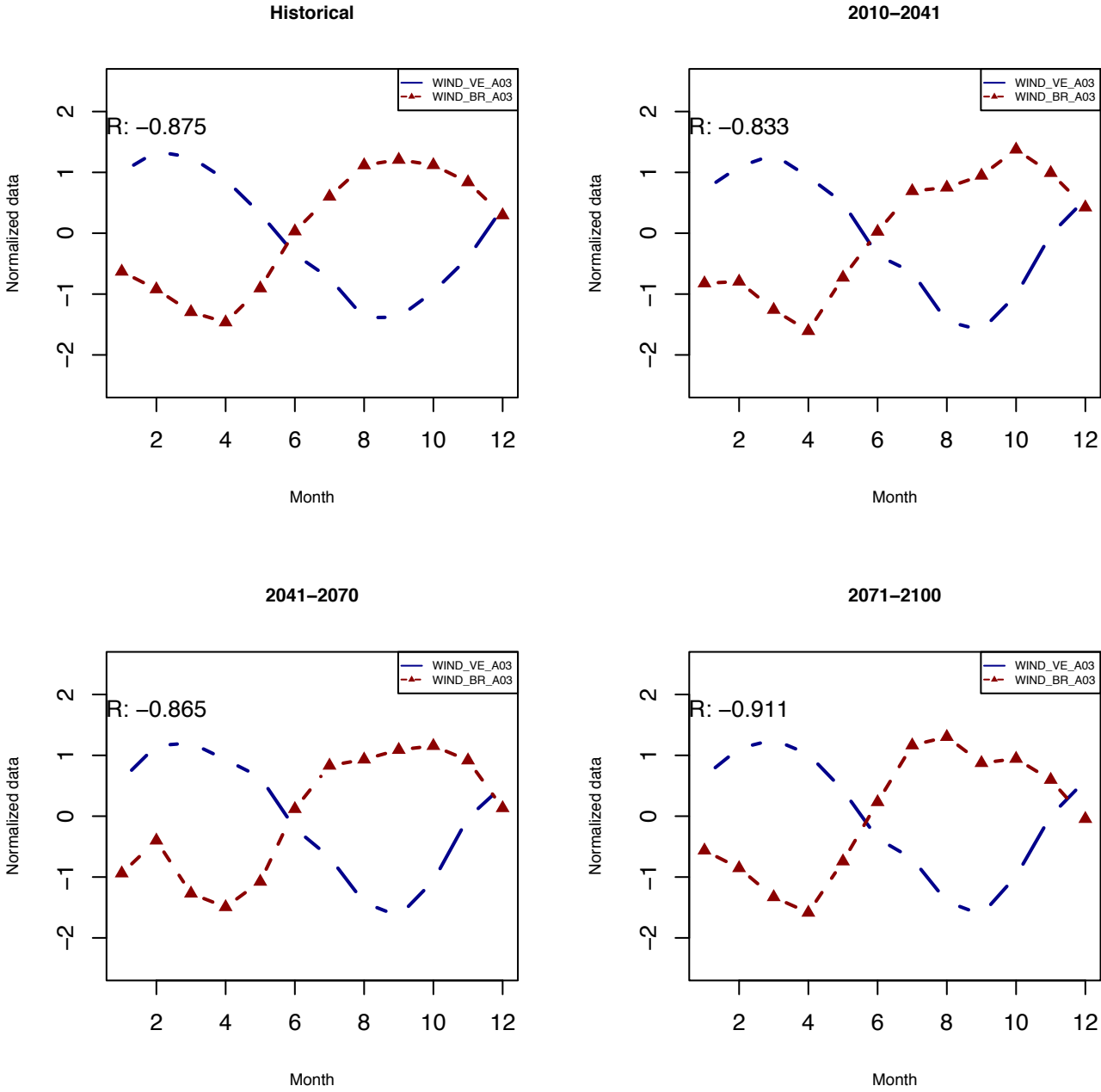
124



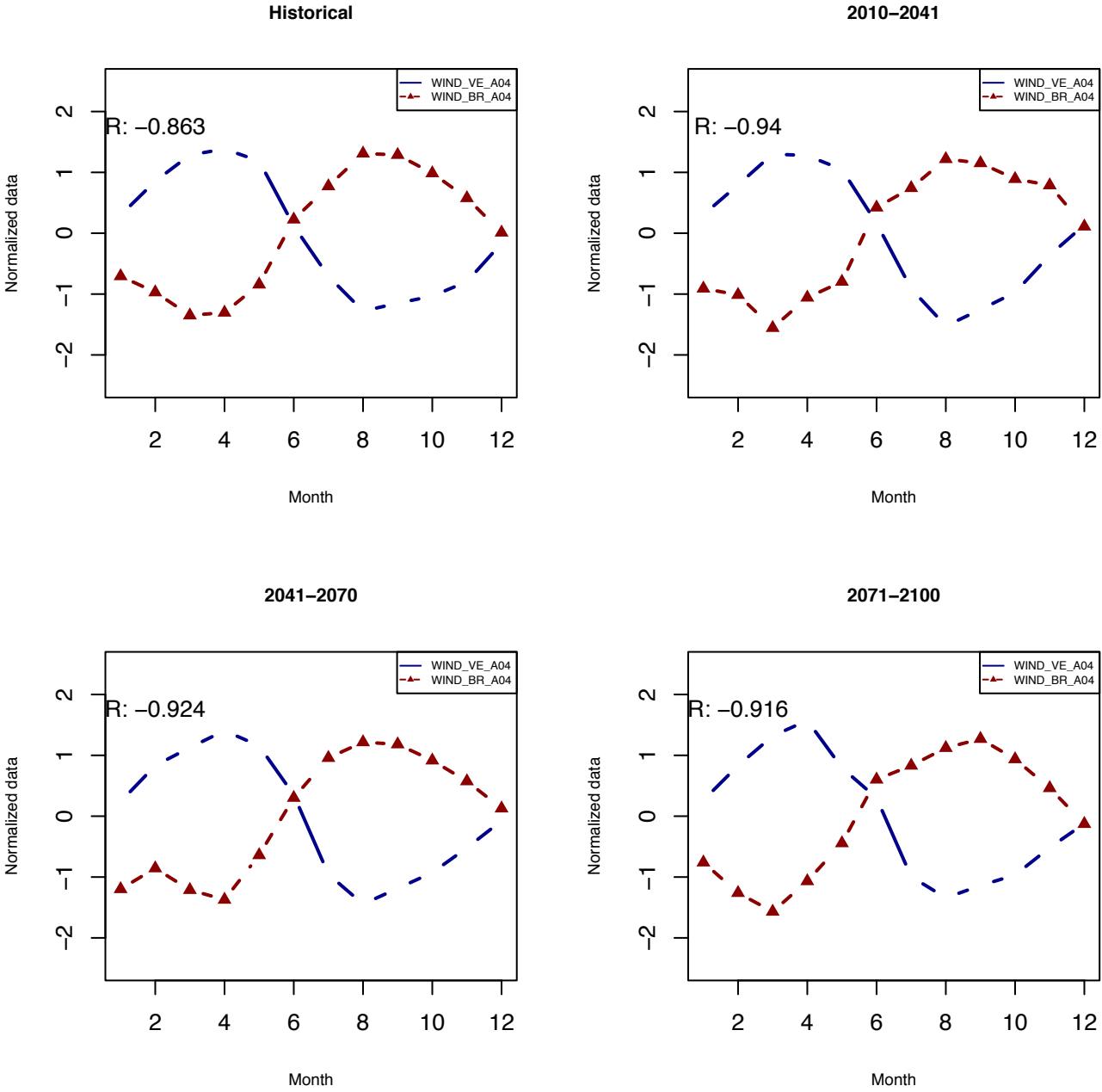
125



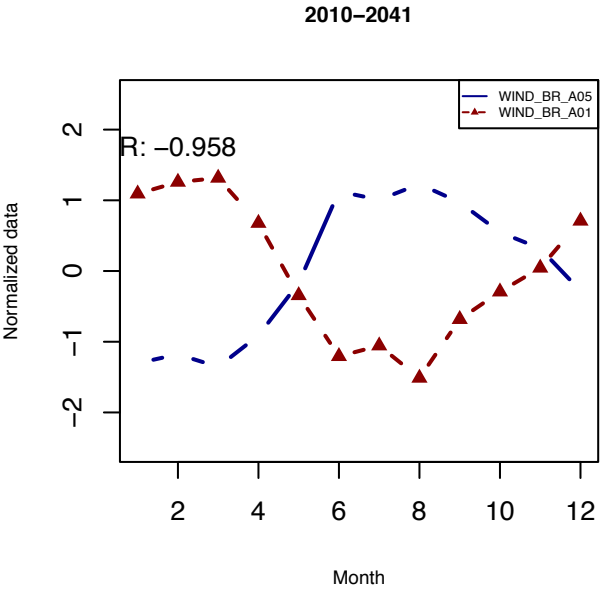
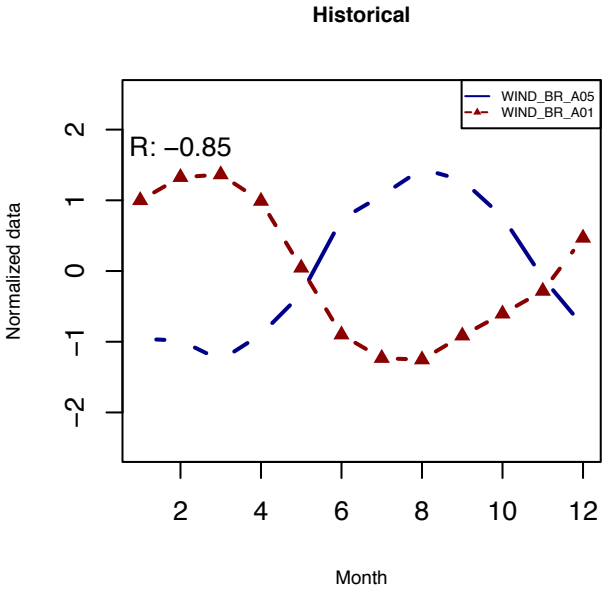
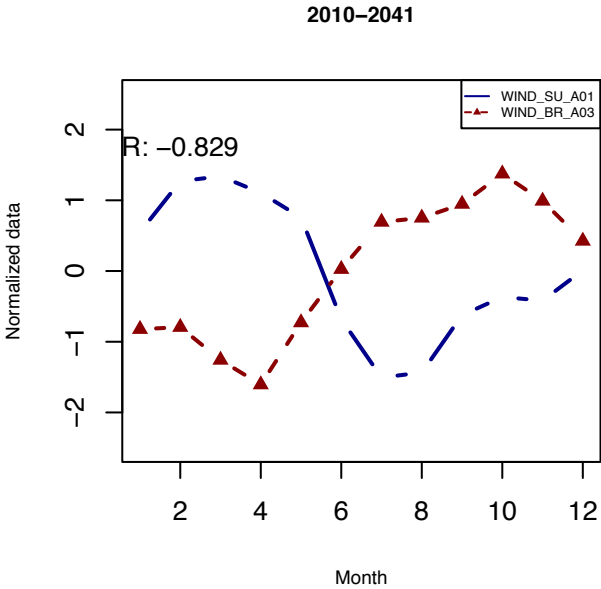
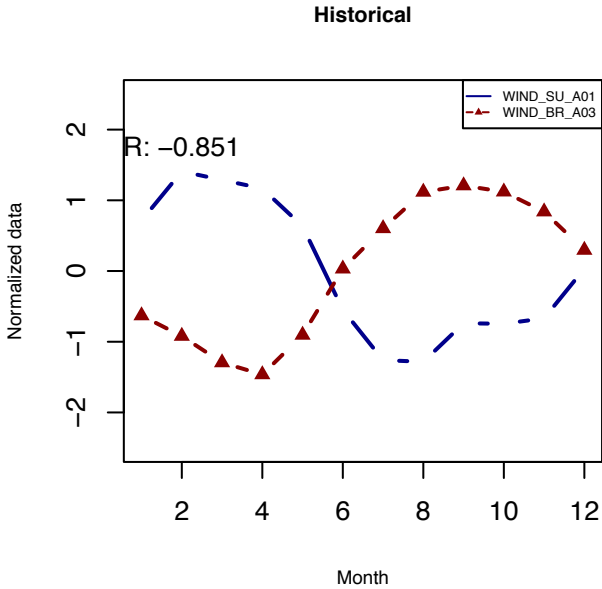
126



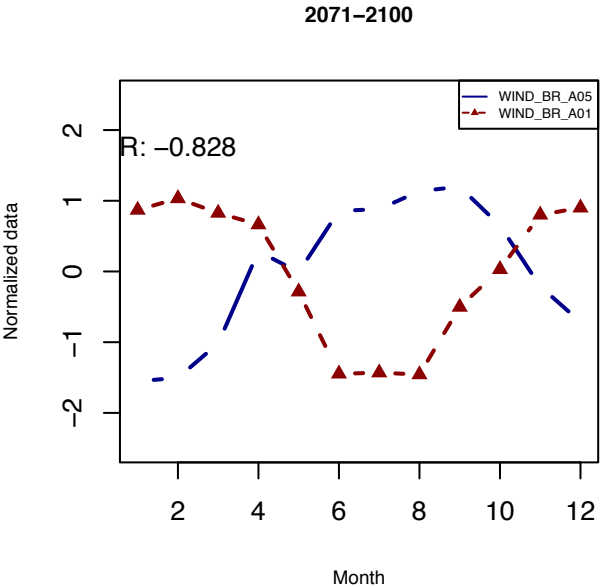
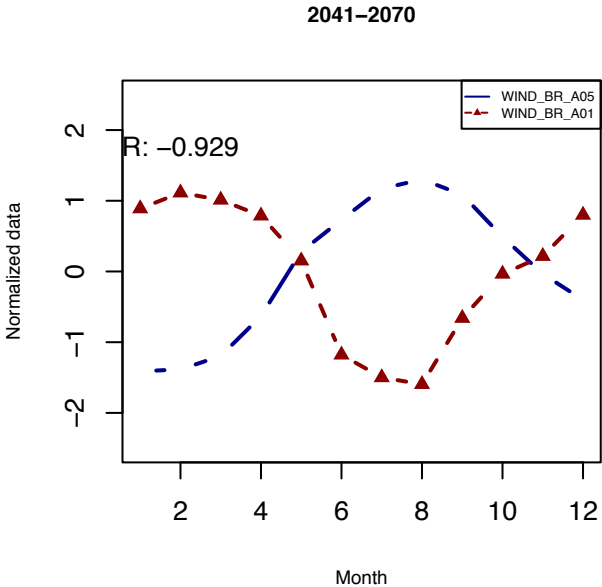
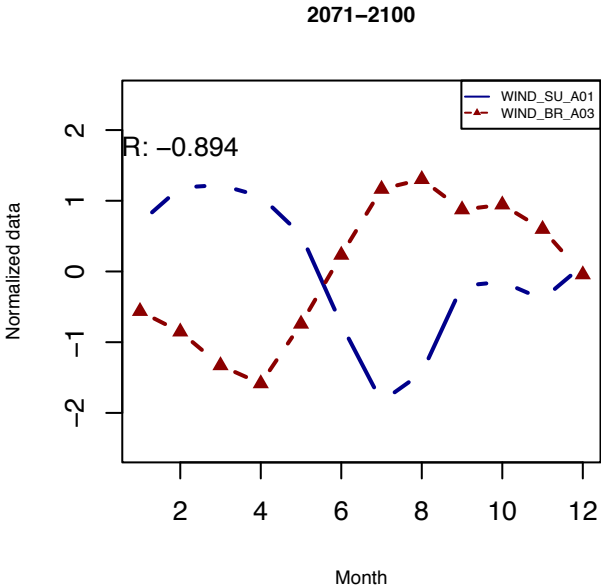
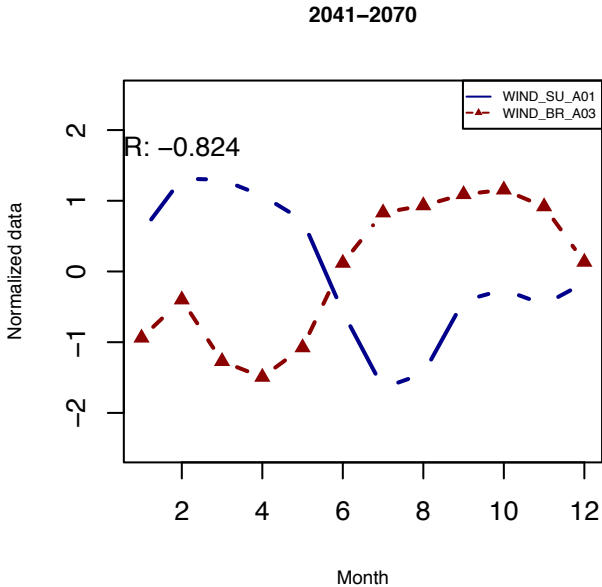
127



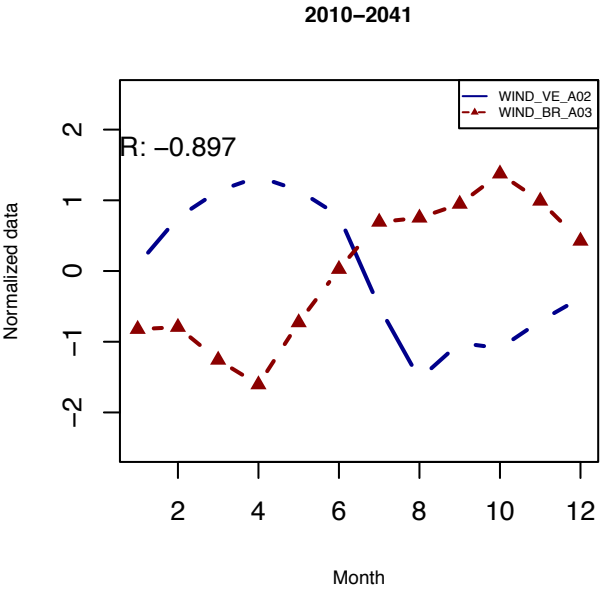
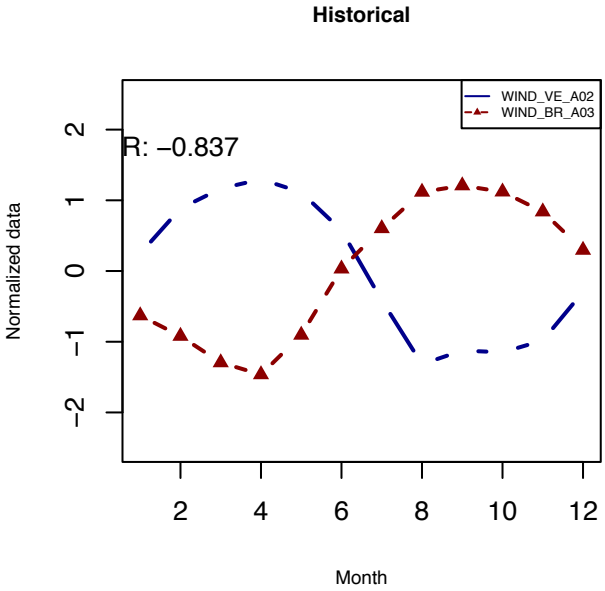
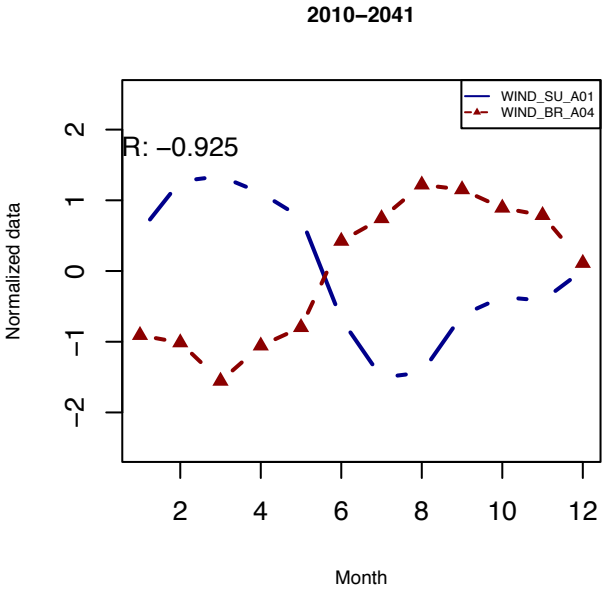
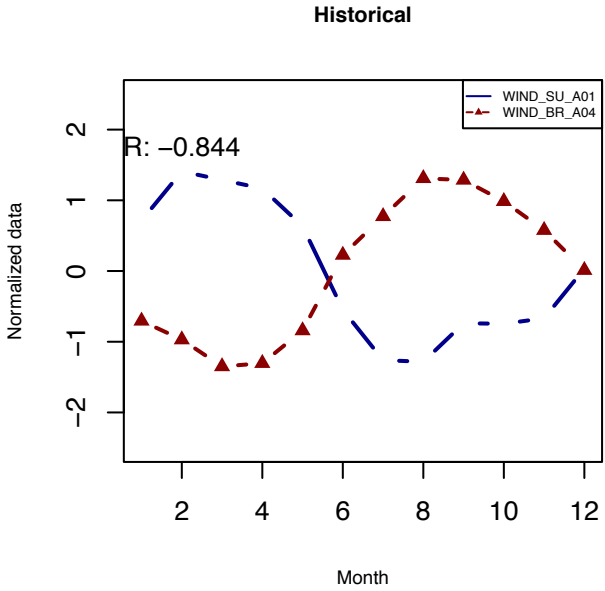
128



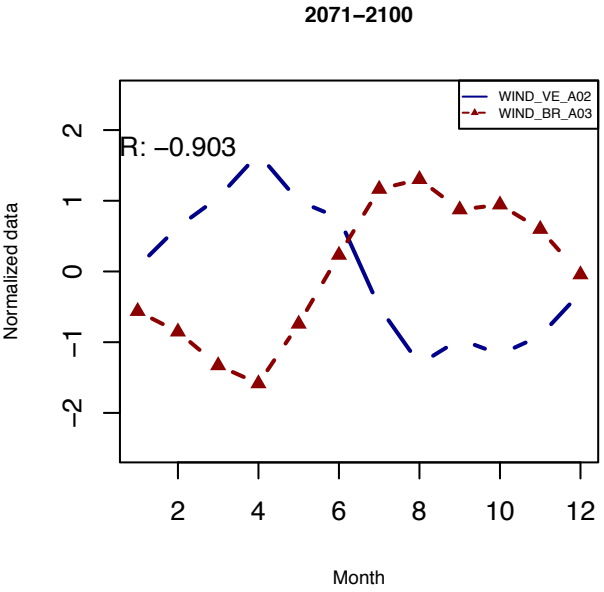
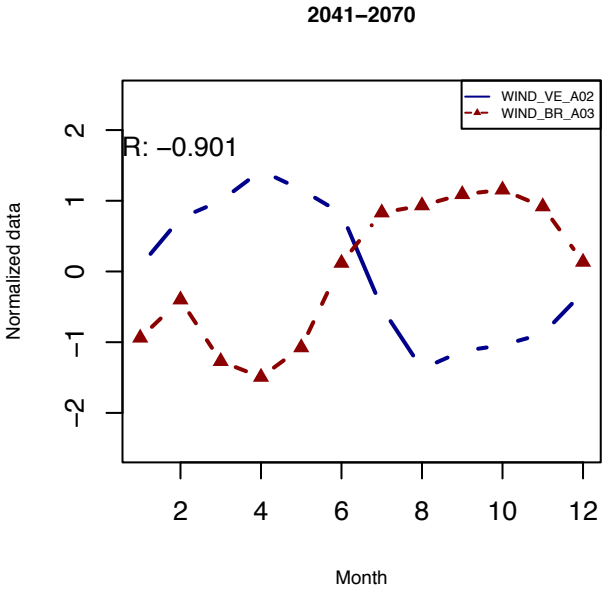
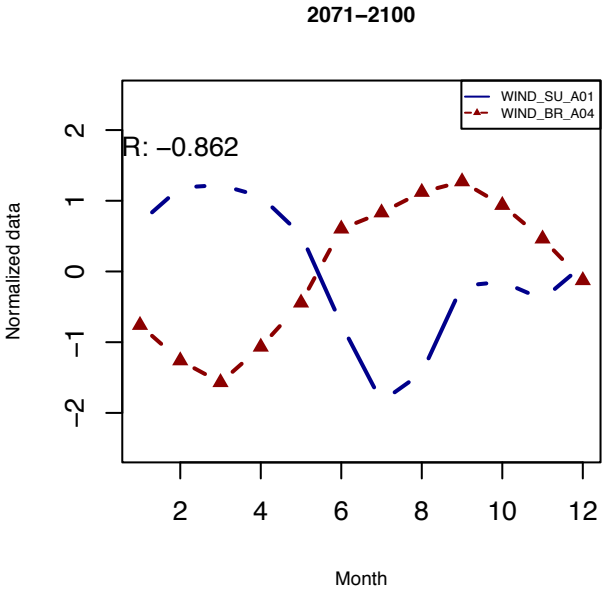
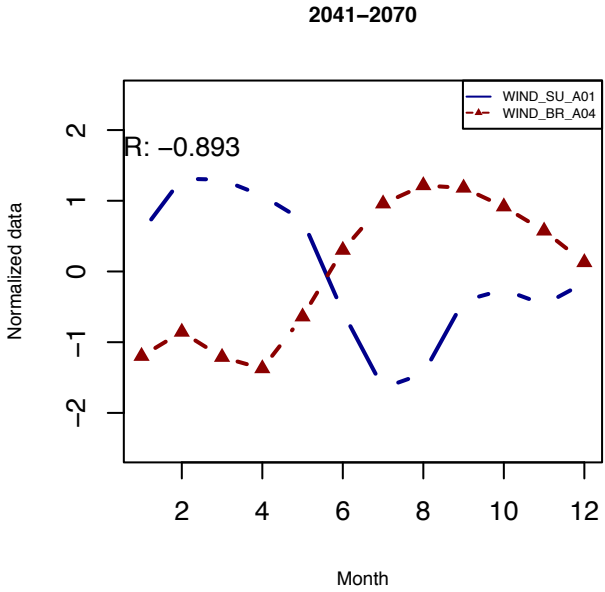
129

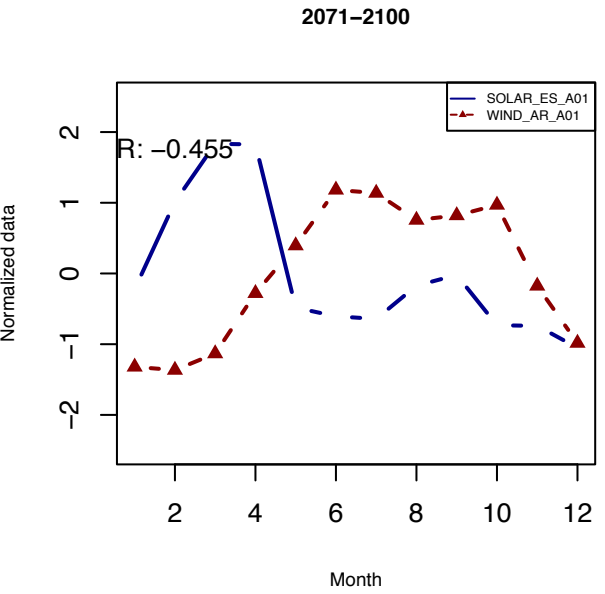
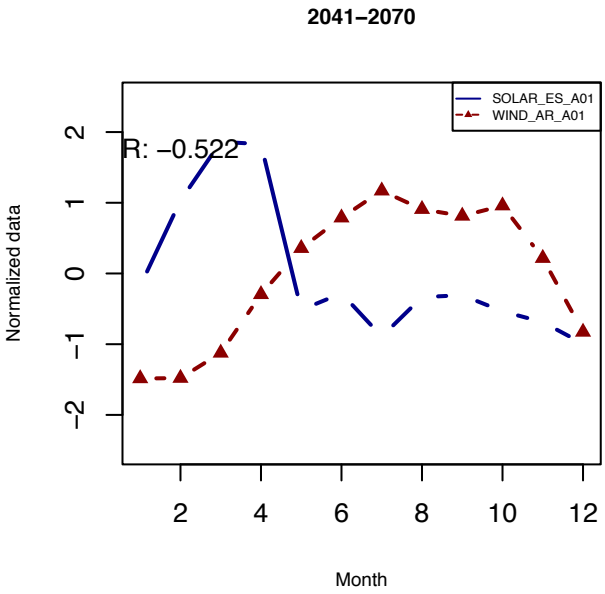
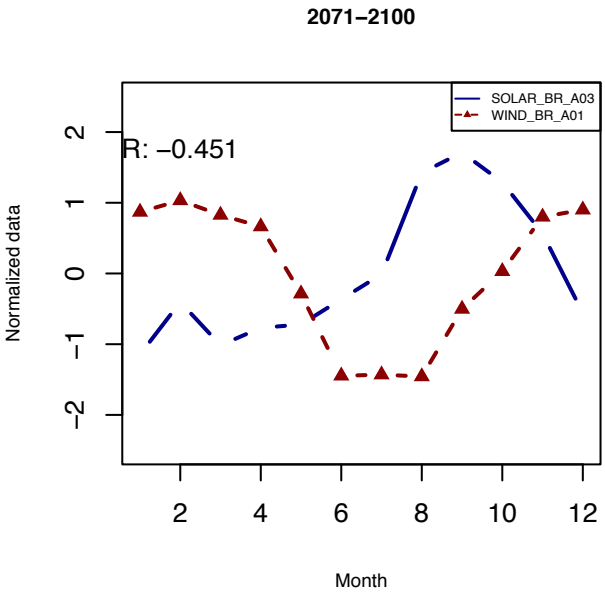
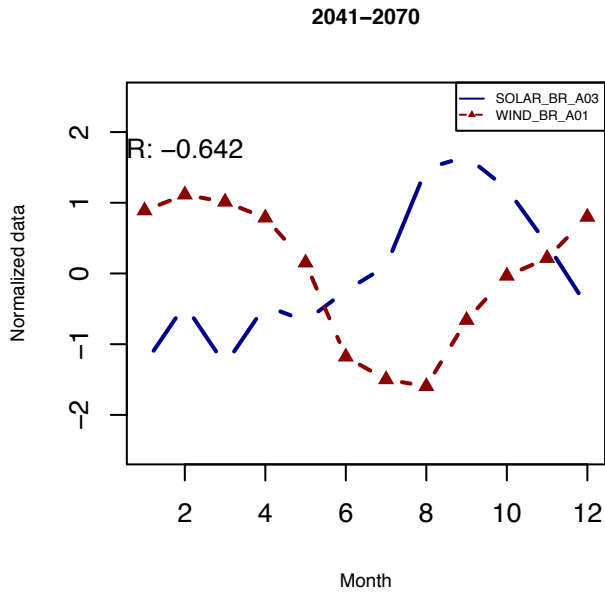
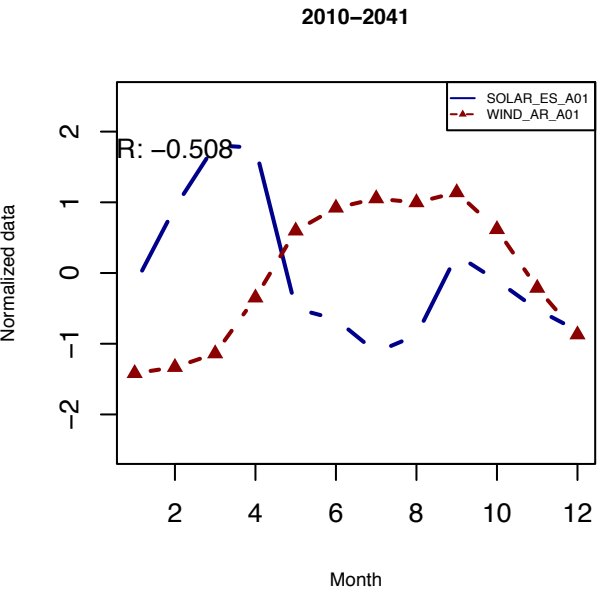
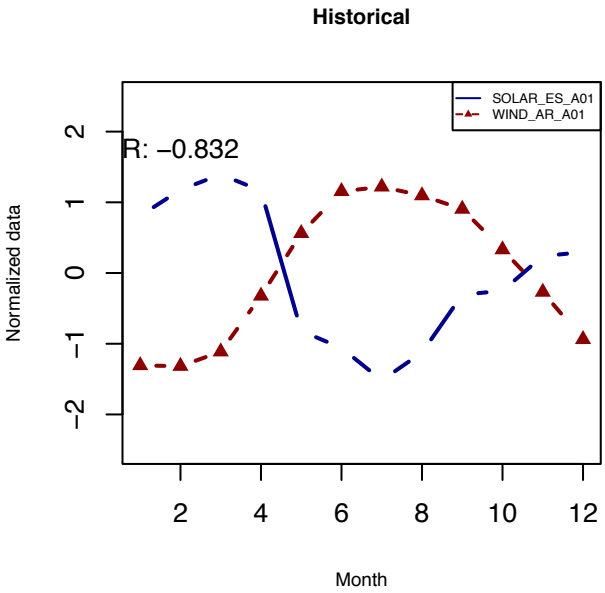
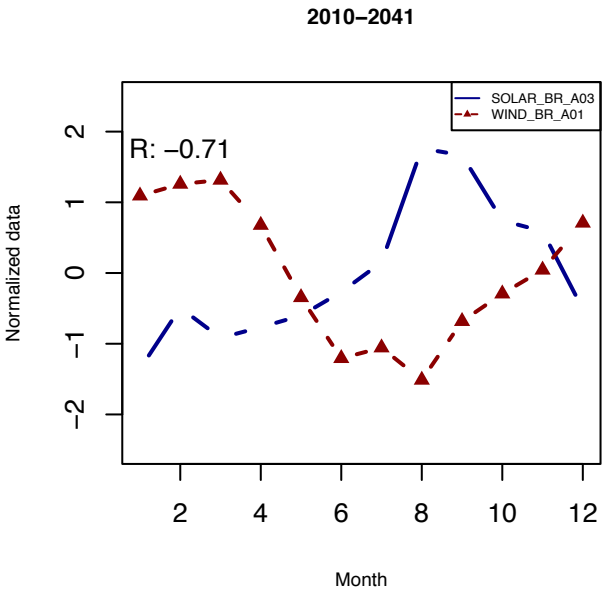
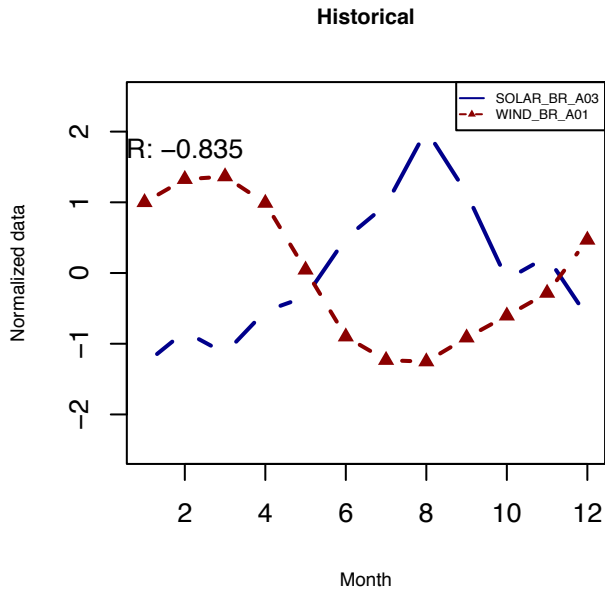


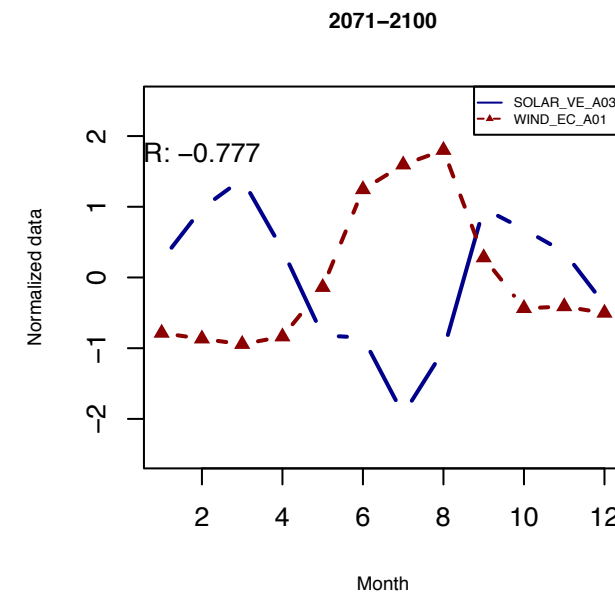
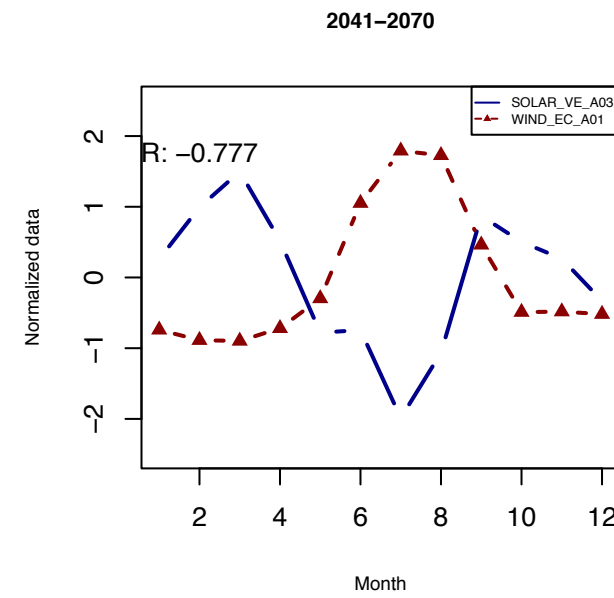
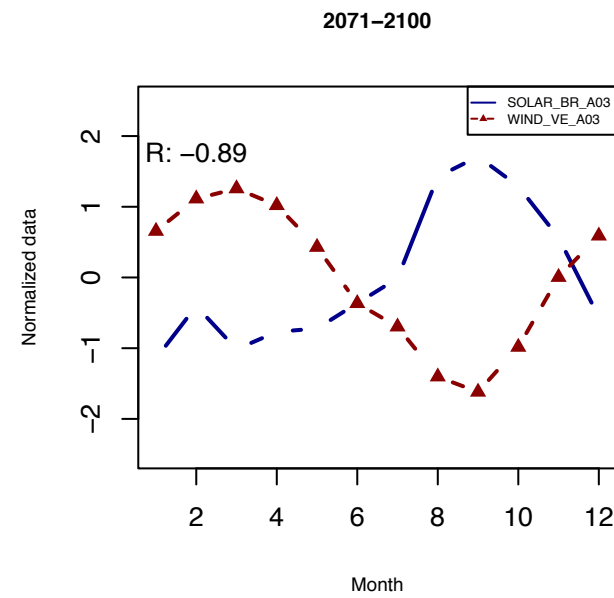
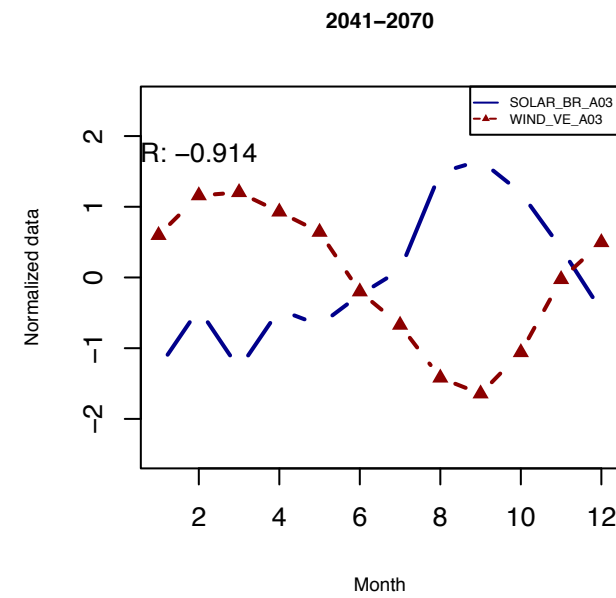
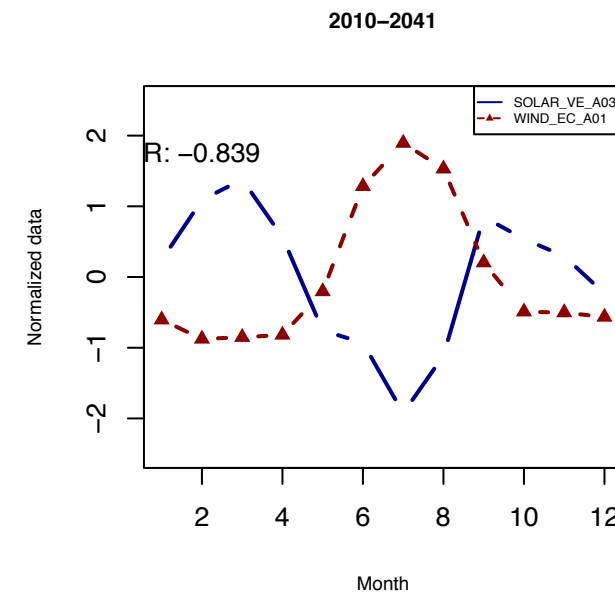
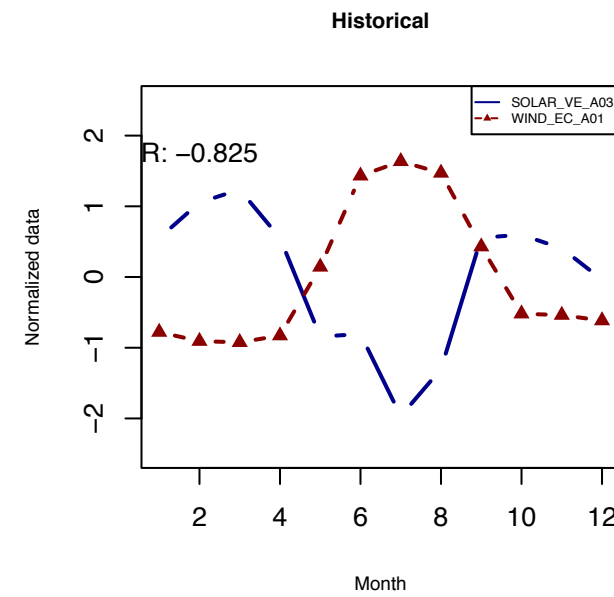
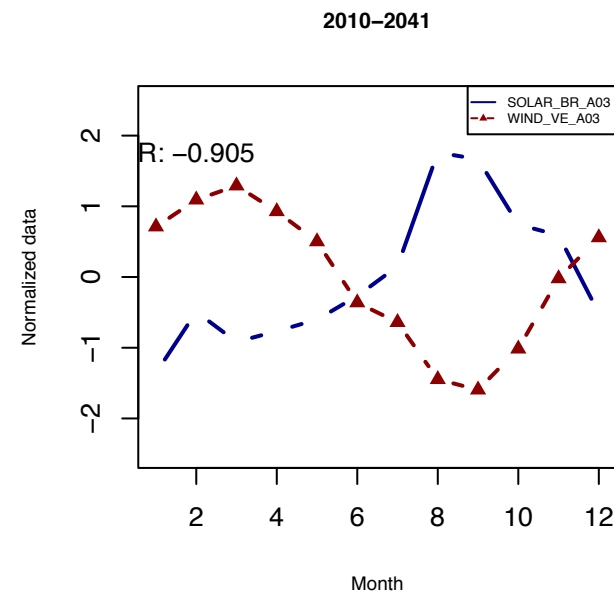
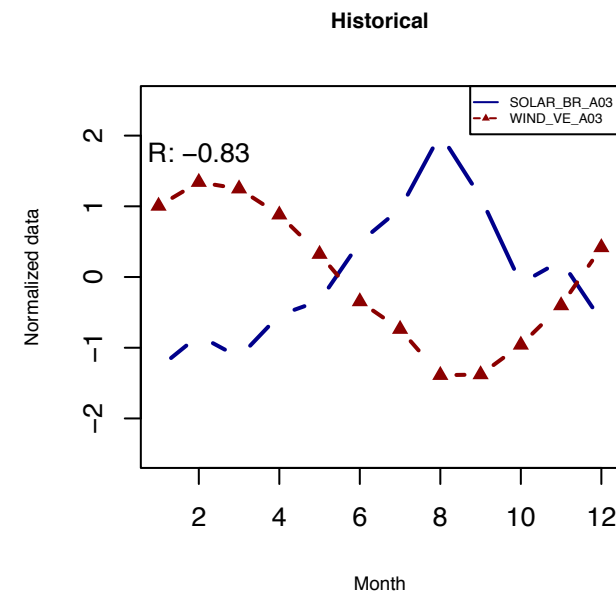
130



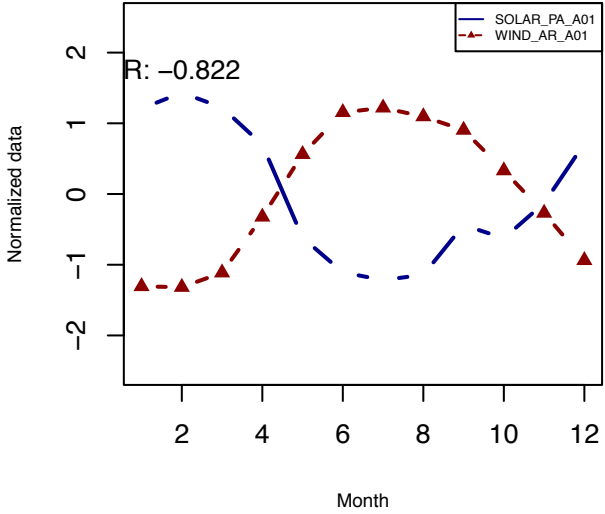
131



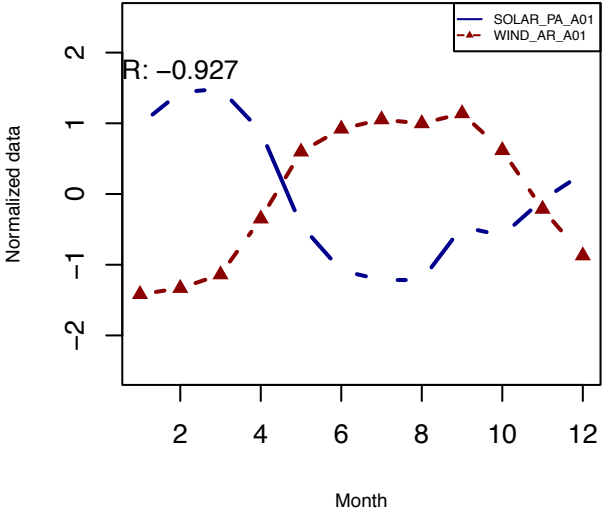




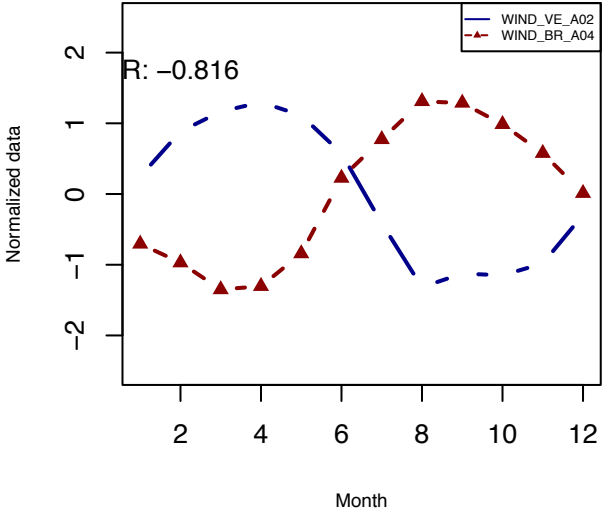
Historical



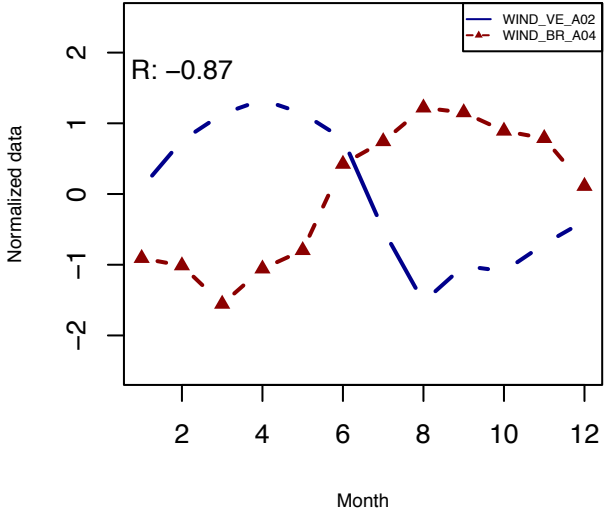
2010-2041



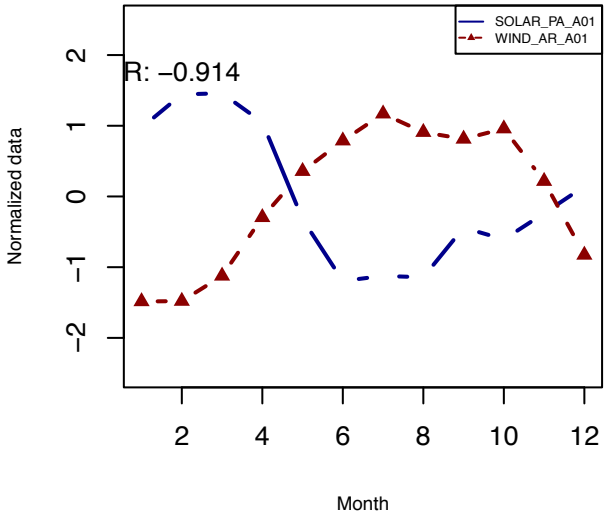
Historical



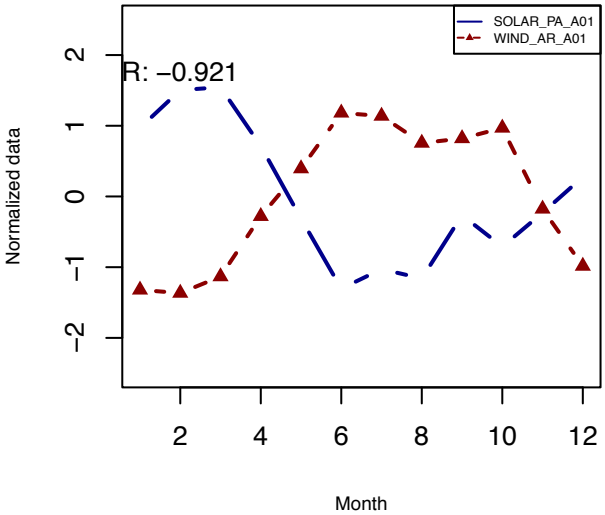
2010-2041



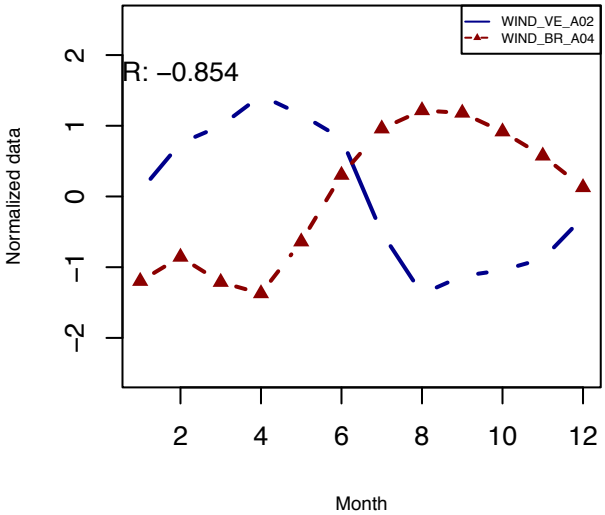
2041-2070



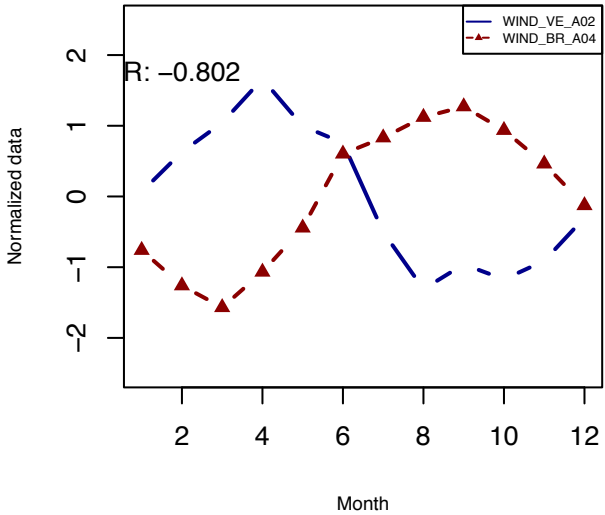
2071-2100

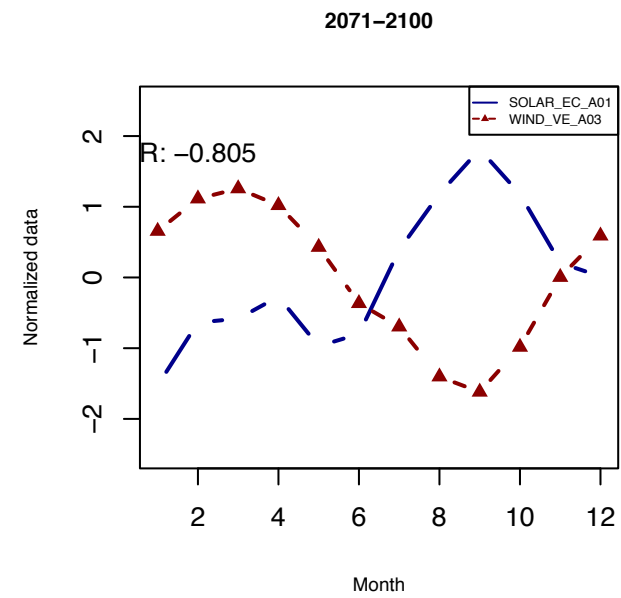
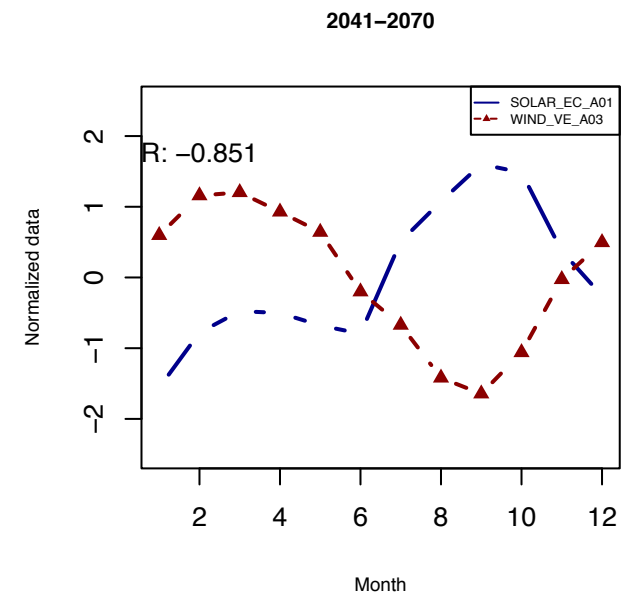
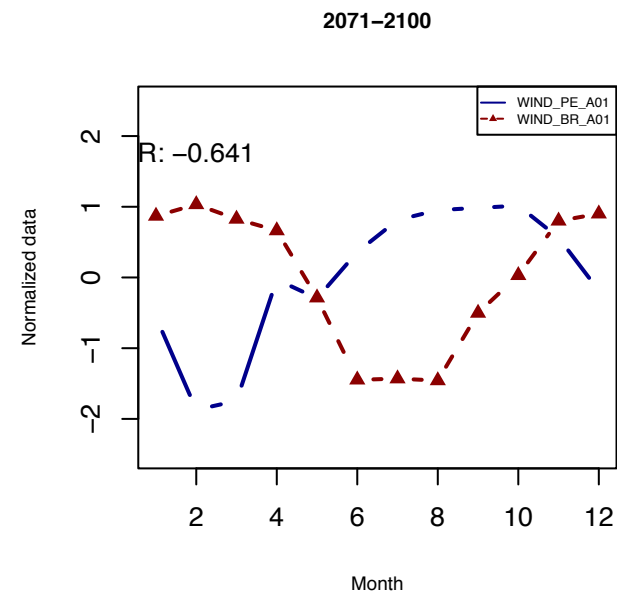
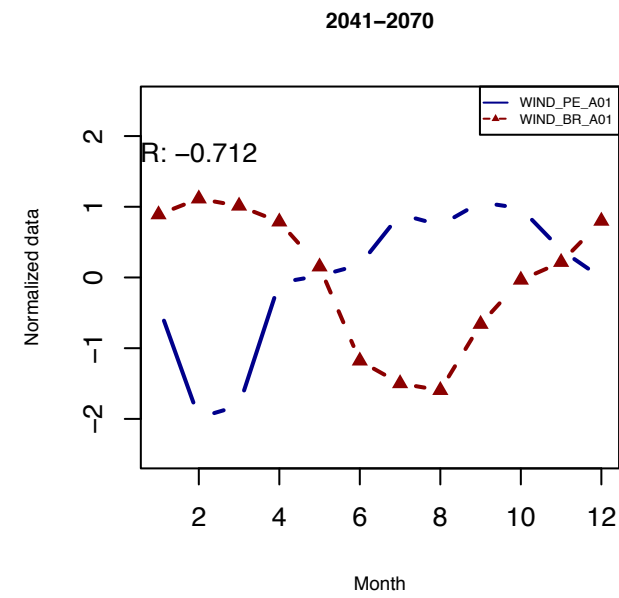
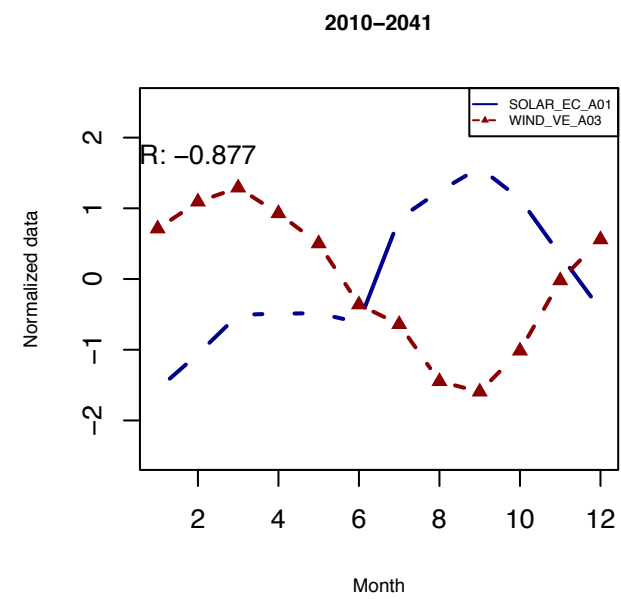
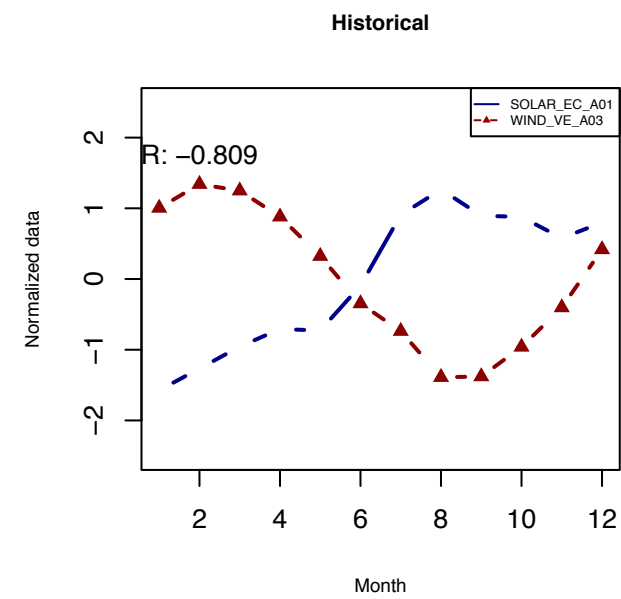
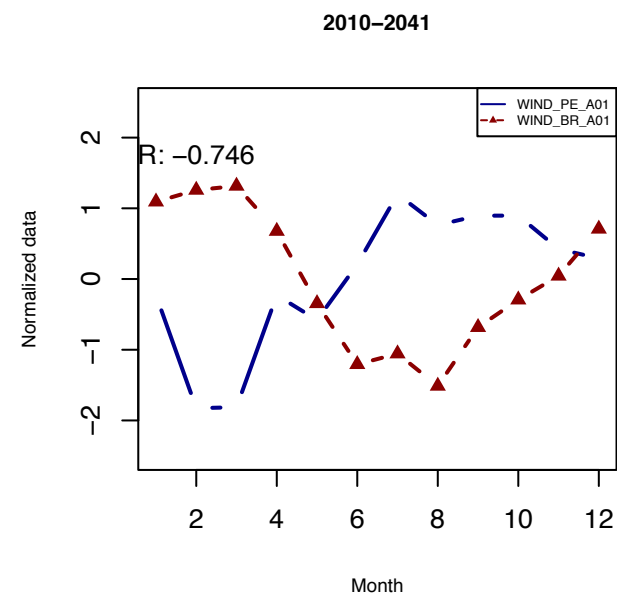
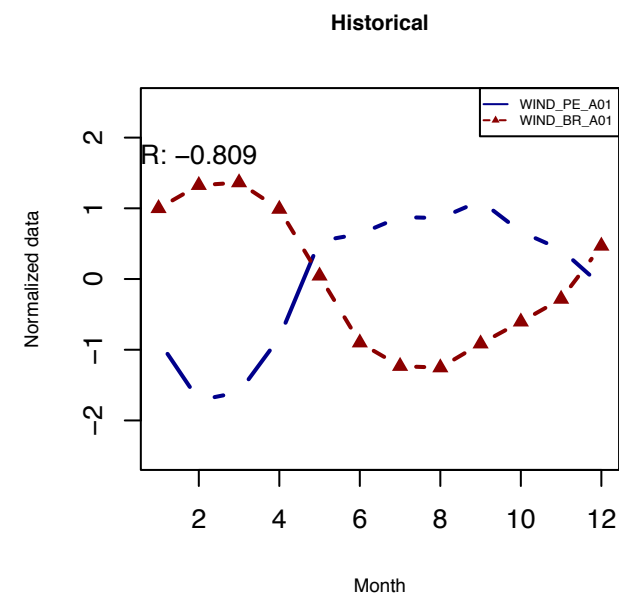


2041-2070

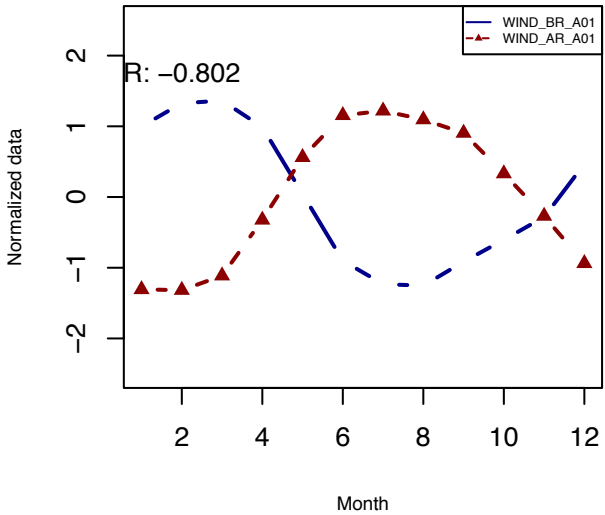


2071-2100

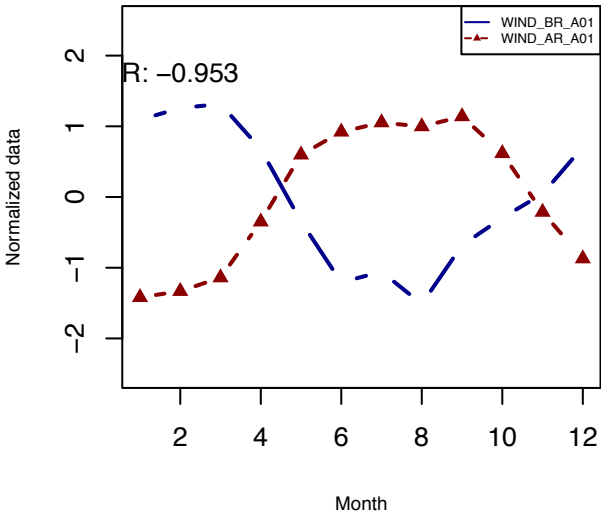




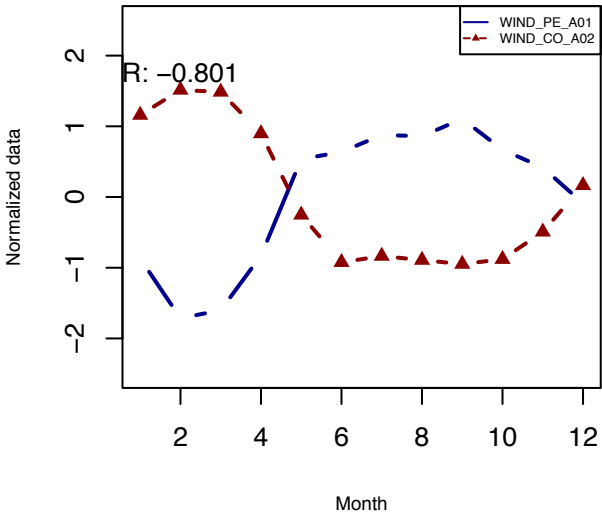
Historical



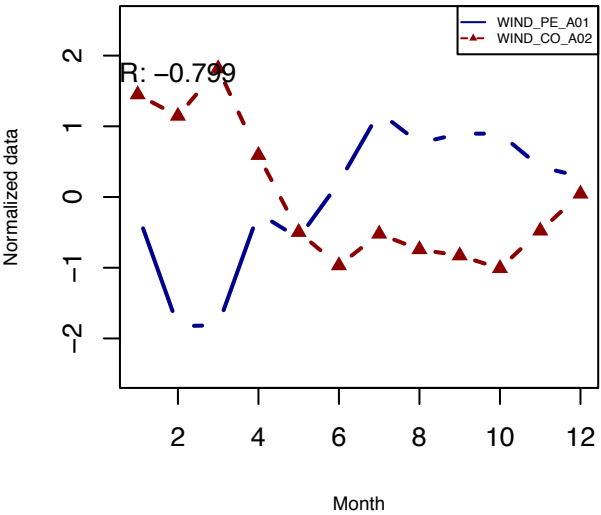
2010–2041



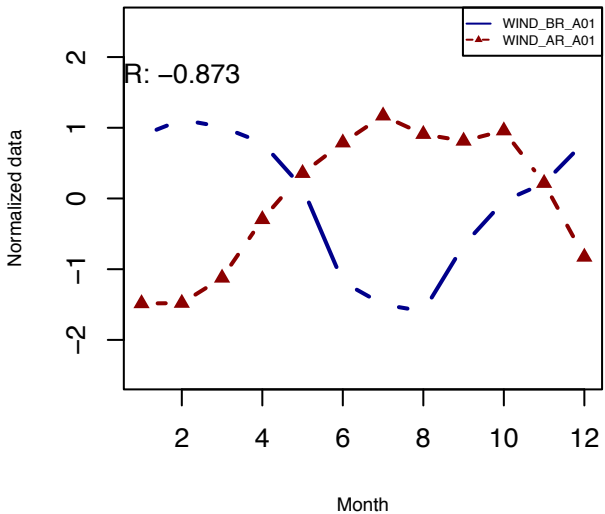
Historical



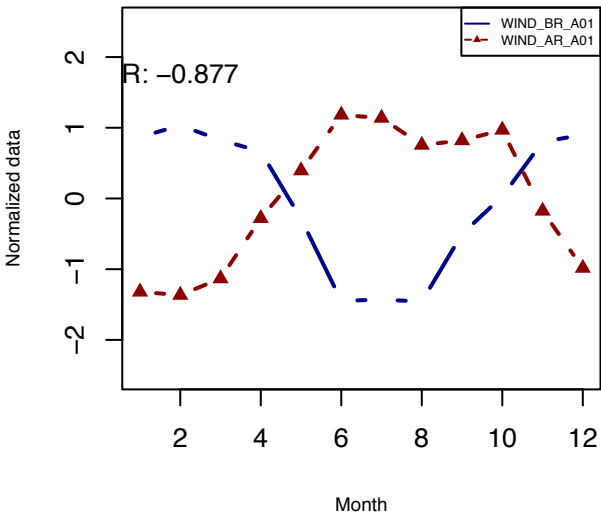
2010–2041



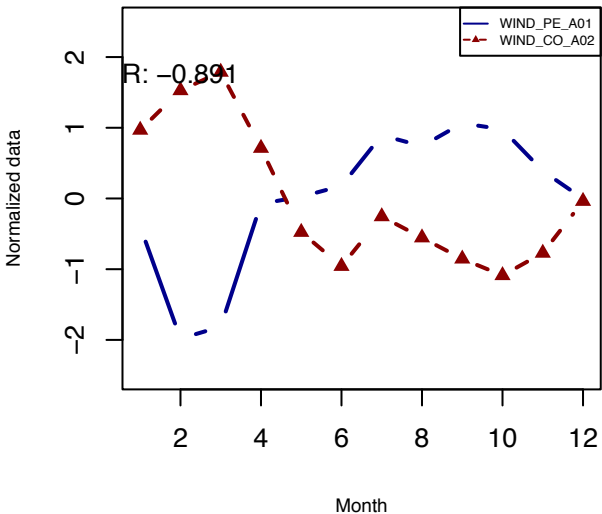
2041–2070



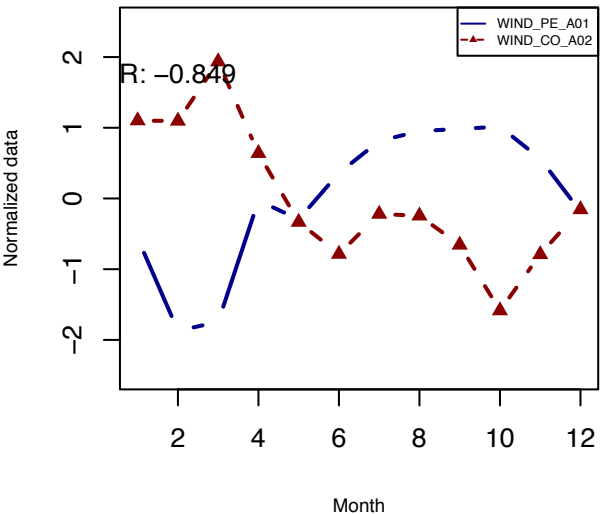
2071–2100



2041–2070

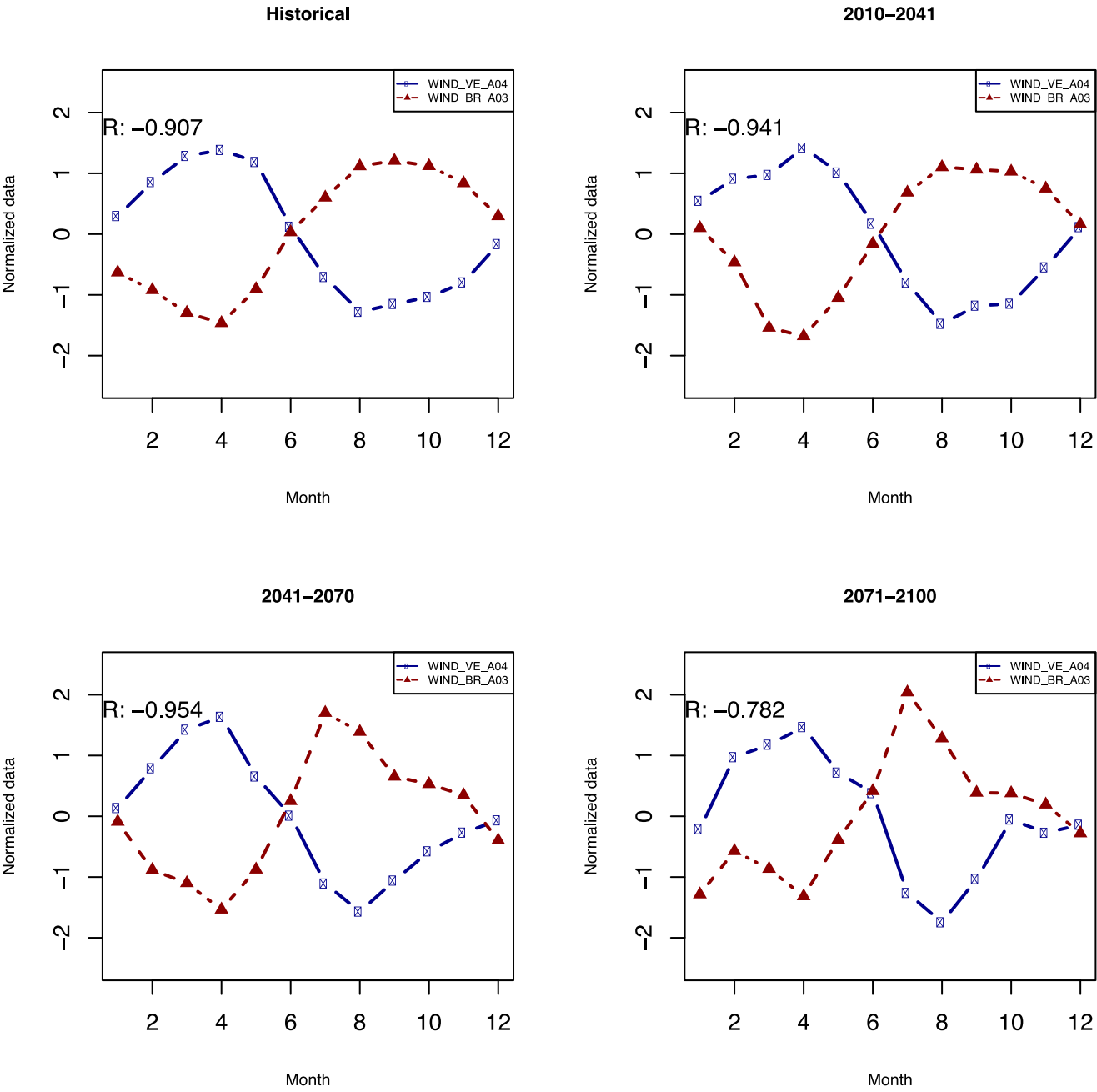


2071–2100

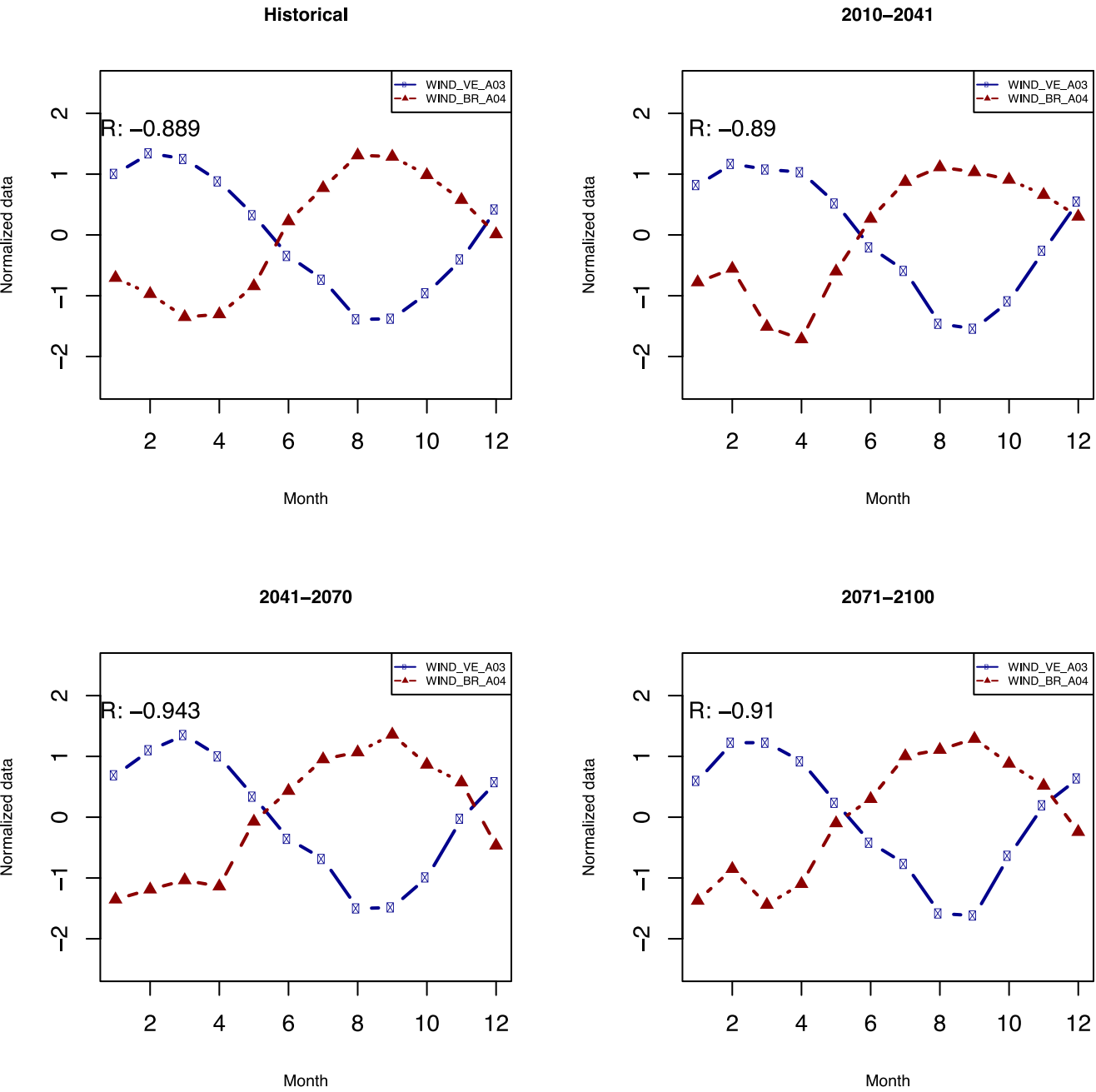


Impacto del cambio climático en las complementariedades energéticas en base al modelo HadGEM2-ES y el escenario RCP8.5

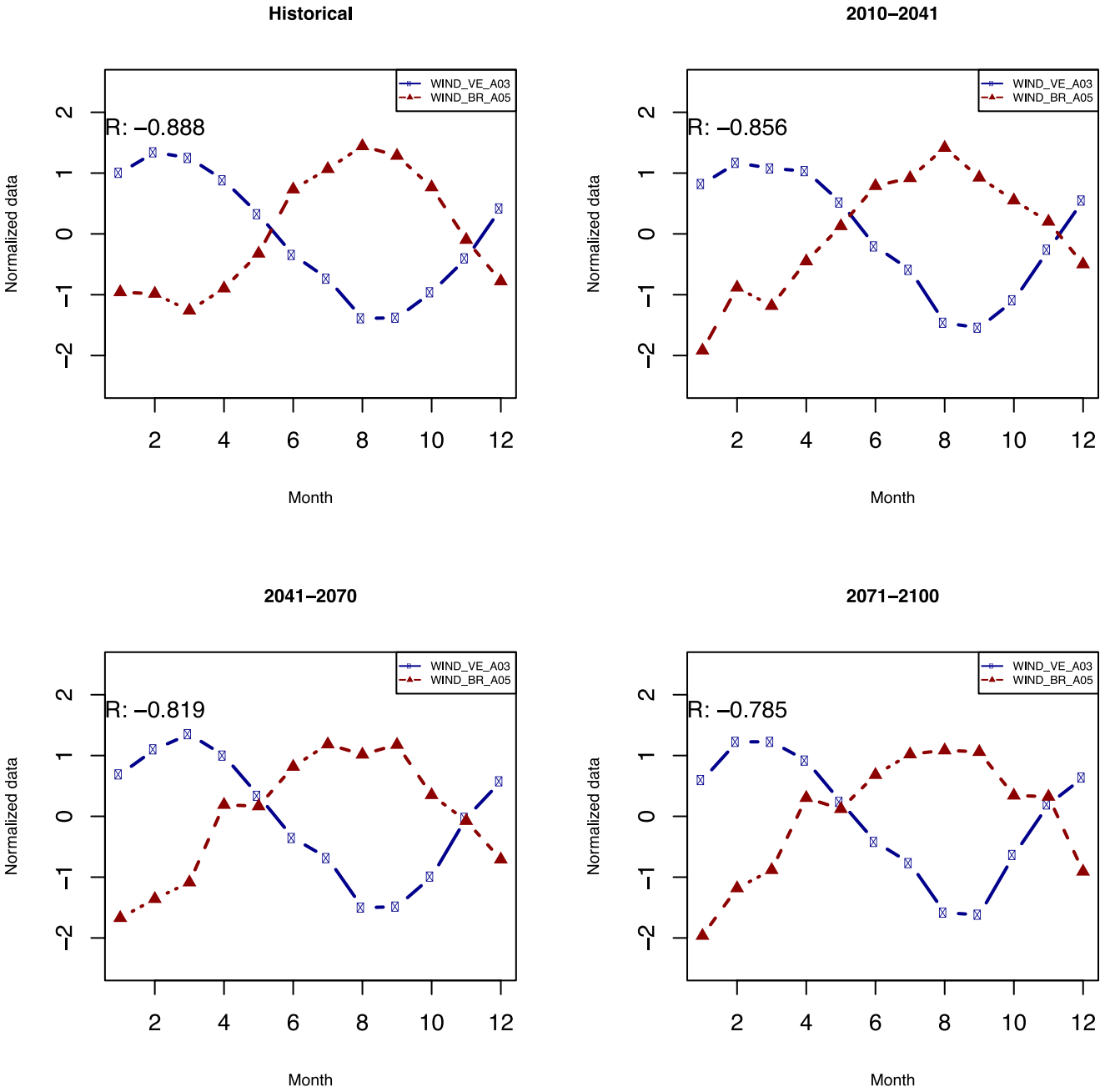
142



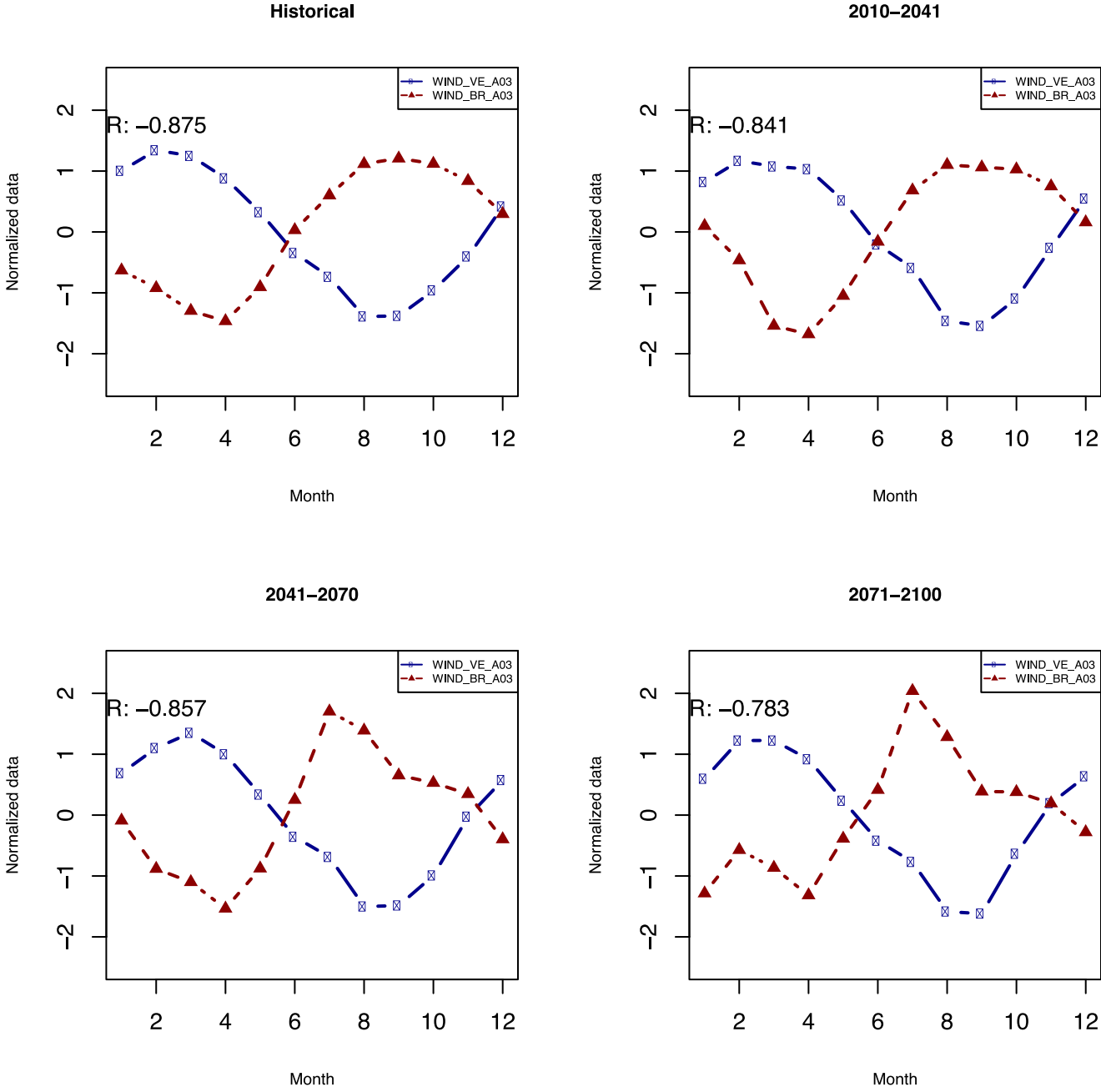
143



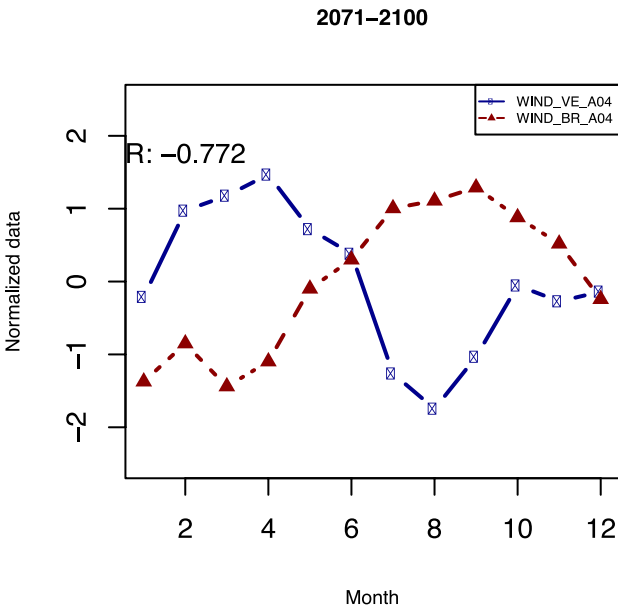
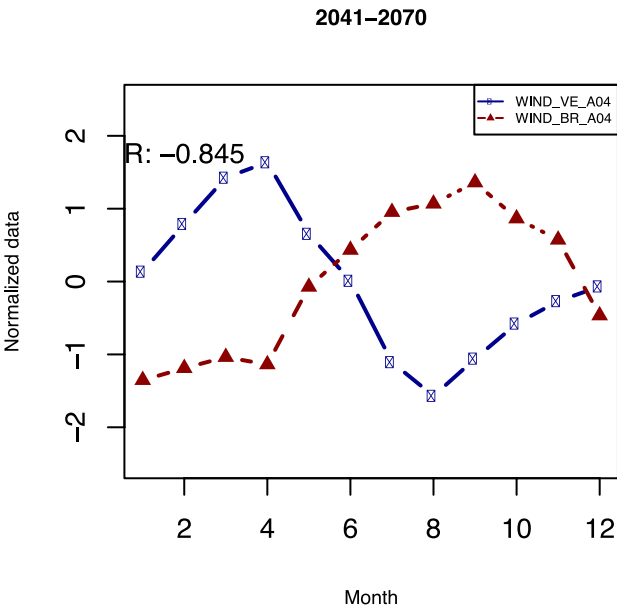
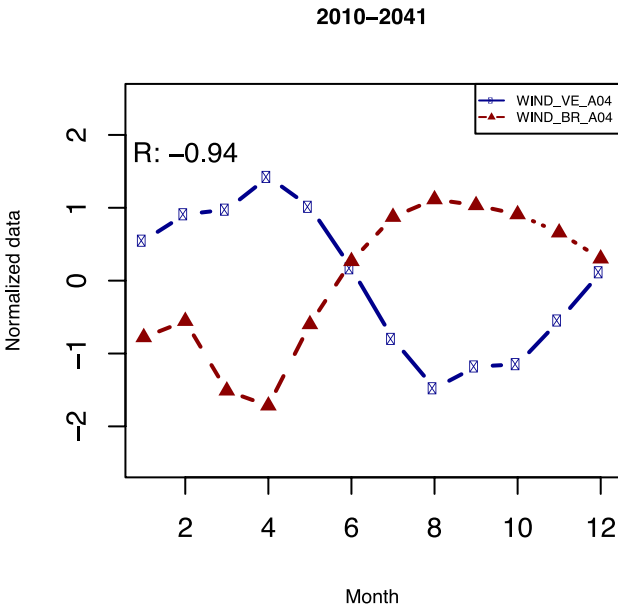
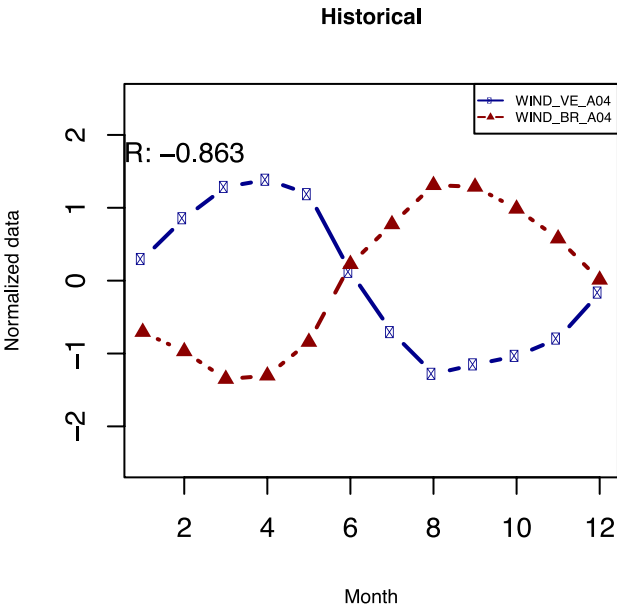
144



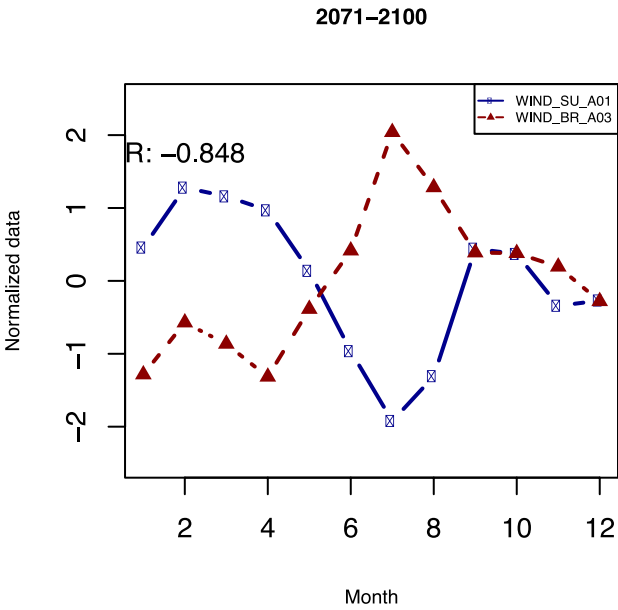
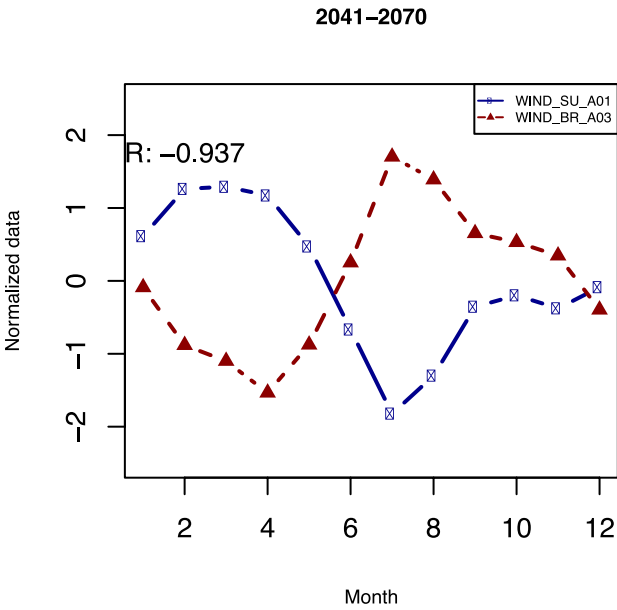
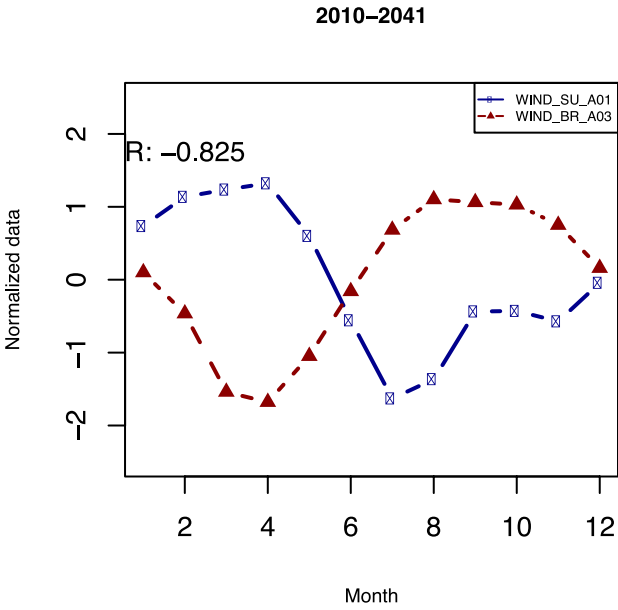
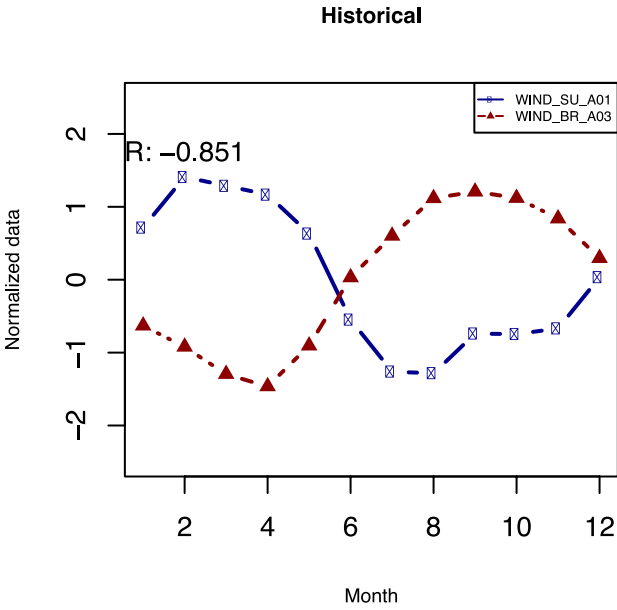
145



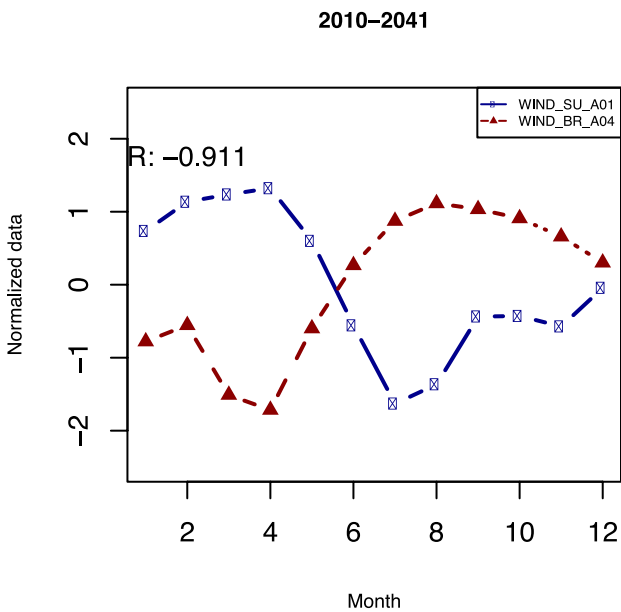
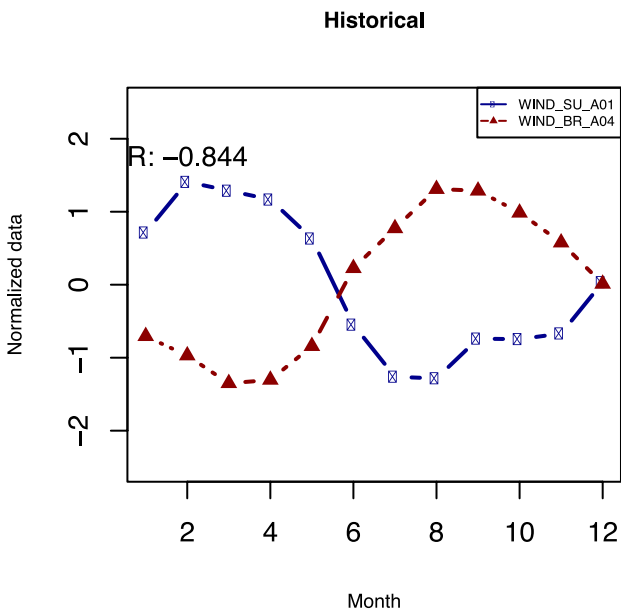
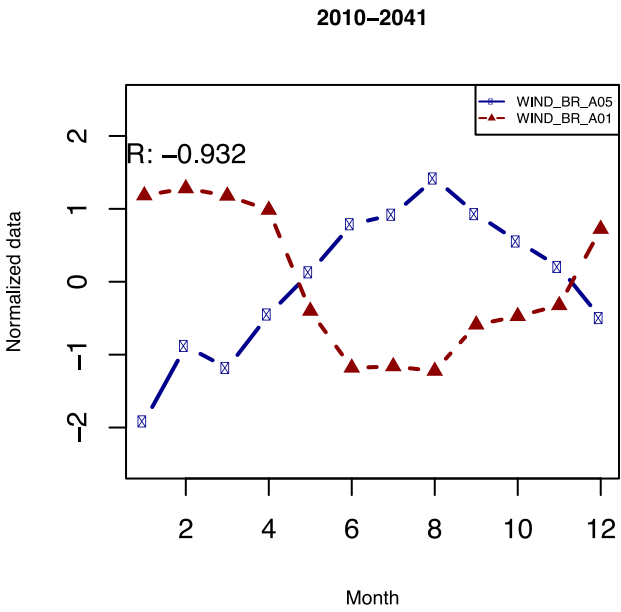
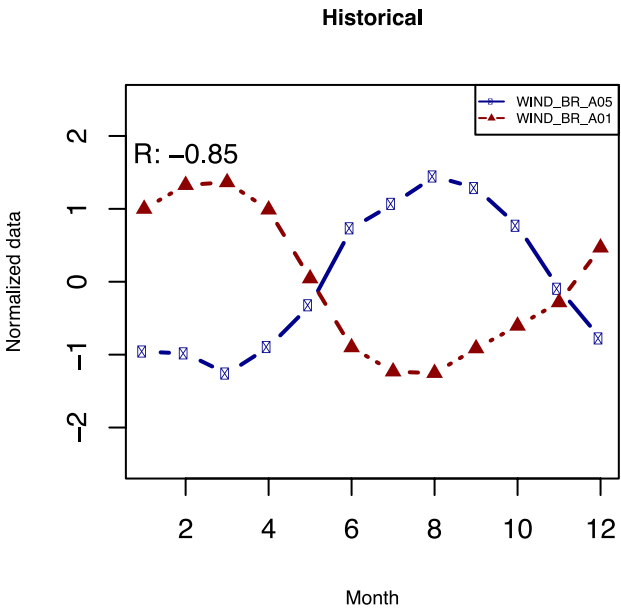
146



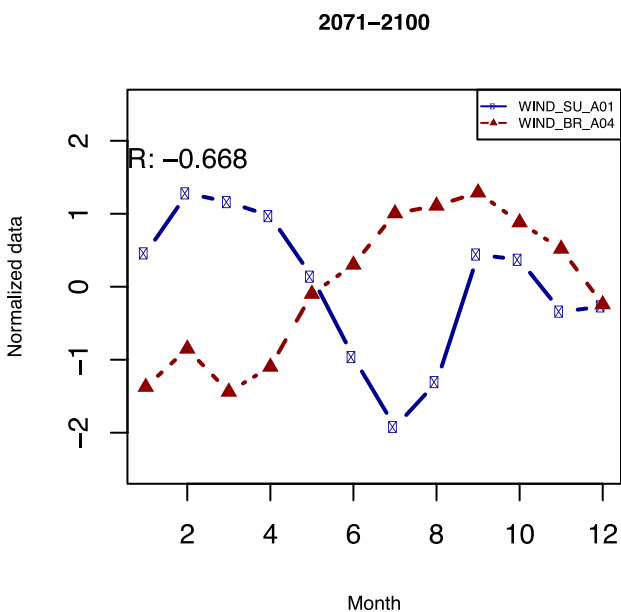
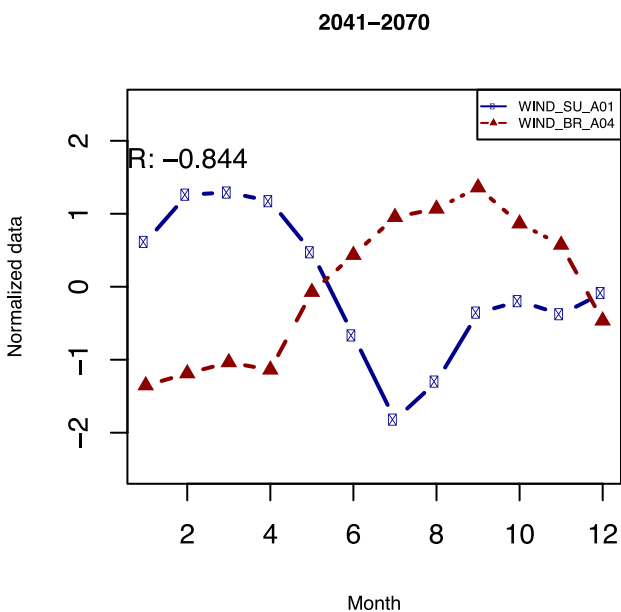
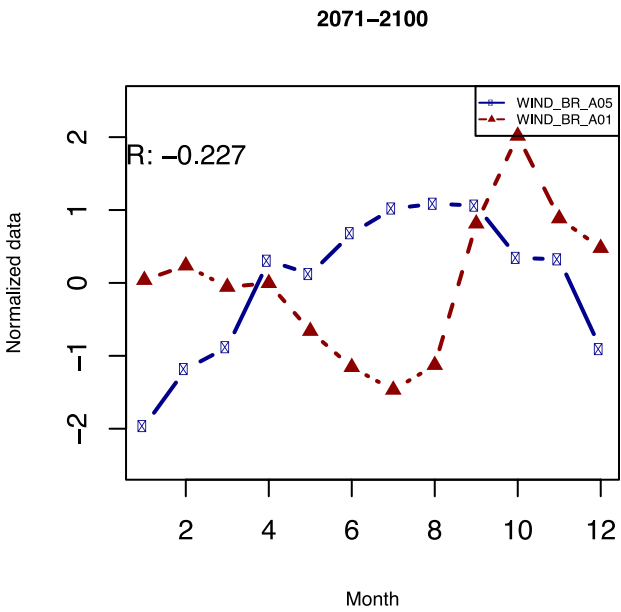
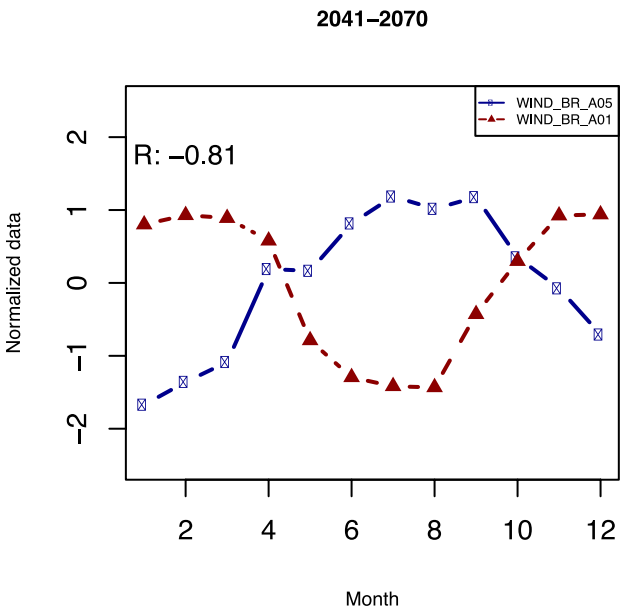
147



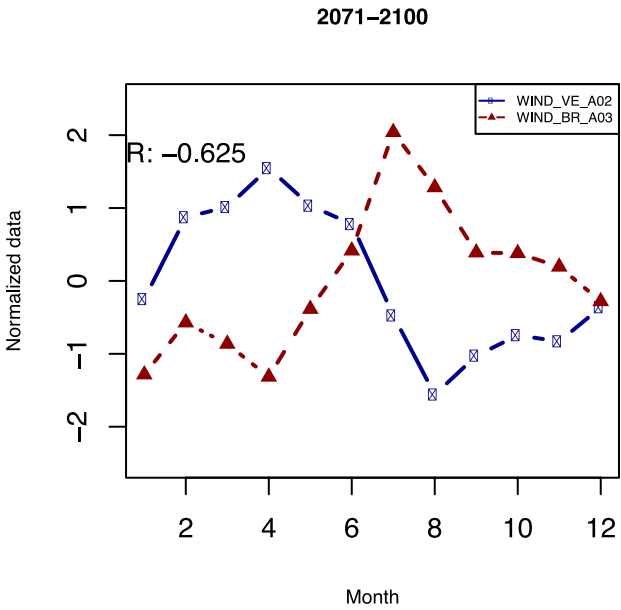
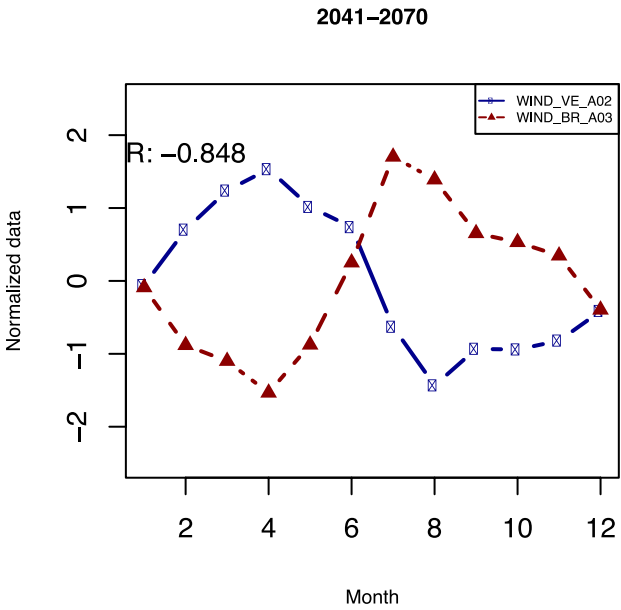
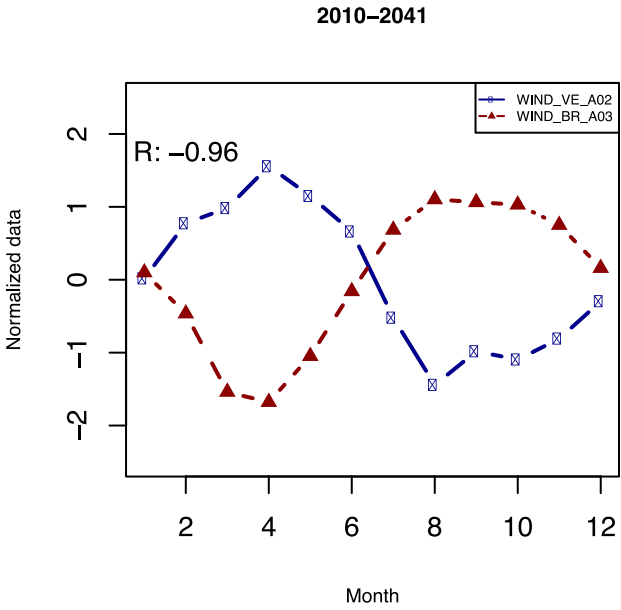
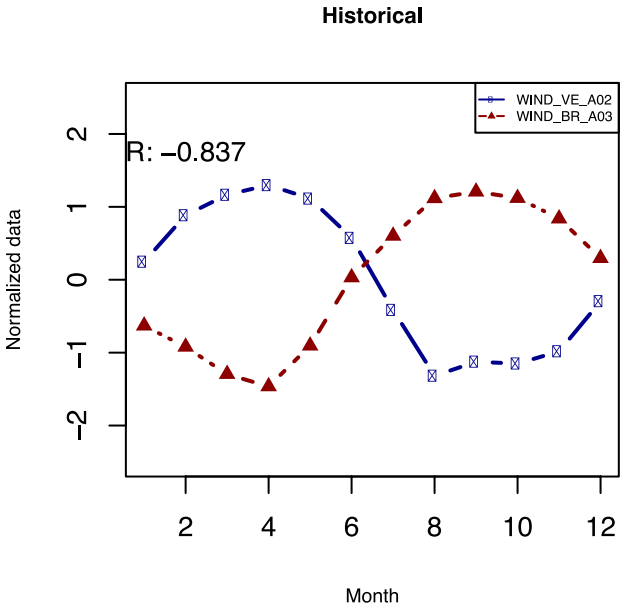
148



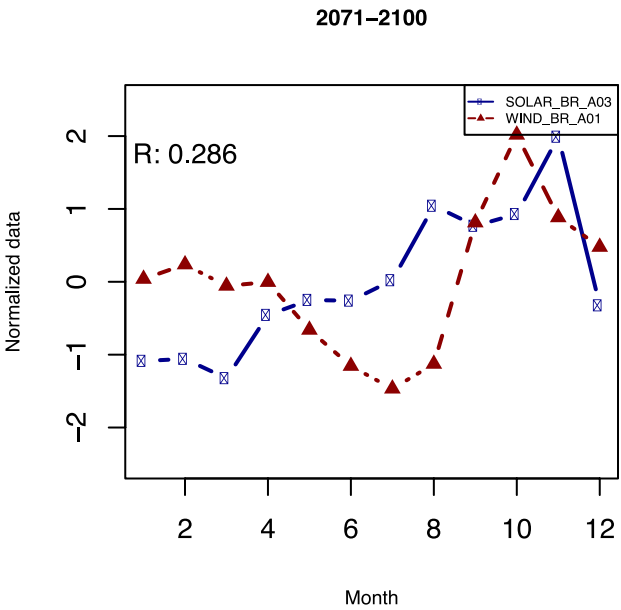
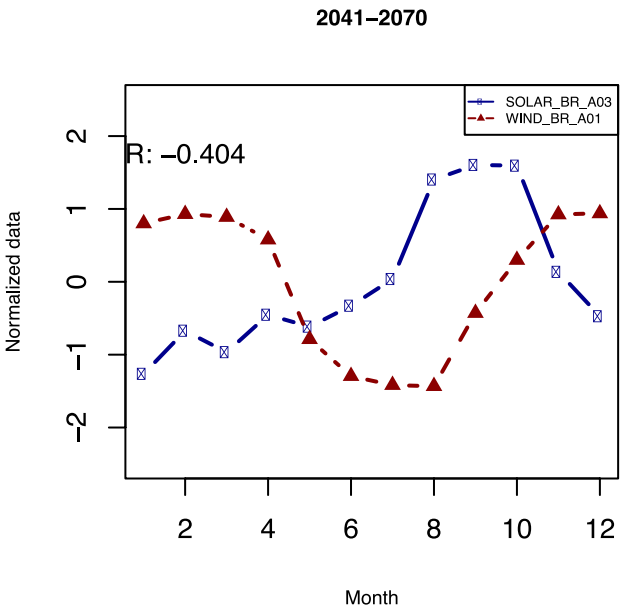
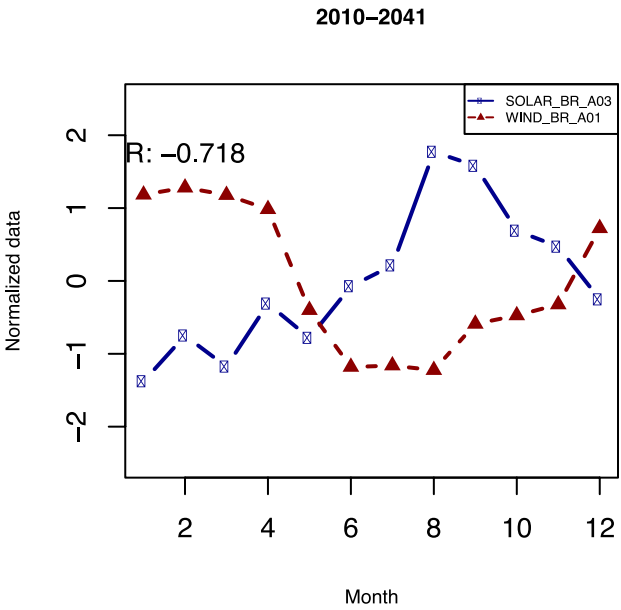
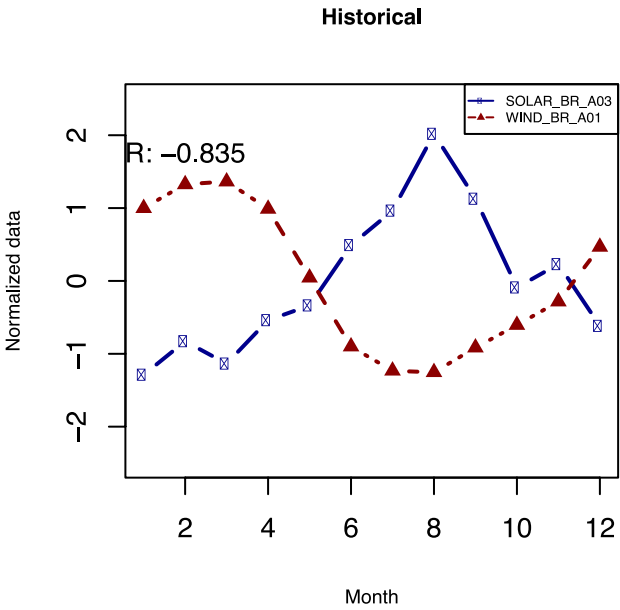
149



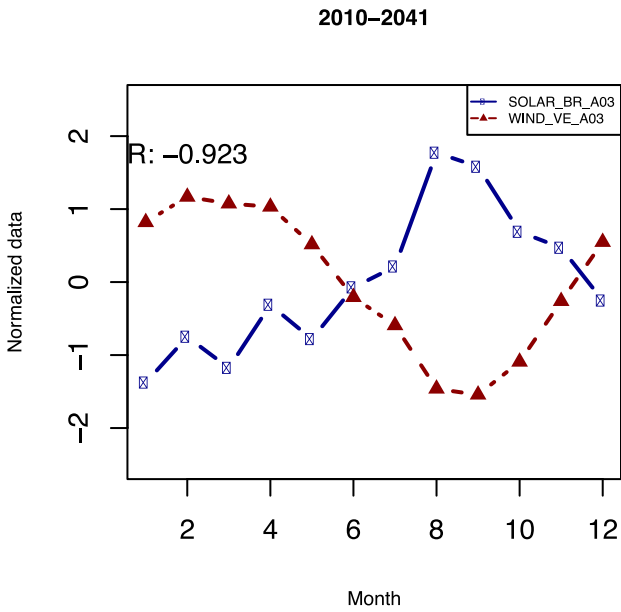
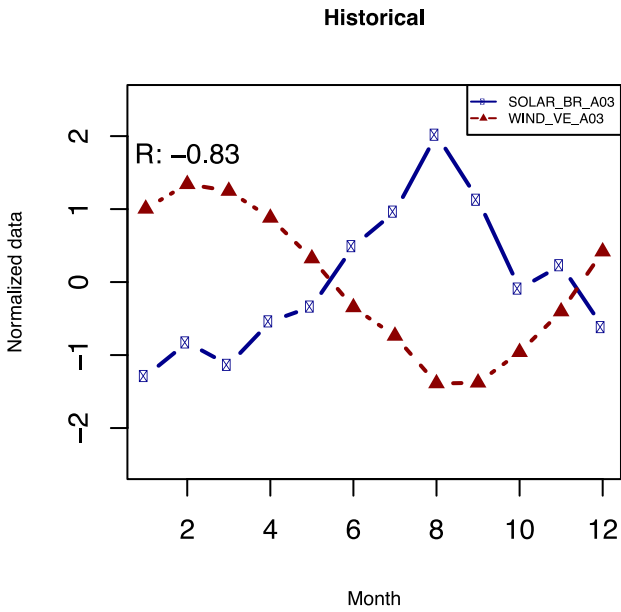
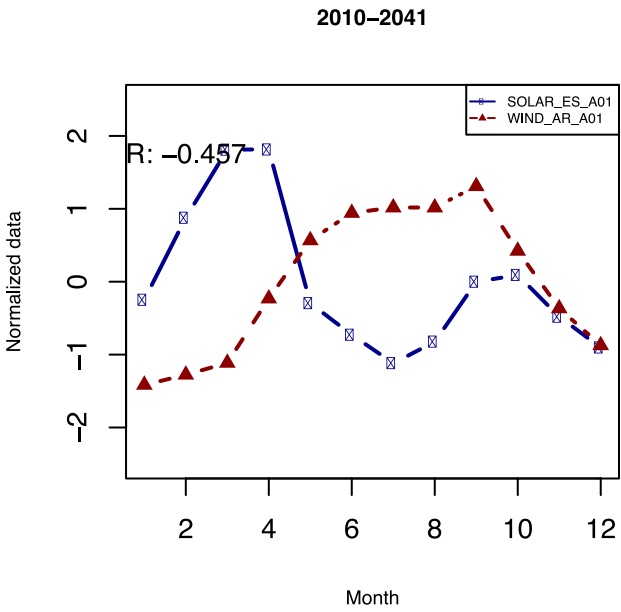
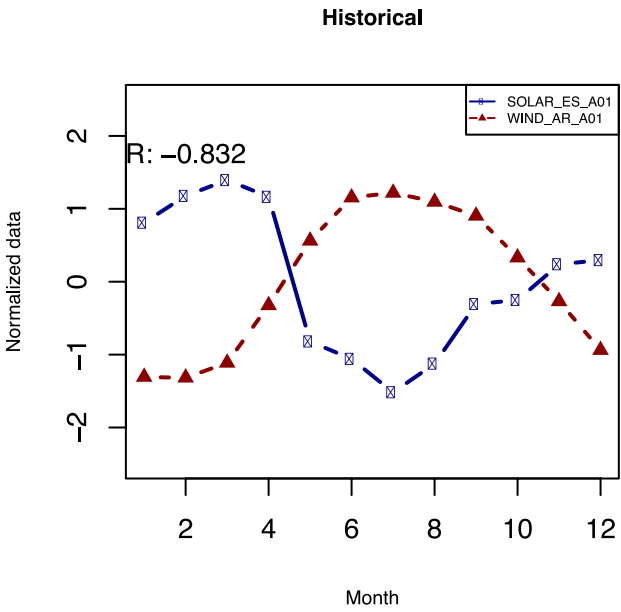
150



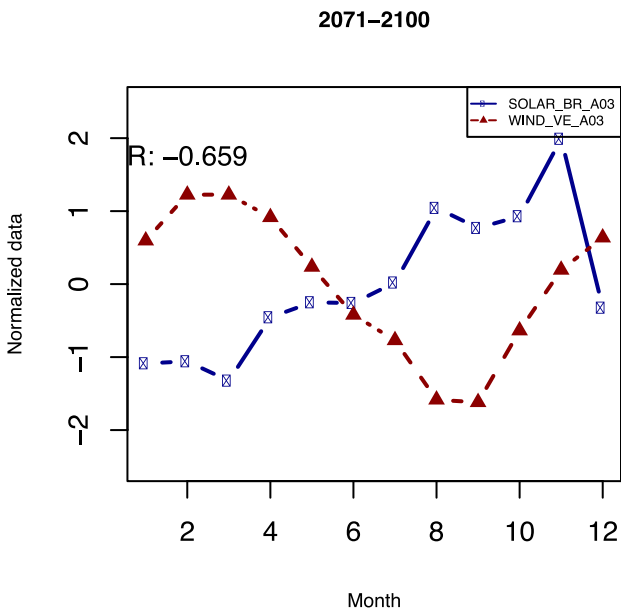
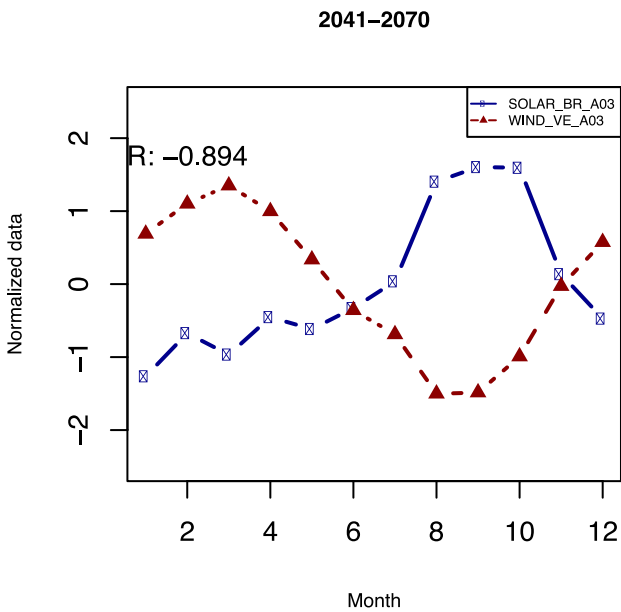
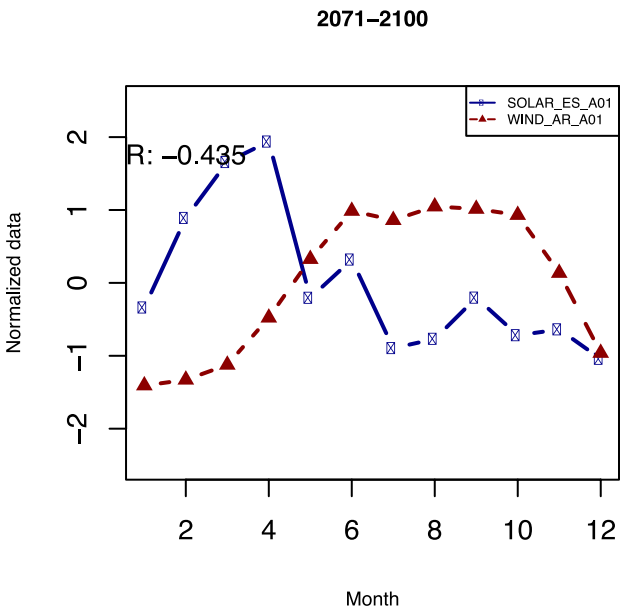
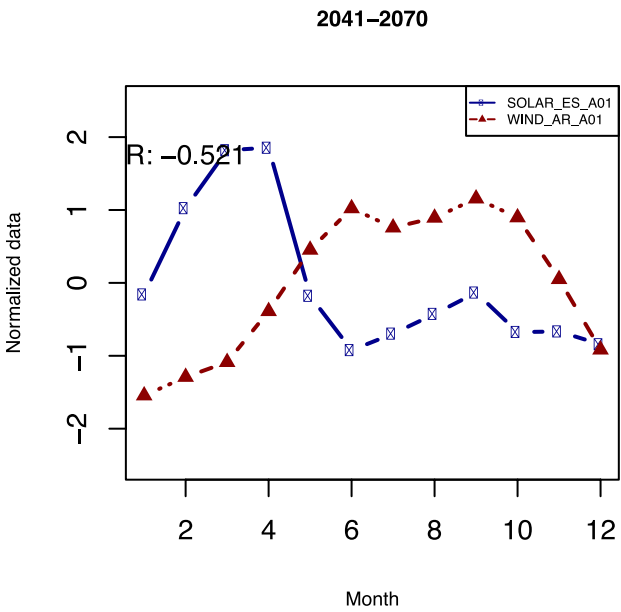
151



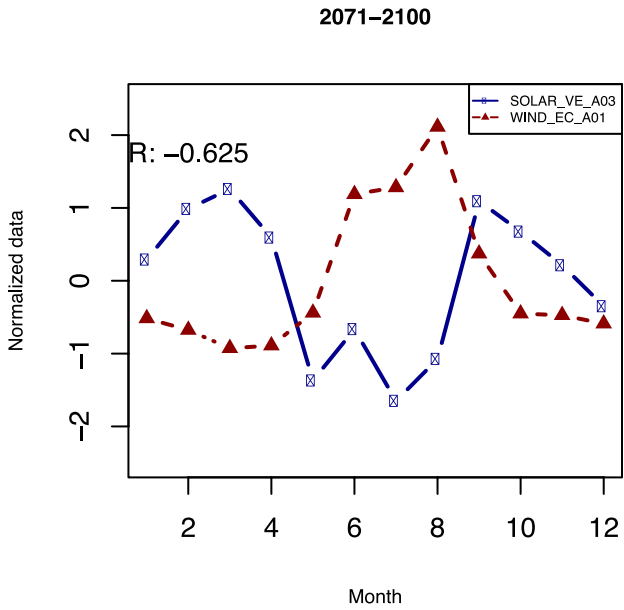
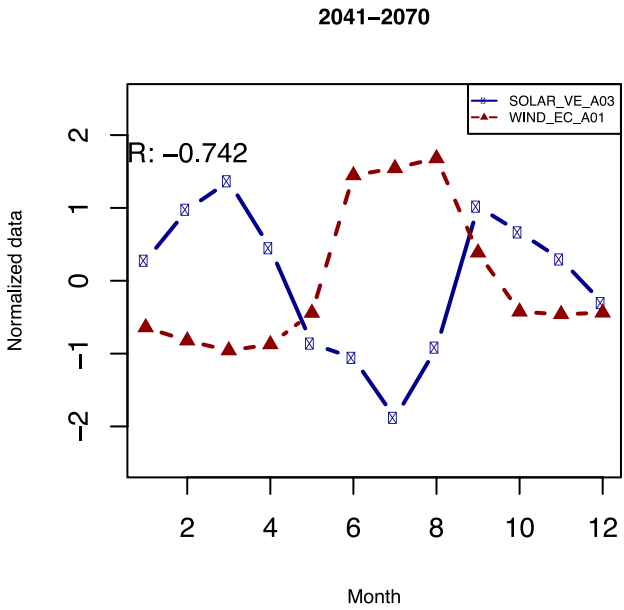
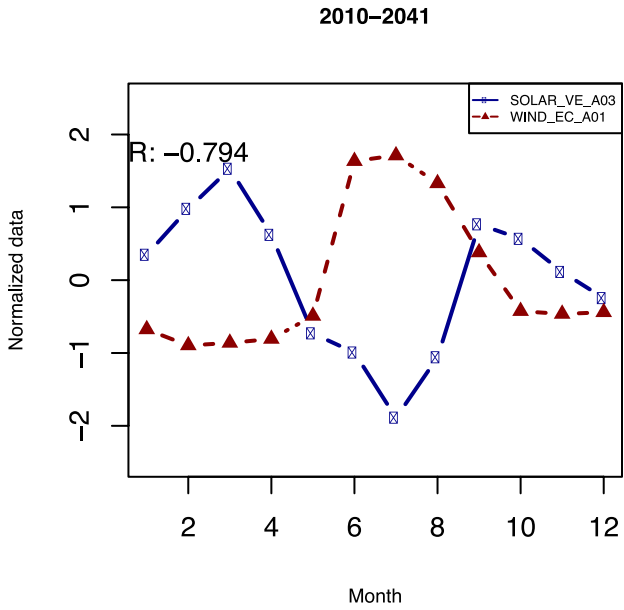
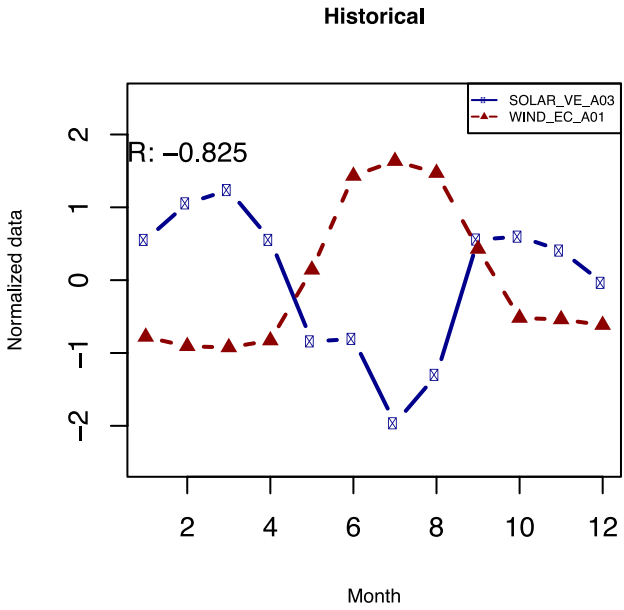
152



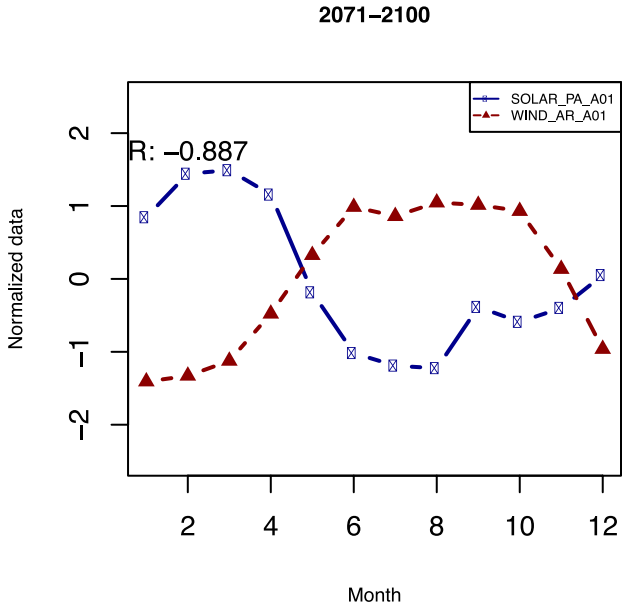
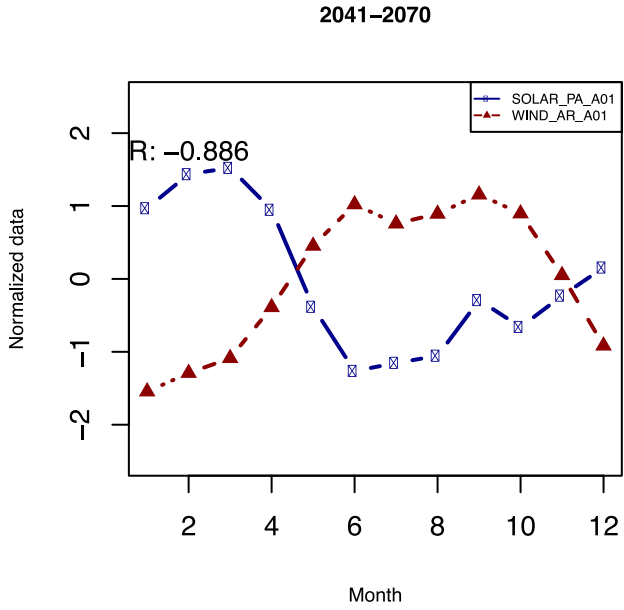
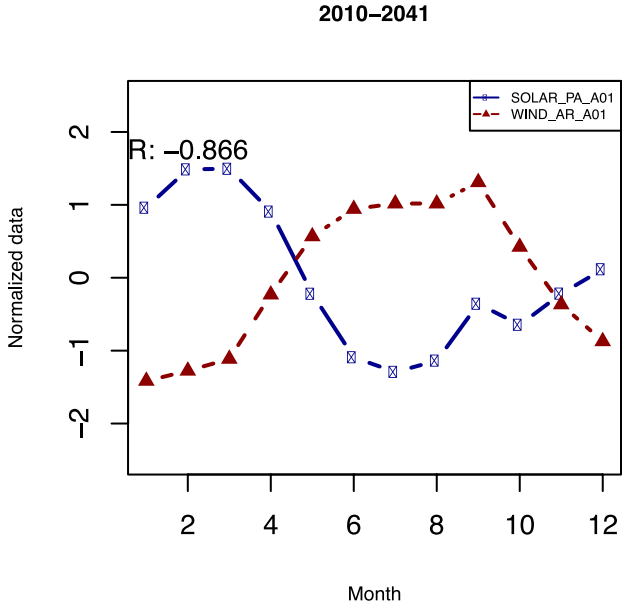
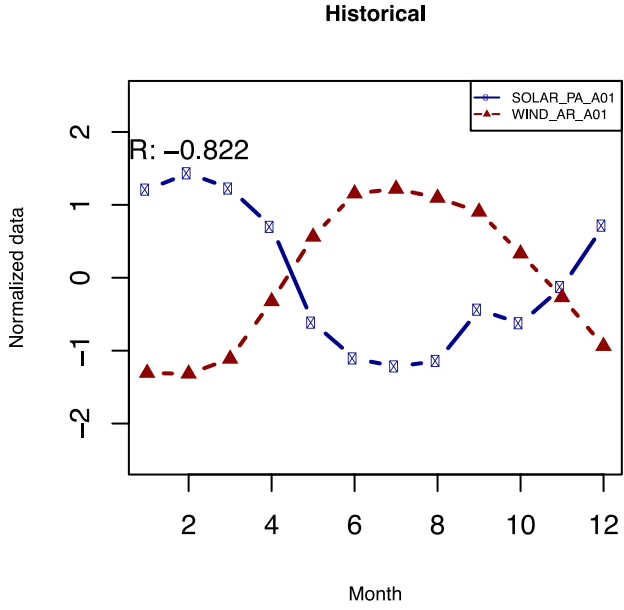
153



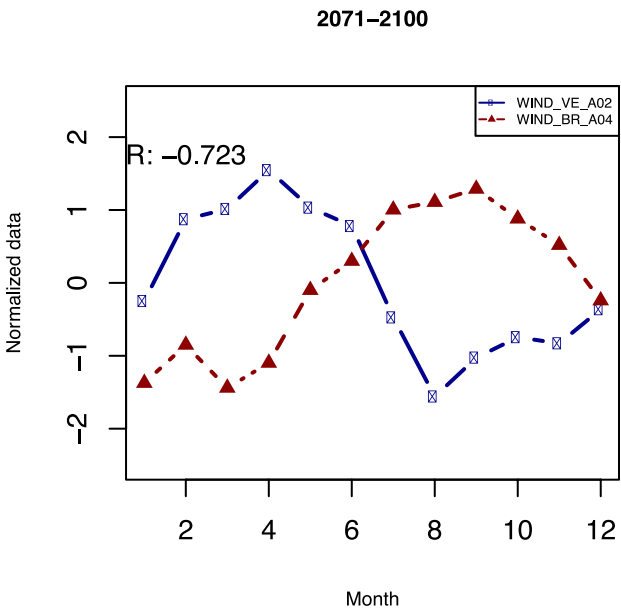
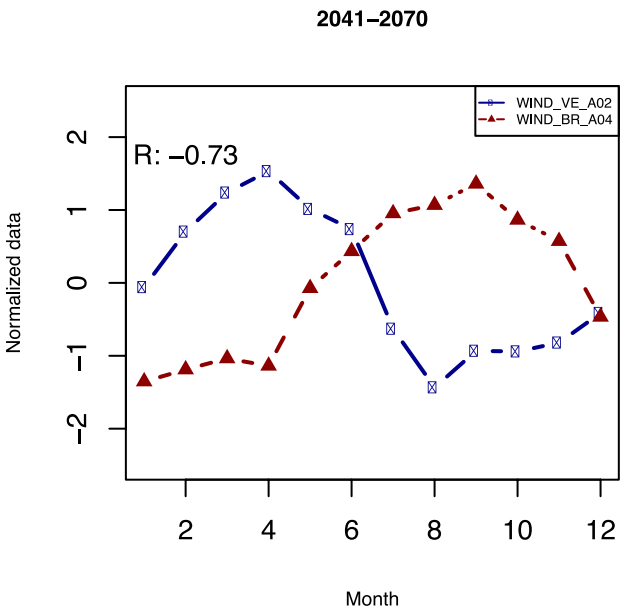
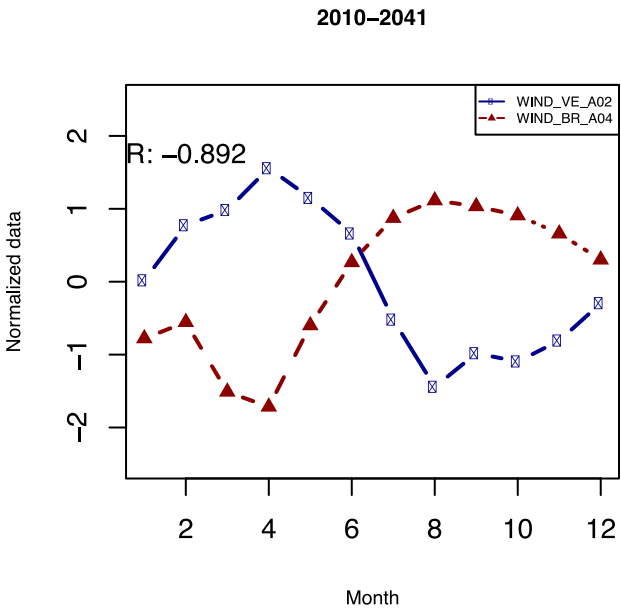
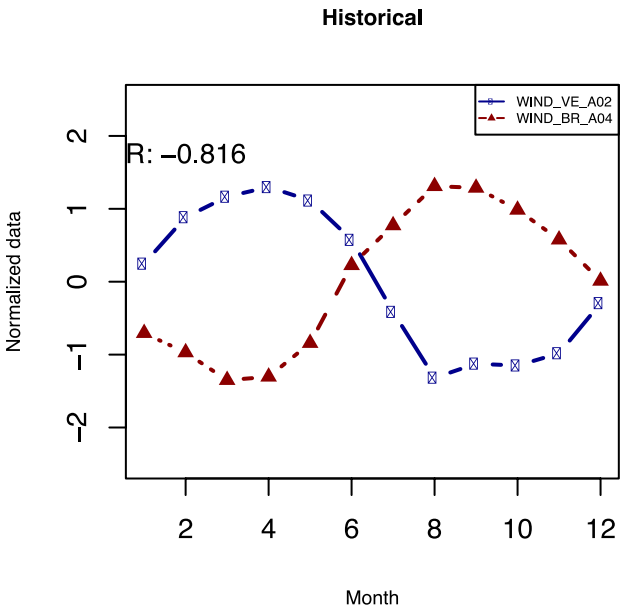
154



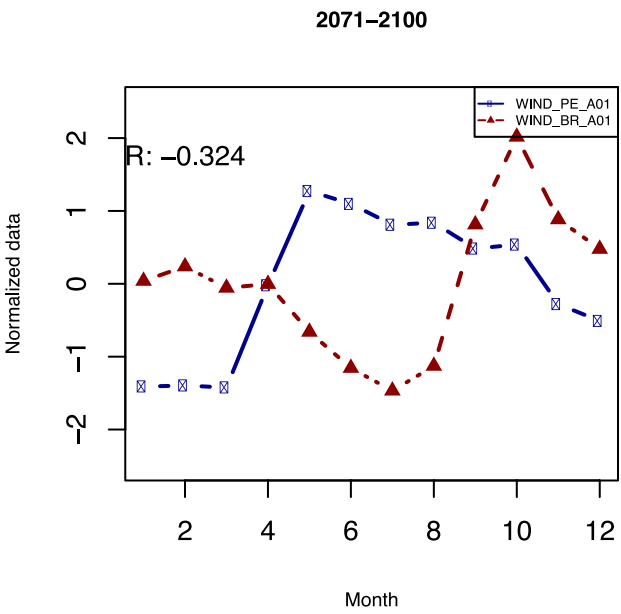
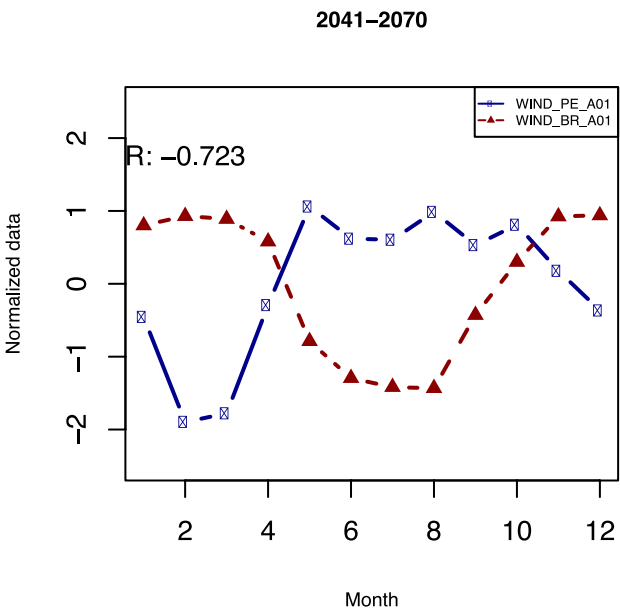
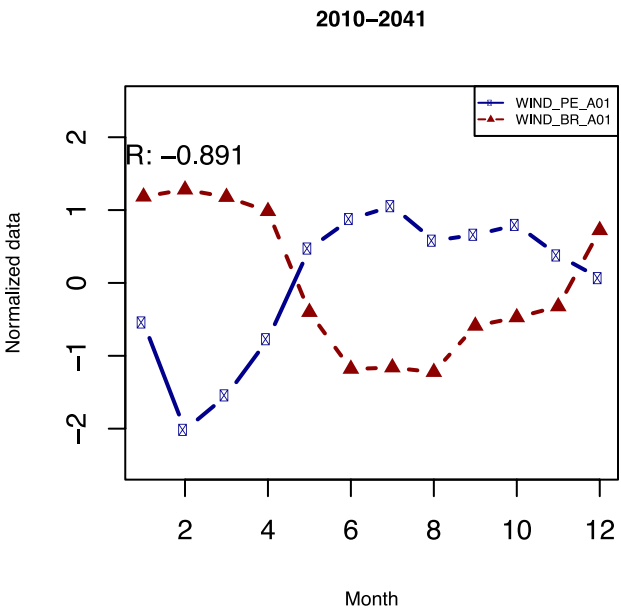
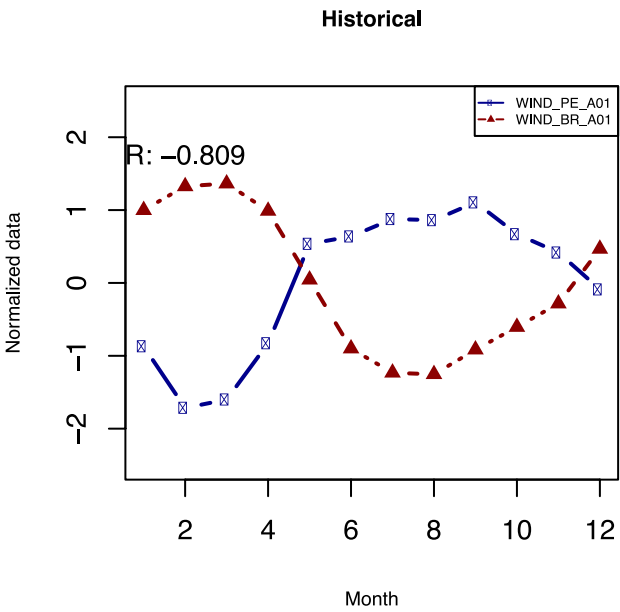
155



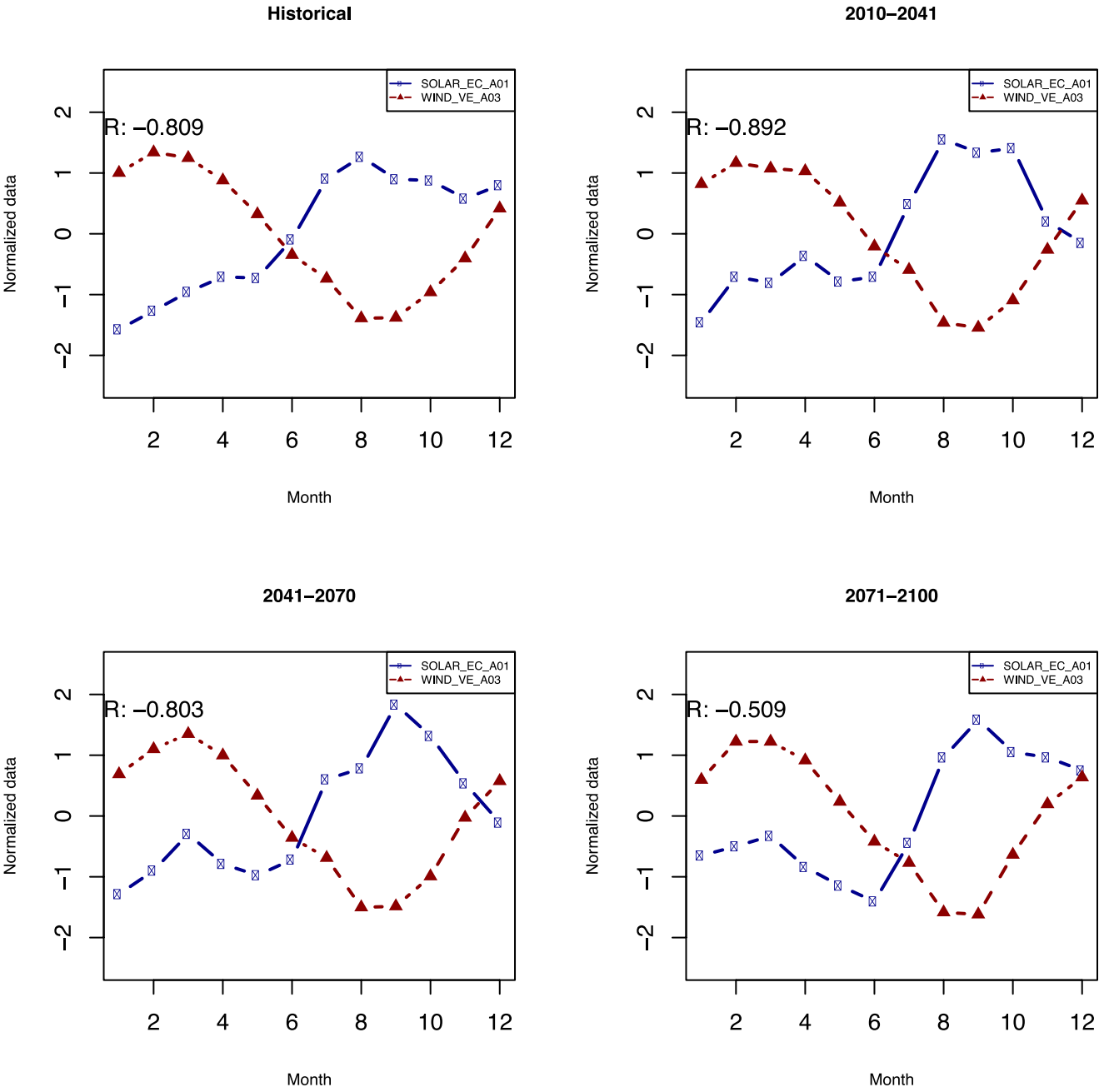
156



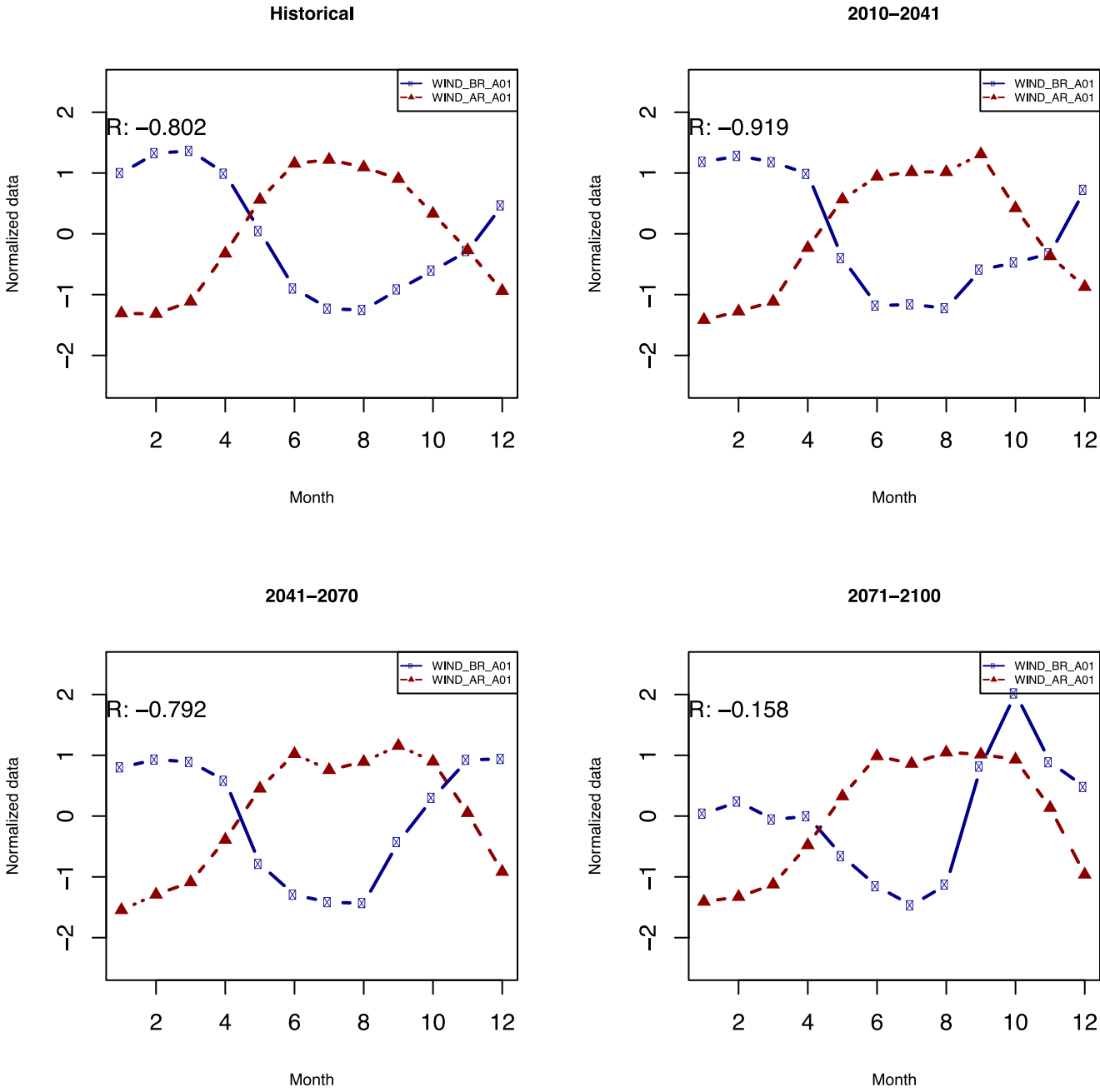
157



158



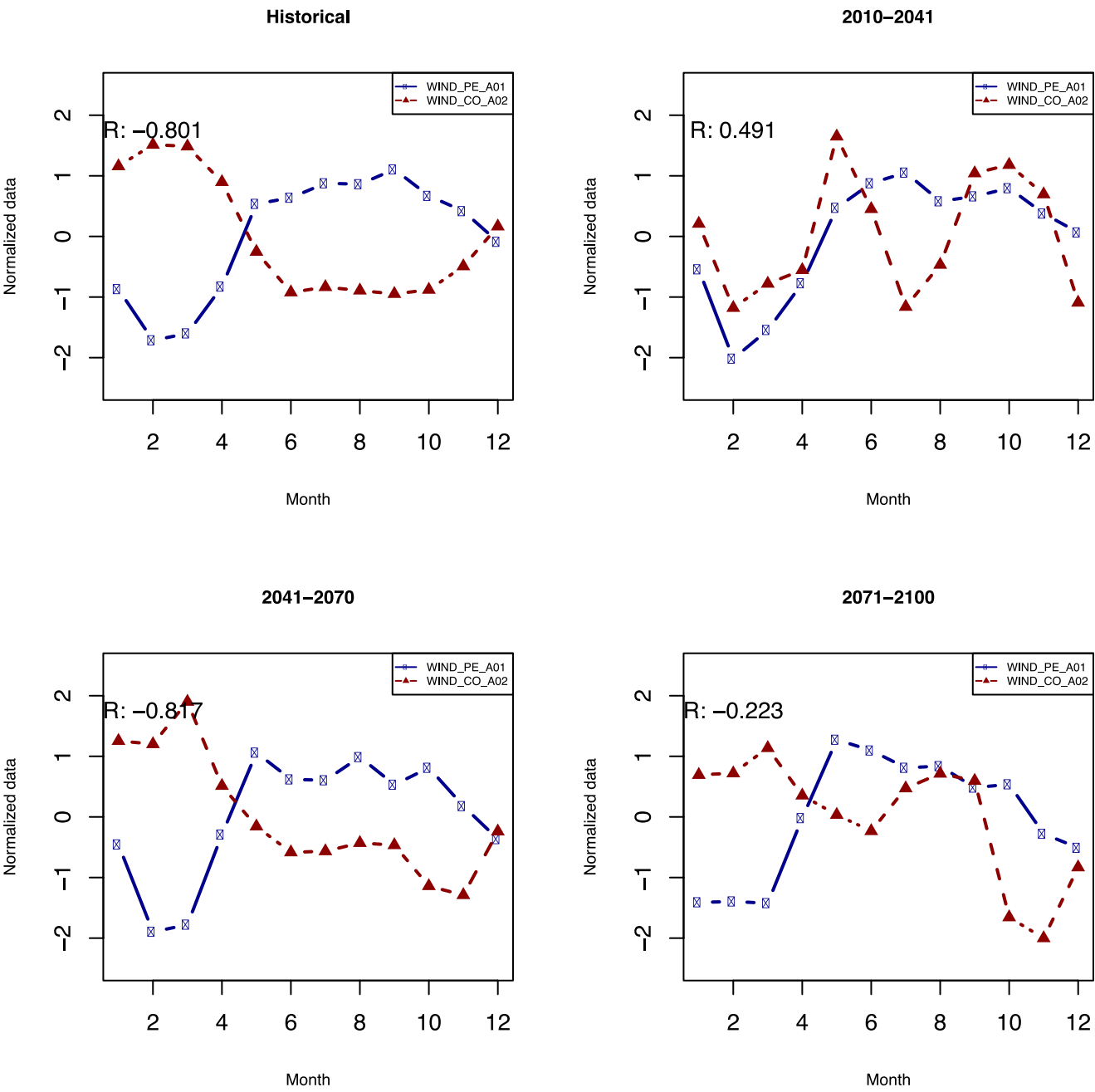
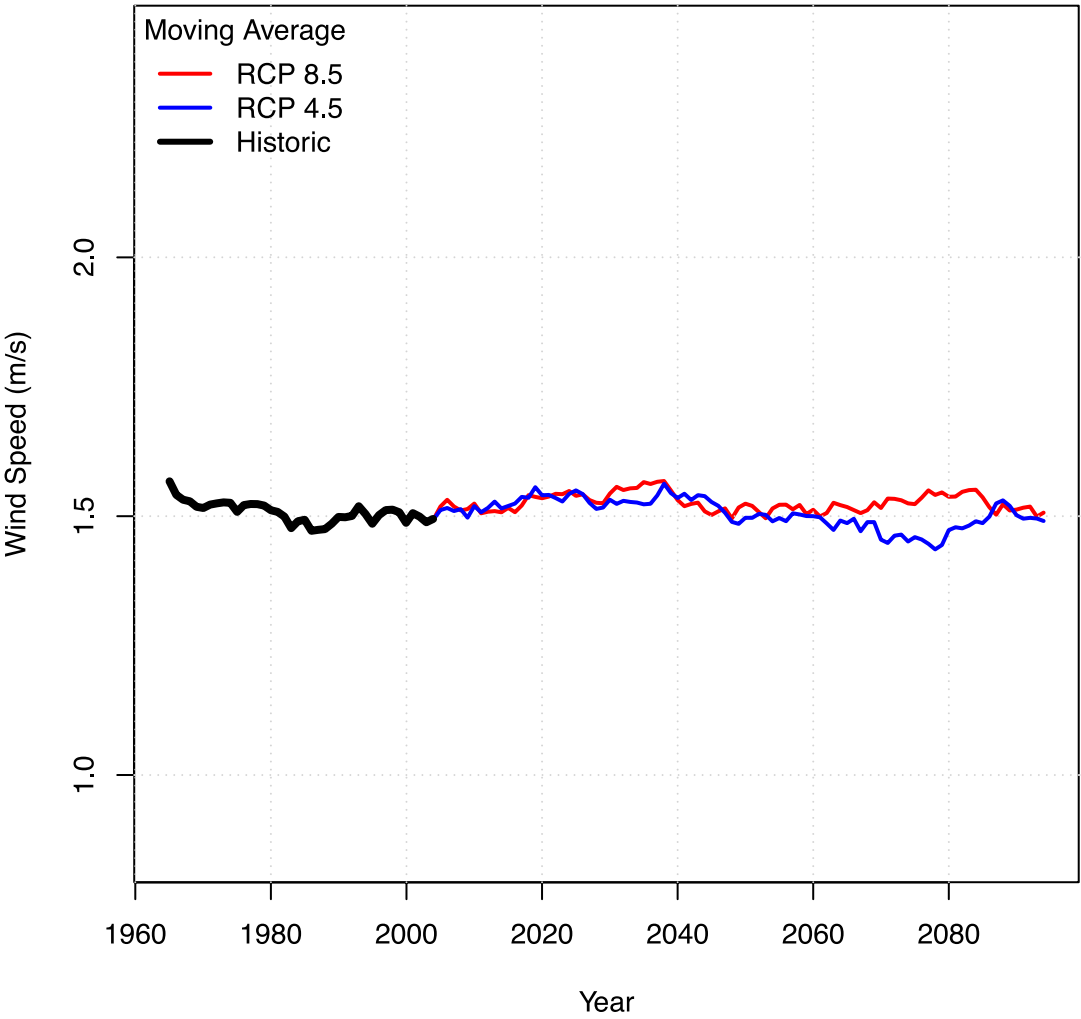
159



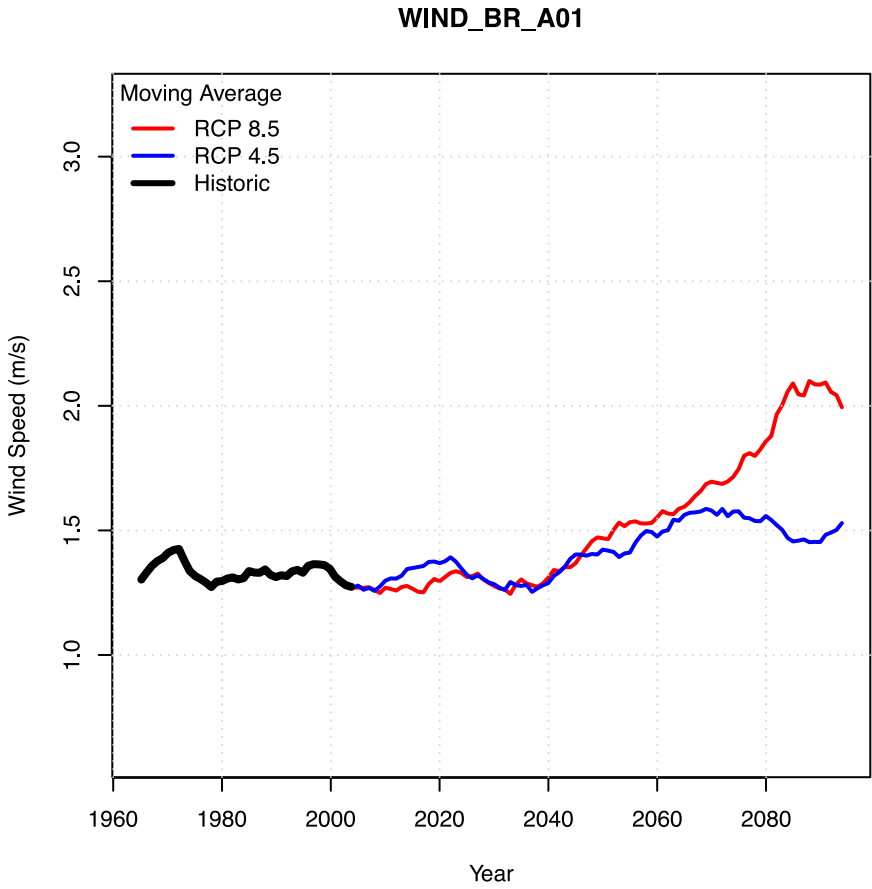
7.3. Tendencia de la proyección climática de los recursos eólico y solar en base al modelo HadGEM2-ES

Este apéndice presenta la tendencia de la proyección climática para los recursos eólico y solar de los casos seleccionados, en base a resultados de simulación del modelo HadGEM2-ES para los escenarios RCP 4.5 y RCP 8.4.

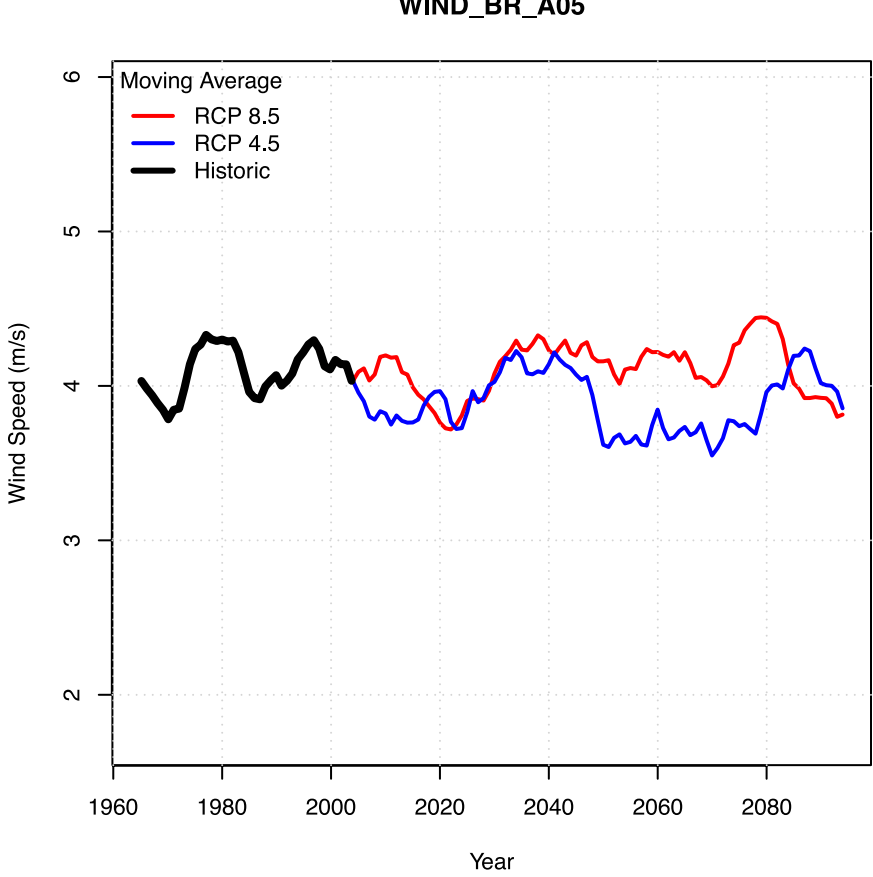
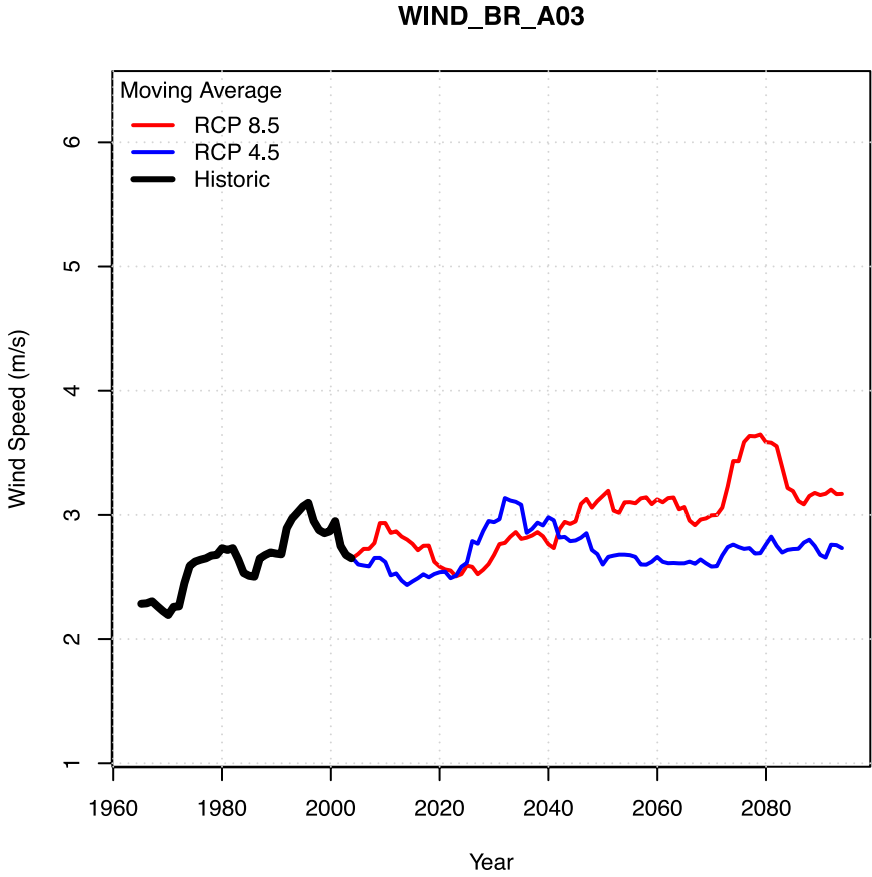
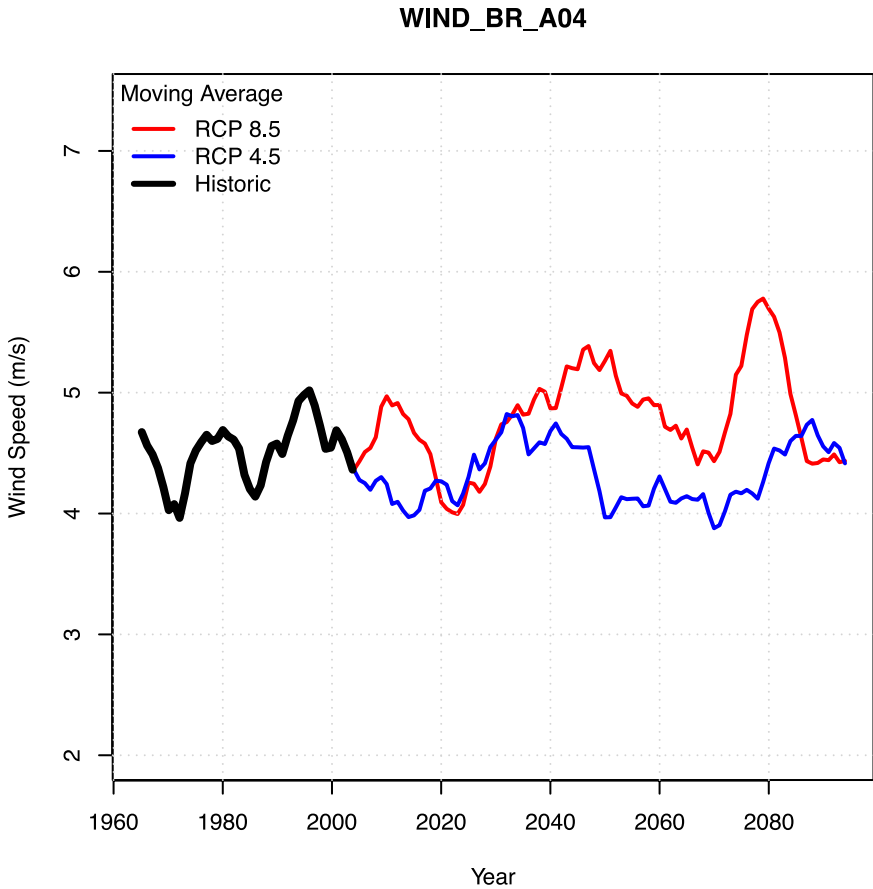
WIND_AR_A01



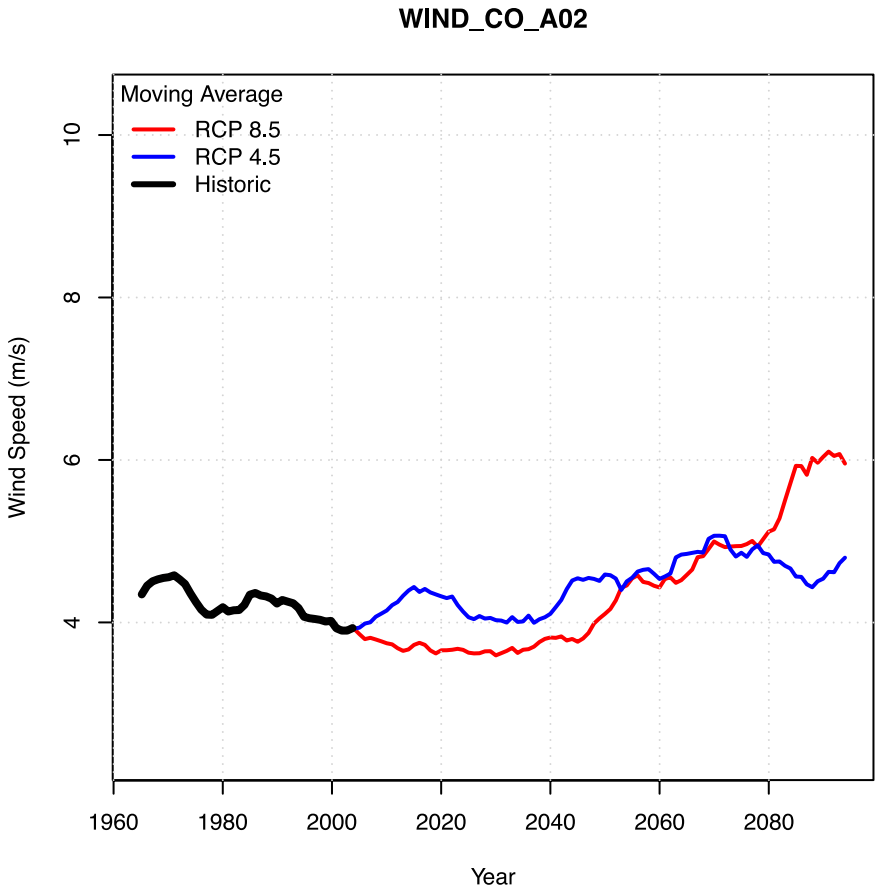
162



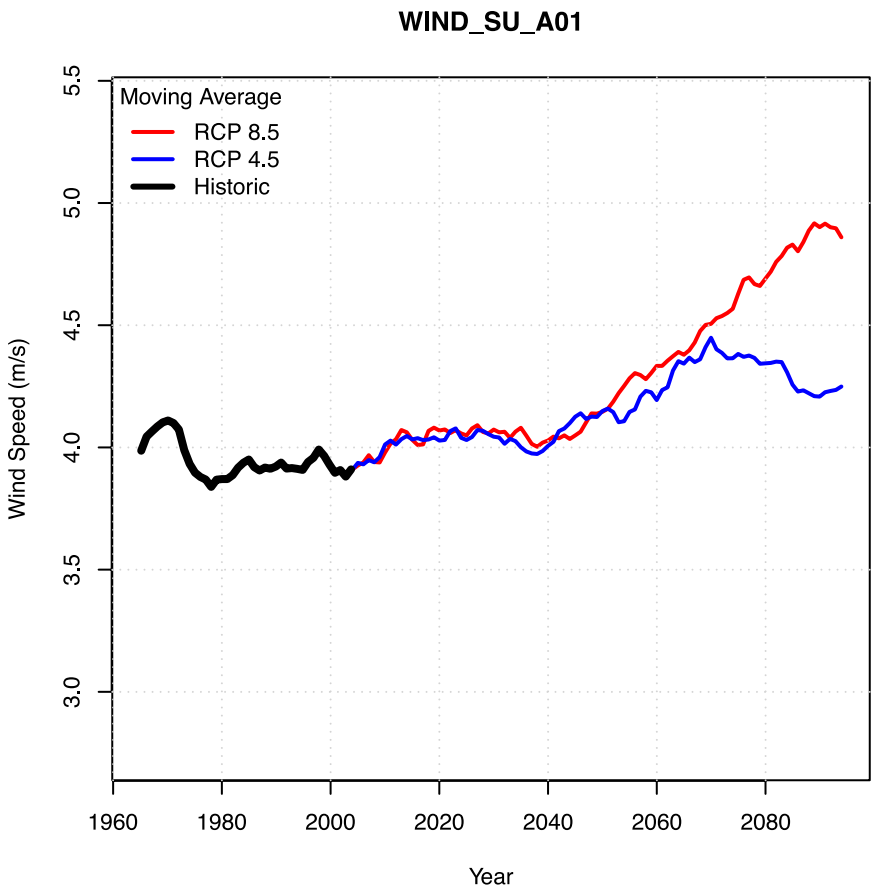
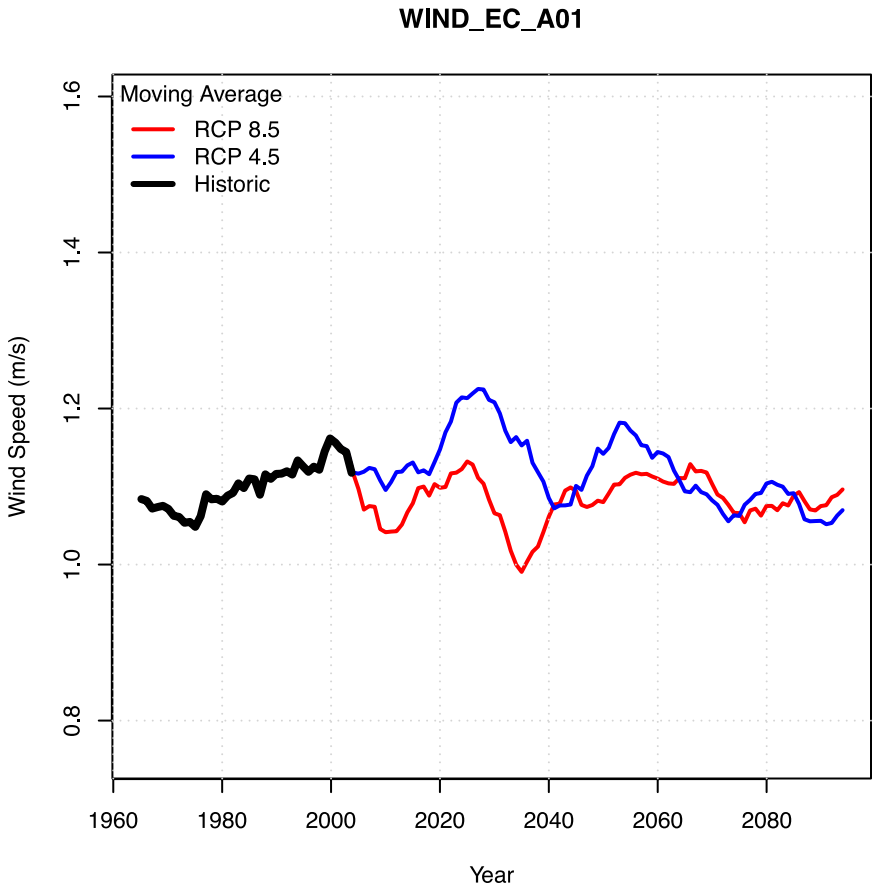
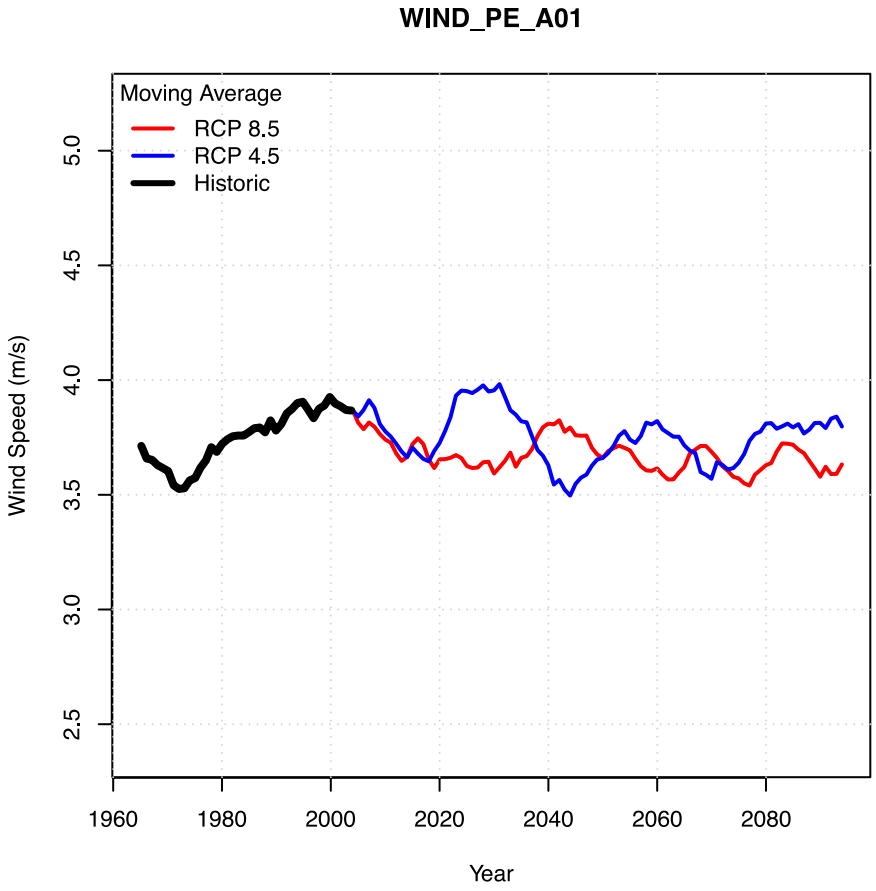
163



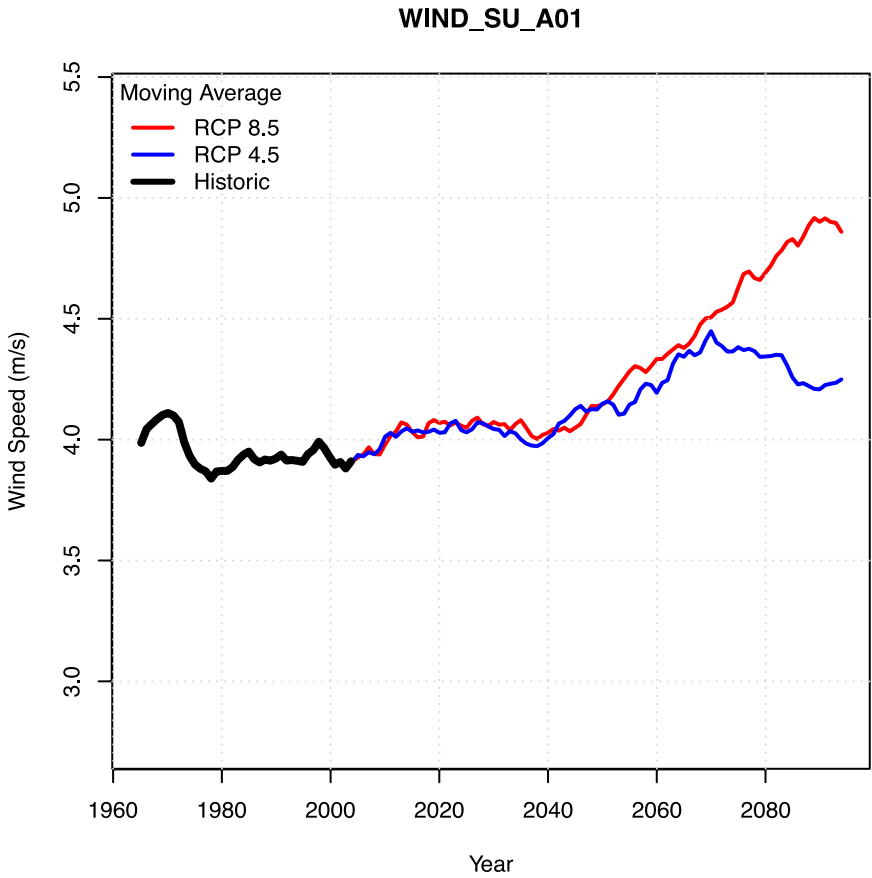
164



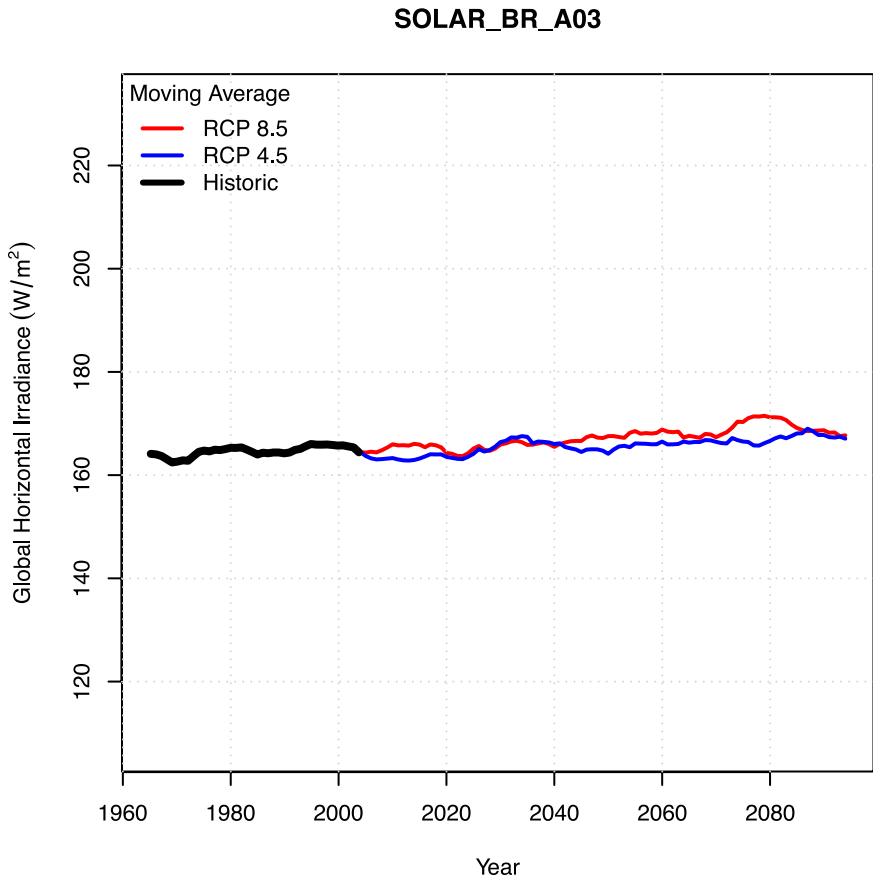
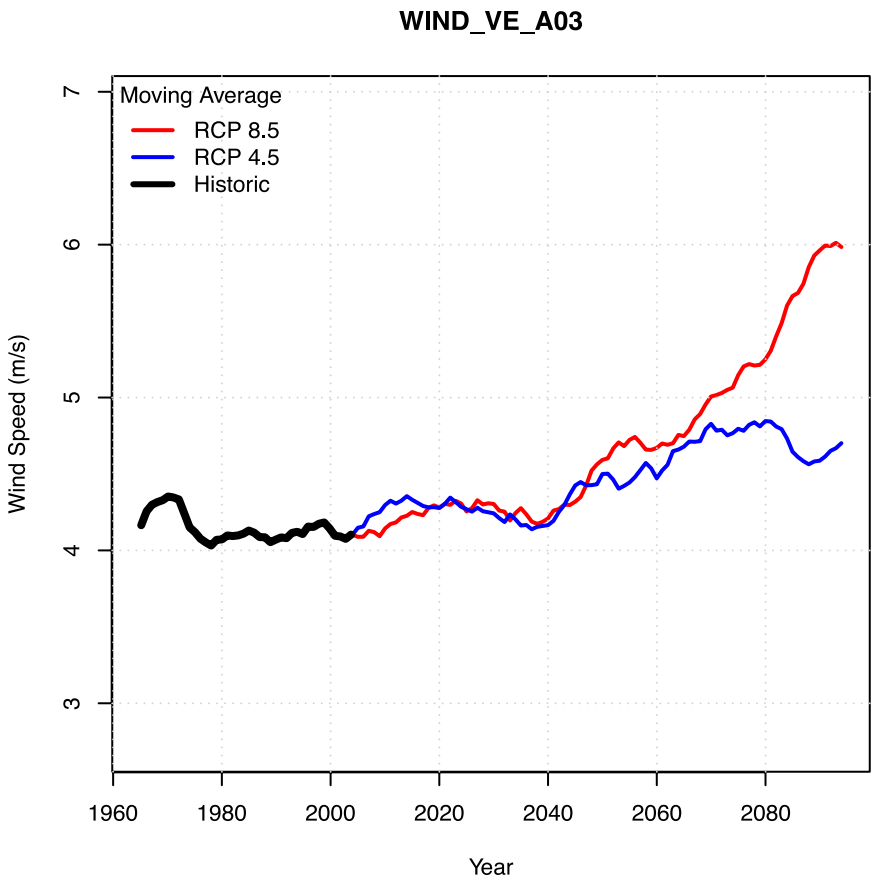
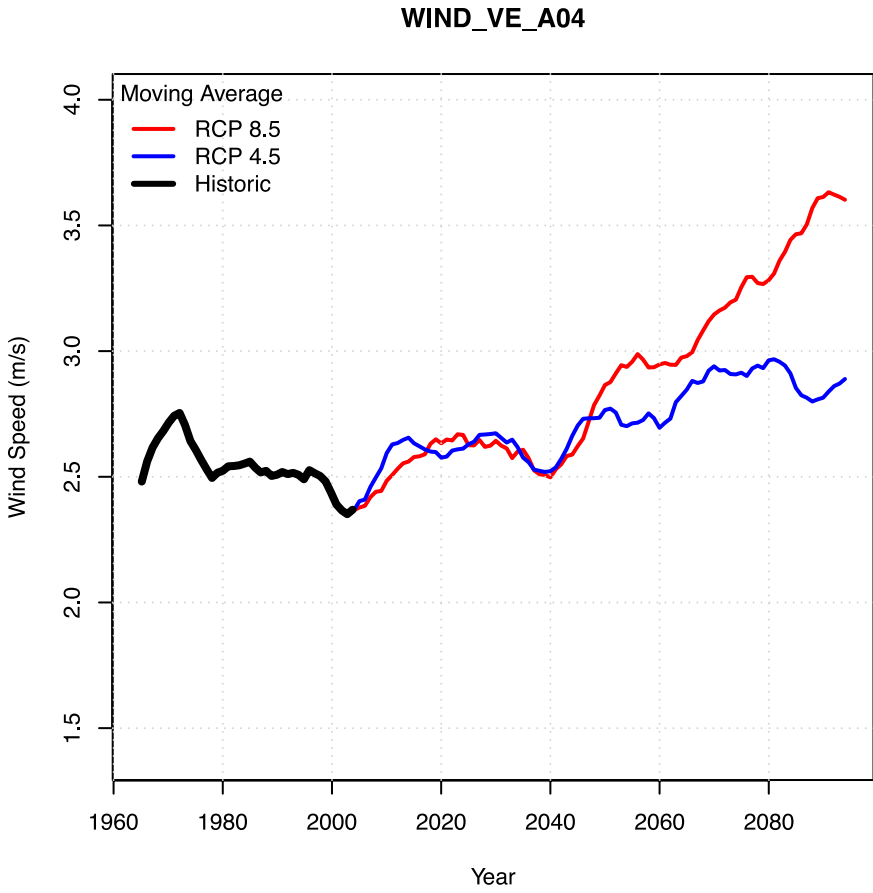
165



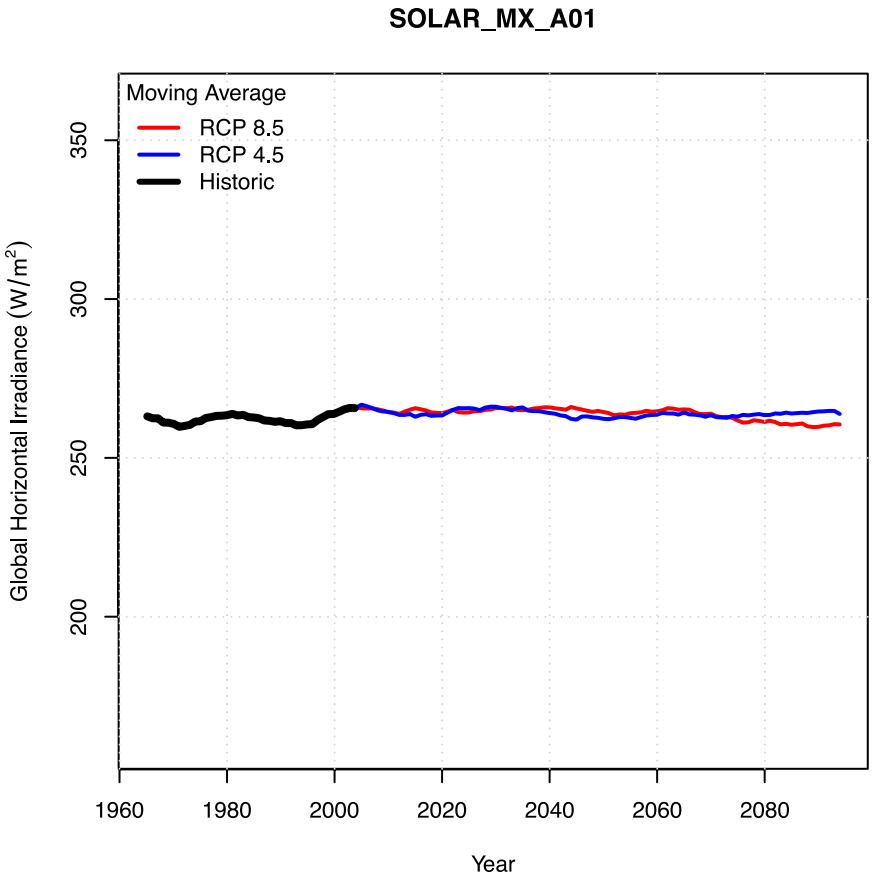
166



167



168



169

