



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA - FUENTES RENOVABLES

ANÁLISIS DE LA EFECTIVIDAD DE DATOS DE REANÁLISIS PARA
APLICACIONES EN ENERGÍA EÓLICA EN UN ENTORNO INSULAR

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ING. HECTOR SAMUEL RUIZ SEGOVIANO

TUTOR PRINCIPAL
DR. OSVALDO RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

COTUTOR
DR. CARLOS ALBERTO LÓPEZ VILLALOBOS
INSTITUTO DE CIENCIAS DE LA ATMÓSFERA Y CAMBIO CLIMÁTICO

TEMIXCO, MORELOS, ENERO 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Eduardo Ramos Mora
Secretario: Dr. Carlos Alberto López Villalobos
1er. Vocal: Dr. Osvaldo Rodríguez Hernández
2do. Vocal: Dra. Romero Centeno Rosario De Lourdes
3er. Vocal: Dr. Ernesto Yoel Fariñas Wong

La tesis se realizó en el Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México.

A mis abuelos, padres y hermanas.

Agradecimientos

Tan importante es finalizar el camino como lo es disfrutarlo. Hoy concluyo otra etapa de mi vida con mucha alegría, con innumerables aprendizajes y con un sinnúmero de nuevas experiencias vividas. Tanto he logrado llevar conmigo que lo único que me queda por hacer es agradecer. Gracias a mi madre y padre, Ana María y Héctor, quienes con su inmenso cariño e incondicional apoyo siempre me han alentado a seguir adelante. Gracias a mis hermanas, Ana Gudelia y Sara Analí, por ser un gran soporte en los instantes difíciles, por compartir la alegría en los buenos momentos y por motivarme a dar siempre lo mejor de mí. Agradezco al Dr. Carlos Alberto López Villalobos por su gran disposición, su enorme asistencia y toda la confianza depositada a lo largo de la elaboración de este trabajo. Al Dr. Osvaldo Rodríguez Hernández, gracias por todo su asesoramiento, paciencia y confianza durante cada etapa de este trabajo. Gracias a la colaboración del Dr. Ernesto Yoel Fariñas Wong, la cual fue clave en la realización de este trabajo. Gracias a mis amigas y amigos de Solar4eat: Ana Lilia, Carolina, Guillermo y Luis Roberto, quienes se convirtieron en mi segunda familia y me enseñaron que con pasión, dedicación y esfuerzo se puede lograr más de lo que uno se imagina. Agradezco también a mis viejos amigos y amigas: Diego, Alejandra, Zuemi, Emmanuel, Fernando y Gesu, quienes pese a la distancia y el tiempo siempre se han mantenido pendientes de mi andar, alegrándose por mis logros y confortándose en mis tropiezos. Gracias a mis amigas y amigos de la generación de la maestría, con quienes logré superar todos los retos que se nos presentaron. Asimismo, agradezco a mis compañeros y compañeras del laboratorio de sistemas eólicos, quienes siempre me mostraron una gran disposición por ayudar. Gracias al Instituto de Energías Renovables y a todos y todas sus integrantes, porque a lo largo de toda mi estadía me han enseñado el verdadero significado de comunidad y compañerismo. Finalmente, agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México por hacer de mi experiencia universitaria una de las mejores etapas de mi vida, así como por proveerme de herramientas y conocimiento que me permitirán realizar mejoras en beneficio de la sociedad.

Financiamiento

El desarrollo del presente proyecto fue posible gracias a la beca de estudios de maestría otorgada por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT). Asimismo, agradezco al proyecto 272063 “Fortalecimiento del campo de energía eólica en el programa de Doctorado en Ingeniería Campo de conocimiento en Energía con sede en el Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México” por todas las facilidades brindadas para la elaboración de este trabajo. Finalmente, agradezco al *Newton Fund* por haberme permitido viajar a la Universidad de Reading a fin de compartir y nutrir con nuevas ideas la realización de dicho proyecto.

Resumen

La implementación mundial de fuentes de energía renovable es una acción necesaria para mitigar la crítica situación climática por la que atraviesa nuestro planeta. Cuba no se queda atrás, quien se propuso elevar la participación de las energías renovables a un 24 % en la generación de su energía eléctrica para 2030. Entre estas tecnologías destaca la energía eólica, la cual se plantea sea la segunda energía renovable con mayor participación en el país (6 %). Ante esto, se han planeado ya 15 nuevos proyectos eólicos que se ubicarán principalmente en la costa Norte Oriental de la isla. Sin embargo, resulta importante explorar diferentes herramientas que permitan evaluar, analizar y aprovechar el recurso eólico disponible a lo largo de toda la isla de Cuba. Los datos de reanálisis de ERA5 son una herramienta muy usada para estudios de energía eólica gracias a la gran cantidad de datos sobre rapidez del viento que proporciona. De esta manera, el presente trabajo tuvo como objetivo analizar la efectividad de dicho conjunto de datos para aplicaciones en energía eólica en territorio Cubano. Para esto, a partir de mediciones disponibles de rapidez del viento y potencia de salida de un parque eólico emplazado en la isla, y de datos de reanálisis para el mismo sitio, se compararon tres escenarios: aplicando corrección de sesgo a los datos de rapidez del viento de ERA5, aplicando un filtro a la curva de potencia empírica de los aerogeneradores y aplicando un ajuste a esta última. A partir de ello, se determinó que si el objetivo es evaluar el recurso eólico del parque eólico bajo estudio, el uso directo de los datos de rapidez del viento de ERA5 es suficiente, ya que estos logran reproducir de manera aceptable las condiciones del viento de este sitio, donde los coeficientes de correlación entre los datos de rapidez del viento medidos y de ERA5 mostraron valores entre los 0.77 y 0.86. En cambio, si el objetivo es evaluar la producción de energía del parque, la aplicación de una corrección de sesgo a los datos de rapidez del viento de ERA5 y el uso de curvas de potencia que representen el comportamiento real de los aerogeneradores de dicho sitio son las prácticas necesarias para reducir los errores en los cálculos de producción de potencia, donde el error porcentual entre los factores de planta obtenidos de los datos medidos y de ERA5 fueron inferiores a 1 % en términos absolutos en la mayoría de los casos.

Por otro lado, se realizó además un estudio de producción de potencia eólica en todo el territorio cubano empleando los datos de reanálisis de ERA5. Para esto, se elaboraron mapas de la rapidez del viento y del factor de planta para toda la isla. Estos últimos evaluando aerogeneradores de clase III y clase I. De ello, se determinó que la región y época del año con mayor potencial para la producción de potencia eólica corresponde a las costas del Este y parte del Norte de la isla en la época de invierno, donde las velocidades de viento promedio y los factores de planta en las regiones antes mencionadas registraron valores por encima de los 6 m/s y 0.25, respectivamente. Asimismo, se obtuvo que el aerogenerador

de clase I mostró un mejor aprovechamiento del recurso eólico en toda la isla de Cuba en comparación con el aerogenerador de clase III, ya que, al ser ambos de la misma potencia nominal, el aerogenerador de clase I mostró siempre valores mayores de factor de planta que el de clase III, incrementando los valores hasta en 3 décimas en el mejor de los casos. Finalmente, con todo lo realizado, se concluyó que los datos de reanálisis de ERA5 resultaron ser una herramienta útil para la evaluación del recurso eólico en un entorno insular como lo es Cuba. Pese a ello, su uso queda condicionado al tipo de estudio a realizar, ya que se detectó que la baja escala temporal y espacial de dichos datos de reanálisis limitan su uso para estudios con dominios de análisis más pequeños y a escalas temporales más altas.

Índice general

Agradecimientos	II
Financiamiento	IV
Resumen	VI
Índice de figuras	XI
Índice de tablas	XIII
Introducción	1
Antecedentes	1
Datos de reanálisis	3
Objetivo general	5
Objetivos específicos	5
1. Marco teórico	7
1.1. Aerogenerador	7
1.1.1. Clases de aerogeneradores	9
1.2. Evaluación del recurso eólico	10
1.2.1. Curva de potencia	10
1.2.1.1. Gráfica de dispersión y coeficiente de correlación	11
1.2.1.2. Filtrado de la curva de potencia empírica	12
1.2.1.3. Ajuste de la curva de potencia empírica	14
1.2.2. Extrapolación vertical de la rapidez del viento	15
1.2.3. Factor de planta	16
1.3. Datos de reanálisis: ERA5	16
1.3.1. Corrección de sesgo	18
2. Métodos y datos	21
2.1. Descripción del parque eólico	21
2.2. Datos medidos	22
2.3. Curva de potencia empírica	24
2.4. Datos de ERA5	26
2.5. Metodología	27

3. Resultados y comparación	31
3.1. Aplicación de corrección de sesgo	31
3.2. Aplicación de filtro a la curva de potencia empírica	33
3.3. Aplicación de ajuste a la curva de potencia empírica	36
4. Análisis de producción de potencia eólica en Cuba	41
4.1. Cambio de escala temporal de los datos de rapidez del viento de ERA5	41
4.2. Mapas de rapidez del viento	43
4.3. Mapas de factor de planta	44
4.4. Propuesta de tecnología	45
5. Conclusiones	51
Bibliografía	53

Índice de figuras

1.	Crecimiento de la proporción de energía renovable en la capacidad eléctrica de Cuba y capacidad instalada por tipo de energía renovable entre 2011 y 2020.	2
2.	Ubicación y estatus de los nuevos proyectos eólicos en Cuba.	3
1.1.	Desarrollo del tamaño y capacidad de los aerogeneradores de eje horizontal para aplicaciones offshore.	8
1.2.	Configuración de un aerogenerador de eje horizontal de gran potencia. . . .	9
1.3.	Ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador.	11
1.4.	Ejemplo de una gráfica de dispersión de datos de rapidez del viento medida y de ERA5.	12
1.5.	Contraste entre la curva de potencia empírica y la del fabricante de un conjunto de aerogeneradores de un parque eólico.	13
1.6.	Ejemplo de valores atípicos presentes en una curva de potencia empírica de un aerogenerador.	14
1.7.	Esquema representativo del método de asimilación de datos 4D-Var usado por ERA5.	17
1.8.	Esquema representativo de la distribución de los datos de reanálisis de ERA5.	18
2.1.	Curva de potencia del aerogenerador Gamesa G52/850.	23
2.2.	Distribución de los aerogeneradores del parque eólico Gibara 1.	23
2.3.	Porcentaje y distribución temporal de los datos medidos del parque eólico Gibara 1 dentro del periodo 2014-2018.	24
2.4.	Curvas de potencia de los aerogeneradores del parque eólico Gibara 1 en el periodo 2014-2018.	25
2.5.	Esquema representativo de la estructura de los archivos netCDF de ERA5.	26
2.6.	Dominio de los datos de rapidez del viento de ERA5 empleado para la elaboración del presente trabajo.	27
2.7.	Metodología seguida para la comparación de los datos medidos y los datos de reanálisis de ERA5.	28
2.8.	Metodología seguida para el análisis de la producción de potencia en toda la isla de Cuba.	29
3.1.	Datos de rapidez del viento medidos y de ERA5 una vez aplicada la corrección de sesgo.	32

3.2. Coeficientes de correlación de los datos de rapidez del viento medidos y de ERA5 sin y con corrección de sesgo de todos los aerogeneradores del parque eólico.	33
3.3. Curvas de potencia empíricas filtradas de los aerogeneradores del parque eólico.	34
3.4. Coeficientes de correlación de los datos de rapidez del viento de ERA5 con corrección de sesgo y los datos de rapidez del viento medidos sin y con filtro de datos.	35
3.5. Coeficientes de correlación de las potencias obtenidas con los datos de rapidez del viento de ERA5 y las potencias de salida medidas sin y con filtro de datos.	36
3.6. Error porcentual entre los factores de planta obtenidos de los datos de rapidez del viento de ERA5 con corrección de sesgo y las potencias medidas sin y con filtro de los datos.	37
3.7. Ajuste de las curvas de potencia empíricas filtradas de los aerogeneradores del parque eólico.	38
3.8. Coeficientes de correlación de las potencias de salida obtenidas con los datos de rapidez del viento de ERA5 y las potencias medidas filtradas sin y con ajuste de la curva de potencia empírica.	39
3.9. Error porcentual entre los factores de planta obtenidos de las potencias medidas filtradas y de los datos de rapidez del viento de ERA5 filtrados sin y con ajuste de la curva de potencia empírica de todos los aerogeneradores del parque eólico.	39
4.1. Coeficientes de correlación de los datos de rapidez del viento medidos y de ERA5 empleando promedios de 1 hora, 6 horas, 12 horas, 1 día y 1 semana.	42
4.2. Mapas de la rapidez del viento promedio estacional a 50 m de altura en Cuba.	44
4.3. Mapas de factor de planta (CF) estacionales de Cuba evaluando la curva de potencia del aerogenerador Gamesa G52 de 850 kW de potencia nominal.	45
4.4. Distribución promedio de la rapidez del viento en el parque eólico Gibara 1 y curvas de potencia de los aerogeneradores Gamesa G52/850 (curva negra) y Leitwind LTW77 de 850 kW (curva anaranjada).	46
4.5. Mapas de diferencias de factor de planta (CF) estacionales de Cuba evaluando las curvas de potencia de los aerogeneradores LTW77 y Gamesa G52 de 850 kW de potencia nominal.	48
4.6. Gráficos de diferencias de factor de planta (CF) estacionales de los sitios seleccionados a lo largo de Cuba. Los puntos verdes representan el CF obtenido evaluando las curvas de potencia del aerogenerador LTW de 850 kW, mientras que los rojos al aerogenerador Gamesa G52 de 850 kW.	49

Índice de tablas

1.	Parques eólicos instalados en Cuba.	2
2.	Características generales de los conjuntos de reanálisis ERA5 y MERRA2	5
1.1.	Clases de aerogeneradores de acuerdo a la norma IEC 61400-1	10
2.1.	Características del parque eólico Gibara 1.	22
4.1.	Características técnicas del aerogenerador Leitwind LTW77 de 850 kW de potencia nominal.	47

Introducción

Antecedentes

La actual crisis climática y económica por la que atraviesa el mundo exige una pronta transición a sistemas de energía con bajas emisiones de carbono (Vanegas, 2020). De acuerdo con el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), las energías renovables deben de suministrar para el año 2050 entre el 70 y 80 % de la electricidad a fin de no exceder el incremento global de temperatura de 1.5°C (IPCC, 2018). Asimismo, la reciente pandemia global (COVID-19) ha evidenciado la vulnerabilidad del mercado energético actual, remarcando el rol fundamental de los sistemas energéticos en desarrollo (Vanegas, 2020). Las energías renovables son consideradas una alternativa real para las fuentes tradicionales de energía gracias a la reducción de su costo en todo el mundo. De esta manera, varios países ya han comenzado iniciativas para incluir o incrementar la participación de este tipo de tecnologías en su composición energética general (Irfan et al., 2021). Cuba no ha sido la excepción, quien ha mostrado un ligero crecimiento en la proporción de energías renovables dentro de su capacidad eléctrica en los últimos años (véase figura 1). Este crecimiento ha sido prácticamente protagonizado por el aumento en la capacidad instalada de bioenergía y energía solar, mientras que las correspondientes a energía hidráulica (hidroenergía) y eólica no han mostrado ningún incremento significativo en la última década, tal y como se aprecia en la figura 1.

En 2018, Cuba registró una generación de energía eléctrica de 20,838 GWh, de los cuales aproximadamente 96.3% fue generado a partir de combustibles fósiles, 2.1% por biocombustibles, 0.71% por energía solar fotovoltaica, 0.70% por hidroenergía y tan solo 0.1% por energía eólica (IEA, 2021). Con la entrada en vigor de nuevas normas jurídicas para el desarrollo de fuentes renovables y el uso eficiente de la energía en el año 2019, Cuba se propuso, entre otras cosas, elevar el aporte de las fuentes renovables de energía en la generación de electricidad, previendo que éstas alcancen una participación del 24% del total para el año 2030. Dicho objetivo se planea lograr considerando una participación del 14% de bioeléctricas asociadas a las centrales azucareras, 6% de energía eólica, 3% de solar fotovoltaica y 1% de hidroenergía (Extremera, 2019). Esto deja en evidencia el arduo trabajo requerido a fin de conseguir la pronta instauración de este nuevo tipo de tecnologías en el país.

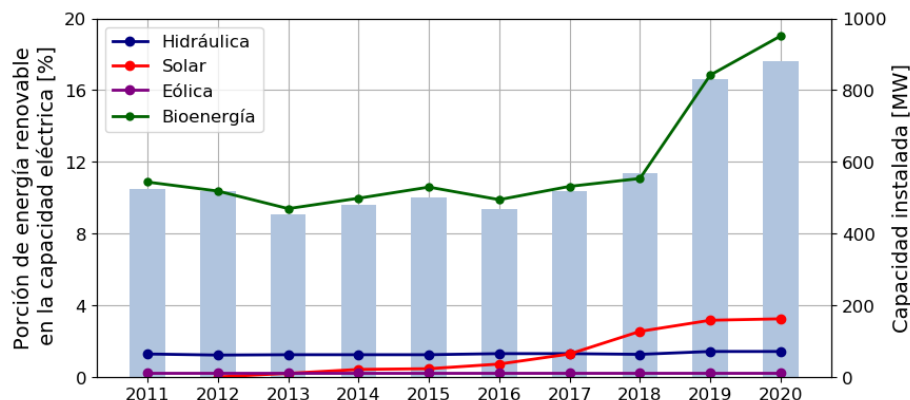


Figura 1: Crecimiento de la proporción de energía renovable en la capacidad eléctrica de Cuba (barras azules) y capacidad instalada por tipo de energía renovable (líneas de colores) entre 2011 y 2020.

Fuente: elaboración propia a partir de IRENA (2021).

Ahora bien, centrándonos en el caso particular de la energía eólica, de acuerdo al Ministerio de Energía y Minas (MINEM, 2021) Cuba cuenta actualmente con 4 parques eólicos experimentales (véase tabla 1), todos ellos emplazados en tierra y que suman un total de 20 aerogeneradores y 11.8 MW de potencia instalada. Pese a esto, se ha realizado ya la planeación de 15 nuevos proyectos que aportarán 809 MW más a la potencia eólica instalada en el país. Dichos nuevos proyectos estarán principalmente ubicados en la región Este y Sureste de la isla, tal y como se aprecia en la figura 2, de los cuales 3 ya han comenzado a ejecutarse.

Tabla 1: Parques eólicos instalados en Cuba.

Provincia	Parque	No. aerogeneradores	Potencia [MW]
Holguín	Gibara 1	6	5.1
Holguín	Gibara 2	6	4.5
C. de Ávila	Tariguanó	2	0.5
Isla de la J.	Canarreos	6	1.65

Fuente: adaptado de MINEM (2021)

En cuanto al recurso eólico disponible, se está realizando una prospección y caracterización del potencial eólico cubano, mismo que comprende la exploración de una red de 88 estaciones de medición automáticas de parámetros del viento a alturas de 50 metros en 32 zonas del país. Asimismo, se está implementado una red de 12 estaciones meteorológicas

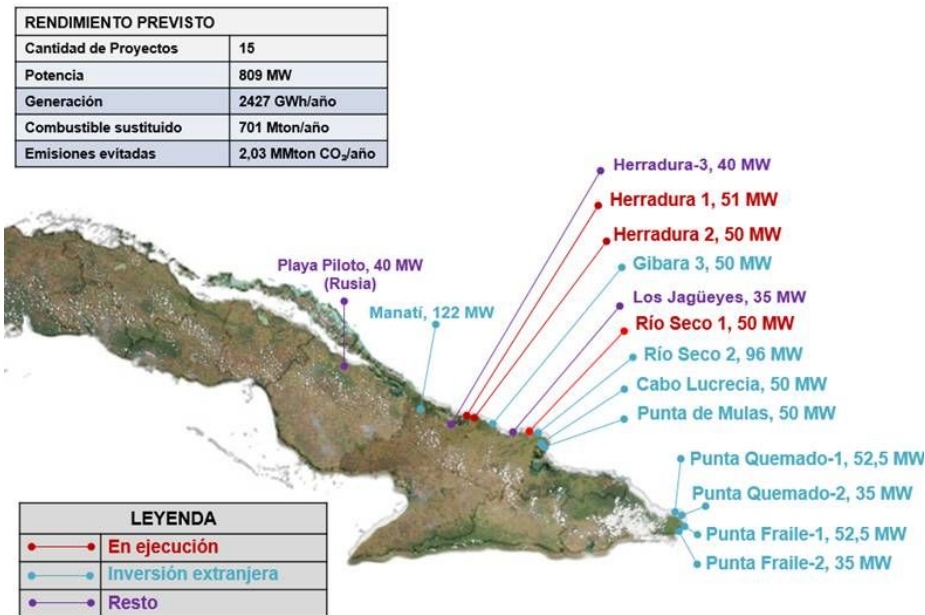


Figura 2: Ubicación y estatus de los nuevos proyectos eólicos en Cuba.

Fuente: MINEM (2021).

cas de referencia que realizan mediciones a alturas de hasta 100 metros (MINEM, 2021). Además, desde el año 2013 Cuba cuenta con un mapa eólico de toda la isla, el cual ha sido denominado como Atlas eólico de Cuba y que ha permitido ya la visualización de regiones potenciales para la generación eólica (REVE, 2013).

De manera similar, se han llevado ya a cabo estudios en diversos sitios y regiones a lo largo de la isla sobre análisis del viento para aprovechamiento eólico, así como evaluaciones del potencial y del coste de generación eólica (Carrasco et al., 2011; Roque et al., 2015; Martínez and Roque, 2015; Perdigón et al., 2012; Roque-Rodríguez et al., 2018; Torres-Durán and Moreno-Figueroa, 2018; Avila-Prats et al., 2010). Dichos estudios fueron todos realizados empleando únicamente datos medidos, los cuales han sido recopilados por las redes de monitorio con las que cuenta el país. También, se han efectuado estudios de estimación del recurso eólico usando modelos físico-matemáticos, tales como WASP y WEST, donde los resultados obtenidos han sido comparados con mediciones a fin de analizar su capacidad de reproducir las condiciones reales del viento (Roque-Rodríguez et al., 2020). Dichos resultados han mostrado que estos modelos presentan buen desempeño en general. Sin embargo, se ha observado que para sitios o regiones con terrenos complejos, como lo son las elevaciones montañosas y las costas, los resultados obtenidos no han sido confiables (Roque-Rodríguez et al., 2020).

Así pues, en vías de continuar con el desarrollo y penetración de la energía eólica en Cuba, resulta importante explorar diferentes tipos de herramientas y técnicas que permitan evaluar, analizar y aprovechar el recurso eólico disponible a lo largo de toda la isla.

Datos de reanálisis

Una de las técnicas alternativas más empleadas actualmente para estimar el potencial eólico en ciertos sitios o regiones del planeta se realiza empleando datos de reanálisis. De acuerdo a Santos et al. (2020), el reanálisis puede definirse como un conjunto de datos híbrido que usa observaciones y modelos de predicción. El reanálisis climático combina observaciones pasadas con modelos para generar series temporales coherentes de múltiples variables climáticas que proporcionan una descripción exhaustiva del clima observado durante las últimas décadas en cuadrículas de tres dimensiones (3D) a intervalos subdiarios (Copernicus, sfa). De esta forma, dichos datos de reanálisis son una herramienta atractiva debido a que abarcan largos periodos de tiempo, proveen información de muchas variables climatológicas para ubicaciones y tiempos no registrados en datos históricos, y presentan una calidad de datos uniformemente buena y sin datos faltantes (Rose and Apt, 2015). Siendo así, los datos de reanálisis proporcionan información muy útil para la evaluación del potencial del recurso eólico (Rabbani and Zeeshan, 2020). Pese a ello, una de las principales limitaciones de estos conjuntos de datos es que su producción (reanálisis) se ve afectada, entre otras cosas, por la complejidad del terreno y por la relativa baja resolución espacial, lo cual puede conllevar a subestimar o sobreestimar la rapidez del viento en el lugar requerido (Ayik et al., 2021).

Hoy en día, existen varios conjuntos de datos de reanálisis que han sido desarrollados por diferentes instituciones. En la tabla 2 se muestran las características generales de dos de los conjuntos más usados últimamente en estudios de evaluación del recurso eólico. El primero y más reciente de ellos corresponde a ERA5, el cual fue desarrollado por el Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Mediano Plazo (ECMWF por sus siglas en inglés). MERRA2, por su parte, fue desarrollado por la Oficina de Modelado Global y Asimilación (GMAO por sus siglas en inglés) de la NASA. Por ahora, ambos conjuntos de datos cubren un periodo de tiempo similar, sin embargo, se ha anunciado que ERA5 contará con una extensión, ofreciendo próximamente información desde 1950 hasta el presente. Los dos conjuntos poseen la misma resolución temporal de 1 hora pero difieren en cuanto a su resolución espacial (ver tabla 2). En el caso de MERRA2, el espaciado horizontal de la malla es de 0.5° en latitud y 0.625° en longitud, mientras que en ERA5 es de $0.25^\circ \times 0.25^\circ$, respectivamente. Con esto, podemos darnos cuenta de que ERA5 posee una resolución espacial de aproximadamente el doble de la de MERRA2. Asimismo, ambos conjuntos ofrecen información de rapidez del viento a nivel de la superficie (10 m de altura) así como a una altura de 50 m, en el caso de MERRA2, y de 100 m, en el caso de ERA5.

Todas estas características han propiciado el empleo de ambos reanálisis en estudios de evaluación del recurso eólico tanto en tierra como mar adentro. Por ejemplo, Morales-Ruvalcaba et al. (2020) estimaron el factor de planta de diferentes aerogeneradores en varios sitios de México utilizando datos del reanálisis de MERRA2. Canul (2020), por su cuenta, ha estudiado la factibilidad de la energía eólica mar adentro (offshore) en el Golfo de México usando datos de los reanálisis de MERRA2 y ERA5. Asimismo, Olauson (2018) ha realizado un análisis sobre la comparativa en cuanto al desempeño para modelado de la energía eólica entre estos dos conjuntos de datos de reanálisis, donde los mejores resultados

fueron obtenidos a partir de los datos de ERA5.

Tabla 2: Características generales de los conjuntos de reanálisis ERA5 y MERRA2

Nombre	ERA5	MERRA2
Institución	ECMWF	NASA GMAO
Periodo cubierto	1979 al presente*	1980 al presente
Resolución temporal	1 hora	1 hora
Espaciado de malla horizontal	$0.25^\circ \times 0.25^\circ$	0.5° latitud \times 0.625° longitud
Niveles individuales disponibles	superficie, 100 m	superficie, 50 m

*Se prevé que para 2021 esté disponible la extensión del periodo de 1950 a 1978.

Fuente: Adaptado a partir de Ramon et al. (2019)

Así pues, en vías de continuar con estudios que permitan el desarrollo de la energía eólica en Cuba, se propone estudiar y analizar el empleo de datos de reanálisis de ERA5 para la evaluación del recurso eólico en territorio cubano.

Objetivo general

Analizar y evaluar la efectividad de los datos de reanálisis de ERA5 para aplicaciones en energía eólica en Cuba.

Objetivos específicos

A fin de lograr esto último, los objetivos específicos a cumplir en este trabajo son:

1. Comparar los datos medidos de rapidez del viento con los de ERA5 empleando tres estrategias: a) aplicando corrección de sesgo a los datos del reanálisis, b) aplicando un filtro a la curva de potencia empírica, y c) aplicando un ajuste a dicha curva.
2. Comparar la potencia de salida medida y calculada a partir de datos de ERA5.
3. Comparar los factores de planta calculados a partir de los datos medidos y los datos de ERA5.
4. Realizar una evaluación del recurso eólico de toda la isla de Cuba.

Por último, la presente tesis se compone de 5 capítulos. El primero de ellos presenta el estado del arte de la energía eólica así como los métodos empleados para el cálculo de los

parámetros a evaluar. El segundo, describe el parque eólico bajo estudio, las características de los datos empleados y la metodología a seguir. El tercero, muestra y discute los resultados obtenidos con ambos conjuntos de datos empleados. El cuarto, presenta una evaluación del recurso eólico efectuada para toda la isla de Cuba a partir de los datos de reanálisis de ERA5. Finalmente, el quinto capítulo expone las conclusiones a las que se llegó una vez realizado el presente proyecto.

Marco teórico

En el presente capítulo se exponen algunos conceptos básicos sobre la energía eólica en general así como aquellos relacionados al empleo de datos de reanálisis para la ejecución de evaluaciones del recurso eólico.

1.1. Aerogenerador

La energía eólica se refiere al aprovechamiento del viento para generar energía eléctrica. Los aerogeneradores son las máquinas encargadas de convertir la energía del viento en electricidad. Dichas máquinas poseen un rotor provisto de aspas, el cual logra captar y transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación, la cual, mediante un generador eléctrico, es posteriormente convertida en energía eléctrica.

Actualmente, existe una amplia diversidad de aerogeneradores. Éstos, pueden clasificarse de acuerdo a varios aspectos. Una de las clasificaciones más comunes es a partir de la orientación de su rotor. De esta forma, los aerogeneradores pueden diferenciarse en dos grupos: aerogeneradores de eje vertical y aerogeneradores de eje horizontal. En los primeros, el eje de rotación del rotor es perpendicular al suelo, mientras que en los segundos, dicho eje de rotación es paralelo al suelo. En el presente trabajo nos enfocaremos en este último tipo de aerogeneradores ya que el parque eólico a analizar posee únicamente aerogeneradores de eje horizontal.

Por otro lado, los aerogeneradores de eje horizontal han mostrado un fuerte desarrollo en las últimas décadas. Tal ha sido el avance en este tipo de aerogeneradores que se han abierto dos principales líneas de aplicación: tierra adentro (onshore) y mar adentro (offshore). El primero, como su nombre lo indica, se refiere a los aerogeneradores tradicionales que son diseñados para ser instalados en tierra, mientras que los segundos corresponden a los aerogeneradores diseñados específicamente para su instalación en el mar. En la figura 1.1, se muestran los cambios en el diámetro del rotor, la altura de la torre y la capacidad nominal de los aerogeneradores para aplicaciones offshore desde 1991 hasta la actualidad.

1. MARCO TEÓRICO

De ello, podemos apreciar que en tan solo en un lapso de aproximadamente 30 años, los aerogeneradores pasaron de tener un diámetro de rotor de 35 a 220 m, una altura de la torre de 35 a 135 m, y una capacidad nominal de 0.45 a 12 MW.

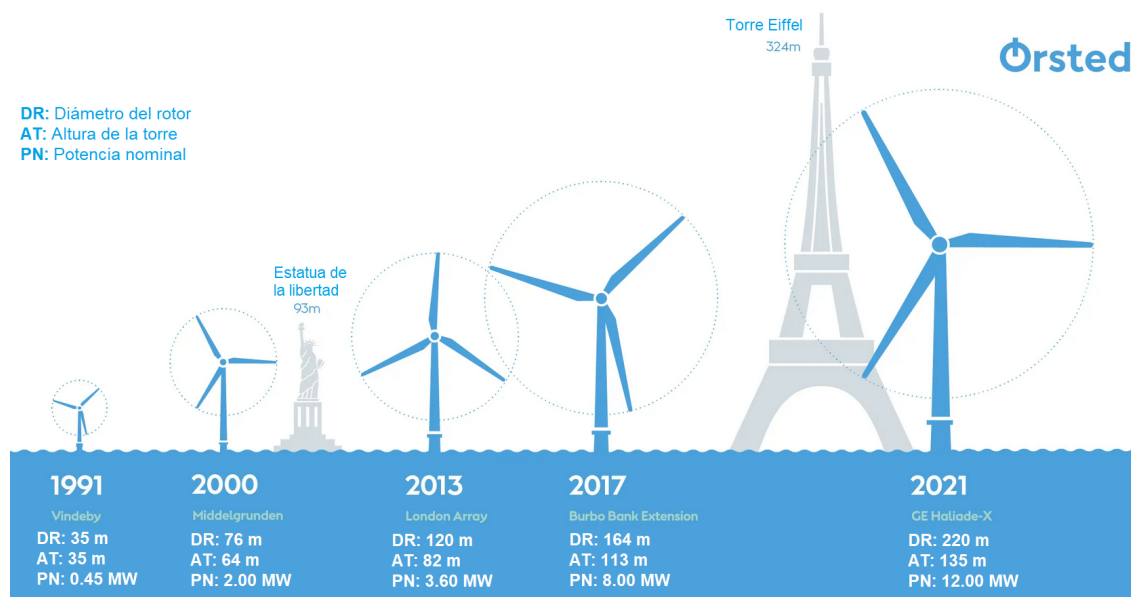


Figura 1.1: Desarrollo del tamaño y capacidad de los aerogeneradores de eje horizontal para aplicaciones offshore.

Fuente: Adaptado a partir de Orsted (sf) y Afewerki (2019).

Ahora bien, independientemente de su tipo de aplicación y de acuerdo con Manwell et al. (2010), los aerogeneradores de eje horizontal se componen de los siguientes elementos (véase figura 1.2):

- Rotor: compuesto por las aspas y el buje.
- Tren de potencia: conformado por todas las piezas que rotan y que se encuentran después del rotor. Flechas, caja de engranes, acoples, freno mecánico y el generador eléctrico.
- Góndola: incluida la carcasa, la plataforma y el sistema de orientación (sistema de Yaw).
- Torre y cimientos.
- Controles de la máquina.
- El sistema eléctrico, incluidos cables, interruptores, transformadores y convertidores de potencia.

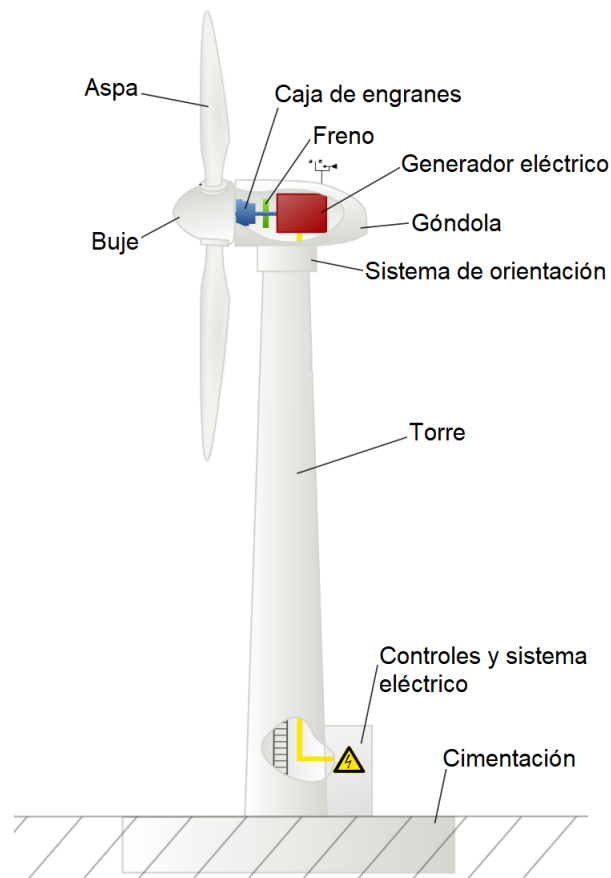


Figura 1.2: Configuración de un aerogenerador de eje horizontal de gran potencia.

Fuente: Ruiz (2019)

1.1.1. Clases de aerogeneradores

Dado que el recurso eólico no es el mismo en todos los sitios, los fabricantes diseñan distintos tipos de aerogeneradores para que operen y soporten ciertas condiciones de viento. La norma IEC 61400-1 establece para el diseño de aerogeneradores tres clases de condiciones de viento: I, II, y III. De esta forma, tal y como se muestra en la tabla 1.1, la clase I corresponde a aerogeneradores diseñados para funcionar en sitios con valores altos de rapidez del viento, con promedios en torno a los 10 m/s. La clase II se refiere a aquellos diseñados para operar a valores de rapidez del viento moderados con promedios de alrededor de los 8.5 m/s. La clase III incluye a aerogeneradores diseñados para trabajar a valores bajos de rapidez del viento, con promedios de 7 m/s. Finalmente, existe una cuarta clase denominada Clase S, la cual cubre casos especiales de diseño donde los parámetros específicos son definidos por el diseñador de acuerdo a las condiciones del viento del sitio en cuestión.

Tabla 1.1: Clases de aerogeneradores de acuerdo a la norma IEC 61400-1

Clase de aerogenerador	Rapidez anual promedio del viento [m/s]
I	10
II	8.5
III	7
S	Definido por el diseñador

Fuente: adaptado de Katsigiannis et al. (2013) y Manwell et al. (2010)

1.2. Evaluación del recurso eólico

El desarrollo de proyectos exitosos de energía eólica depende en gran medida de un estudio correcto de evaluación del recurso eólico. Dicho estudio no puede subestimarse, ya que sus resultados y confiabilidad determinan el desarrollo del proyecto, son la base del análisis tecno-económico y posibilitan el desarrollo de escenarios económicos que promueven la penetración social de este tipo de tecnología (Rodríguez-Hernandez et al., 2019).

La evaluación del recurso eólico comprende una serie de técnicas estadísticas aplicadas a datos del comportamiento del viento que varían de acuerdo al sitio bajo estudio y a la cantidad de información disponible en dicho lugar.

1.2.1. Curva de potencia

A menudo, los estudios de evaluación del recurso eólico vienen acompañados de un análisis de propuestas de aerogeneradores a fin de determinar cuál de ellos es el más adecuado tanto para las condiciones del sitio como para los fines del proyecto a efectuar. Dichos análisis son realizados a partir de la curva de potencia de cada aerogenerador. Esta última, describe el comportamiento de la potencia producida por el aerogenerador (potencia de salida) de acuerdo a la rapidez del viento. Tal curva de potencia, posee típicamente la forma mostrada en la figura 1.3, en la cual se pueden identificar tres zonas principales (Manwell et al., 2010):

- Velocidad de arranque: magnitud de la velocidad de viento mínima a la cual el aerogenerador comienza a producir potencia.
- Velocidad nominal: magnitud de la velocidad de viento a la cual el aerogenerador alcanza su potencia nominal.
- Velocidad de corte: magnitud de la velocidad de viento máxima a la cual el aerogenerador puede operar. Superior a dicho valor el aerogenerador se inhabilita por cuestiones de seguridad.

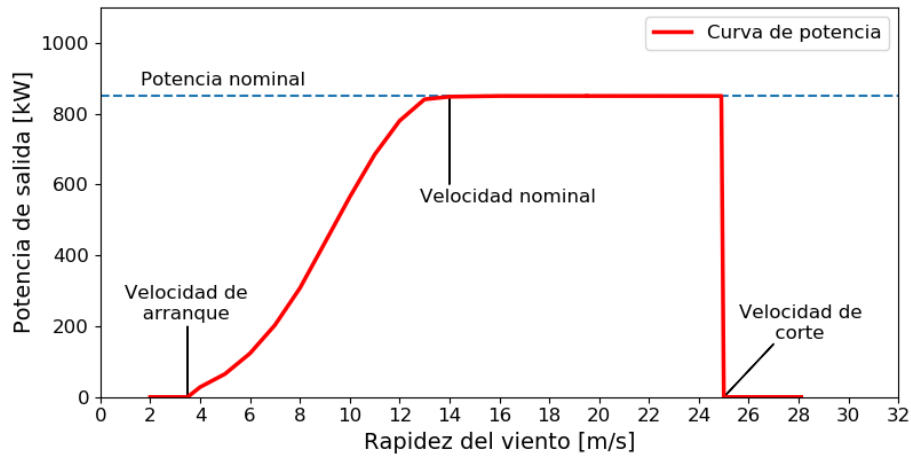


Figura 1.3: Ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador.

La curva de potencia es distinta para cada aerogenerador y es obtenida a partir de estándares bien definidos, tal y como lo es la norma IEC 61400-12-1 (IEC, 2005), en la cual se especifica el procedimiento para medir el rendimiento energético de un aerogenerador. En este sentido, dichas pruebas para la obtención de la curva de potencia son realizadas bajo condiciones muy específicas, por lo que el comportamiento de la potencia de salida del aerogenerador en la práctica generalmente difiere del indicado por el fabricante. Siendo así, de ahora en adelante nos referiremos a la curva de potencia del aerogenerador obtenida a partir de mediciones bajo condiciones reales de operación (gráfica generada a partir de los datos medidos de rapidez del viento y potencia de salida del aerogenerador) como curva de potencia empírica.

1.2.1.1. Gráfica de dispersión y coeficiente de correlación

Una gráfica de dispersión, también conocida como *scatter plot* por su nombre en inglés, es una gráfica que emplea las coordenadas cartesianas y que nos ayuda a visualizar la relación entre dos variables. Esta gráfica, tal y como se muestra en la figura 1.4, representa los valores de ambas variables mediante puntos en el plano XY. El resultado es una nube de puntos que puede ser útil para identificar si una variable está o no relacionada a la otra.

Otra herramienta muy empleada para conocer la relación entre dos variables es el coeficiente de correlación de Pearson. Éste, es una medida de dependencia lineal entre dos variables y es independiente de la escala de medida de dichas variables. Tal coeficiente, el cual es denotado como r , corresponde a un índice que puede variar en el intervalo $[-1, 1]$, teniendo las siguientes interpretaciones:

- $r = 1$: la correlación entre ambas variables es positiva y perfecta, es decir, cuando una variable incrementa, la otra también en una misma proporción, mostrando una dependencia total.
- $0 < r < 1$: la correlación entre ambas variables es positiva, es decir, cuando una

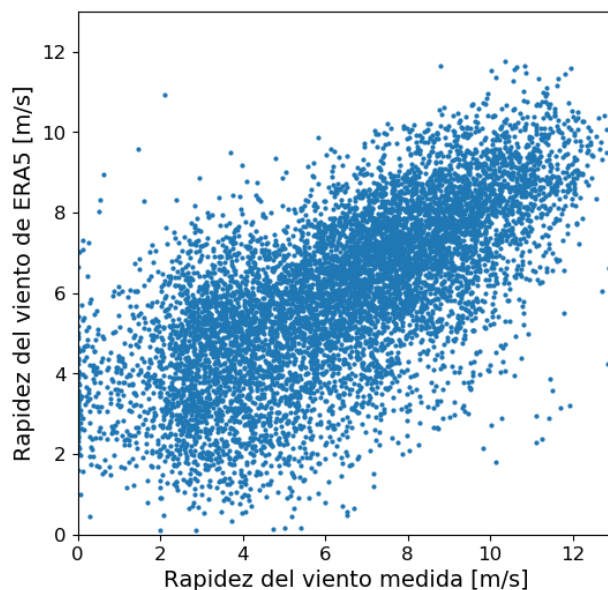


Figura 1.4: Ejemplo de una gráfica de dispersión de datos de rapidez del viento medida y de ERA5.

variable incrementa, la otra también pero no en una misma proporción.

- $r = 0$: no existe correlación lineal entre ambas variables.
- $-1 < r < 0$: la correlación entre ambas variables es negativa, es decir, cuando una variable incrementa, la otra disminuye pero no en una misma proporción.
- $r = -1$: la correlación entre ambas variables es negativa y perfecta, es decir, cuando una variable incrementa, la otra disminuye en una misma proporción, mostrando una dependencia total inversa.

Es importante mencionar que en el presente trabajo nos referiremos como coeficiente de correlación al coeficiente de correlación de Pearson.

1.2.1.2. Filtrado de la curva de potencia empírica

Dado que a partir de la curva de potencia de los aerogeneradores se realizan las estimaciones de producción de potencia, resulta conveniente emplear la curva de potencia empírica de dichos aerogeneradores a fin de incrementar la confiabilidad de los resultados. Sin embargo, esto no es posible ya que sería necesario instalar previamente los aerogeneradores en el sitio de interés para conocer su comportamiento de funcionamiento en las condiciones de dicho sitio. De esta forma, tal curva de potencia empírica es generalmente obtenida una vez que los proyectos son finalizados y entran en operación, teniendo acceso a datos medidos tanto de rapidez del viento como de potencia de salida de cada aerogenerador. Dicha curva de potencia empírica típicamente presenta la forma mostrada en la figura 1.5, donde se

puede apreciar la dispersión y comportamiento desigual de los datos medidos respecto a la curva de potencia del fabricante.

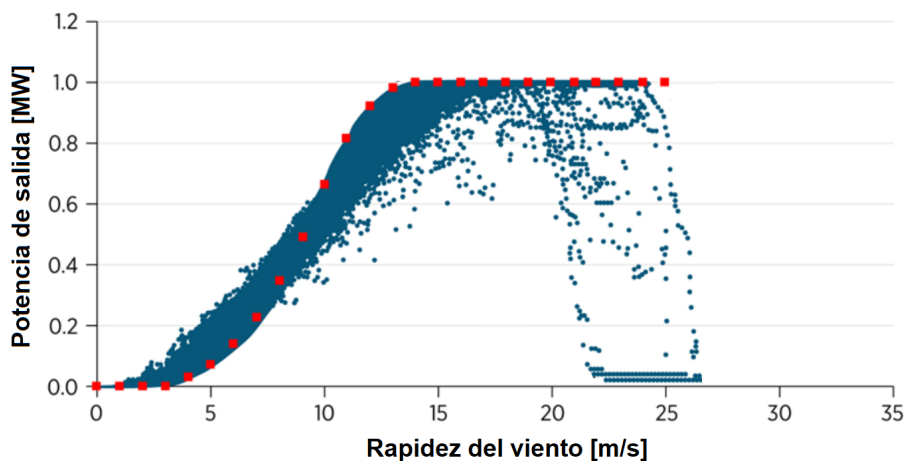


Figura 1.5: Contraste entre la curva de potencia empírica (puntos azules) y la del fabricante (cuadros rojos) de un conjunto de aerogeneradores de un parque eólico.

Fuente: Adaptado de King et al. (2014).

Ahora bien, al obtenerse la curva de potencia empírica mediante un proceso de medición, existe siempre la posibilidad de presentarse datos atípicos. De acuerdo con Jing et al. (2021a), dichos valores pueden ser de dos tipos: dispersos y apilados. Los primeros son generalmente causados por un ruido aleatorio o por el periodo de transición entre el estado apagado y encendido del aerogenerador. Los segundos, se deben principalmente a la reducción de la rapidez del viento, al apagado del aerogenerador o a una falla en la transmisión de datos. En la figura 1.6 se presenta un ejemplo de una curva de potencia empírica donde se muestran ambos tipos de valores desviados antes mencionados. Por lo tanto, al intentar modelar o simular el comportamiento real de un aerogenerador, descartar los valores incorrectos o fuera de rango es fundamental, con lo que resulta necesario aplicar un filtro a los datos medidos antes de realizar algún análisis (Villanueva et al., 2020).

Pese a que existe una amplia cantidad de técnicas de filtrado de datos, su aplicación a datos de energía eólica no está tan bien documentada (Llombart et al., 2006). Además, los datos provenientes de sistemas eólicos pueden no obedecer siempre el mismo comportamiento, haciendo el filtrado de datos una tarea poco sencilla que debe ser ejecutada por un analista experimentado capaz de identificar manualmente valores incorrectos, lo que representa una pérdida de tiempo y dinero (Manobel et al., 2018). Con el paso del tiempo, han surgido iniciativas que abordan esta problemática (Sainz et al., 2009; Manobel et al., 2018; Jing et al., 2021b). Sin embargo, la mayoría de las propuestas resultan poco prácticas para el desarrollo del presente proyecto.

Villanueva et al. (2020), por su cuenta, propone un método de filtrado más sencillo que se basa en la presencia de dos tipos de valores anómalos: los que claramente se encuentran

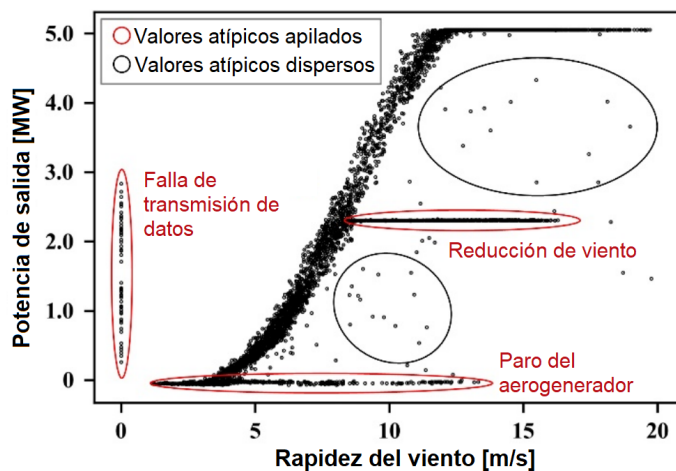


Figura 1.6: Valores atípicos presentes en una curva de potencia empírica de un aerogenerador.

Fuente: Adaptado de Jing et al. (2021a).

fuera del rango y los que están cerca de ser válidos pero deben ser descartados también. Siendo así, a fin de descartar los primeros, las siguientes condiciones deben ser aplicadas:

- Descartar valores de rapidez del viento que son inferiores a la velocidad de arranque del aerogenerador.
- Descartar los valores de rapidez del viento que son 1.5 m/s superiores a la velocidad de arranque del aerogenerador cuando la potencia de salida es menor al 5 % de la potencia nominal.
- Descartar valores de rapidez del viento que son 1 m/s superiores a la velocidad nominal del aerogenerador cuando la potencia de salida es menor al 75 % de la potencia nominal.

Para el segundo caso, se aplica un filtro basado en una distribución normal, por lo que se obtiene la potencia de salida promedio (μ_P) para todos los valores de rapidez del viento que correspondan a un intervalo de 0.5 m/s. Así, centrando la distribución normal en estos valores, todos aquellos datos que queden fuera del rango $\mu_P \mp 3\sigma_P$ son descartados, donde σ_P corresponde a la desviación estándar en cada intervalo. Como chequeo final, si el porcentaje de datos descartados es superior al 5 %, los límites deben ser reconsiderados.

1.2.1.3. Ajuste de la curva de potencia empírica

Una curva de potencia empírica construida a partir de datos medidos en un sitio en particular utilizando técnicas de modelado definitivamente superará los inconvenientes planteados por la curva de potencia proporcionada por el fabricante (Lydia et al., 2014).

Existen varias técnicas para el ajuste o modelado de la curva de potencia. Sin embargo, para los casos en los que se dispone de una curva de potencia empírica (datos medidos),

se emplean métodos paramétricos y no paramétricos (Sohoni et al., 2016). Dentro de los primeros, la literatura indica el uso de modelos de doble exponencial así como de modelos logísticos de 3, 4 y 5 parámetros (3PL, 4PL, y 5PL, por su nombre en inglés). En cuanto a los métodos no paramétricos, se han empleado modelos de redes neuronales artificiales (ANN), de agrupación (Clustering), de sistema de inferencia difusa basado en red adaptable (ANFIS), de procesamiento de datos (Data mining), de Copula, y de máquina de vectores de soporte de Wavelet (Wavelet Support Vector Machine, SVM).

De acuerdo a Villanueva et al. (2020), los modelos logísticos han mostrado éxito en el modelado de curvas de potencia debido a su simplicidad, diversidad y versatilidad. De entre ellos, destaca el modelo logístico exponencial de tres parámetros (3PLE por sus siglas en inglés) gracias a su bajo requerimiento de parámetros (3) y error (Villanueva and Feijóo, 2018).

Siendo así, el procedimiento propuesto por Villanueva et al. (2020) para obtener un ajuste óptimo de la curva de potencia empírica empleando un modelo 3PLE basado en agrupamiento (clustering) es el siguiente:

1. Dividir los datos en intervalos de 0.5 m/s. La identificación de cada intervalo es un número entero o el promedio de dos enteros consecutivos.
2. Obtener la potencia media en cada intervalo y asignar ese valor a la identificación del intervalo correspondiente. El resultado es una pareja de números de rapidez del viento y potencia.
3. El modelo sigue la expresión dada por la ecuación 1.1, en la que P representa la potencia en función de la rapidez del viento v , donde α , β y γ son los únicos parámetros.

$$P(v) = \frac{\alpha}{1 + \exp(-\beta(v - \gamma))} \quad (1.1)$$

4. El proceso de optimización se realiza empleando el algoritmo de punto interior y los resultados son los parámetros que mejor se aproximan a las parejas de datos. Dicho proceso de optimización tiene como su función objetivo el error de mínimos cuadrados debido a su desempeño en este tipo de algoritmos.

1.2.2. Extrapolación vertical de la rapidez del viento

El disponer de datos de rapidez del viento a diferentes alturas llega a ser necesario al evaluar distintos aerogeneradores, ya que dichos valores de rapidez del viento a emplear deben corresponder a los obtenidos a la altura del buje de cada aerogenerador. Ya que esto generalmente no es posible, se han desarrollado diferentes técnicas para extrapolar verticalmente la rapidez del viento. Entre las más empleadas se encuentra el perfil de la ley de potencia, la cual tiene por expresión:

$$\frac{U(z)}{U(z_r)} = \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (1.2)$$

donde $U(z)$ es la rapidez del viento a la altura z a extrapolar, $U(z_r)$ es la rapidez del viento a la altura de referencia z_r y α es el exponente de la ley de potencia. Dicho exponente α varía de acuerdo a las condiciones del viento de cada sitio.

Ahora bien, existe una técnica para extrapolar la rapidez del viento cuando se dispone de series temporales de rapidez del viento a dos alturas distintas de un mismo sitio. Esta se realiza empleando el perfil de la ley de potencia, por lo que es denominada como extrapolación mediante α 's dinámicos. Dicha técnica resulta muy conveniente cuando se poseen datos de rapidez del viento a dos alturas distintas, a partir de las cuales es posible calcular el valor de α . El procedimiento para llevar a cabo tal extrapolación es el siguiente:

1. Obtener el valor de α para cada par de rapidez del viento de las series temporales empleando la expresión:

$$\alpha = \frac{\log(U(z_2)/U(z_1))}{\log(z_2/z_1)} \quad (1.3)$$

donde $U(z_1)$ es la rapidez del viento a la altura z_1 más cercana a la superficie y $U(z_2)$ es la rapidez del viento a la altura z_2 más alejada de la superficie.

2. Extrapolar la rapidez del viento a la altura deseada empleando la expresión del perfil de la ley de potencia (ecuación 1.2) considerando $U(z_r)$ como la serie de datos de rapidez del viento más cercana a la superficie, así como la serie de tiempo de las α 's anteriormente obtenida.

1.2.3. Factor de planta

Un parámetro comúnmente usado en energía eólica para conocer el desempeño de un aerogenerador es el factor de planta (capacity factor o CF por sus siglas en inglés). Este parámetro adimensional se define como la relación de la producción de potencia real (E_W) y la producción de potencia nominal (P_R) del aerogenerador en un cierto periodo de tiempo de actividad (y_h). Es decir (Lopez-Villalobos et al., 2021):

$$CF = \frac{E_W}{P_R \times y_h} \quad (1.4)$$

1.3. Datos de reanálisis: ERA5

Los datos de los reanálisis son conjuntos de datos que proporcionan la imagen más completa posible en la actualidad del tiempo y clima del pasado (ECMWF, 2021). El reanálisis combina pronósticos de modelos de predicción numérica del tiempo¹ a corto plazo con observaciones recabadas de una variedad de fuentes (estaciones meteorológicas, barcos, aviones, satélites, etc) mediante un mismo proceso de asimilación de datos. La asimilación de datos es una técnica que combina diferentes fuentes de información para obtener la mejor

¹Los modelos de predicción numérica del tiempo (NWP por sus siglas en inglés) son modelos físico-matemáticos usados para reproducir la evolución de la atmósfera sobre el tiempo.

estimación del estado de un sistema a medida que evoluciona en el tiempo (of Reading, 2021; NOAA, 2021) ERA5 emplea el método de asimilación de datos en cuatro dimensiones, también conocido como 4D-Var. Este método, tal y como lo muestra la figura 1.7, ajusta de forma iterativa en cada ventana de asimilación las condiciones iniciales (x_b) de un pronóstico de corto alcance basado en un análisis anterior (línea verde) para acercarlo a las observaciones meteorológicas (puntos rojos) en el espacio y tiempo. Tales ajustes (j_b y j_o) se realizan respetando las leyes físicas que rigen el sistema terrestre, donde el pronóstico ajustado, llamado análisis (línea azul), sirve entonces para definir las condiciones iniciales del siguiente pronóstico (x_b).

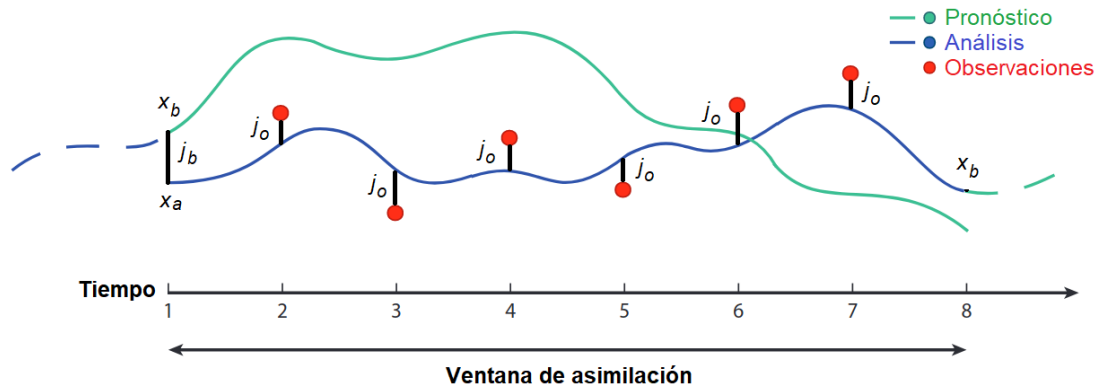


Figura 1.7: Esquema representativo del método de asimilación de datos 4D-Var usado por ERA5.

Fuente: Adaptado de Edwards et al. (2015).

ERA5 utiliza sistemas de asimilación de datos separados para la atmósfera, el océano, las olas oceánicas, la superficie terrestre y el hielo marino. De esta manera, emplea además un sistema de asimilación de datos acoplado que tiene como objetivo garantizar que el análisis de los diferentes componentes del sistema terrestre sea coherente. Ello se consigue permitiendo que las observaciones de un componente del sistema terrestre influyan en el análisis de otros componentes de una manera que sea físicamente consistente. Asimismo, dado que el análisis en el que se basan los pronósticos viene acompañado de incertidumbres asociadas a errores en las observaciones y pronósticos a corto plazo, se realizan múltiples asimilaciones de datos 4D-Var en paralelo utilizando observaciones, modelos y condiciones de frontera atmosféricas ligeramente perturbadas. Esto ayuda a definir las condiciones iniciales de los pronósticos (ECMWF, 2020).

Los datos de reanálisis de ERA5 corresponden a una malla de datos que abarca todo el planeta Tierra y que brinda información sobre variables climatológicas tanto en la horizontal como en la vertical y a lo largo del tiempo (véase figura 1.8). Dicha malla de datos tiene una resolución horizontal de aproximadamente 31×31 km ($0.25^\circ \times 0.25^\circ$), donde la atmósfera es resuelta usando 137 niveles verticales que van desde la superficie hasta una altura de 80 km. Asimismo, los datos cuentan con una resolución temporal de 1 hora y

un periodo de datos disponibles desde 1979 hasta la actualidad (véase tabla 2). En cuanto al viento, ERA5 provee información de las componentes horizontales de la velocidad del viento a 10 y 100 m de altura, entre otras.

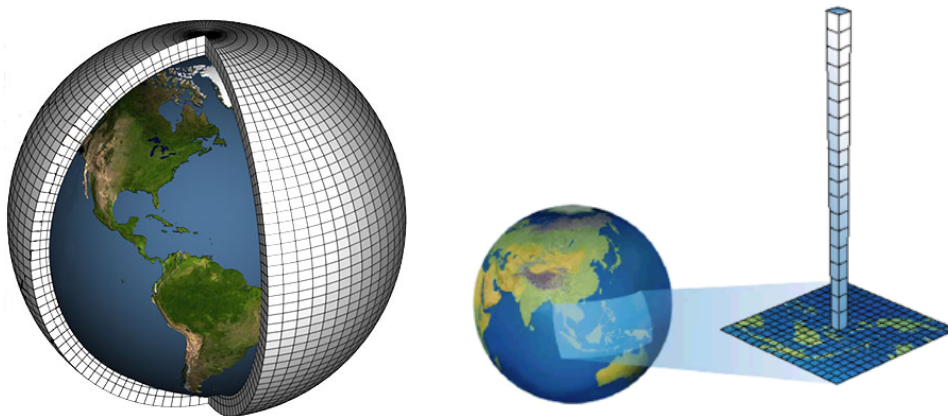


Figura 1.8: Esquema representativo de la distribución de los datos de reanálisis de ERA5.

Fuente: Laboratory (2017) y ENSEMBLES (2010).

1.3.1. Corrección de sesgo

Debido a la escasa cantidad de observaciones empleadas como datos de entrada para la obtención del reanálisis, la simplificación de la física de la atmósfera, la limitada resolución espacial y el incompleto conocimiento del sistema climático, entre otras cosas, los datos de salida de dichos modelos presentan un sesgo que puede llegar a ser muy significativo, mostrando datos inconsistentes con la realidad. De esta forma, para estudios como lo es el análisis del viento resulta necesaria la aplicación de una corrección de sesgo (Dierickx, 2019). La corrección de sesgo es el proceso de escalar las salidas de los modelos climáticos para tener en cuenta sus errores sistemáticos con el fin de mejorar su ajuste a las observaciones (Soriano et al., 2019). El uso del término corrección puede ser engañoso, ya que no existe ningún método que corrija todos los sesgos (Copernicus, sfb).

Existen varios métodos de corrección de sesgo que pueden ser aplicados a los datos de reanálisis y en especial a los datos de rapidez del viento de estos conjuntos de datos (Li et al., 2019). Sin embargo, en el presente trabajo se optó por emplear la metodología usada por Hernández (2019) para la calibración de los datos de rapidez del viento de ERA5, la cual es denominada como corrección de sesgo cuantil-cuantil. Ello debido a que dicho método de corrección de sesgo mostró un buen desempeño al calibrar un conjuntos de datos cercano a una zona costera (Hernández, 2019). Tal proceso de corrección de sesgo es el siguiente:

1. Determinar los valores de los percentiles de los datos medidos y de reanálisis.

2. Obtener la diferencia entre los percentiles de los datos medidos y de los datos de reanálisis. Este será la corrección de sesgo a aplicar.
3. Identificar el percentil al que corresponde cada valor de la serie de tiempo de los datos de reanálisis.
4. Aplicar la corrección a cada valor de la serie de tiempo de los datos de reanálisis restando la diferencia correspondiente al percentil de dicho valor.

En este capítulo se presentaron conceptos básicos sobre la energía eólica, así como algunos otros relacionados a técnicas y métodos usados en el manejo de datos medidos y de reanálisis para la realización de evaluaciones del recurso eólico. Siendo así, en el siguiente capítulo se muestra la metodología llevada a cabo en el presente trabajo, donde se describe cómo dichos conceptos fueron integrados en la elaboración de este trabajo.

Métodos y datos

En el presente capítulo se muestra una descripción del parque eólico bajo estudio así como un primer análisis de los datos medidos de dicho parque. Además, se presenta la metodología a seguir a fin de lograr el objetivo de este trabajo.

2.1. Descripción del parque eólico

El parque eólico Gibara 1 se encuentra instalado en tierra (onshore) y ubicado al norte de la ciudad de Gibara, en la provincia de Holguín, Cuba. Dicho parque se encuentra situado muy cerca de la costa. La superficie del emplazamiento tierra adentro se caracteriza por ser principalmente llana. Sin embargo, aproximadamente a 8 kilómetros hacia el sur y suroeste (tierra adentro), se presentan elevaciones que en pocas ocasiones superan los 200 m de altura. El suelo está constituido por rocas calizas, presentándose una costa rocosa sobre la cual crecen plantas que no sobrepasan 1 metro de altura. De manera similar, tanto en la superficie costera como subcostera se pueden llegar a presentar matorrales xeromorfos que regularmente no sobrepasan los 2.5 m de altura (González Gutiérrez et al., 2018). Respecto al clima, se distinguen dos periodos: el lluvioso, de mayo a noviembre, y el menos lluvioso, de diciembre a abril. Los meses más cálidos corresponden a julio y agosto, mientras que el mes más frío es febrero (Gobierno, 2020). En cuanto a ciclones tropicales, el bimestre agosto-septiembre es el más activo. No obstante, la afectación por un ciclón tropical y un huracán son de una vez en 4.1 y 7.4 años, respectivamente (Hidalgo Mayo et al., 2013).

En la tabla 2.1 se presentan las principales características del parque eólico Gibara 1. Dicho parque eólico se compone de 6 aerogeneradores de la marca Gamesa modelo G52/850 con una potencia nominal de 850 kW, presentando una potencia instalada de 5,100 kW. Tales aerogeneradores poseen un diámetro y altura de rotor de 52 y 50 m, respectivamente. Además, siguiendo la figura 2.1, la curva de potencia de estos aerogeneradores muestra una velocidad de arranque de 4 m/s, una producción nominal a partir de los 16 m/s y una velocidad de corte a los 25 m/s. Asimismo, en la figura 2.2 se muestra la vista aérea del parque eólico Gibara 1, donde se observa la distribución espacial de los 6 aerogeneradores. La numeración de éstos se estableció de manera ascendente de norte a sur, siendo el aero-

2. MÉTODOS Y DATOS

generador número 1 el ubicado más al norte y el número 6 el ubicado más al sur. Dichos aerogeneradores se encuentran situados sobre una misma línea, donde la distancia entre cada uno de ellos es de aproximadamente 150 m.

Tabla 2.1: Características del parque eólico Gibara 1.

Gibara 1	
Parque eólico	onshore
Potencia instalada	5,100 kW
No. de aerogeneradores	6
Ubicación	
Latitud ¹	21° 10' 0.6"
Longitud ¹	-76° 8' 54.6"
Aerogenerador	
Modelo	Gamesa G52/850
Potencia	850 kW
Diámetro del rotor	52 m
Altura del rotor	50 m
Velocidad de arranque	4 m/s
Velocidad nominal	16 m/s
Velocidad de corte	25 m/s
Clase de velocidad	I

¹ Sistema geodésico WGS84. Fuente: GAMESA (2007); Power (2019)

2.2. Datos medidos

Los datos medidos del parque eólico corresponden a series de tiempo que comprenden el periodo de años de 2014 a 2018. Dichos datos son reportados cada 10 minutos y proporcionan valores de potencia, potencia reactiva, factor de potencia, temperatura del generador, posición de la góndola y rapidez del viento en cada aerogenerador. Es importante mencionar la ausencia de datos referentes tanto a la dirección del viento como a la dispersión de cada una de las mediciones.

En la figura 2.3 se muestra el porcentaje anual de la información disponible por aerege-

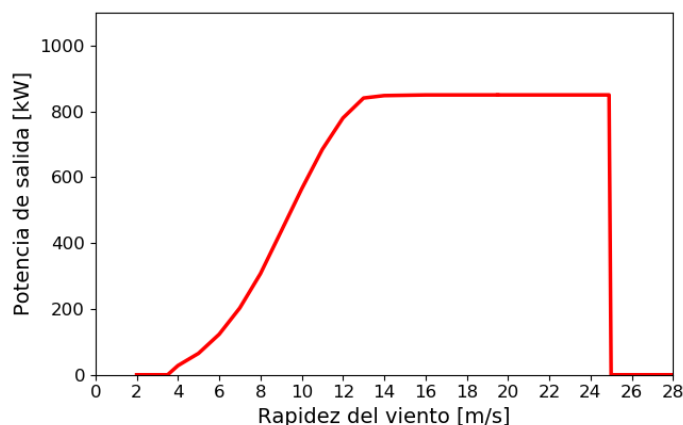


Figura 2.1: Curva de potencia del aerogenerador Gamesa G52/850.

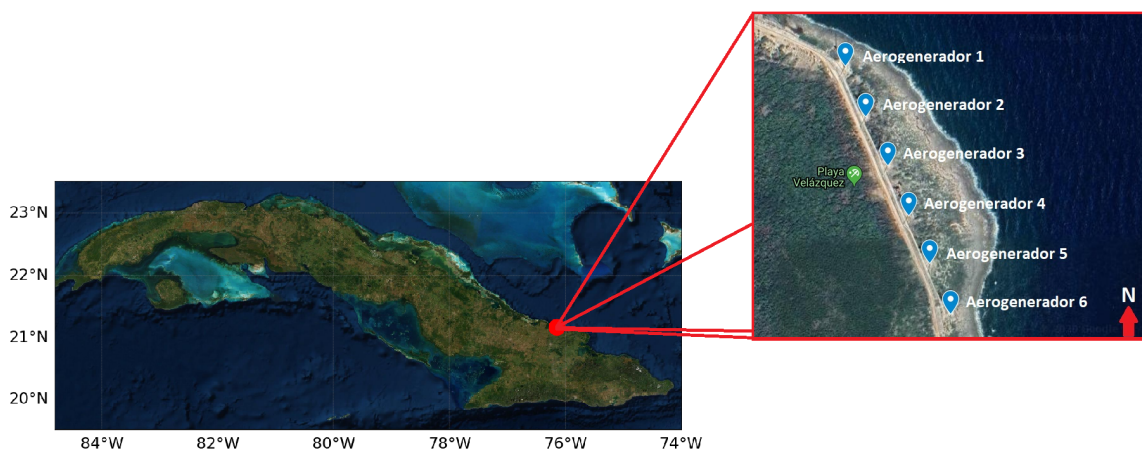


Figura 2.2: Distribución de los aerogeneradores del parque eólico Gibara 1.

nerador del parque eólico. De ésta, es evidente que ninguno de los años posee la totalidad o el 100 % de los datos esperados para cada uno de los 6 aerogeneradores. Además, se observó que en los años 2014 y 2016 los aerogeneradores con mayor porcentaje de datos fueron los número 3 y 4 (98 %), mientras que el de menor porcentaje fue el número 6 (54 %). Para el año 2015, el aerogenerador con mayor y menor porcentaje fue el número 3 (98 %) y 6 (1 %), respectivamente. En el año 2017, todos los aerogeneradores presentaron el mismo porcentaje de datos (62 %). Dentro del año 2018, los aerogeneradores con mayor porcentaje fueron los número 3 y 5 (81 %), mientras que el que presentó el menor porcentaje fue el número 4 (53 %). Asimismo, de la figura 2.3 se aprecia la falta de datos en todo el periodo de mediciones en cada aerogenerador. Esta carencia de datos se observó principalmente en el aerogenerador número 6, el cual presentó una ausencia de mediciones de más de un año entre 2014 y 2015. Además, en los años 2016, 2017 y 2018 se observaron ausencias simultáneas en todos los aerogeneradores. En este sentido, tanto en 2016 como en 2018 no se tiene registro de mediciones de los 2 últimos meses de dichos años, mientras que en el

2. MÉTODOS Y DATOS

2017 la ausencia es de incluso los últimos 3 meses del año. Es importante mencionar que en este último todos los aerogeneradores presentaron la misma ausencia de datos a lo largo del año. Por último, dentro de todo el periodo de mediciones (2014-2018), se identificaron datos repetidos. Sin embargo, el número de dichos datos representa una minoría ya que no rebasan las 3 horas de medición, es decir, más de 18 datos repetidos en cada aerogenerador dentro de todo el periodo de registro.

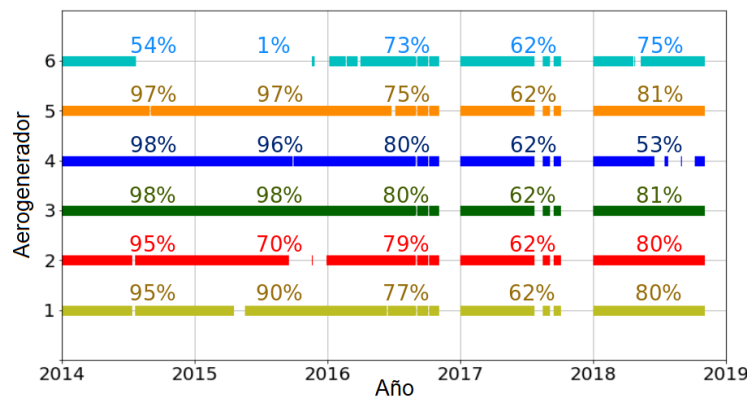


Figura 2.3: Porcentaje y distribución temporal de los datos medidos del parque eólico Gibara 1 dentro del periodo 2014-2018.

Con la información disponible del parque eólico y dado el interés de estudiar la producción de potencia del mismo, se decidió emplear y analizar las series de tiempo de la rapidez del viento y potencia de salida medidas en cada aerogenerador.

2.3. Curva de potencia empírica

A partir de lo anterior y como punto de partida, se inició con el análisis visual de los datos de rapidez del viento y la potencia de salida de cada aerogenerador. Para ello, se obtuvo la curva de potencia empírica de todos los aerogeneradores graficando los datos medidos de rapidez del viento y potencia de salida de cada aerogenerador. Siendo así, en la figura 2.4 se muestran las curvas de potencia empíricas de todos los aerogeneradores del parque eólico por cada año medido. De ésta, se observó que de manera general los datos medidos sí muestran un comportamiento muy similar a la curva de potencia del fabricante. Sin embargo, se identificó la presencia de datos inconsistentes, es decir, datos con valores de rapidez del viento que no corresponden a la potencia esperada de acuerdo a la curva de potencia del fabricante. Específicamente, se identificaron datos con valores de rapidez del viento entre el arranque y funcionamiento a potencia nominal del aerogenerador (4 y 16 m/s, respectivamente) con valores de potencia iguales o muy cercanos a 0 kW. Es importante mencionar que, tal y como se comentó anteriormente, la falta de datos referentes al aerogenerador 6 en el año 2015 no permitió la visualización de la curva de potencia empírica

de dicho aerogenerador. De esta forma, tal caso no fue considerado en los análisis posteriores.

Por otro lado, de la misma figura 2.4 se aprecia que los aerogeneradores del parque eólico no operaron a su potencia nominal la mayor parte del tiempo, funcionando frecuentemente entre el arranque y el inicio de operación a potencia nominal. Dicho comportamiento se observó en todos los aerogeneradores en cada año de medición. De esta forma, se dedujo gráficamente que, dentro del periodo de años medidos, los aerogeneradores del parque eólico Gibara 1 presentaron en general un funcionamiento muy similar al indicado por el fabricante. Sin embargo, se identificaron algunas ocurrencias anómalas en su comportamiento.

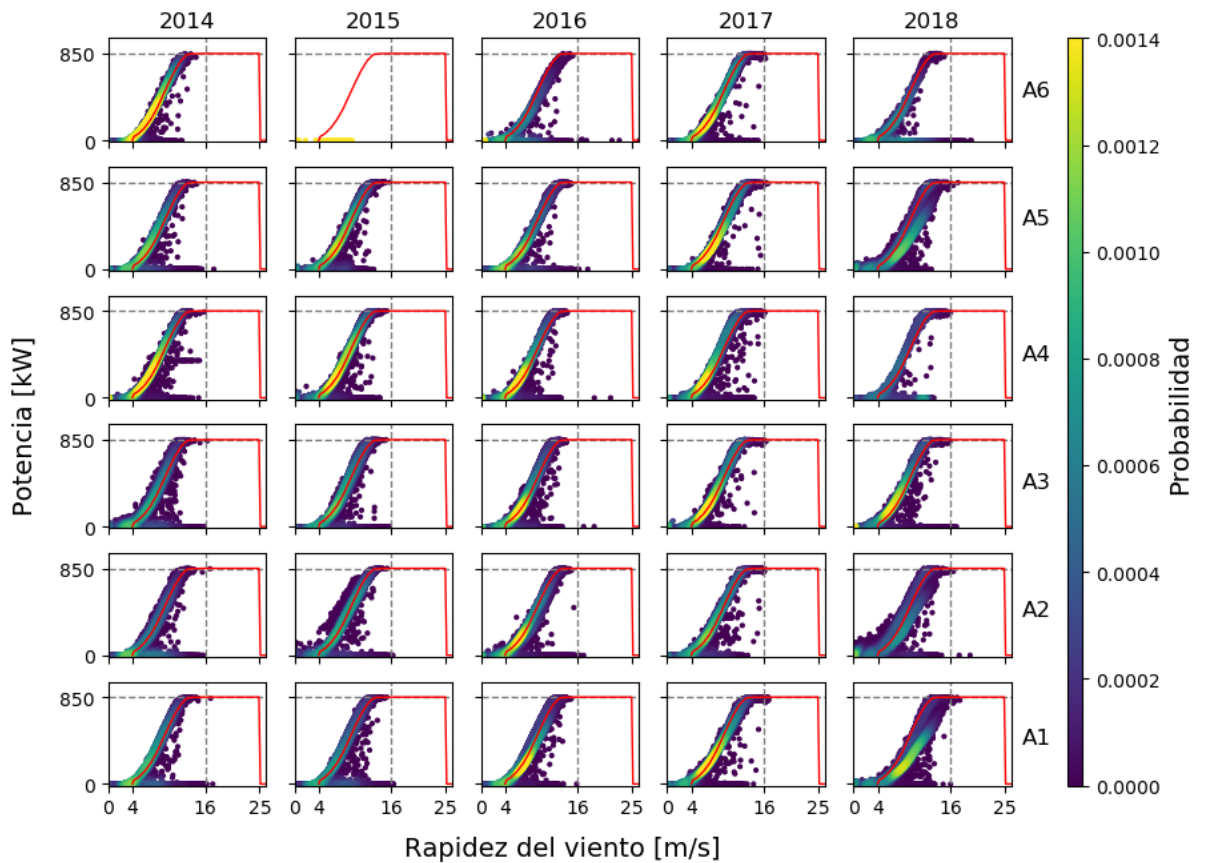


Figura 2.4: Curvas de potencia de los aerogeneradores del parque eólico Gibara 1 en el periodo 2014-2018. Los puntos indican los datos medidos, la línea roja corresponde a la curva de potencia del fabricante. El color de cada punto indica la probabilidad de ocurrencia.

2.4. Datos de ERA5

Tal y como se mencionó anteriormente, los datos de reanálisis de ERA5 corresponden a una malla de datos que abarca todo el planeta. Dichos datos están disponibles en un formato denominado formulario de datos comunes de red (NetCDF por su abreviatura en inglés), por lo que es necesario emplear una herramienta para su lectura, manipulación y/o visualización. Entre estas se encuentra Python, una herramienta de programación que cuenta con un módulo llamado Xarray capaz de leer y manipular este tipo de archivos.

Los archivos netCDF que contienen los datos de la rapidez del viento de ERA5 a 10 y 100 m de altura cuentan con una estructura como la mostrada en la figura 2.5, en la cual las series de tiempo de dicha variable se encuentran almacenadas dentro de sus respectivos pares de latitud y longitud. Sin embargo, para el caso en el que algún sitio de interés tenga una ubicación (latitud y longitud) intermedia a las proporcionadas, resulta entonces necesario aplicar una interpolación para conocer los valores de dicha variable en ese punto. En el caso de los datos de rapidez del viento, lo anterior puede realizarse aplicando una interpolación bilineal a dichos datos, lo cual consiste en hacer primeramente una interpolación lineal en una dirección (latitud), y posteriormente una interpolación lineal en la otra dirección (longitud).

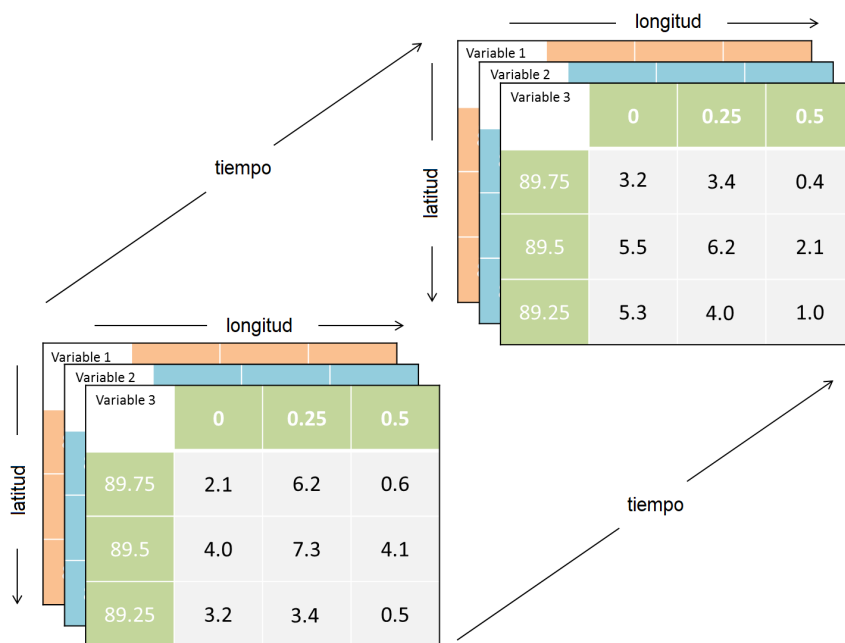


Figura 2.5: Esquema representativo de la estructura de los archivos netCDF de ERA5.

Fuente: Adaptado de Davies (2016).

Siendo así, para la elaboración del presente trabajo, se emplearon los datos de rapidez del viento de ERA5 a 10 y 100 m de altura para la región (dominio) mostrada en la figura 2.6, así como para el periodo comprendido entre los años de 1980 a 2019.

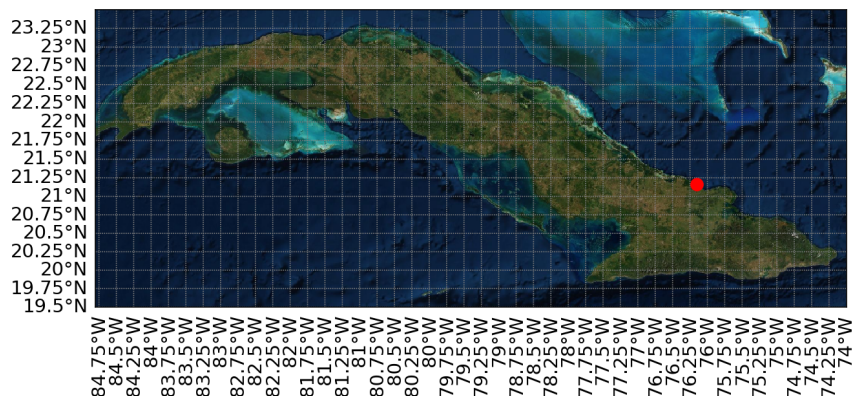


Figura 2.6: Dominio de datos de rapidez del viento de ERA5 empleado para la elaboración del presente trabajo. La cuadrícula gris indica el tamaño de la malla (escala espacial) de los datos de ERA5 y el punto rojo la ubicación del parque eólico Gibara 1.

2.5. Metodología

A fin de analizar y evaluar la efectividad de los datos del reanálisis de ERA5, se propuso efectuar una comparación entre dicho conjunto de datos y los datos medidos. Tal comparación se realizó considerando esencialmente tres estrategias: aplicando una corrección de sesgo a los datos de rapidez del viento de ERA5, aplicando un filtro a la curva de potencia empírica, y aplicando un ajuste a esta última. De esta manera, siguiendo la figura 2.7, resultó necesario extraer y obtener inicialmente de ERA5 los datos de rapidez del viento para los mismos sitios y años de medición. Para ello, se realizó una interpolación bilineal en el plano horizontal a las coordenadas de cada aerogenerador del parque eólico Gibara 1. A partir de ello, se obtuvieron las series de tiempo de la rapidez del viento tanto a 10 como a 100 m de altura sobre el suelo para cada ubicación. Éstas fueron posteriormente empleadas para el cálculo de un exponente de la ley de potencias dinámico para cada sitio, el cual permitió realizar una extrapolación vertical de la rapidez del viento de los 10 a los 50 m de altura. Esta última altura corresponde a la altura de rotor de los aerogeneradores del parque eólico, misma que también fue considerada como la altura de los instrumentos de medición de la rapidez del viento.

Por otro lado, dado que los datos de reanálisis de ERA5 presentaban una resolución temporal de 1 hora, fue necesario promediar a la misma escala temporal los datos de rapidez del viento medidos, los cuales estaban reportados originalmente cada 10 minutos. Esto a fin de poder comparar ambos conjuntos de datos.

Ahora bien, el primer escenario a analizar y evaluar se efectuó aplicando una corrección de sesgo a los datos de rapidez del viento de ERA5. Para ello, se empleó el método de corrección de sesgo cuantil-cuantil utilizado por Hernández (2019), el cual fue discutido ya en el capítulo anterior y que consiste básicamente en sustraer a los percentiles de los datos

2. MÉTODOS Y DATOS

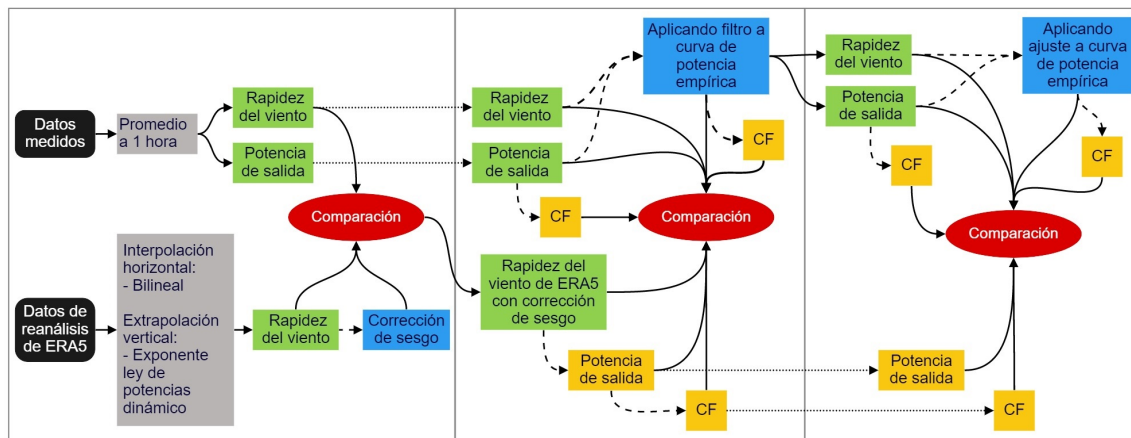


Figura 2.7: Metodología seguida para la comparación de los datos medidos y los datos de reanálisis de ERA5.

de rapidez del viento de ERA5 la diferencia entre los percentiles correspondientes de los datos de rapidez del viento medidos y de ERA5. Siendo así, sólo se compararon los datos de rapidez del viento medidos con los de ERA5, calculando y contrastando los coeficientes de correlación de cada par de datos correspondiente. Es importante mencionar que para efectuar comparaciones más justas, se optó por respetar la misma cantidad de información disponible en ambos conjuntos de datos.

A continuación, dado que la corrección de sesgo aplicada a los datos de rapidez del viento de ERA5 mostró un resultado favorable, se optó por emplear dicho conjunto de datos en los análisis posteriores. De esta forma, a partir de los datos de rapidez del viento de ERA5 con corrección de sesgo, se calculó la potencia de salida y el factor de planta de cada aerogenerador. En cuanto a los datos medidos, se aplicó un filtro a la curva de potencia de todos los aerogeneradores, donde a partir de las potencias de salida se calcularon los factores de planta de cada aerogenerador. Esto consistió en el segundo escenario, en el cual se calcularon y contrastaron los coeficientes de correlación de los datos de rapidez del viento, las potencias de salida y los factores de planta de ambos conjuntos de datos al aplicar el filtro a las curvas de potencia empíricas. Dicho método empleado para el filtrado de las curvas de potencia empíricas fue el propuesto por Villanueva et al. (2020), el cual se discutió en el capítulo anterior y que consiste básicamente en descartar valores en la curva de potencia empírica de acuerdo a unos límites establecidos.

Posteriormente, debido a que los resultados fueron favorables en el caso de la producción de potencia al aplicar el filtro a las curvas de potencia empíricas, se procedió a aplicar un ajuste de dichas curvas de potencia ya filtradas. Ello con la finalidad de analizar su impacto en la reproducción de la producción de potencia del parque eólico. Así, se calcularon los factores de planta a partir de las potencias de salida de cada aerogenerador. Esto último consistió en el tercer escenario, donde se calcularon y compararon los coeficientes de corre-

lación de las potencias de salida y de factor de planta de cada aerogenerador. El método usado para el ajuste de la curva de potencia corresponde al propuesto por Villanueva et al. (2020), el cual se presentó a detalle en el capítulo anterior y que consiste básicamente en agrupar los datos de la curva de potencia empírica en intervalos de 0.5 m/s, obteniéndose el valor promedio de la potencia en cada intervalo de rapidez del viento, mismos que posteriormente son ajustados empleando un modelo logístico de tres parámetros (3PLE).

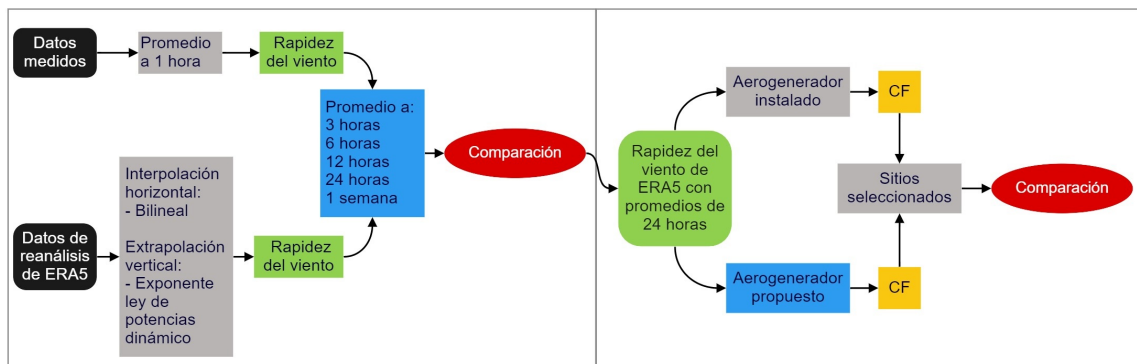


Figura 2.8: Metodología seguida para el análisis de la producción de potencia en toda la isla de Cuba.

Una vez efectuado lo anterior, se llevó a cabo un análisis tanto de disponibilidad de recurso eólico como de producción de potencia eólica en toda la isla de Cuba. Para ello, de acuerdo a la figura 2.8, se optó por calcular promedios de los datos de rapidez del viento de ERA5 a escalas de tiempo más bajas: 3 horas, 6 horas, 12 horas, 24 horas y 1 semana. A partir de esto y comparando con los datos de rapidez del viento medidos promediados a las mismas escalas de tiempo, se obtuvieron resultados favorables. Esto permitió entonces emplear los datos de reanálisis de ERA5 con un rango de años de 1980 a 2019 y a una escala temporal de 24 horas para describir de manera más completa el comportamiento del viento a lo largo de la isla. Siendo así, se obtuvieron los datos de rapidez del viento tanto a 10 como a 100 metros de altura para toda el área de Cuba, de los cuales se calcularon los respectivos exponentes de la ley de potencias dinámicos. Con dichos exponentes, se extrapoló la rapidez del viento de 10 a 50 metros de altura sobre el suelo. A continuación, empleando la curva de potencia de los aerogeneradores instalados en el parque eólico Gibara 1 (Gamesa G52/850), se calcularon los factores de planta para cada sitio en toda la superficie de Cuba. De esta manera, se obtuvieron los mapas tanto de rapidez del viento promedio como de factor de planta promedio por estación del año.

Por último, se eligió realizar una propuesta de tecnología que se adecuara mejor a las condiciones del viento de la región. Para esto, se obtuvo la distribución de frecuencias promedio de la rapidez del viento de dicha región, mediante la cual se propuso un nuevo modelo de aerogenerador. De esta forma, los datos de rapidez del viento se extrapolaron ahora a la altura del rotor del aerogenerador propuesto, para posteriormente calcular los factores de planta sobre toda el área de Cuba. A fin de cuantificar las diferencias de producción

2. MÉTODOS Y DATOS

de potencia de los generadores ya instalados y el propuesto, se seleccionaron 10 sitios a lo largo de la isla, incluyendo en estos la ubicación del parque eólico Gibara 1. Ello permitió finalmente analizar de manera específica la disparidad en la generación de potencia de ambos modelos de aerogenerador en cada ubicación seleccionada.

Resultados y comparación

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de la metodología anteriormente planteada para la comparación de los datos medidos y los datos de reanálisis de ERA5. Siendo así, dichos resultados se muestran de acuerdo a cada etapa de comparación, las cuales son: aplicación de corrección de sesgo, aplicación de filtro a curva de potencia empírica y aplicación de ajuste a curva de potencia empírica.

3.1. Aplicación de corrección de sesgo

El primer paso en la comparación de los conjuntos de datos se realizó una vez aplicada la corrección de sesgo a los datos de rapidez del viento de ERA5. En la figura 3.1, el eje de las abscisas corresponde a los valores de la rapidez del viento medidos y el eje de las ordenadas a los valores de la rapidez del viento de ERA5. De manera similar, cada renglón de subfiguras indica el número de aerogenerador del parque eólico, mientras que cada columna el año histórico de los conjuntos de datos. En dicha figura, los puntos azules muestran los datos de rapidez del viento una vez aplicada la corrección de sesgo, la línea roja denota la recta $y = x$, la línea naranja señala la recta de ajuste a dichos datos de rapidez del viento y la línea discontinua negra indica los cuantiles de ambos conjuntos de datos antes de aplicar la corrección de sesgo a los datos de rapidez del viento de ERA5. Así pues, de la figura 3.1 se apreció inicialmente que en la mayoría de los casos los cuantiles de los datos de rapidez del viento de ERA5 sin corrección de sesgo mostraron valores superiores a los cuantiles de los datos medidos para valores bajos de la rapidez del viento. Lo contrario sucedía conforme la rapidez del viento incrementaba, ya que los cuantiles de los datos de ERA5 sin corrección de sesgo mostraban valores inferiores al de los cuantiles de los valores medidos. Lo anterior indicó que ERA5 tiende a sobreestimar los valores bajos y a subestimar los valores altos de rapidez del viento en cada sitio de estudio. Asimismo, es posible apreciar que una vez aplicada la corrección de sesgo, la línea de ajuste de los datos de rapidez del viento se muestra más cercana a la recta $y = x$, lo que pareció indicar un incremento en la correlación entre ambos conjuntos de datos.

Para constatar lo anterior, se presenta la figura 3.2 que muestra dos gráficas de calor

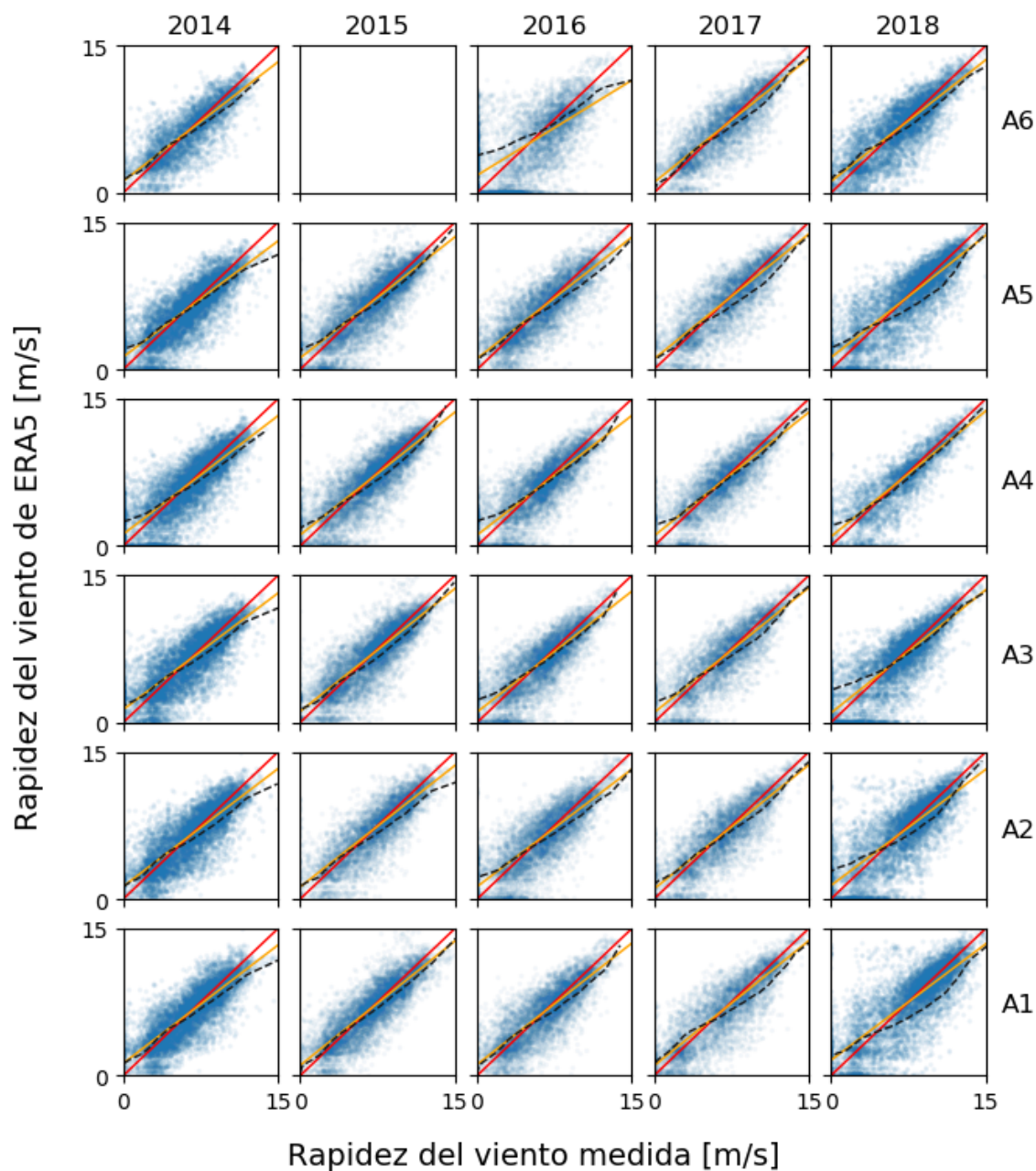


Figura 3.1: Datos de rapidez del viento medidos y de ERA5 una vez aplicada la corrección de sesgo (puntos azules). La línea roja corresponde a la recta $y = x$, la línea naranja muestra el ajuste obtenido de los datos y la línea discontinua negra indica los cuantiles de ambos conjuntos de datos antes de aplicar la corrección de sesgo a los datos de rapidez del viento de ERA5.

(*heat maps* por su nombre en inglés), en las cuales el eje de las abscisas corresponde al

año histórico de cada conjunto de datos, mientras que el eje de las ordenadas al número de aerogenerador del parque eólico. En dichas gráficas, el valor y color de cada recuadro indica el coeficiente de correlación de los datos de rapidez del viento medidos y de ERA5 para cada año de registro y aerogenerador del parque eólico. De esta forma, entre más oscuro sea el color del recuadro, más alto es el valor del coeficiente de correlación y viceversa. La figura 3.2 muestra dos casos, uno donde los datos de rapidez del viento de ERA5 no tienen aplicada la corrección de sesgo (figura 3.2(a)) y otra donde sí (figura 3.2(b)). De éstas, se apreció que al comparar directamente los datos de rapidez del viento medidos y de ERA5 se obtuvieron en la mayoría de los años y aerogeneradores coeficientes de correlación entre los 0.77 y 0.86 a excepción del aerogenerador 6 en 2016. Esto indica que ERA5 es capaz de reproducir con cierta precisión la rapidez del viento del sitio. Además, al aplicar la corrección de sesgo a los datos de rapidez del viento de ERA5, se observó un incremento en los coeficientes de correlación. Dicho incremento no fue tan significativo, del orden de 2 centésima en el mejor de los casos. Pese a ello, se optó por continuar el análisis empleando los datos de rapidez del viento de ERA5 con corrección de sesgo, por lo que de ahora en adelante nos referiremos a ellos simplemente como datos de rapidez del viento de ERA5.

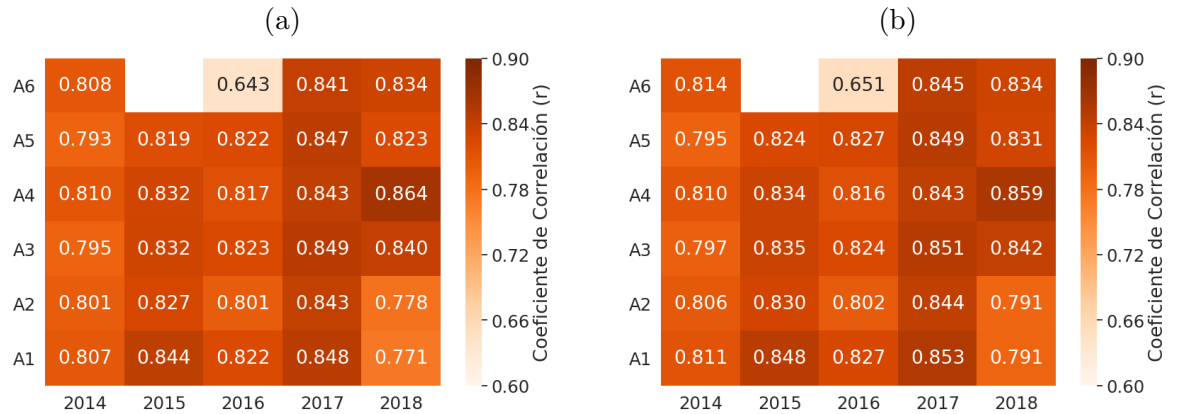


Figura 3.2: Coeficientes de correlación de los datos de rapidez del viento medidos y de ERA5 (a) sin y (b) con corrección de sesgo de todos los aerogeneradores del parque eólico.

3.2. Aplicación de filtro a la curva de potencia empírica

El segundo paso en la comparación de los conjuntos de datos se efectuó una vez aplicado el filtro a la curva de potencia empírica de los aerogeneradores del parque eólico. Siendo así, en la figura 3.3 se muestran las curvas de potencia filtradas de cada aerogenerador, donde, comparando con la figura 2.4, se aprecia que los datos afuera de los rangos establecidos fueron removidos. Es importante mencionar que los límites empleados en la primera etapa del filtrado excluyeron alrededor del 30% del total de los datos en cada caso, mientras que

3. RESULTADOS Y COMPARACIÓN

la segunda etapa del filtrado, donde se emplearon los límites $\mu_P \mp 10\sigma_P$, dicho porcentaje de datos excluido fue de alrededor del 3%. Lo anterior indica que las curvas de potencia empírica de los aerogeneradores del parque eólico contenían una cantidad considerable de datos muy por fuera del comportamiento esperado de los aerogeneradores, los cuales pudieron ser resultado de errores de medición, registro de inactividad de las máquinas o un continuo proceso de encendido-apagado de los aerogeneradores.

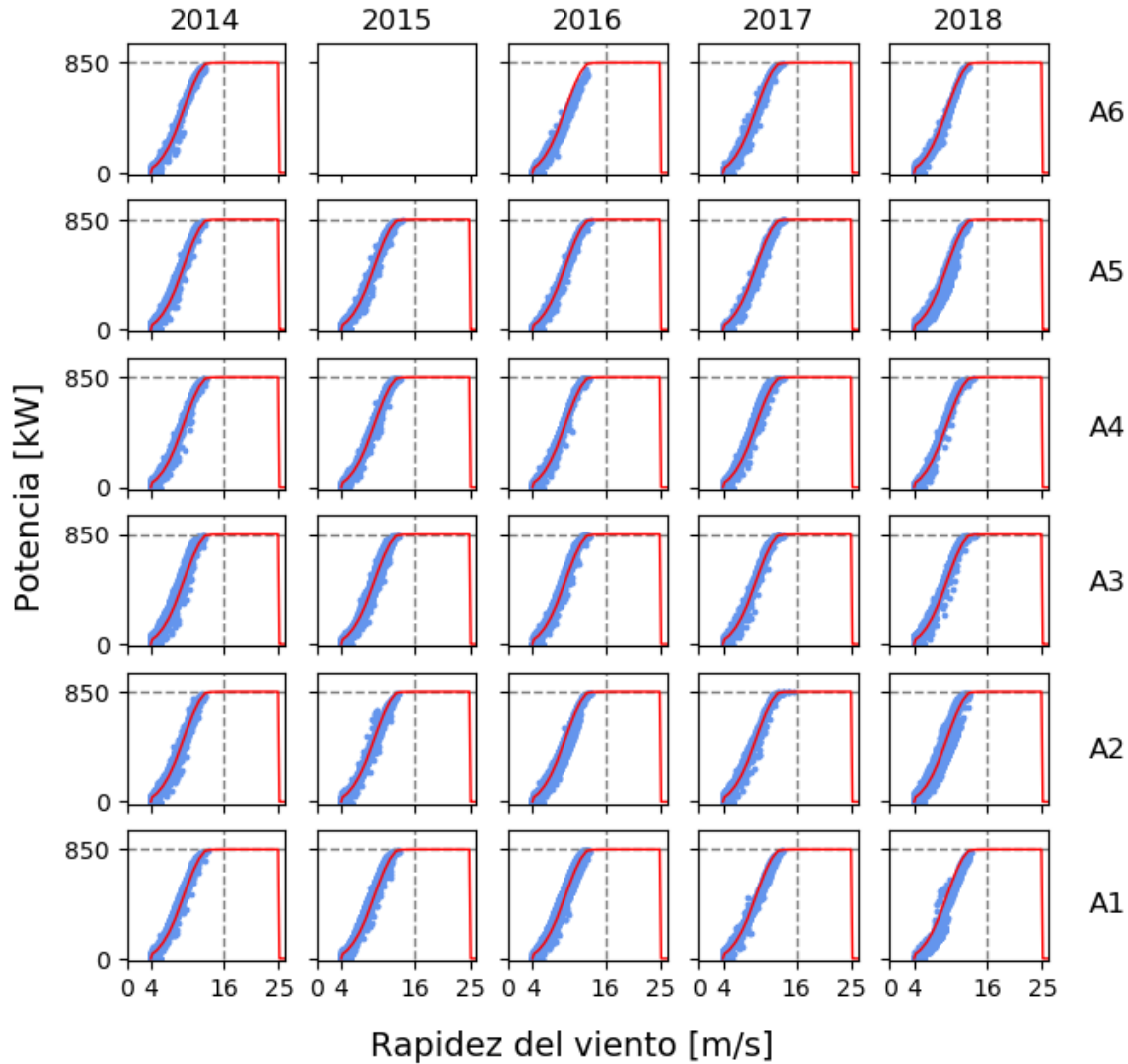


Figura 3.3: Curvas de potencia empíricas filtradas de los aerogeneradores del parque eólico.

Lo anterior puede corroborarse al contrastar la correlación de los datos antes y después de aplicarse dicho filtro a la curva de potencia empírica. De esta manera, siguiendo la figura 3.4, se registró en la mayoría de los casos una disminución en el coeficiente de correlación entre los datos de rapidez del viento medidos y los de ERA5 al aplicar el filtro a los datos

medidos. Ello puede atribuirse a la reducción en la cantidad de datos de rapidez del viento que son comparados, donde muy probablemente datos de rapidez del viento medidos son excluidos no por ser valores incorrectos sino porque su valor correspondiente de potencia de salida es atípico.

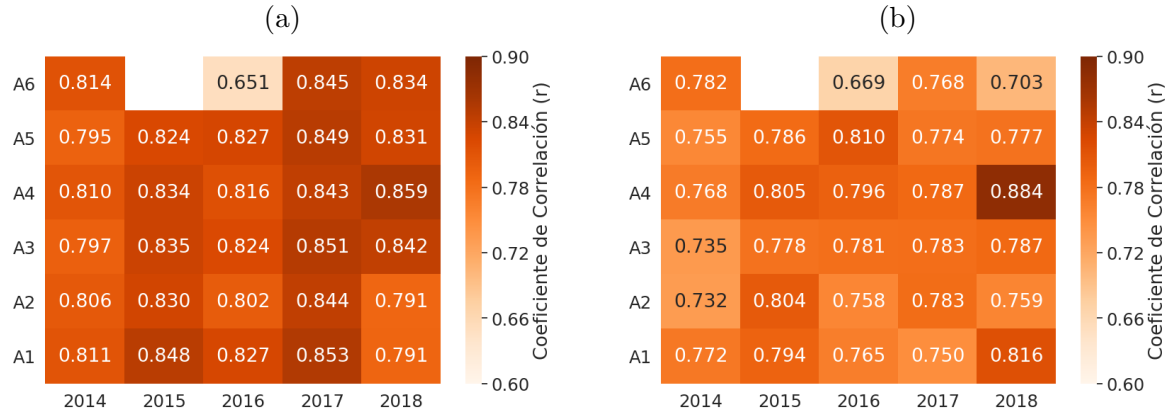


Figura 3.4: Coeficientes de correlación de los datos de rapidez del viento de ERA5 con corrección de sesgo y los datos de rapidez del viento medidos (a) sin y (b) con filtro de datos.

Esto último puede confirmarse al comparar ahora las potencias de salida medidas y las calculadas a partir de los datos de rapidez del viento de ERA5 una vez aplicado el filtro a las curvas de potencia empíricas. Así pues, de manera similar a las figuras de los datos de rapidez del viento, la figura 3.5 muestra los coeficientes de correlación de las potencias de salida medidas y las calculadas a partir de datos de ERA5 antes (figura 3.5(a)) y después de aplicar el filtro a los datos medidos (figura 3.5(b)). De ella, se observa que en la mayoría de los casos, los coeficientes de correlación incrementaron al filtrar la curva de potencia empírica. Esto indica que las potencias de salida medidas presentaban valores atípicos, los cuales, al ser excluidos por el filtro aplicado, permitieron aumentar la correlación de los datos hasta en 1 décima en el mejor de los casos. Además, esto valida lo comentado anteriormente, donde la mayoría de los datos medidos fueron descartados por dicho filtro debido al valor atípico de la potencia de salida y no porque el valor de la rapidez del viento fuera equivocado. Pese a esto, se presentaron 8 casos donde la correlación de las potencias disminuyó. Esto también indica la exclusión de datos de potencia que fueron descartados debido a valores atípicos en los datos de rapidez del viento.

Ahora bien, a fin de corroborar si la aplicación del filtro a la curva de potencia empírica de los aerogeneradores tiene repercusiones benéficas en el cálculo de su factor de planta, se realizó una comparación de los valores de dicho parámetro obtenidos tanto a partir de las potencias de salida medidas como de los datos de rapidez del viento de ERA5. Así, de manera similar a las figuras anteriores, en la figura 3.6 se muestran los errores porcentuales de los factores de planta obtenidos de las potencias de salida medidas y de los datos de ERA5 de todos los años de registro y aerogeneradores del parque eólico. Dicho error porcentual

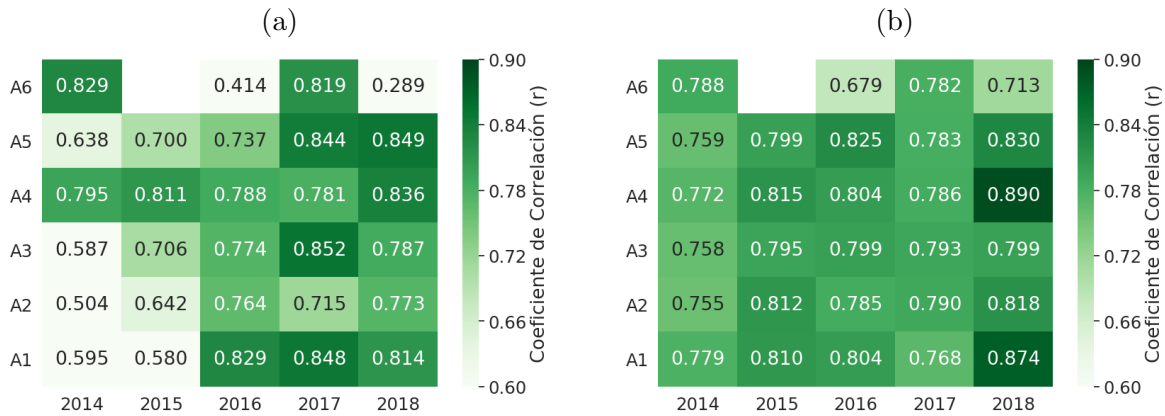


Figura 3.5: Coeficientes de correlación de las potencias obtenidas con los datos de rapidez del viento de ERA5 y las potencias de salida medidas (a) sin y (b) con filtro de datos.

obedece a la siguiente expresión:

$$Error[\%] = \frac{CF_R - CF_{ERA5}}{CF_R} \times 100, \quad (3.1)$$

donde CF_R y CF_{ERA5} corresponden al factor de planta calculado a partir de las potencias de salida medidas y de los datos de rapidez del viento de ERA5, respectivamente. De esta manera, recuadros con colores rojos indican errores porcentuales negativos, es decir, que el valor de CF_{ERA5} es mayor al valor de CF_R , y recuadros con colores azules indican errores porcentuales positivos, es decir, que el valor de CF_R es mayor al de CF_{ERA5} . Entre más obscuro es cada color, los errores porcentuales son más grandes y a medida que son más claros, dichos errores son más pequeños. Así pues, de la figura 3.6 se observa que al aplicar el filtro a la curva de potencia empírica, los errores porcentuales de los factores de planta se vieron reducidos en la mayoría de los casos. En otras palabras, dicho filtro permitió reducir las diferencias entre los factores de planta calculados a partir de las potencia de salida medidas y los obtenidos a partir de los datos de rapidez del viento de ERA5, disminuyendo mayoritariamente los errores porcentuales por debajo del 13% en términos absolutos. Siendo así, el filtro aplicado a la curva de potencia empírica sí permitió la reducción de errores en el cálculo del factor de planta. Con esto y dado el interés en identificar las mejores condiciones para la reproducción de potencia del parque eólico mediante datos de ERA5, se optó por continuar el análisis empleando las curvas de potencia empíricas filtradas.

3.3. Aplicación de ajuste a la curva de potencia empírica

El tercer y último paso en la comparación de los conjuntos de datos se realizó una vez aplicado el ajuste a la curva de potencia empírica filtrada. De esta manera, en la figura 3.7 se muestran los respectivos ajustes de las curvas de potencia empíricas filtradas de cada uno de los años y aerogeneradores del parque eólico. En esta, la línea negra indica el

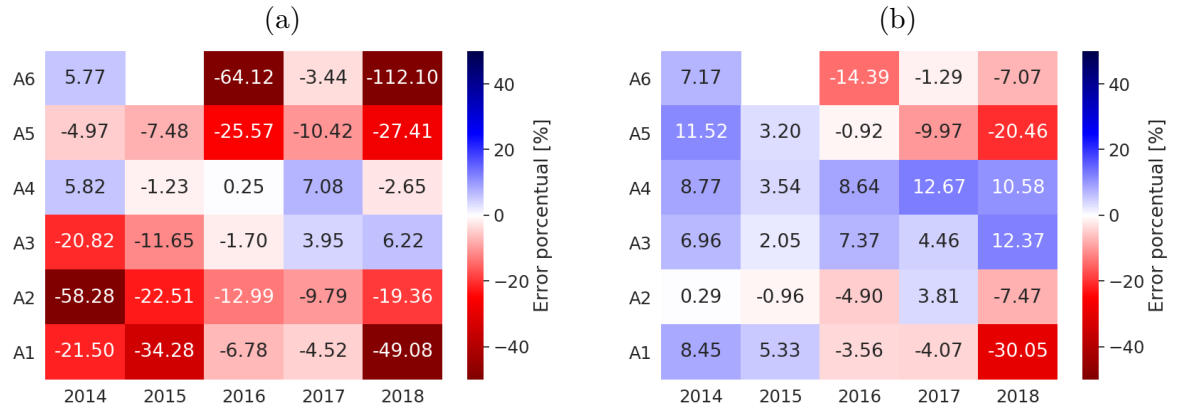


Figura 3.6: Error porcentual entre los factores de planta obtenidos de los datos de rapidez del viento de ERA5 con corrección de sesgo y las potencias medidas (a) sin y (b) con filtro de los datos.

ajuste efectuado, mientras que la línea roja indica la curva de potencia del fabricante. Así pues, de la figura 3.7 se observa que dichos ajustes en la mayoría de los casos sobrestiman la potencia nominal de los aerogeneradores. Esto se atribuye, tal y como se comentó anteriormente, a que los aerogeneradores del parque eólico no operaban la mayor parte de su tiempo a potencia nominal, sino en la zona transitoria entre la velocidad de arranque y la velocidad nominal (véase figura 2.4). Con ello, al no contar con suficientes datos en la zona de operación nominal, el ajuste tiende a sobrestimar dicho límite. Además, de la misma figura se apreció que el ajuste realizado también difirió de la curva de potencia del fabricante en la zona de transición entre el arranque y la velocidad nominal, que es la zona donde se concentra la mayor cantidad de los datos. Pese a ello, dicha diferencia mostró ser, en primera instancia, pequeña.

Lo anterior pudo corroborarse al comparar las potencias de salida medidas filtradas con las potencias de salida calculadas a partir de los datos de rapidez del viento de ERA5. La figura 3.8 muestra los coeficientes de correlación entre dichos conjuntos de datos para todos los años de registro y aerogeneradores del parque eólico. De esta, se observó que en algunos casos el coeficiente de correlación incrementó muy poco al realizar el ajuste a la curva de potencia empírica filtrada. En algunos otros casos incluso dicho coeficiente de correlación disminuyó, mientras que en otros más prácticamente se mantuvo igual. Esto indicó que el ajuste aplicado no tuvo un impacto tan significativo en la mejora del coeficiente de correlación entre las potencias de salida de ambos conjuntos de datos.

Pese a lo anterior, se prosiguió a comparar los errores porcentuales de los factores de planta obtenidos de las potencias medidas filtradas y de los datos de rapidez del viento de ERA5 una vez aplicado el ajuste a las curvas de potencia empíricas. Siendo así, en la figura 3.9 se muestran dichos errores porcentuales entre los factores de planta calculados a partir

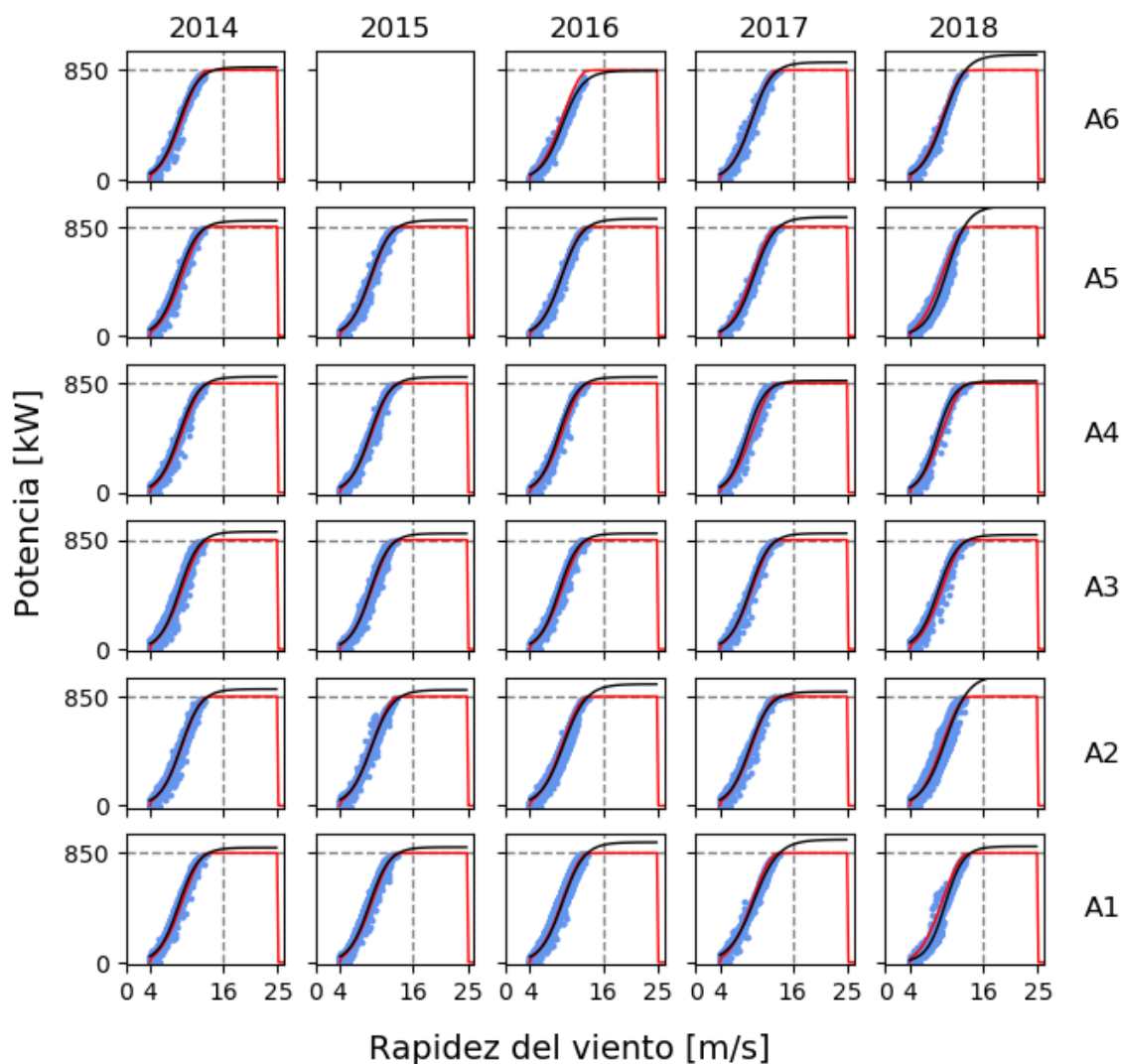


Figura 3.7: Ajuste de las curvas de potencia empíricas filtradas de los aerogeneradores del parque eólico. La línea negra indica el ajuste realizado y la línea roja a la curva de potencia del fabricante.

ambos conjuntos de datos tanto antes (figura 3.9(a)) como después de aplicar el ajuste a la curva de potencia empírica filtrada (figura 3.9(b)). Ello, para todos los años de registro y aerogeneradores del parque eólico. Así pues, de esta figura se apreció que al aplicar el ajuste a la curva de potencia empírica filtrada, los errores porcentuales disminuyeron significativamente, quedando en la mayoría de los casos por debajo del 1% en términos absolutos. Esto demostró que aunque los coeficientes de correlación en las potencias de salida no hayan cambiado notoriamente al aplicar el ajuste, los errores sí disminuyen considerablemente. Además, esto permitió corroborar la importancia que tiene el empleo de una curva de po-

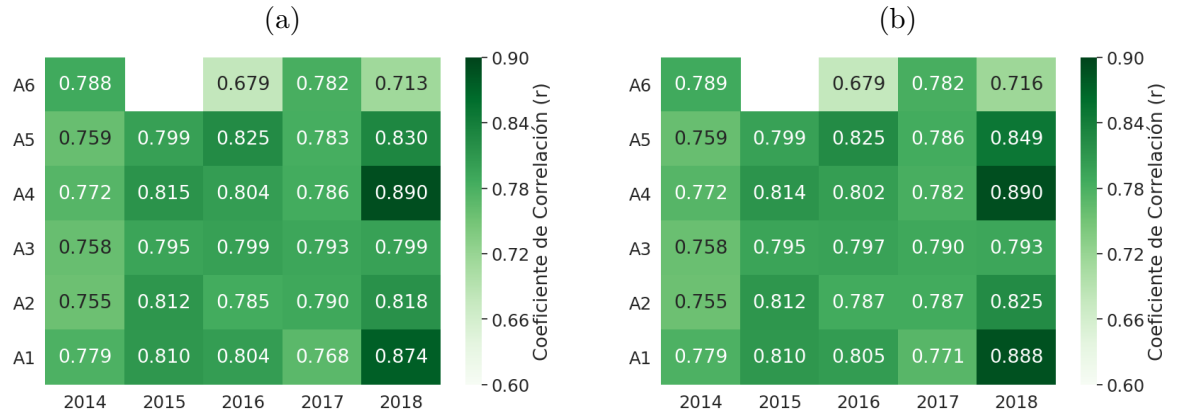


Figura 3.8: Coeficientes de correlación de las potencias de salida obtenidas con los datos de rapidez del viento de ERA5 y las potencias medidas filtradas (a) sin y (b) con ajuste de la curva de potencia empírica.

tencia que refleje las condiciones reales de operación de los aerogeneradores en un sitio, ya que, como se observó, de ella depende en gran medida la certidumbre de los resultados sobre estimaciones o proyecciones de producción de energía, los cuales son factores decisivos en la ejecución de proyectos eólicos.

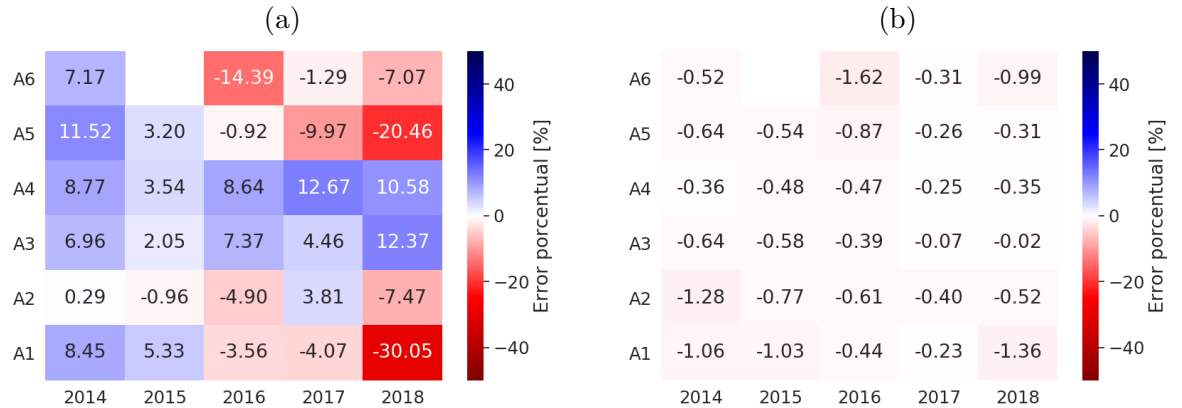


Figura 3.9: Error porcentual entre los factores de planta obtenidos de las potencias medidas filtradas y de los datos de rapidez del viento de ERA5 filtrados (a) sin y (b) con ajuste de la curva de potencia empírica de todos los aerogeneradores del parque eólico.

Por último, ERA5 es capaz de reproducir la rapidez del viento del parque eólico Gibara 1. Además, la corrección de sesgo aplicada a los datos de rapidez del viento de ERA5 permitió incrementar la correlación entre dichos datos y los medidos. Sin embargo, tal incremento

3. RESULTADOS Y COMPARACIÓN

no resultó ser tan significativo. También, el filtro aplicado a la curva de potencia empírica permitió mejorar la correlación de las potencias medidas y las potencias calculadas a partir de los datos de rapidez del viento de ERA5, así como reducir considerablemente los errores porcentuales obtenidos a partir de dichos conjuntos de datos. Pese a ello, el filtro aplicado provocó una disminución en la correlación de los datos de rapidez del viento medidos y de ERA5, ya que la mayoría de los datos atípicos de la curva de potencia empírica fueron excluidos por valores erróneos de la potencia medida. Asimismo, el ajuste aplicado a la curva de potencia empírica filtrada mostró sobrestimar la potencia nominal de los aerogeneradores. No obstante, dado que la gran mayoría de los datos de la curva de potencia empírica filtrada se ubicaban entre la velocidad de arranque y la velocidad nominal, tal sobrestimación no tuvo un efecto importante. Ello, se vio reflejado al no mostrarse un cambio significativo en la correlación de las potencias medidas y las calculadas a partir de los datos de rapidez del viento de ERA5. Sin embargo, en cuanto a los factores de planta obtenidos de las potencias medidas y de los datos de rapidez del viento de ERA5, el ajuste aplicado a la curva de potencia empírica filtrada sí propició una reducción considerable en el error porcentual entre dichos factores de planta. De esta forma, si lo que se busca es evaluar el recurso eólico del sitio, el uso directo de los datos de rapidez del viento es suficiente, ya que ERA5 logra reproducir de manera aceptable las condiciones del viento de dicho sitio. De esta forma, si lo que se busca es evaluar la producción de energía del parque eólico, la aplicación de una corrección de sesgo a los datos de rapidez del viento de ERA5 y el empleo de curvas de potencia que representen el comportamiento real del funcionamiento de los aerogeneradores del parque eólico, son las prácticas requeridas para garantizar una reducción de errores en los resultados.

Análisis de producción de potencia eólica en Cuba

En el presente capítulo se muestran los resultados obtenidos derivados del análisis de producción de potencia efectuado para toda la isla de Cuba. Todo ello, empleando los datos de rapidez del viento de ERA5. De esta manera, inicialmente se presentan los resultados generados al estudiar el impacto del cambio en la escala temporal de los datos de rapidez del viento de ERA5. A partir de ello, se muestran los mapas de rapidez del viento y factor de planta generados de toda la isla de Cuba. Esto último empleando la curva de potencia del fabricante de los aerogeneradores actualmente instalados en el parque eólico Gibara 1. Finalmente, dado que se propuso otro modelo de aerogenerador de diferente clase, se presenta la comparación de sus resultados con los obtenidos a partir del modelo de los aerogeneradores actualmente instalados.

4.1. Cambio de escala temporal de los datos de rapidez del viento de ERA5

El primer paso para realizar el análisis de la producción de potencia eólica de Cuba consistió en estudiar el impacto del cambio en la escala temporal de los datos de rapidez del viento de ERA5. Para ello, empleando nuevamente de manera directa los datos de rapidez del viento medidos y de ERA5 en el parque eólico, se realizaron promedios de 1, 6 y 12 horas, así como de 1 día (24 horas) y 1 semana (168 horas) en ambos conjuntos de datos. De esta forma, tal y como se muestra en la figura 4.1, se observó que en la mayoría de los casos a medida que la escala temporal era más grande, es decir, que entre más amplio fuera el intervalo de tiempo promediado, más incrementaba el coeficiente de correlación entre los datos de rapidez del viento medidos y de ERA5. Esto hace sentido al recordar que ERA5 es global, por lo que es capaz de reproducir mejor los fenómenos con menor variabilidad. Pese a esto, es importante mencionar que a medida que la escala temporal incrementaba, la cantidad de datos comparados se reducía. De ello, siguiendo la figura 4.1(e),

4. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DE POTENCIA EÓLICA EN CUBA

se presentaron casos en los que dichos coeficientes de correlación disminuyeron al aumentar la escala temporal. Esto se debió a la existencia de datos que se encontraban aislados dentro de las series temporales de la rapidez del viento medidas (véase figura 2.3), por lo que al incrementar el intervalo de tiempo promediado, el valor obtenido no representaba el comportamiento de los datos correspondientes a dicho intervalo de tiempo, sino solo el de los datos aislados. Con ello, al reducirse el número de datos comparados al incrementar la escala temporal, los promedios de datos aislados influían más en la obtención del coeficiente de correlación, por lo que si los valores de dichos promedios eran muy dispersos, la correlación disminuía.

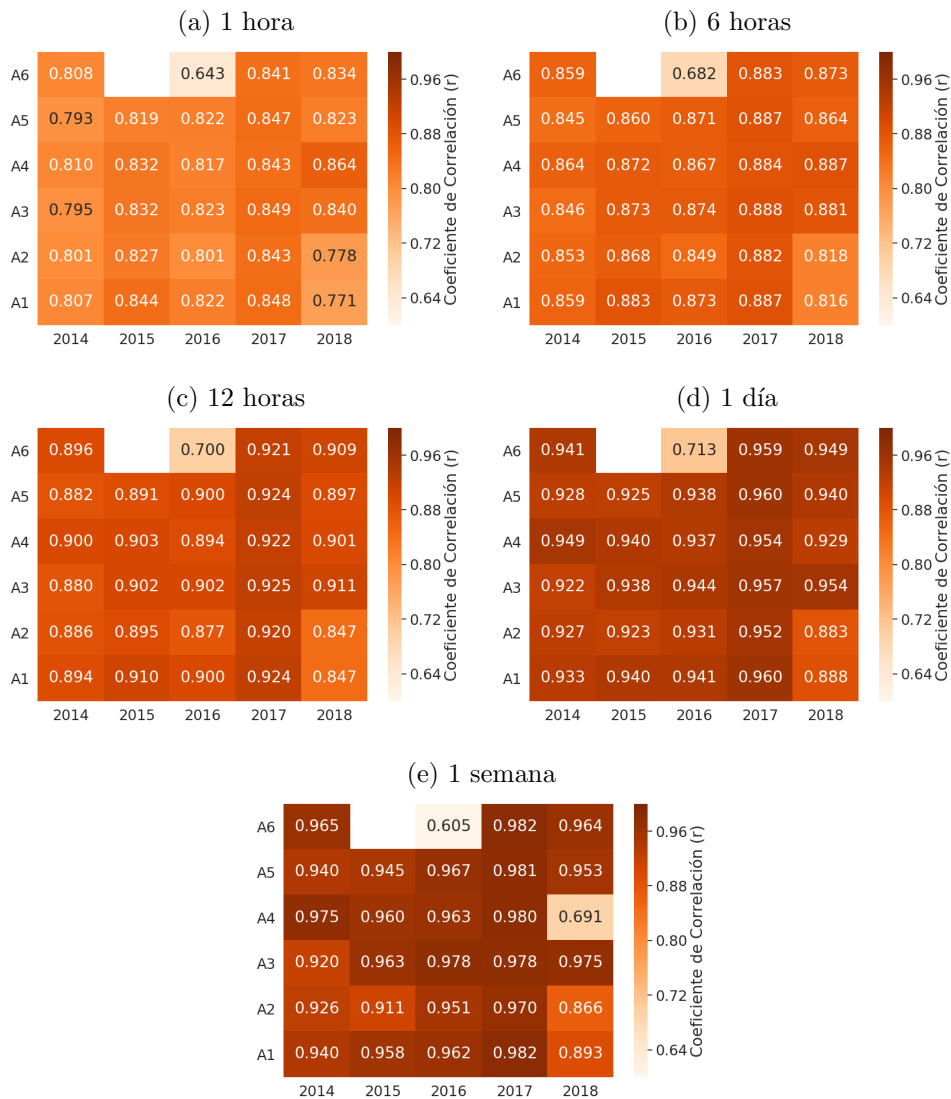


Figura 4.1: Coeficientes de correlación de los datos de rapidez del viento medidos y de ERA5 empleando promedios de (a) 1 hora, (b) 6 horas, (c) 12 horas, (d) 1 día y (e) 1 semana.

A partir de lo anterior, se observó que los promedios de 1 día mostraron los incrementos en los coeficientes de correlación más significativos, con valores por encima de 0.92 en la mayoría de los casos. Además, dicha escala temporal resultó óptima debido a que balancea la suficiente cantidad de datos usados con la baja influencia de los promedios de los datos aislados. De esta manera, se identificó que entre mayor sea la escala temporal, los datos de rapidez del viento de ERA5 reproducen de mejor manera el comportamiento real del viento, por lo que se decidió emplear datos de rapidez del viento de ERA5 con promedios de 1 día para efectuar el análisis de producción de potencia eólica en toda la isla de Cuba.

4.2. Mapas de rapidez del viento

A fin de realizar el análisis de producción de potencia eólica en Cuba, se comenzó por estudiar el comportamiento de la rapidez del viento a lo largo de toda la isla. Para esto, empleando los datos de rapidez del viento de ERA5 con promedios de 1 día de los 39 años con los que se disponía (1980-2018), se realizaron mapas de promedios estacionales de la rapidez del viento de la isla completa. Dichos mapas se muestran en la figura 4.2, donde el punto rojo señala la ubicación del parque eólico Gibara 1 (denotado como G1) y los recuadros en escala de morados indican el valor de la rapidez del viento. De esta manera, entre más oscuro es el recuadro, más alta es la rapidez del viento y viceversa. De dicha figura, se observó que verano es la estación del año en la que la rapidez del viento presenta los promedios más bajos, con valores máximos y mínimos alrededor de los 6 m/s y 2 m/s, respectivamente, mientras que invierno es la estación que muestra los promedios más altos del año, con valores máximos y mínimos alrededor de los 8 m/s y 3.5 m/s. Esto coincide con lo mencionado por Chadee and Clarke (2014), quienes observaron que la rapidez del viento es más alta en la época seca (Diciembre-Abril) dentro de la región del Caribe. Asimismo, se apreció de manera general que las zonas costeras del lado Norte y Este de la isla presentaron los promedios más altos de rapidez del viento, con valores entre los 6 y 8 m/s a lo largo del año, concordando con lo observado por Díaz et al. (2019), en tanto que en las zonas costeras del Sur y Oeste dichos valores fueron en su mayoría inferiores, entre los 3 y 5 m/s. Esto último tiene que ver con la dirección predominante del viento, ya que, como señala Chadee and Clarke (2014), en la región oriental del Caribe el viento proviene del Este y Noreste la mayor parte del año, por lo que las costas Norte y Este son las primeras porciones de tierra en el país en recibir estas corrientes de viento, mientras que las costas del Sur y Oeste reciben una porción de viento que ya ha sido influenciada por la presencia de terreno.

Con lo anterior, es posible señalar que la región de mayor recurso eólico en Cuba se encuentra a lo largo de las costas del Norte y Este de la isla, lo cual hace sentido con los sitios de emplazamiento seleccionados para los nuevos proyectos eólicos del país, mismos que se encontrarán mayormente ubicados en las cercanías de las costas del Este de la isla, tal y como se mostró anteriormente en la figura 2. Pese a esto, dicha región debe ser evaluada a partir de la curva de potencia de diferentes aerogeneradores a fin de conocer y analizar su potencial de generación eólica.

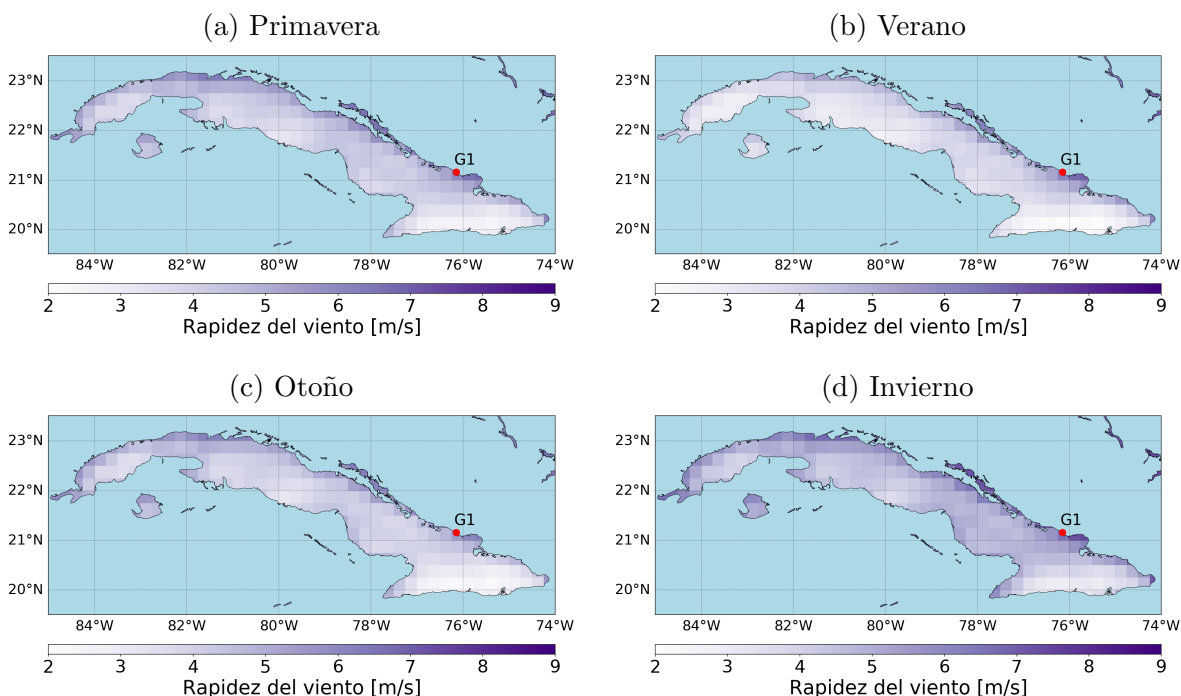


Figura 4.2: Mapas de la rapidez del viento promedio estacional a 50 m de altura en Cuba.

4.3. Mapas de factor de planta

Identificadas las regiones del país con valores más altos de rapidez del viento, se continuó con realizar el análisis de producción de potencia eólica de toda Cuba. Para esto, se optó por emplear los datos de rapidez del viento de ERA5 con promedios de 1 día de los 39 años con los que se disponía (1980-2018), así como la curva de potencia del fabricante de los aerogeneradores instalados en el parque eólico Gibara 1 (Gamesa G52 de 850 kW). De esta forma, evaluando tales datos de rapidez del viento en la curva de potencia de dichos aerogeneradores, se obtuvieron mapas de factores de planta por estación del año de toda la isla de Cuba. Estos mapas corresponden a los mostrados en la figura 4.3, en los cuales se aprecia que la estación del año en la que el aerogenerador evaluado mostró los factores de planta (CF) más altos en diversos sitios de la isla fue invierno, con valores máximos y mínimos alrededor de los 0.25 y 0.05, respectivamente. De manera contraria, verano fue en general la estación que presentó los factores de planta más bajos a lo largo de la isla, con valores máximos y mínimos alrededor de los 0.20 y 0.00, respectivamente. Esto último coincide con lo comentado anteriormente sobre la rapidez del viento, donde los valores más altos y bajos se presentan justo en dichas estaciones del año, respectivamente. Además, dado que la curva de potencia evaluada corresponde a la de un aerogenerador de clase I, diseñado para aprovechar altos valores de rapidez del viento, su desempeño se ve mejorado cuando el recurso eólico es alto, mientras que se ve penalizado conforme este disminuye.

Por otro lado, dichos mapas señalan también con un punto rojo y la leyenda G1 la ubicación del parque eólico Gibara 1, el cual, tal y como se apreció en estos, se encuentra dentro de las regiones que mostraron la mayor producción de potencia eólica a partir del aerogenerador evaluado. Éstas se sitúan mayoritariamente a lo largo de las costas Norte y Este de la isla, con valores de factor de planta que oscilan entre los 0.15 y 0.25 a lo largo del año. Por el contrario, las regiones que mostraron la menor producción de potencia eólica se ubicaron principalmente en las costas y áreas tierra adentro del lado Oeste y Sur de Cuba, con valores de factor de planta que oscilan entre los 0.00 y 0.10. Lo anterior coincide con los sitios seleccionados para los nuevos proyectos eólicos en el país, los cuales estarán ubicados cerca de las costas del Este de la isla (véase figura 2), donde se pueden aprovechar las velocidades de viento de mayor magnitud en Cuba.

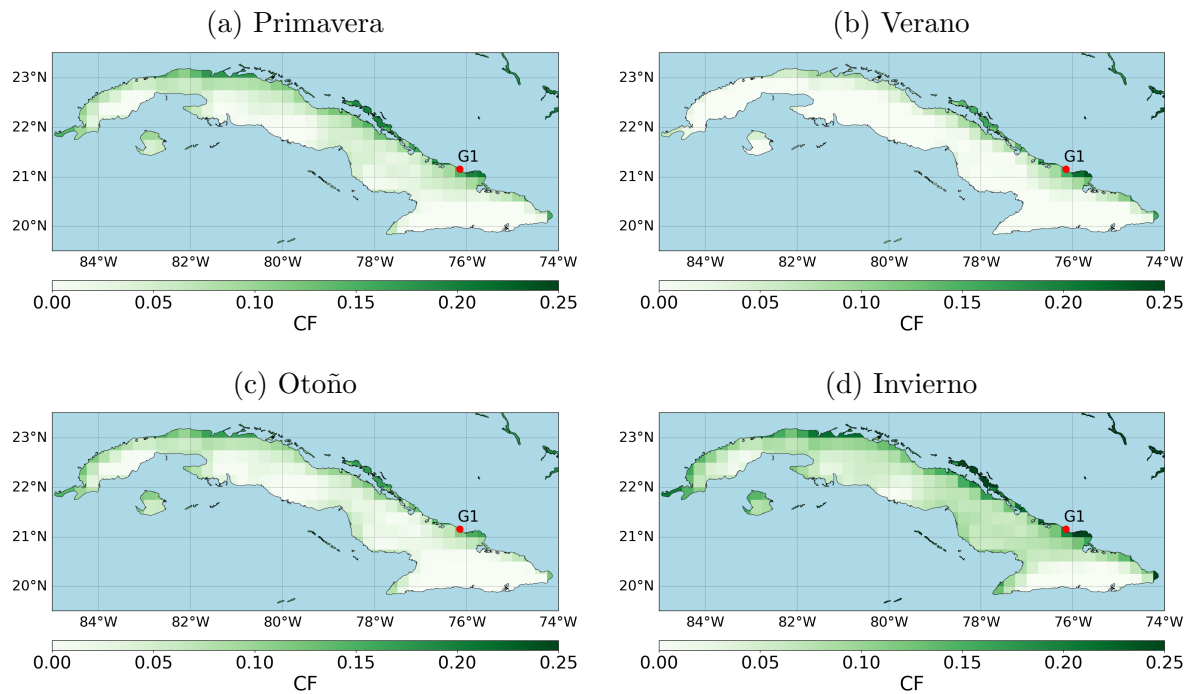


Figura 4.3: Mapas de factor de planta (CF) estacionales de Cuba evaluando la curva de potencia del aerogenerador Gamesa G52 de 850 kW de potencia nominal.

4.4. Propuesta de tecnología

Como se comentó en la sección pasada, el análisis de producción de potencia eólica de todo Cuba se realizó empleando la curva de potencia del modelo de aerogenerador Gamesa G52 de 850 kW de potencia nominal, el cual corresponde al modelo de los aerogeneradores instalados en el parque eólico Gibara 1. Dichos aerogeneradores son de clase I, mismos que

4. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DE POTENCIA EÓLICA EN CUBA

están diseñados para operar a altos valores de rapidez del viento (véase tabla 1.1). En la figura 4.4 se muestra la distribución promedio de la rapidez del viento medida en el parque eólico Gibara 1, así como la curva de potencia del aerogenerador Gamesa antes mencionado (curva negra). De esta figura se observó que la rapidez del viento en dicho sitio presentó mayoritariamente magnitudes de alrededor de los 6 m/s, por lo que, de acuerdo a la curva de potencia de estos aerogeneradores, solo una pequeña porción de la distribución de la rapidez del viento es aprovechada por estos últimos. Ello tiene que ver con la alta velocidad de arranque y velocidad nominal con la que cuenta tal modelo de aerogenerador, ya que, como bien se comentó, está diseñado para aprovechar y soportar altos valores de rapidez del viento.

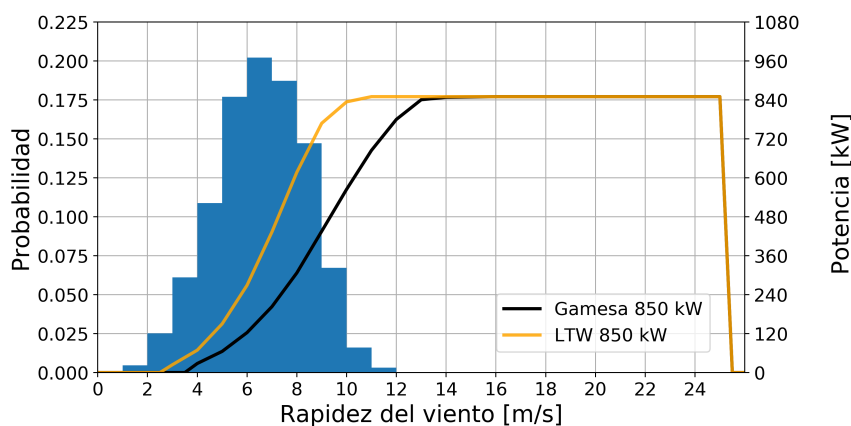


Figura 4.4: Distribución promedio de la rapidez del viento en el parque eólico Gibara 1 y curvas de potencia de los aerogeneradores Gamesa G52/850 (curva negra) y Leitwind LTW77 de 850 kW (curva anaranjada).

Con lo anterior y a fin de continuar analizando la producción de potencia eólica en Cuba, se propuso realizar el análisis empleando una nueva tecnología. Siendo así, se optó por emplear el modelo de aerogenerador Leitwind LTW77 de 850 kW de potencia nominal, el cual corresponde a un aerogenerador de clase III diseñado para operar a bajos valores de rapidez del viento de alrededor de los 7.5 m/s (véase tabla 1.1). Las características técnicas de dicho aerogenerador propuesto se detallan en la tabla 4.1, mientras que en la figura 4.4 se muestra su curva de potencia. A partir de esta última figura, fue posible observar que este modelo de aerogenerador aprovecha una mayor porción de la distribución de la rapidez del viento del sitio que el modelo ya instalado (Gamesa G52/850). Asimismo, tal aerogenerador cuenta con una velocidad de arranque y velocidad nominal más baja, lo cual le permite alcanzar su potencia nominal a un valor de rapidez del viento inferior.

Efectuando entonces el análisis de producción de potencia empleando el aerogenerador propuesto, así como los datos de rapidez del viento de ERA5 con promedios de 1 día de los 39 años con los que se disponía, se obtuvieron los factores de planta por estación del año de toda la isla de Cuba. A manera de observar la diferencia entre el uso de una u otra tecnología,

Tabla 4.1: Características técnicas del aerogenerador Leitwind LTW77 de 850 kW de potencia nominal.

Modelo	LTW77 850 kW
Potencia	850 kW
Diámetro del rotor	76.6 m
Altura del rotor	65 m
Velocidad de arranque	3 m/s
Velocidad nominal	11 m/s
Velocidad de corte	25 m/s
Clase de velocidad	III

Fuente: DirectIndustry (2021)

se elaboraron mapas de la diferencia de sus factores de planta ($CF_{Leitwind} - CF_{Gamesa}$), los cuales se muestran en la figura 4.5. De dichos mapas se observó primeramente que la diferencia entre los factores de planta siempre fueron positivas, es decir, que el factor de planta del aerogenerador Leitwind resultó mayor que el del aerogenerador Gamesa en la mayoría de las zonas de la isla. También, se apreció que las regiones con mayor diferencia en los factores de planta a lo largo del año fueron las costas ubicadas tanto en el Norte como en el Este de la isla, con diferencias entre los 0.15 y 0.25 a lo largo del año, en tanto que las regiones ubicadas en las costas Oeste y principalmente en el Sur mostraron las diferencias más pequeñas a lo largo del año, con valores entre los 0.05 y 0.15. Además, se observó que dichas diferencias fueron máximas durante la época de Invierno, cuando los valores de rapidez del viento fueron los más altos del año. Similarmente, la época en la que se apreció una menor diferencia fue Verano, la cual fue la estación del año con los valores de rapidez del viento más bajos. Esto pareció indicar que el aerogenerador Leitwind, dadas sus características técnicas, aprovechaba de mejor manera el recurso eólico disponible en Cuba que aerogenerador Gamesa.

A fin de constatar lo anterior, se seleccionaron 9 sitios ubicados a lo largo de las costas del territorio Cubano, así como en su interior (tierra adentro). Tales sitios se encuentran señalados con puntos amarillos en la figura 4.5. Además, se consideró también la ubicación del parque eólico Gibara 1, señalado con un punto rojo en la misma figura. Dichos sitios, fueron seleccionados a fin de analizar el comportamiento de los aerogeneradores antes mencionados frente al recurso eólico disponible en estos sitios. De esta manera, tal y como se muestra en la figura 4.6, se obtuvieron los factores de planta por estación del año para cada sitio y aerogenerador evaluado. En dicha figura, los puntos azules corresponden a los factores de planta obtenidos del aerogenerador Gamesa G52, mientras que los puntos verdes a los del aerogenerador Leitwind LTW77. El centro del círculo indica un valor de factor de planta

4. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DE POTENCIA EÓLICA EN CUBA

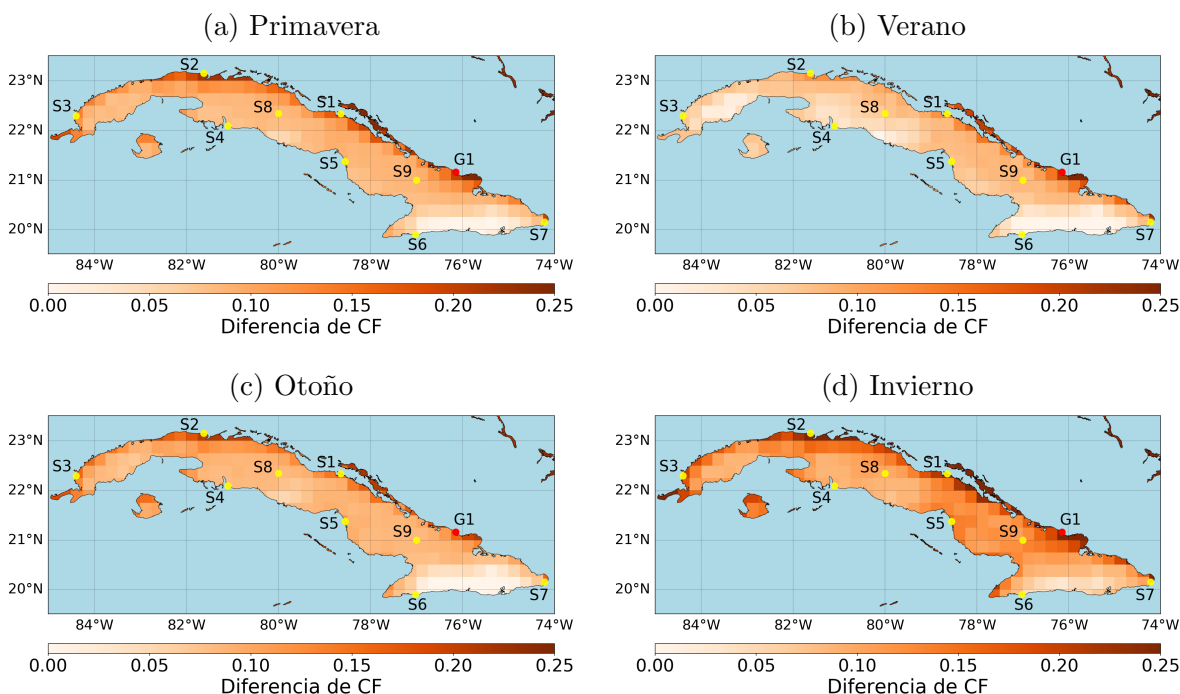


Figura 4.5: Mapas de diferencias de factor de planta (CF) estacionales de Cuba evaluando las curvas de potencia de los aerogeneradores LTW77 y Gamesa G52 de 850 kW de potencia nominal ($CF_{Leitwind} - CF_{Gamesa}$).

igual a cero, por lo que a medida que el punto se ubique más hacia el exterior, el valor es superior. A partir de esta figura, se observó que para todos los sitios seleccionados, el factor de planta obtenido del aerogenerador Lietwind resultó ser siempre mayor que el obtenido del aerogenerador Gamesa, donde las diferencias entre dichos factores de planta oscilaban entre 1 y 2 décimas a lo largo del año. Asimismo, se apreció que la máxima diferencia entre los factores de planta en todos los sitios seleccionados se presentó en la época de Invierno, con diferencias de hasta 3 décimas en el mejor de los casos, mientras que la menor diferencia en la estación de Verano, con diferencias máximas de 1 décima en la mayoría de los casos. También, se apreció que los sitios ubicados en las costas Norte y Este (G1, S1, S2, S3 y S7) mostraron en general los valores más altos de factor de planta en todas las estaciones del año. De estos, el sitio S7, situado en la parte más al Sur de la Costa Este, mostró los valores más altos de factor de planta, con valores entre los 0.3 y 0.6 a lo largo del año. Ello se debe a que dicho sitio se ubica justo en la región donde se presentan las velocidades de viento más altas en la isla. Por el contrario, los sitios ubicados tanto en las costas Oeste y Sur, así como en el interior del territorio (S4, S5, S6, S8 y S9), mostraron en general los valores más bajos de factor de planta a largo del año. De ellos, el sitio S6, ubicado en la costa Sur de la isla, obtuvo los valores más bajos, con factores de planta siempre inferiores a 0.1 a lo largo del año. Con esto, se constató que un aerogenerador con las características del modelo Leitwind LTW77, es capaz de aprovechar de mejor manera el recurso eólico disponible en Cuba.

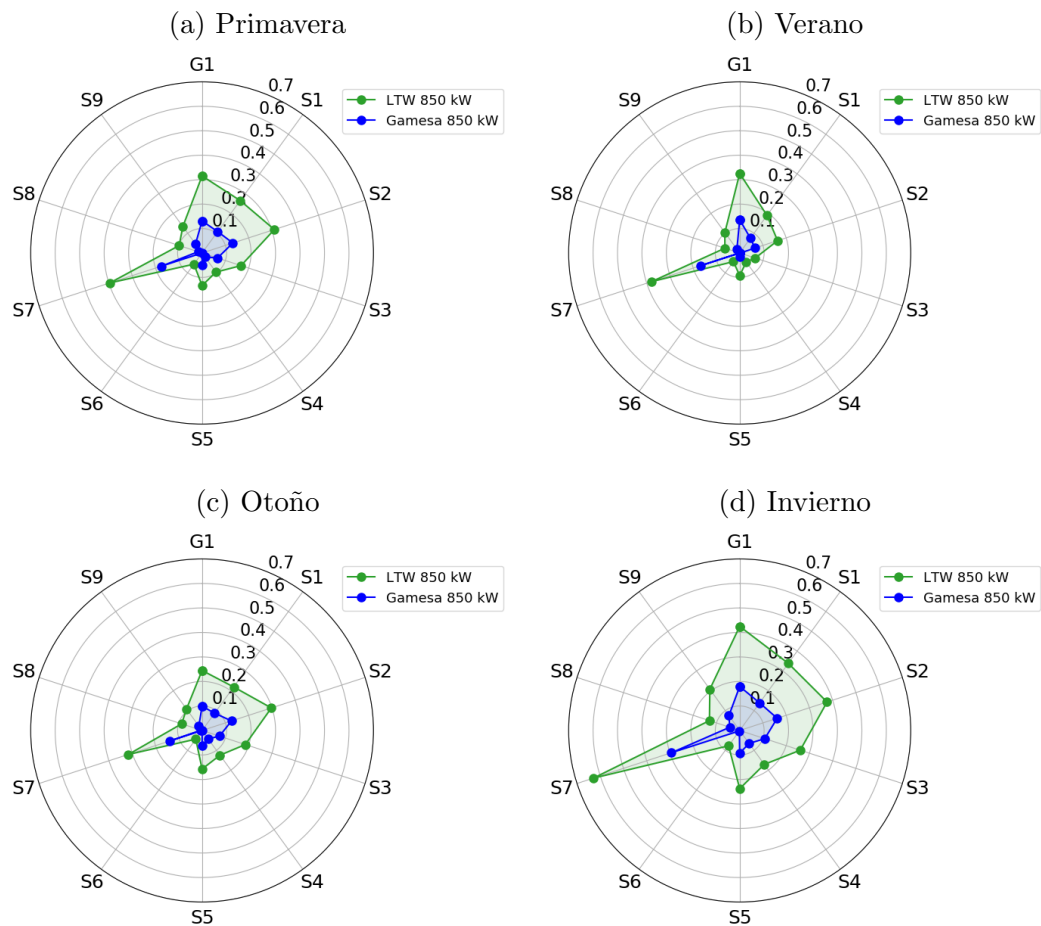


Figura 4.6: Gráficos de diferencias de factor de planta (CF) estacionales de los sitios seleccionados a lo largo de Cuba. Los puntos verdes representan el CF obtenido evaluando las curvas de potencia del aerogenerador LTW de 850 kW, mientras que los azules al aerogenerador Gamesa G52 de 850 kW.

A partir de todo lo anterior, fue posible validar que la región con mayor potencial de producción de potencia eólica corresponde a las costas del Este y parte del Norte de Cuba, lo cual nuevamente coincide con las ubicaciones seleccionadas para los nuevos proyectos eólicos en el país (véase la figura 2). Además, la época del año con mayor producción de potencia eólica se da en Invierno, cuando la rapidez del viento en dicha región presenta los valores más altos del año. También, con el empleo de un aerogenerador de clase I, tal y como lo fue el modelo Leitwind LTW77 de 850 kW de potencia nominal, se obtiene un mejor aprovechamiento del recurso eólico disponible a lo largo de toda la Isla en comparación con un homólogo en potencia nominal pero de clase III, tal y como lo fue el modelo Gamesa G52/850.

Conclusiones

El presente trabajo consistió en realizar una evaluación de la efectividad de los datos de reanálisis para aplicaciones en energía eólica, tomando como zona de estudio un entorno insular. Para esto, a partir de datos de la rapidez del viento y potencia de salida medidos en el parque eólico Gibara 1 emplazado en Cuba, se llevó a cabo inicialmente una comparación entre estos y los datos de reanálisis de ERA5. Se compararon las magnitudes de la velocidad de viento, las potencias de salida, así como los factores de planta de cada aerogenerador para cada año de información disponible. Todo ello, se realizó considerando tres metodologías: aplicando una corrección de sesgo a los datos de rapidez del viento de ERA5, aplicando un filtro a las curvas de potencia empíricas, y aplicando un ajuste a estas últimas. Con esto, se logró constatar que ERA5 fue capaz de reproducir la rapidez del viento medida en dicho parque eólico, obteniendo coeficientes de correlación entre los 0.77 y 0.86 al comparar directamente los datos. Además, la corrección de sesgo aplicada a los datos de rapidez del viento de ERA5 permitió incrementar un poco la correlación entre dichos datos y los medidos, del orden de 2 centésimas en el mejor de los casos. También, el filtro aplicado a la curva de potencia empírica provocó una disminución en la correlación de los datos de rapidez del viento medidos y de ERA5, ya que la mayoría de los datos atípicos de la curva de potencia empírica fueron excluidos por considerarse erróneos los valores de la potencia medida. Pese a esto, el filtro aplicado permitió mejorar la correlación de las potencias medidas y las potencias calculadas a partir de los datos de rapidez del viento de ERA5, aumentando hasta 1 décima en el mejor de los casos. Asimismo, se redujeron considerablemente los errores porcentuales de los factores de planta obtenidos a partir de dichos conjuntos de datos, disminuyéndolos por debajo del 13 % en la mayoría de los casos. Además, el ajuste aplicado a la curva de potencia empírica filtrada no mostró cambios significativos en la correlación de las potencias medidas y las calculadas a partir de los datos de rapidez del viento de ERA5. Sin embargo, en cuanto a los factores de planta obtenidos de las potencias medidas y de los datos de rapidez del viento de ERA5, tal ajuste sí propició una reducción considerable en el error porcentual en los factores de planta, disminuyéndolos por debajo del 1 % en la mayoría de los casos.

Con lo anterior, fue posible conocer entonces que si el objetivo es evaluar el recurso eólico del parque Gibara 1, el uso directo de los datos de rapidez del viento de ERA5 es adecuado, ya que estos logran reproducir de manera aceptable las condiciones del viento de

este sitio. Por otro lado, si el objetivo es evaluar la producción de energía del parque eólico, la aplicación de una corrección de sesgo a los datos de rapidez del viento de ERA5 y el empleo de curvas de potencia que representen el comportamiento real del funcionamiento de los aerogeneradores del parque eólico son las prácticas requeridas para garantizar una reducción de errores en los resultados.

Por otro lado, a partir del empleo del conjunto de datos de reanálisis de ERA5 se realizó un estudio de producción de potencia eólica en todo el territorio cubano. De ello, se validó que la región con mayor potencial para la producción de potencia eólica corresponde a las costas del Este y parte del Norte de la isla, con factores de planta entre los 0.15 y 0.25 a lo largo del año. También, se obtuvo que la época del año con mayor producción de potencia eólica se da en Invierno, con valores de factor de planta máximos y mínimos alrededor de los 0.25 y 0.05, respectivamente. Esto coincide justo cuando las magnitudes de la velocidad de viento en dicha región presentan los valores más altos del año, con valores máximos alrededor de los 6 m/s en los mejores sitios. Además, al proponer y evaluar un aerogenerador de clase I, tal y como lo fue el modelo Leitwind LTW77 de 850 kW de potencia nominal, se obtuvo un mejor aprovechamiento del recurso eólico disponible en toda la isla. Esto en comparación con el modelo de aerogenerador Gamesa G52/850 instalado en el parque eólico Gibara 1, el cual es de la misma potencia nominal pero de clase III. Ello permitió incrementar los factores de planta hasta en 3 décimas en el mejor de los casos.

Así pues, a partir de todo lo realizado en el presente trabajo, se puede concluir de manera satisfactoria que fue posible realizar un análisis que permitió conocer las prácticas necesarias para emplear datos de reanálisis de ERA5 como una herramienta útil para aplicaciones de energía eólica en un entorno insular, cumpliendo así tanto con el objetivo general como con los objetivos específicos establecidos al comienzo de dicho trabajo.

Por último, a manera de continuar con el desarrollo de este trabajo, se propone como trabajos a futuro realizar las comparaciones entre los conjuntos de datos medidos y los datos de reanálisis empleando otro método de filtrado de curva de potencia empírica, así como un método distinto de corrección de sesgo y ajuste de curva de potencia empírica. Ello con el fin de contrastar diferentes técnicas e identificar aquellas con mejor desempeño. Asimismo, se plantea analizar el efecto en los coeficientes de correlación al comparar las potencias de salida y los errores porcentuales de los factores de planta obtenidos a partir de ambos conjuntos de datos utilizando promedios diarios. Finalmente, se propone realizar todo el proceso de análisis empleando otro conjunto de datos de reanálisis. Esto con la finalidad de evaluar más conjuntos de datos de reanálisis para este caso tan particular como lo es una isla.

Bibliografía

- Afewerki, S. (2019). Firm agency and global production network dynamics. *European Planning Studies*, 27:1–20.
- Avila-Prats, D., Alesanco-García, R., and García-García, F. (2010). Coste del kwh eólico generado en cuba, a partir de datos de viento de una región de buenos potenciales eólicos. *Ingeniería Mecánica*, 13:38–45.
- Ayik, A., Ijumba, N., Kabiri, C., and Goffin, P. (2021). Preliminary wind resource assessment in south sudan using reanalysis data and statistical methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 138:110621.
- Canul, D. (2020). *Feasibility study of offshore wind energy in the Gulf of Mexico*. Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible en <http://132.248.9.195/ptd2020/agosto/0802750/Index.html>.
- Carrasco, M., Roque, A., and Mario, C. (2011). Caracterización de la brisa de mar. sus efectos en el aprovechamiento de la energía eólica. estudio de dos casos. *Revista Cubana de Meteorología*, 17:27–45.
- Chadee, X. T. and Clarke, R. M. (2014). Large-scale wind energy potential of the caribbean region using near-surface reanalysis data. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30:45–58.
- Copernicus (s.f.a). Climate reanalysis. Disponible en <https://climate.copernicus.eu/climate-reanalysis>. Consultado el 26/09/2021.
- Copernicus (s.f.b). What is bias correction? Disponible en <https://climate.copernicus.eu/sites/default/files/2021-01/infosheet7.pdf>. Consultado el 26/09/2021.
- Davies, B. (2016). Tutorials: Working with netCDF files in an agent-based model: skinning the model input data cat. Disponible en <https://acortar.link/4G5SXX>. Consultado el 26/09/2021.
- Dierickx, F. (2019). *Copernicus Climate Change Programme: user learning service content*. Disponible en <https://bookdown.org/floriandierickx/bookdown-demo/>.

BIBLIOGRAFÍA

- DirectIndustry (2021). LTW77. Disponible en https://pdf.directindustry.com/pdf/leitwind/ltw77/102753-525285-_2.html. Consultado el 28/07/2021.
- Díaz, Y. A., Bezanilla, A., Roque, A., Centella, A., Borrajero, I., and Martínez, Y. (2019). Wind resource assessment of cuba in future climate scenarios. *Wind Engineering*, 43(3):311–326.
- ECMWF (2020). Fact Sheet: Earth system data assimilation. Disponible en <https://www.ecmwf.int/sites/default/files/medialibrary/2020-05/ecmwf-fact-sheet-data-assimilation.pdf>. Consultado el 26/09/2021.
- ECMWF (2021). Fact sheet: Reanalysis. Disponible en <https://www.ecmwf.int/en/about/media-centre/focus/2020/fact-sheet-reanalysis>. Consultado el 26/09/2021.
- Edwards, C., Moore, A., Hotiet, I., and Cornuelle, B. (2015). Regional ocean data assimilation. 7(1):21–42.
- ENSEMBLES (2010). Modelling Regional Climate. Disponible en <https://crudata.uea.ac.uk/projects/ensembles/pus/CLIMATE%20MODELS/ModellingRegional.html>. Consultado el 26/09/2021.
- Extremera, D. (2019). Entran en vigor nuevas normas jurídicas para el desarrollo de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía. *Cubadebate*. Disponible en <https://acortar.link/Mrz1VI>. Consultado el 8/06/2021.
- GAMESA (2007). Gamesa g52-850 kw. Technical report. Disponible en <http://www.wind-power-program.com/Library/Turbine%20leaflets/Gamesa/Gamesa%20G52%20850kw.pdf>.
- Gobierno, P. (2020). Geografía. Disponible en <http://www.holguin.gob.cu/en/geografia>. Consultado el 12/02/2020.
- González Gutiérrez, P., Terán, S., Bermúdez, O., Gómez, J., Wilder, Y., and Reyes, C. (2018). Flora y vegetación de la reserva ecológica caletones, gibara, holguín, cuba flora and vegetation of the caletones ecological reserve, gibara, holguín, cuba. pages 15–40.
- Hernández, G. (2019). *Análisis de modelos globales y mesoescala en la evaluación del recurso eólico*. Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible en <http://132.248.9.195/ptd2019/diciembre/0798867/Index.html>.
- Hidalgo Mayo, A., Calzadilla, D., and Pérez, G. (2013). Climatología de los ciclones tropicales en la provincia de holguín. *Revista Ciencias-Holguín*, XIX:147–157.
- IEA (2021). Data and statistics. Disponible en <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=CUBA&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel>. Consultado el 8/06/2021.
- IEC (2005). *IEC 61400-12-1 (1 ed.) Power performance measurements of electricity producing wind turbines*. Geneva, Suiza.

- IPCC (2018). Summary for policymakers. in: Global warming of 1.5°C an ipcc special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. [V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P. R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. B. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, T. Waterfield (eds.)].
- IRENA (2021). Renewable capacity statistics 2021.
- Irfan, M., Hao, Y., Ikram, M., Wu, H., Akram, R., and Rauf, A. (2021). Assessment of the public acceptance and utilization of renewable energy in pakistan. *Sustainable Production and Consumption*, 27:312–324.
- Jing, B., Qian, Z., Zareipour, H., Pei, Y., and Wang, A. (2021a). Wind turbine power curve modelling with logistic functions based on quantile regression. *Applied Sciences*, 11(7).
- Jing, B., Qian, Z., Zareipour, H., Pei, Y., and Wang, A. (2021b). Wind turbine power curve modelling with logistic functions based on quantile regression. *Applied Sciences*, 11:3048.
- Katsigiannis, Y., Stavrakakis, G., and Pharconides, C. (2013). Effect of wind turbine classes on the electricity production of wind farms in cyprus island. *Conference Papers in Medicine*, 2013:1–6.
- King, J., Clifton, A., and Hodge, B.-M. (2014). Validation of power output for the wind toolkit.
- Laboratory, L. L. N. (2017). The atmosphere around climate models. *Science Technology Review*, pages 4–11.
- Li, D., Feng, J., Xu, Z., Yin, B., Shi, H., and Qi, J. (2019). Statistical bias correction for simulated wind speeds over cordex-east asia. *Earth and Space Science*, 6(2):200–211.
- Llombart, A., Pueyo, C., Fandos, J., and Guerrero, J. (2006). Robust data filtering in wind power systems. *European wind energy conference EWEC, Athens*, 2:149–54.
- Lopez-Villalobos, C., Rodriguez-Hernandez, O., Martinez-Alvarado, O., and Hernandez-Yepes, J. (2021). Effects of wind power spectrum analysis over resource assessment. *Renewable Energy*, 167:761–773.
- Lydia, M., Kumar, S. S., Selvakumar, A. I., and Prem Kumar, G. E. (2014). A comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30:452–460.
- Manobel, B., Sehnke, F., Lazzús, J. A., Salfate, I., Felder, M., and Montecinos, S. (2018). Wind turbine power curve modeling based on gaussian processes and artificial neural networks. *Renewable Energy*, 125:1015–1020.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., and Rogers, A. L. (2010). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. John Wiley & Sons, UK.

- Martínez, B. and Roque, A. (2015). Disminución de la rapidez del viento en la capa superficial atmosférica. su influencia en el aprovechamiento eólico. *Revista Cubana de Meteorología*, 21:49–61.
- MINEM (2021). Energías Renovables. Disponible en <https://www.minem.gob.cu/energias-renovables>. Consultado el 8/05/2021.
- Morales-Ruvalcaba, C. F., Rodríguez-Hernández, O., Martínez-Alvarado, O., Drew, D. R., and Ramos, E. (2020). Estimating wind speed and capacity factors in Mexico using reanalysis data. *Energy for Sustainable Development*, 58:158–166.
- NOAA (2021). Data Assimilation. Disponible en <https://www.aoml.noaa.gov/hrd/themes/0/>. Consultado el 26/09/2021.
- of Reading, U. (2021). What is data Assimilation? Disponible en <https://research.reading.ac.uk/met-darc/aboutus/what-is-data-assimilation/>. Consultado el 26/09/2021.
- Olauson, J. (2018). Era5: The new champion of wind power modelling? *Renewable Energy*, 126:322–331.
- Orsted (s.f.). Offshore wind energy. Disponible en <https://orsted.co.uk/energy-solutions/offshore-wind>. Consultado el 29/09/2021.
- Perdigón, J., Rodríguez, G., and Roque, A. (2012). Condiciones sinópticas más favorables para el aprovechamiento de la energía eólica en Cuba. período poco lluvioso. *Revista Cubana de Meteorología*, 18:243–258.
- Power, T. W. (2019). Gibara(Cuba). Disponible en https://www.thewindpower.net/windfarm_es_4081_gibara.php. Consultado el 19/09/2019.
- Rabbani, R. and Zeeshan, M. (2020). Exploring the suitability of merra-2 reanalysis data for wind energy estimation, analysis of wind characteristics and energy potential assessment for selected sites in Pakistan. *Renewable Energy*, 154:1240–1251.
- Ramon, J., Lledó, L., Torralba, V., Soret, A., and Doblas-Reyes, F. J. (2019). What global reanalysis best represents near-surface winds? *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 145:3236–3251.
- REVE (2013). Eólica en Cuba: primer mapa eólico. *Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico*. Disponible en <https://www.evwind.com/2013/06/09/eolica-en-cuba-primer-mapa-eolico/>. Consultado el 8/06/2021.
- Rodriguez-Hernandez, O., Martinez, M., Lopez-Villalobos, C., Garcia, H., and Campos-Amezcu, R. (2019). Techno-economic feasibility study of small wind turbines in the valley of Mexico metropolitan area. *Energies*, 12:890.
- Roque, A., Niebla, Y., Carrasco, M., and Reyes, P. (2015). Perfil vertical del viento en la capa superficial atmosférica sobre Cuba. aplicación al estudio del viento como fuente de energía. *Revista Cubana de Meteorología*, 21:31–48.

- Roque-Rodríguez, A., Alonso-Díaz, Y., and Soltura-Morales, R. (2020). Estimación del recurso eólico sobre cuba: modelo wasp vs modelo west. *Revista Cubana de Meteorología*, 26:1–13.
- Roque-Rodríguez, A., Montenegro-Moracén, U., and de la Cruz, A. P. (2018). Particularidades del viento en la region oriental del pais. *Revista Cubana de Meteorología*, 24:335–348.
- Rose, S. and Apt, J. (2015). What can reanalysis data tell us about wind power? *Renewable Energy*, 83:963–969.
- Ruiz, S. (2019). *Diseño y prueba de un anemómetro para la evaluación del recurso eólico con aplicaciones en baja potencia*. Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible en <http://132.248.9.195/ptd2019/junio/0790355/Index.html>.
- Sainz, E., Llombart, A., and Guerrero, J. (2009). Robust filtering for the characterization of wind turbines: Improving its operation and maintenance. *Energy Conversion and Management*, 50(9):2136–2147.
- Santos, J. S., Sakagami, Y., Haas, R., Passos, J. C., Machuca, M. N., Radünz, W. C., Dias, E., and Lima, M. M. (2020). Wind speed evaluation of merra-2, era-interim and era-5 reanalysis data at a wind farm located in brazil. pages 2265–2274. International Solar Energy Society.
- Sohoni, V., Gupta, S., and Nema, R. (2016). A critical review on wind turbine power curve modelling techniques and their applications in wind based energy systems. *Journal of Energy*, 2016:1–18.
- Soriano, E., Mediero, L., and Garijo, C. (2019). Selection of bias correction methods to assess the impact of climate change on flood frequency curves. *Water*, 11(11).
- Torres-Durán, A. and Moreno-Figueroa, C. (2018). Evaluación del potencial eólico en el consejo popular de cojimar. *Revista Cubana de Meteorología*, 24:256–267.
- Vanegas, M. (2020). Of renewable energy, energy democracy, and sustainable development: A roadmap to accelerate the energy transition in developing countries. *Energy Research and Social Science*, 70.
- Villanueva, D. and Feijóo, A. (2018). Comparison of logistic functions for modeling wind turbine power curves. *Electric Power Systems Research*, 155:281–288.
- Villanueva, D., Sixto, A., Feijóo, A., Fernández, A., and Miguez, E. (2020). Methods to apply a 3-parameter logistic model to wind turbine data. *Applied Sciences (Switzerland)*, 10.