

UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
CARRERA DE INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO MARINO
EN EL LITORAL PERUANO PARA LA
IDENTIFICACIÓN DE SU POTENCIAL

TESIS

Para optar el título profesional de Ingeniero de la Energía

AUTOR

Daniel Alejandro Valenzuela Mena (ORCID: 0000-0003-0222-9768)

ASESORA

Ph. D. Eunice Villicaña Ortiz (ORCID: 0000-0001-7495-2395)

Lima – Perú

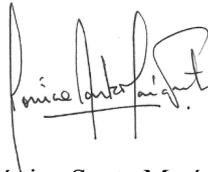
2023

DECLARACIÓN JURADA

Yo, Mónica Cecilia Santa María Fuster identificada con DNI No 18226712 en mi condición de autoridad responsable de validar la autenticidad de los trabajos de investigación y tesis de la UNIVERSIDAD DE INGENIERIA Y TECNOLOGIA, DECLARO BAJO JURAMENTO:

Que la tesis denominada “EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO MARINO EN EL LITORAL PERUANO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE SU POTENCIAL” ha sido elaborada por el señor Daniel Alejandro Valenzuela Mena, con la asesoría de Eunice Villicaña Ortiz, identificada con carnet de extranjería N°001377476, y que se presenta para obtener el título profesional de Ingeniero de la Energía, ha sido sometida a los mecanismos de control y sanciones anti plagio previstos en la normativa interna de la universidad, encontrándose un porcentaje de similitud de 0%.

En fe de lo cual firmo la presente.



Dra. Mónica Santa María Fuster
Directora de Investigación

En Barranco, el 31 de mayo 2024

Dedicatoria:

A mi familia.

Agradecimientos:

A mi familia por la combinación de valores que me transmitió.
A mi asesora Eunice por el apoyo técnico incluso en horario
extracurricular y a las innumerables personas alrededor del
mundo que facilitan el acceso a la información, especialmente a
Adrian Tompkins y Pauline Weatherall.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	10
ABSTRACT	11
INTRODUCCIÓN.....	12
CAPÍTULO I.....	22
MARCO TEÓRICO	23
1.1 Análisis del lecho marino	24
1.1.1 Profundidad	24
1.1.2 Incertidumbre sobre la exploración oceánica	30
1.1.3 Programa computacional	32
1.1.4 Profundidad límite a analizar.....	34
1.2 Análisis del recurso eólico	36
1.2.1 Análisis y recolección de datos	38
1.2.1.1 Intervalo de análisis	38
1.2.1.2 Velocidad y dirección de viento	39
1.2.1.3 Estaciones meteorológicas.....	43
1.2.1.4 <i>Reanalysis</i>	45
1.2.2 Variabilidad climática: El Niño-Southern Oscillation (ENSO)	47
1.2.3 Caracterización del potencial energético eólico	48
1.2.4 Programa computacional	50
1.2.5 Velocidad mínima factible.....	53

1.3	Zonas de protección ambiental	55
1.4	Impacto visual.....	57
1.4.1	Tendencias de la población por impacto visual	58
1.4.2	Aspecto técnico del impacto visual.....	66
1.5	Análisis económico: costo nivelado de energía	72
1.5.1	Costo nivelado de energía.....	75
CAPÍTULO II.....		79
METODOLOGÍA.....		79
2.1	Análisis de profundidades del litoral	82
2.1.1	Extracción de datos de GEBCO	82
2.1.2	Georreferenciación de profundidades en QGIS	84
2.2	Análisis del viento del mar de Grau.....	87
2.2.1	Extracción de datos de ERA5.....	87
2.2.2	Procesamiento y georreferenciación de datos	90
2.2.2.1	Procesamiento en Panoply	90
2.2.2.2	Georreferenciación en QGIS.....	91
2.3	Análisis de zonas de protección ambiental	95
2.4	Exclusión de áreas por impacto visual.....	96
2.5	Análisis económico.....	97
2.5.1	Electricidad generada	98
2.5.2	Costos capitales	100
2.5.3	Costos operativos	101
2.5.4	Tasa de descuento.....	101
CAPÍTULO III.....		101

RESULTADOS	102
3.1 Análisis de profundidades del litoral	102
3.2 Análisis del viento del mar de Grau.....	106
3.3 Análisis de zonas de protección ambiental	109
3.4 Análisis del impacto visual	111
3.5 Análisis económico	112
CONCLUSIONES.....	115
RECOMENDACIONES	118
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119
ANEXOS.....	131

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Profundidades y lejanías promedio de los parques eólicos marinos existentes hasta el año 2018 [27].	25
Tabla 1.2 Tipos de estructura utilizados en la industria <i>offshore</i> .	28
Tabla 1.3 Comparación entre profundidades entregadas por GEBCO y Google Earth en dieciséis coordenadas aleatorias del litoral peruano.	34
Tabla 1.4 Profundidades mínimas factibles analizadas por diversos estudios	35
Tabla 1.5 Clasificación de Turbinas Eólicas [62].	41
Tabla 1.6 Límites de velocidad y densidad de potencia utilizados en distintos estudios.	54
Tabla 1.7 Criterios de Análisis de Impacto Visual.	70
Tabla 2.1 Dimensiones del archivo NetCDF de profundidades.	84
Tabla 2.2 Dimensiones del archivo NetCDF de velocidades de viento.	89
Tabla 2.3 Áreas excluidas por su condición de áreas protegidas.	96

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Estructuras del tipo <i>bottom-fixed</i> (de izq. a derecha: de gravedad, monopila, <i>jacket</i> y trípode) [26].	29
Figura 1.2 Estructuras del tipo flotante [26].	29
Figura 1.3 Corrientes de circulación del aire a escala planetaria [52].	37
Figura 1.4 Ejemplo de Rosas de Viento [61].	42
Figura 1.5 Anomalías de temperatura causadas por El Niño y La Niña [74].	48
Figura 1.8 Censo de Aves Playeras del Perú [85].	56
Figura 1.6 Simulación por Bishop & Miller de un parque eólico a 4 km de la costa bajo cielo despejado [96].	59
Figura 1.7 Simulación por Lutzeyer, Phaneuf & Taylor de vista desde la playa con turbinas a 13 km (8 millas) de la costa [110].	63
Figura 1.9 Evolución del CAPEX de los parques eólicos marinos [145].	73
Figura 1.10 Reducción del LCOE desde el año 2014 y proyección de su decrecimiento hasta el 2032 según distintas consultoras [142].	74
Figura 2.1 Diagrama de flujo.	851
Figura 2.2 Definición de valores del mapa batimétrico.	85
Figura 2.3 Configuración de la primera capa TID.	86
Figura 2.4 Extracción de datos de ERA5 mediante el Símbolo del Sistema.	89
Figura 2.5 Menú de Panoply.	91
Figura 2.6 Adición de marcas de tiempo en Excel para los datos de ERA5.	92
Figura 2.7 Reordenamiento de los datos para el georreferenciamiento.	93
Figura 2.8 Configuración de la capa de Excel importada.	94
Figura 3.1 Profundidades del litoral peruano.	103
Figura 3.2 Capa TID de las profundidades del litoral peruano.	105

Figura 3.3 Velocidades a 100 m de altura y profundidades en el litoral peruano.	106
Figura 3.4 Velocidades a cien metros de altura, profundidades y áreas naturales protegidas en el litoral peruano.	110
Figura 3.5 Zona elegida para el análisis de impacto visual.	111
Figura 3.6 Comportamiento anual de la velocidad de viento en la zona factible.	113

ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO 1: Reserva Nacional Sistemas de Islas, Islotes y Puntas Guaneras	132
ANEXO 2: Curva de potencia de aerogenerador seleccionado.....	133

RESUMEN

En Perú, el análisis de factibilidad para la energía eólica marina ha sido desarrollado únicamente por dos estudios, que comparten el factor de haberse enfocado principalmente en las velocidades de viento. Mediante la presente investigación, se exploró mayor cantidad de información relevante para el desarrollo de la eólica *offshore* en el país. Específicamente, se efectuó un análisis que incluyó la batimetría, caracterización del viento, dos impactos ambientales (a áreas naturales protegidas y el visual) y el costo nivelado de energía asociado a implementar la tecnología eólica costa afuera en el mar de Grau. En esa línea, se llegó a los siguientes resultados relevantes:

- La fosa marina Perú-Chile limita el uso de fundaciones fijadas al fondo. Según las profundidades extraídas del litoral por GEBCO, hay zonas a menos de 2 km de la costa donde se debe utilizar cimentaciones flotantes.
- La base de datos ERA5 utilizada en el periodo 1979-2018 muestra que el mayor promedio de velocidad en el litoral peruano, 10.04 m/s a 100 m de altura de medición, se encuentra en un píxel de aproximadamente 27 km x 27 km frente a la Reserva Nacional de Paracas. Solo 40 km² de superficie entre 10 km y 160 km afuera de la costa coinciden con ser a la vez mayores a los 7 m/s y requerir fundaciones del tipo fijadas al fondo.
- Zonas factibles para el desarrollo de energía eólica marina se localizan en los alrededores de tres reservas nacionales: Paracas, Islas Ballestas - Islas Chincha y San Fernando.
- La mejor zona factible, frente a los distritos de Magdalena y Santiago de Cao (La Libertad) no posee inconvenientes relacionados al impacto visual.
- El LCOE en dicha zona factible es de 112.66 \$/MWh, lo que se calculó con base en una turbina Aerodyn 8.0 MW / 168 m.

Palabras clave: Energía Eólica Offshore, ERA5, GEBCO, Parque Eólico Marino, Perú

ABSTRACT

OFFSHORE WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT TO IDENTIFY ITS POTENTIAL FOR PERU

Available information about offshore wind energy in Peru is currently limited. Only two studies have been developed and they share the fact of being mainly focused in wind velocities. As a response, this thesis tries to reduce the lack of information and integrate values of bathymetry, wind characterization, conservation areas, visual impacts and levelized cost of energy about implementing offshore wind energy in the front of the Peruvian coast. This way, the following remarkable results were obtained:

- The Peru-Chile marine trench limits the use of fixed-bottom foundations. According to the depths extracted from the offshore coast by GEBCO, there are areas less than 2 km away from the coast where floating foundations are needed.
- The ERA5 database used in the 1979-2018 period shows that the highest average speed in the Peruvian coast, 10.04 m/s at 100 m measurement height, is found in 27 km x 27 km pixel in front of the Paracas National Reserve. Only 40 km² of surface between 10 km and 160 km off the coast coincide with being at the same time greater than average 7 m/s speed and require foundations bottom-fixed.
- Feasible areas for offshore wind energy development are located around three national reserves: Paracas, Islas Ballestas - Islas Chincha and San Fernando.
- The best feasible area, in front of Magdalena and Santiago de Cao districts, has no drawbacks related to visual impacts.
- The LCOE in above mentioned feasible zone is 112.66 \$/MWh. This was calculated based on a Aerodyn 8.0 MW / 168 m turbine.

Keywords: Offshore Wind Energy, ERA5, GEBCO, Offshore Wind Park, Peru

INTRODUCCIÓN

Hace treinta y tres años se construyó en Dinamarca el parque eólico marino Vindeby Offshore Wind Farm, el primero del mundo. Para finales de junio del 2023, alrededor de seis millones de daneses se habían beneficiado de un total de 81 700 GWh de energía limpia producida por aerogeneradores ubicados sobre los mares Báltico y del Norte [1], [2]. En el año 2022, la energía eólica marina entregó al país báltico en torno a 8 750 GWh [2], cantidad, por ejemplo, superior a todo lo suministrado por los recursos energéticos renovables en el Perú, que en el 2023 sumaron solo 5 454 GWh [3]. Esto es, una región de aproximadamente 80% menos población que la peruana produce en energía eólica *offshore* más que todo el bagazo, biogás, agua¹, viento y radiación solar necesarios para generar electricidad en Perú.

Muy alejado de Dinamarca, Estados Unidos ha arrendado doce áreas marítimas comerciales a \$ 5 110 millones (2013-septiembre 2023) que posibilitarán la instalación de al menos 10 GW de energía eólica [4], [5]. Tales arriendos siguen la línea de lo proyectado por el Departamento de Energía estadounidense, que en su última actualización del Offshore Wind Energy Strategies (2022) [6] señaló que se debía impulsar la energía de viento costa afuera debido a (i) la maduración de la tecnología en Europa, que ha permitido menores precios al punto de haber competido sin subsidios² [7], (ii) generación de empleo —en eólica terrestre hay más de 120 mil puestos de trabajo por manufacturación, instalación y mantenimiento en EE. UU. [8]— y (iii) el cumplimiento de sus compromisos con el clima establecidos en el Acuerdo de París y posterior derivación en el objetivo de cero emisiones netas de carbono para el 2050. Conscientes de esas bondades, aplicables

¹ En centrales hidráulicas de menos de 20 MW, que es lo que considera RER el MINEM según Decreto Legislativo 1002 *Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables*.

² La cita [184] del gobierno de Reino Unido (2019) celebra la existencia de proyectos eólicos marinos sin cargos adicionales en la tarifa eléctrica y que los costos sean 30% menores a la subasta británica del 2017. Alemania y Países Bajos son otros países en donde se han llevado a cabo subastas libres de subsidios. Véase, por ejemplo, la subasta alemana de 7 GW ganada por BP y TotalEnergies a un precio de 12.6 mil millones de euros en julio del 2023.

también al Perú, la visión de los EUA es llegar a 30 GW de capacidad de energía eólica marina para el año 2030 [9], [10].

Pese a lo que pueda parecer, la implementación de energía eólica marina no es exclusiva de países altamente industrializados: Vietnam, de casi cien millones de habitantes y aun así PBI solo poco mayor al peruano en 2013³ [11], construyó en la ciudad de Bac Lieu (2010-2012) el primer parque eólico no *onshore*⁴ en Asia, que entrega 99.2 MW a la red eléctrica vietnamita [12], [13]. El suministro de energía eléctrica del parque ha permitido que la demanda de electricidad vietnamita no sobrepase la oferta energética disponible en algunos periodos del 2019 [13], [14]. A este respecto, Perú también puede presentar problemas; de hecho, el Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN Periodo 2023-2032 elaborado por el COES indica que a largo plazo, para el 2032, se presentarán en Perú congestiones en todos los escenarios de demanda y generación⁵ [15].

En una línea similar a Vietnam, Azerbaiyán —una nación euroasiática en constante conflicto bélico, de población similar a Lima y PBI per cápita de \$ 7 700 [16]— ha planeado el emplazamiento de cuatro parques eólicos costa afuera en el mar del Caspio, lo que le permitirá diversificar su matriz energética de 24 953 GWh compuesta por gas natural en 81% y petróleo en 10% [17]. En paralelo, en Perú más del 92% de la electricidad provino del gas natural y la hidroeléctrica en el año 2023 [3]; por consiguiente, hay una dependencia hacia dos fuentes energéticas específicas similar a la de Azerbaiyán. Adicionalmente, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) [3] indica que 26 028 GWh de la matriz tuvieron como origen la explotación del gas natural. Por tanto, si se utilizara el factor de emisión del gas natural brindado por Osinergmin, de 0.43 ton

³ Se menciona este año porque fue posterior al inicio de operaciones.

⁴ Técnicamente, el parque se define como *nearshore*, ya que su estancia en el agua depende de la marea del lugar: la base de la torre solo está inmersa en el agua cuando la marea es alta. No obstante, es común incluir lo *nearshore* dentro de *offshore*. Incluso, el artículo científico citado utiliza *offshore* como palabra clave.

⁵ Por el lado de la generación, esto comprende los proyectos en ejecución, con compromiso de construcción, con avances en el estudio de factibilidad y los declarados por empresas. En el otro extremo, los escenarios de demanda se basan en proyecciones de crecimiento del PBI con medias anuales entre el 2.8% (muy pesimista) y el 6.1% (muy optimista), así como en encuestas de «grandes cargas», que son sondeos realizados a propietarios y promotores de nuevos proyectos mineros y/o industriales hechos para conocer su posible requerimiento eléctrico.

CO₂/MWh, se obtendría que el sector termoeléctrico generó alrededor de 11 192 kilotoneladas de CO₂ solo en el año 2023.

En suma, se ha visto contextos eléctricos en cuatro países del globo y cómo actúa de forma positiva la energía eólica marina en ellos. ¿Podría ser factible en Perú aplicar esta tecnología? Solo existen dos investigaciones relacionadas al tema en el país, y sus conclusiones no giran en torno a la factibilidad de la implementación de la tecnología como un todo; por el contrario, hacen énfasis en las celeridades del viento. Por ello, se realizó un estudio que integró valores de velocidad de vientos, batimetría, impactos ambientales y aspectos económicos en un mapa que determinó si una solución factible a los problemas eléctricos peruanos descritos es aprovechar la energía eólica *offshore*.

Alcance

La investigación consistió en estudiar el litoral peruano para determinar si es factible técnica y económicamente implementar la tecnología eólica marina en el Perú. Específicamente, se evaluaron el recurso eólico disponible y las profundidades del mar; también, se analizaron dos riesgos ambientales asociados a emplazar parques eólicos en el mar de Grau: impacto visual y afectación a los animales aéreos. Con esta data, se trazó la primera parte del entregable de la tesis: mapas donde se indican las mejores zonas técnicas para aplicar la tecnología de viento costa afuera en el país. Luego, para determinar la factibilidad económica se estimó el costo nivelado de energía (LCOE) en los lugares obtenidos, de modo que además de los mapas técnicos se obtuvo uno que indicó el LCOE.

Cabe mencionar que el análisis de los elementos técnicos mencionados se encuentra limitado por la información disponible. Primero, actualmente en el mar de Grau no existen estaciones meteorológicas que midan la velocidad y dirección de viento, lo que forzó a la tesis a recopilar una base de datos propia mediante el programa computacional de *reanalysis*⁶ ERA5, que permitió analizar los vientos en el periodo 1979-2018, que es en el

⁶ Conjuntos de bases de datos de los que se obtiene variables atmosféricas y oceánicas como la velocidad del viento y la profundidad marina.

que se posee data disponible. Segundo, no se ha diseñado un mapa batimétrico detallado para el litoral peruano —siendo las cartas náuticas del Departamento de la Dirección de Hidrografía y Navegación de la Marina de Guerra del Perú lo único oficialmente utilizable—, de manera que se utilizó el *software* GEBCO, el más preciso para determinar las profundidades marítimas [18]. Tercero, la cantidad de estudios ambientales relacionados a las zonas de acumulación de aves en el litoral peruano no es muy alta ni actualizada, lo que redujo la exactitud de la presente investigación en esos aspectos. Cuarto, a nivel global las evaluaciones de impacto visual por parques *offshore* no brindan parámetros cuantitativos claros, de modo que el análisis de huella ocular tendió a ser cualitativo.

Por otra parte, el lado económico está restringido al costo nivelado de energía; pero existen otros indicadores importantes para la competición financiera de un proyecto, tales como los sistemas de precios para la electricidad vendida en mercados locales y regionales [19], ingresos por venta de energía y las partes interesadas (inversores) en el proyecto [20]. Además, los parámetros requeridos para calcular el LCOE serán obtenidos a partir de información pública, que tiene la limitación de ser «poco confiable porque a menudo no se revela la fuente original y difícilmente se puede detectar si se maquilló la data durante su procesamiento» [21].

Por último, es de notar que, por ser un estudio de factibilidad, la presente investigación no abarcó la disposición de turbinas ni el diseño mecánico-eléctrico del parque eólico. En adición, se omitieron factores ambientales como la posible contribución de la energía eólica al aumento de la temperatura local⁷ [22] y el impacto acústico que puedan generar turbinas de viento construidas en el litoral peruano.

⁷ La fuente analiza 2 358 turbinas eólicas en el centro-oeste de Texas y concluye que la diferencia de temperaturas entre zonas con aerogeneradores y aquellas sin ellas oscila entre 0.458 °C y 0.724 °C por década.

Antecedentes

A nivel sudamericano, la energía eólica marina apenas se ha desarrollado y, hasta 2023, no existe parque activo alguno. En ese sentido, son de destacar los esfuerzos de Brasil y Colombia. El primero estableció las bases para la generación eólica *offshore* a través del Decreto Federal 10,946/2022 [23], clarificando en particular el uso del espacio marítimo y la explotación de recursos naturales. Con la nueva regulación, de enero a diciembre del 2022 71 proyectos *offshore* esparcidos en seis estados brasileños iniciaron su proceso de licenciamiento ambiental con el Instituto Brasileño del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables [24], [25]. El segundo país, en cambio, propuso otro orden de desarrollo de proyectos: en 2022, lanzó la *Hoja de ruta para el despliegue de la energía costa afuera en Colombia* [26], reporte tras el cual el gobierno colombiano establecerá los pliegos de una subasta de energía eólica marina. Fuera de tales países, no se encontró data sobre más proyectos *offshore* en el sur de América; sin embargo, sí se ha realizado cierto estudio sobre el recurso. En Perú se desarrollaron dos tesis de pregrado cuyos resultados indicaron ciudades —no coordenadas específicas— donde las velocidades eran, según el programa RETScreen para un estudio y el Atlas Eólico del Perú para el otro, las mejores en todo el Perú.

Así, en el año 2014, Gutiérrez, Medina y Palomino [27] buscaron un lugar peruano en el que sea técnicamente posible implementar una central eólica marina. En particular, su objetivo fue, como desarrolla su marco teórico, encontrar un sitio que cumpla con las siguientes condiciones:

- Armonía entre el paisaje y el potencial parque marino
- Profundidad máxima del mar de 40-50m
- Bajo riesgo de terremotos y maremotos
- Consideración de las zonas de ocupación, reproducción, cría y migración de seres marinos y aéreos
- No obstaculización de rutas y zonas de navegación marítimas y aéreas (comerciales, militares, pesqueras y de recreación)

- Nula interferencia con actividades de extracción de hidrocarburos
- Proximidad a puertos con infraestructura que satisfaga las necesidades logísticas del proyecto
- Adecuada infraestructura eléctrica cercana para la integración a la red
- Velocidad de viento mínima de 3-5 m/s

Con tal fin, la investigación utiliza el programa del gobierno canadiense RETScreen para evaluar las velocidades de viento; asimismo, verifica la existencia de puertos cercanos al futuro proyecto en Google Earth. Al final, la tesis concluye que los lugares con el potencial necesario para la implementación de un parque eólico *offshore* son los departamentos de Piura, La Libertad, Ica y Arequipa; sin embargo, no menciona ciudades o latitudes específicas de las regiones. Más aún, el estudio no detalla el estado de siete de las nueve condiciones deseadas en cada departamento; por el contrario, hace referencia somera a las velocidades de viento y a la proximidad hacia puertos de buena infraestructura. A manera comparativa, la presente inquisición no toma en cuenta la infraestructura eléctrica o la de los muelles cercanos, lo que se ha decidido por la impredecibilidad de la construcción de las mismas.

Años más adelante, en el 2018, Bojorquez [28] estudió el planteamiento de parques eólicos marinos en las regiones de Ica, Piura y La Libertad, las cuales fueron seleccionadas tras utilizar data y criterios basados en el Atlas Eólico del Perú —incluidas la velocidad del viento, que no sean áreas protegidas y la cercanía a centros poblados, líneas de transmisión y parques eólicos ya existentes—. Ya que usa las velocidades de viento del atlas, su alcance se limita a construcciones a 2 millas náuticas de la costa (p. 22) [29], lo que puede generar problemas relacionados al impacto visual [30] y no toma en cuenta el Decreto Supremo N°17-92-PE, que declara la zona de 0-5 millas marinas (alrededor de 9.5 km) como área de protección de la flora y fauna existentes en ella [31]. Dentro de tales limitaciones y criterios, la tesis se decanta por analizar las zonas costeras de las provincias de Nazca (Ica), Talara (Piura) y Pacasmayo (La Libertad), que se eligen primando la accesibilidad eléctrica (existencia de subestaciones y líneas de transmisión) y vial (para el transporte de equipos e infraestructura) al lugar. Estas prioridades pueden deberse al enfoque que desarrolla el

autor, cuyos resultados giran en torno a los costos de inversión de las tres provincias por construir sendos parques eólicos marinos y las toneladas de CO₂ equivalente que emitirían (en manufacturación y transporte de componentes) si se les levantase. En comparación, el actual análisis de factibilidad busca —entre otros— evaluar mediante *software* de reconocimiento internacional las velocidades de viento y profundidad marina a las que se sometería un parque eólico costa afuera en el litoral peruano, siendo de mayor interés las construcciones a más de dos millas náuticas de la costa. En adición, se hará la zonificación en función a las velocidades de aire encontradas, no en función de las características de las provincias frente a las que se podría ubicar el proyecto.

No se ha encontrado otros documentos sobre energía eólica *offshore* en Perú; por ello, se presentarán investigaciones de factibilidad de dos países que comparten con Perú el océano Pacífico: Chile y Colombia.

En Chile, una tesis afín es la desarrollada en el año 2013 por Villar [32], quien estimó el potencial eólico costa afuera en Chile a través de los valores de velocidad y dirección del viento medidos por el escaterómetro⁸ internacional QuikSCAT⁹ y por la base de datos climáticos ERA-interim¹⁰. Para aprovechar mejor las dos herramientas, el autor divide el mar chileno en tres áreas que —salvo una zona de fauna marina al sur del país y un área al norte— copan el litoral hasta aproximadamente 2 000 km al oeste. Luego, aplica por separado a los datos de QuikSCAT y ERA-Interim las distribuciones de probabilidad de Weibull¹¹ y Rayleigh¹² con el fin de obtener velocidades de viento mínimas, máximas y promedio que sirvan para diseñar mapas mensuales de velocidad de viento en las afueras de la costa. De esta manera, se encuentra con que los mapas trazados con ambas fuentes tienen cierta diferencia entre sí, aunque coinciden en que la mejor zona para construir parques son

⁸ Instrumento satelital que utiliza un método indirecto (transmisión de pulsos de microondas, recepción de la retrodispersión de la superficie del océano) para medir la velocidad y dirección del viento sobre el océano. También se le conoce como «difusómetro» o *scatterometer*.

⁹ Modelo de difusómetro desarrollado por la NASA. En la tesis se utilizó su data del periodo 1999-2009.

¹⁰ Base de datos climáticos que describió las condiciones atmosféricas y del océano de todo el mundo entre el 01 de enero de 1979 y el 31 de agosto del 2019. Fue reemplazado por ERA5.

¹¹ Función de una variable (la velocidad del viento en m/s) que indica la distribución de probabilidad de velocidad de viento. Con ella, se puede, en un intervalo de tiempo definido (p. ej., un año), indicar cuál es la velocidad de viento más probable y durante cuántas horas se tendrá dicha rapidez.

¹² Caso particular de la distribución de Weibull en el que una de las constantes de la función, el factor de forma, es igual a 2.

las más cercanas al polo antártico. Para efectos de interés peruano y de esta tesis, son destacables dos hallazgos: primero, los años correspondientes a fenómenos de El Niño presentan menor promedio anual de velocidad (en ERA-interim, mas no en QuikSCAT); segundo, los años correspondientes a fenómenos de La Niña no muestran una tendencia clara.

En cuanto a Colombia, el artículo científico [33] estima la densidad de potencia del viento marino (W/m^2) frente a las costas atlánticas de Cartagena, Barranquilla, Santa María y Guajira. Para cumplir tal intención, los investigadores se sirvieron de la base de datos del proyecto del gobierno estadounidense North American Regional Reanalysis (NARR) en el intervalo 1979-2015. Específicamente, esperaban obtener del NARR (i) la velocidad del viento a 10 m, 110.8 m y 323.2 m de altura sobre el nivel del mar y (ii) la densidad del aire. No obstante, la segunda variable no es entregada directamente por el programa, así que tuvieron que tomar la temperatura y presión atmosférica para hallar dicha densidad mediante la ecuación de gases ideales. Ya con ambos datos de velocidad y densidad promediados a nivel mensual y anual, aplicaron la fórmula de densidad de potencia del viento¹³ y hallaron dicho parámetro (W/m^2) para las cuatro localizaciones en ambas escalas de tiempo. A diferencia de esta diagnosis, ellos no diseñaron un mapa de densidad de potencia del viento en el litoral; por el contrario, presentaron esa información en gráficas que indican su promedio mensual (1979-2015) para las tres alturas descritas en las cuatro áreas estudiadas.

Tal como se puede apreciar, los estudios *offshore* suelen enfocarse en las velocidades de viento; sin embargo, en la obra actual el análisis fue más integrador y abarcó lo descrito previamente en el alcance.

¹³ Tal como se verá en el marco teórico, la ecuación de densidad de potencia del viento (W/m^2) requiere de conocer dos incógnitas: velocidad del viento y su densidad. Ciertos autores prefieren presentar este parámetro en watts, lo que requiere conocer el área de barrido del aerogenerador, que es el área que cubre el rotor de la turbina eólica al girar.

Justificación y motivación

Entre los años 2015 y 2016, Perú firmó y ratificó el Acuerdo de París, lo que implica que en el 2030 se podrá emitir un máximo de 208.8 millones de toneladas de CO₂ equivalente (tCO_{2eq}) en el país¹⁴ [34], [35]. En particular, las Contribuciones Nacionalmente Determinadas¹⁵ (NDC) del Perú establecen que la combinación de energías renovables permitirá reducir alrededor de cuatro millones de tCO_{2eq} (pp. 465-474) [34].

En realidad, esta cifra es relativamente modesta para términos *offshore*. Por ejemplo, una central de \$ 510 millones financiada por China's Export Import Bank en Azerbaiyán es de 200 MW. Entonces, tiene la posibilidad de desplazar 1.387 millones de tCO₂ en el periodo 2021-2030 si se considerase el factor de emisión del petróleo brindado por el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) de 0.26388 ton CO₂/MWh¹⁶ [36] y que el parque poseerá un factor de planta¹⁷ de tan solo 30%. Es de resaltar lo modesto que resulta utilizar dicho factor, ya que a la eólica marina se le estima uno de los factores de planta más altos dentro de la industria renovable: entre 45 y 55%, solo por detrás de las más cara (aunque con 25% más de eficiencia cuanto menos) tecnología de geotermia¹⁸ [37]. Expresado de otra forma, bastan menos megavatios instalados de viento costa afuera que de otros RER como la fotovoltaica y la eólica terrestre para aminorar las mismas emisiones de CO₂.

Pese a la ventaja técnica *offshore* y a la problemática del sector eléctrico peruano mencionada en la introducción, en Perú apenas se tiene en cuenta la tecnología. Tal como

¹⁴ Si se tiene en cuenta que el último Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (2019) indicó que en el año de cálculos (2014) se exhalaban 167 millones de toneladas de CO₂, se podría considerar esta meta como poco ambiciosa.

¹⁵ Metas de adaptación y mitigación adoptadas a nivel global cuyo fin es enfrentar el cambio climático.

¹⁶ Este factor petrolero (73 300 kg CO₂/TJ) es menor al gasífero utilizado por Osinergmin, cuando la realidad es que el petróleo es más contaminante que el gas natural. Al respecto, IPCC reconoce en el inciso 2.4.1. de que sus factores de emisión para combustibles fósiles son relativamente bajos. Así, señala que el factor de emisión del gas natural es de 0.202 ton CO₂/MWh (56 100 kg CO₂/TJ).

¹⁷ Indicador menor o igual a 1 que compara la energía real generada con respecto a la que se pudo generar si la planta eléctrica hubiese trabajado a plena carga. Por ejemplo, en el caso brindado, se desea obtener la energía real generada por la central eólica marina de Azerbaiyán. Entonces, se multiplica el factor de planta (0.3) por la energía que la central generaría si trabajase a plena carga (200 MW * 8760 horas), lo que resulta 525 600 MWh y representa la energía real generada durante un año de operación.

¹⁸ Actualmente existen en operación centrales con menores factores de planta, pero el informe Lazard trabaja con la tecnología que se podría desarrollar en el momento de su año de publicación (2023), no anteriores.

se vio en la sección «Antecedentes», la base investigativa de eólica marina en el país es escasa, al punto que actualmente solo dos estudios han considerado el tema a profundidad. Frente a ello, la presente tesis revisará la posibilidad de acoger estos parques mediante el primer análisis nacional que integra velocidades de vientos, batimetría, impactos ambientales y LCOE en el litoral peruano. Así, se habrá cimentado una primera base para acoger en Perú un recurso renovable que a nivel mundial ya tiene 64.3 GW de capacidad instalados gracias a más de 176 proyectos alrededor del globo¹⁹ [38].

Dicha base no solo es relevante para personas interesadas en general y empresas generadoras que analicen implementar la eólica *offshore* en Perú. También, esta inquisición desarrolla unos fundamentos teóricos y metodología que son aplicables en cualquier otro estudio de factibilidad eólica marina a nivel nacional. Por citar un caso aleatorio, si de la revisión de la literatura resulta que el impacto visual es altamente dominante a 10 km de la costa, perderá sentido para un investigador de cualquier parte del mundo medir datos a esa distancia mar adentro; por el contrario, sabrá que es mejor tomar velocidades a mayor lejanía y así evitar problemas con la población ahí residente. Adicionalmente, los fundamentos adquieren significación por dos motivos: el ofrecimiento de una base técnica para la eólica marina en el idioma español —en el que la información disponible es limitada— y la síntesis de la bibliografía existente —especialmente importante en el análisis de impacto visual donde la eólica costa afuera aún necesita de mayor disquisición—. Por otro lado, la metodología muestra una forma de analizar la factibilidad técnica y económica de la tecnología de viento *offshore* que puede ser tomada como referencia por cualquier otra investigación en la comunidad científica.

¹⁹ Los 176 proyectos se encuentran actualizados hasta el año 2018. Desde ese año, ya no se indica la cantidad de proyectos, probablemente por la inconmensurabilidad de los mismos: De 2019 a 2022, se instalaron 43 GW de energía eólica marina (*i. e.*, se instaló en cuatro años dos veces la capacidad existente desde 1991 hasta 2018).

Objetivo general

Determinar, mediante un análisis técnico, ambiental y económico, las zonas de mayor factibilidad para la instalación de un parque eólico marino en el Perú

Objetivos específicos

- Representar en un mapa georreferenciado las profundidades marinas del litoral en las que sea factible la instalación de tecnología eólica costa afuera
- Determinar, y representar en un mapa georreferenciado, las velocidades de viento en el litoral peruano que posibiliten la instalación de tecnología eólica costa afuera
- Identificar zonas de desarrollo de energía eólica marina que interfieran con áreas naturales protegidas con el fin de excluirlas
- Analizar el potencial impacto visual asociado a la operación de parques eólicos marinos en las zonas técnicamente viables
- Evaluar el costo nivelado de energía de las zonas mejor dotadas técnicamente para la implementación de tecnología de viento costa afuera

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

Tal como se adelantó, el estudio de factibilidad es esencialmente integral, lo que conlleva analizar no solo el recurso eólico, sino también temas batimétricos, de fauna, financieros y relacionados a la sociedad. En esa línea, los fundamentos teóricos necesarios para realizar los mapas eólicos costa afuera son desarrollados en dos aspectos: técnico y económico. El primero se refiere al entendimiento fondo oceánico y del viento asociados a construir un parque eólico marino. También, tiene un lado ambiental en el que se determinan parámetros importantes a reconocer de animales aéreos en el litoral peruano, así como el impacto visual de las instalaciones *offshore*. En cuanto a la faceta económica, su objetivo es brindar la base sobre la que se evaluará el costo nivelado de energía si se construyesen los parques. Los cinco puntos descritos convidarán los cimientos requeridos para la comprensión de los resultados presentados en el capítulo III.

1.1 Análisis del lecho marino

El primer factor técnico relevante para el emplazamiento de parques eólicos marinos es el estudio de las condiciones acuáticas de la zona. Según Chong & Ran [39], las variables de principal interés en el análisis hidrográfico son las olas, corrientes y profundidades del océano. Las dos primeras tienen relación no solo con el mar sino también con las condiciones meteorológicas (p. ej., las olas afectan la rugosidad del viento —por ende, también el perfil de velocidades del viento y las intensidades de turbulencia— como se verá en el apartado 1.2.1.3). Durante el diseño, se debe determinar la energía que posee la ola a distintas frecuencias y direcciones; por otra parte, las corrientes acuáticas servirán para calcular cuál es el nivel máximo de agua al que puede llegar el nivel del mar. Para efectos de esta tesis, tales dos parámetros quedarán fuera del alcance; y será la batimetría el tema a analizar. Específicamente, se expondrá sobre la relación entre distancia y profundidad, y se establecerá una profundidad límite a la cual poder emplazar los parques eólicos marinos. En añadidura, se explicará la problemática relacionada a la exploración del océano y el programa computacional del que se sirvió la tesis.

1.1.1 Profundidad

La profundidad marina tiene una correlación positiva con la lejanía hacia la costa en un factor que depende del cuerpo de agua oceánico en análisis. En la actualidad, las instalaciones eólicas *offshore* suelen construirse a distancias de 20-30 km de la costa, lo que por lo general representa profundidades de veinte a cuarenta metros [39]. Así, el mar sobre el que se concentra la mayor cantidad de potencia instalada, el mar del Norte (12.9 GW, 55.4% del total), posee 61 parques costa afuera que en promedio se alejan treinta kilómetros de la costa y se localizan a 23.4 m de profundidad [40]. La **Tabla 1.1** muestra las características oceánicas de 154 construcciones marinas, lo que representa más del 85% de los proyectos operativos en el presente [41].

Localización	Cantidad de parques eólicos	Potencia instalada (MW)	Potencia instalada (%)	Profundidad promedio (m)	Distancia hacia la costa (km)	Ratio entre la distancia y la profundidad (m)
Mar del Norte	61	12 933	55.4%	23.4	30	0.78
Mar Irlandés	15	2 938	12.6%	13.1	10.1	1.29
Mar de China Oriental	16	2 574	11%	5.3	16.7	0.32
Mar Báltico	20	2 186	9.4%	12.4	10.9	1.14
Mar Amarillo	13	1 365	5.8%	7.2	11.3	0.66
Mar de la China Meridional	10	777	3.3%	6.5	8.3	0.78
Canal de La Mancha	1	400	1.7%	29	13	2.23
Mar del Japón	6	66	0.3%	13.4	1.5	8.94
Mar de Filipinas	7	53	0.2%	39.9	6.3	6.34
Océano Atlántico	4	42	0.2%	21.4	7.3	2.95
Lago Vänern	1	30	0.1%	9.5	4	2.38

Tabla 1.1 Profundidades y lejanías promedio de los parques eólicos marinos existentes hasta el año 2018 [40].

La relevancia de la profundidad radica en que es el factor primario a considerar al definir la estructura que soportará el aerogenerador —otros parámetros son el tamaño de la turbina, condiciones ambientales y aspectos geotécnicos—. La **Tabla 1.2** muestra los rangos teóricos de profundidades y distancias hacia la costa para cada tipo de cimentación, así como la cantidad de metros máxima a la que se emplazó ese tipo de tecnología en los 154 parques marinos vistos en la **Tabla 1.1**. También, incluye una breve descripción de cada una de ellas basada en [39], [40], [42], [43], [44].

La primera parte del cuadro muestra a las fundaciones del tipo fijadas al fondo o *bottom-fixed* (**Figura 1.1**), que se caracterizan porque son fijadas en el suelo marino y engloban a los soportes de gravedad, monopila, *jacket* y trípode. Durante un proyecto, ese modelo de estructuras representa entre 19 y 36% de los costos totales, lo que depende de la profundidad a la que se ubique (p. ej., en los rangos de 20-30 m y 30-40 m las proporciones son de 24% y 28% respectivamente) [42]. Dentro de esta clasificación, las fundaciones más extendidas son las monopilares, que representan el 77% de los tipos de estructura *offshore* utilizados en Europa (2018) [40] y el 90% a nivel mundial (2016) [39]. La razón de tal propagación es su simple geometría —cilíndrica— para el diseño y manufactura, así como la experiencia existente en la industria. En el caso específico de Europa, se ocasionó también porque el suelo del mar del Norte está compuesto de arena y grava, características que facilitan la instalación del cilindro [42]. Tanto las estructuras de monopila como las de *jacket* y trípode comparten el hecho de apoyarse sobre pilotes ubicados en el fondo marino, los cuales, para su instalación, requieren de martillos hidráulicos, la inserción de vapor o perforación de rocas [43].

Por otro lado, la segunda mitad de la **Tabla 1.2** hace referencia a los soportes del tipo flotante (**Figura 1.2**), que son los únicos capaces de resistir la densidad del agua a profundidades de más de 110 m. De los tres tipos de fundaciones en que se les clasifica, el primer paso comercial lo dieron las cimentaciones del tipo SPAR con el parque eólico Hywind Scotland (2017), compuesto de cinco aerogeneradores de seis megavatios ubicados a 120 m sobre el suelo marino [45]. El prototipo en que se basó, OC3-Hywind, era una turbina de 5 MW que durante su periodo de prueba se ubicó sobre una plataforma de 7 466 toneladas, que soportó un peso total de 599.7 toneladas compuesto por la torre (249.7 toneladas, localizada a diez metros sobre el nivel del mar) y rotor del aerogenerador (350 toneladas) [45].

Con actualización hasta diciembre del año 2023, el proyecto más alejado de la costa —y de mayor capacidad instalada— previsto para operar en los próximos 365 días es Hornsea II (Reino Unido), compuesto de 174 turbinas de 7 MW en un área de 407 km² a una distancia media de 120 km fuera de la costa de Yorkshire [46].

Tipo de estructura	Profundidad (m) / Límite máximo (m)	Distancia hacia la costa (km) / Límite máximo (km)	Descripción
De gravedad	0-20 / 30	0-15 / 30	Pila cilíndrica sobre una base de concreto que, a su vez, se apoya encima del suelo marino. El ancho de la base se ajusta a las condiciones del suelo. Su nombre se debe a que es el peso de la estructura la que soporta el oleaje y mantiene el aerogenerador erguido. Ejemplos: Vindeby Offshore Wind Farm, a 1.5-3 km de la costa y 2-6 metros de profundidad; Fécamp Offshore Wind Farm, a 13-22 km, 30 m.
Monopila	0-30 / 40	0-60 / 100	Pila cilíndrica de 20-50 m de longitud comúnmente de acero cuyo diámetro, espesor y longitud depende del tamaño de la turbina (p. ej., 7.4 m de diámetro para turbinas de 6 MW en Dudgeon Offshore Wind Farm), rigidez del suelo y condiciones oceánicas. Al igual que en los tipos <i>jacket</i> y trípode, se le protege de la erosión mediante el vertido de rocas alrededor del cilindro. Con ello, su instalación —que requiere de insertar el 40-50% de la longitud total de la pila en el fondo marino— tarda entre dos y cinco días.
<i>Jacket</i>	5-50 / 55	5-60 / 70	Al igual que los trípodes, tienen la ventaja de no necesariamente requerir una pieza de transición para emplazar encima el aerogenerador. Sus puntos clave en el diseño son la carga originada por las olas y el viento. El avance tecnológico actual permite que su instalación pueda tardar tan solo doce horas.
Trípode	25-50 / 40	40-120 / 120	Son una combinación entre las estructuras del tipo monopila y <i>jacket</i> , ya que tienen una columna central que conecta tres pilas de cuya longitud total se insertan 10-20 m en el fondo marino. Su diseño permite tener mayor estabilidad y rigidez; no obstante, su peso, complejidad de manufactura y dificultad de instalación no ha permitido su propagación.

Tipo de estructura	Profundidad (m) / Límite máximo (m)	Distancia hacia la costa (km) / Límite máximo (km)	Descripción
Flotante	50-1000 / 120	5-25 / 25	Es una tecnología adaptada del sector de hidrocarburos, con diferencias en las cargas aerodinámicas e hidrodinámicas. Consisten en una plataforma flotante con un sistema de anclaje (líneas catenarias, tensas o tendones) submarino. Encima de la base, se instala una pieza de transición sobre la que se posicionará el aerogenerador. Se les clasifica según la estabilidad como flotadoras SPAR, plataformas de base de tensión ²⁰ (TLP) y semisumergibles. Las primeras deben su estabilidad principalmente a la posición relativa del centro de flotabilidad, que está muy por encima del centro de gravedad de manera tal que la fuerza de gravedad exceda la contribución de las fuerzas de flotabilidad. Por su parte, las TLP tienen un exceso de flotabilidad sobre la gravedad (peso) de la plataforma y la turbina, lo que se ocasiona por las líneas de tensión o sistema de amarre. También, tienen la ventaja de ocasionar poco movimiento en el aerogenerador. Finalmente, las semisumergibles poseen estabilidad a causa de la flotabilidad y la restauración de los cables sujetadores.

Tabla 1.2 Tipos de estructura utilizados en la industria *offshore*.

La **Figura 1.1** muestra las estructuras del tipo fijadas al fondo. En la primera línea de imágenes, el cuadrilátero gris representa el suelo marino; el azul, la superficie del océano. Solo las estructuras de gravedad no requieren de una profunda perforación en el fondo. La segunda línea es una visión real de los soportes. Más adelante, la **Figura 1.2** exhibe la clasificación de las plataformas flotantes: SPAR, semisumergibles y TLP.

²⁰ No se ha desarrollado una traducción consensuada para el anglicismo *tension leg platform*.



Figura 1.1 Estructuras del tipo *bottom-fixed* (de izq. a derecha: de gravedad, monopila, *jacket* y trípode) [39].



Figura 1.2 Estructuras del tipo flotante [39].

Tal como indica Elsner [47], hoy en día existe incertidumbre respecto a los límites técnicos y comerciales de la tecnología flotante. Efectivamente, según el reporte del mercado *offshore* elaborado por BVG Associates (2019) [48], los proyectos rentables con este tipo de plataforma tardarán más de cinco años en materializarse, ya que los sitios de potencial explotación recién están siendo explorados. La empresa noruega Equinor prevé para el segundo semestre del 2023 la finalización de la construcción de un proyecto *offshore* que operará en profundidades de 260-300 m a 140 km de la costa y proveerá de energía a plataformas marítimas cercanas de extracción de petróleo y gas [49]. En el ámbito académico, las investigaciones de factibilidad han establecido como zonas de factibilidad tanto profundidades menores a setenta metros [50], [51] como aquellas con un límite de mil metros [19], [52]. Es posible que un factor que influye en dicha impredecibilidad de restricciones tecnológicas sea lo inexplorado que se encuentra el océano.

1.1.2 Incertidumbre sobre la exploración oceánica

Hoy en día, los programas computacionales utilizados para determinar la profundidad del suelo marino como Google Earth y Bathymetric Data Viewer —elaborado por la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA) estadounidense— generan al usuario la sensación que, en la actualidad, se ha compilado completamente la batimetría del océano, ya que brindan profundidades para toda la Tierra. No obstante, la realidad indica que «se conoce más sobre la topografía de Marte que sobre el suelo del océano» [53]. En efecto, la superficie de tal planeta terminó de ser cartografiada en el año 1999 en cuadrículas de 230 m x 230 m [54]. Entretanto, los desarrolladores del mejor *software* batimétrico de la actualidad, The General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO), han indicado que la primera caracterización global del lecho oceánico será vista por primera vez en el año 2030 a una escala de 100 m x 100 m [18], [47], [55]. Mientras es culminado el proyecto, el suelo marino explorado seguirá significando, en cuadrículas de 100 m, menos del 5% del total [56].

La problemática del estudio del fondo marino se debe a diversas razones²¹, de las que será comentada la principal: los instrumentos de medición [54]. Actualmente, la mayoría de sensores ópticos y electromagnéticos utilizados durante misiones presenciales para hacer mapas, observar y entender la topografía marina no penetran más que unas decenas de metros dentro de las aguas oceánicas, lo que se debe a la absorción, reflexión y refracción de la luz en este ambiente acuático [18]. En añadidura, dentro de las mejores técnicas existentes para explorar las profundidades —línea guía, y ecosondas²² monohaz y multihaz—, solo las sondas multihaz son capaces de entregar resultados en áreas de 2° x 2° o 1° x 1° de lecho marino [18]. En cambio, las del tipo monohaz emiten un pulso hacia el suelo capaz de ofrecer únicamente la profundidad del punto menos hondo de un área circular del lecho, que puede ser de unas pocas unidades de metros cuadrados. Pese a esta limitación, la práctica común es reportar la medición del monohaz como si hubiera cubierto un diámetro que es aproximadamente la mitad de la profundidad (p. ej., para una profundidad de 4 000 m, se establece que el área analizada fue de alrededor 2 000 m de diámetro, aunque realmente se haya obtenido solo el punto menos profundo de esa área). De forma menos conveniente, la tecnología de línea guía genera una muestra de algunas decenas de centímetros cuadrados debajo del mar.

En adición a los instrumentos presenciales, los satélites espaciales son capaces de entregar una vista «general» de las profundidades del océano a partir del procesamiento de imágenes basados principalmente en la premisa de que aguas menos profundas se ven de color más claro que lugares más hondos [57]. Con ello, su resolución y precisión solo bastan para estudios regionales de placas tectónicas [18], y no son suficientes para los intereses de otro tipo de investigaciones científicas (p. ej., pronóstico del comportamiento de tsunamis, cambio climático, transporte de sedimentos), navegación, exploración, extracción de recursos, pesquería o turismo [53], [54]. Más aún, el hielo de las zonas polares excluye la posibilidad de usar data derivada de satélites [18]. En la práctica, a

²¹ Otros motivos son que el 50% de los océanos posee profundidades mayores a 3 200 m, hay zonas permanentemente congeladas (p. ej., el Ártico), la dificultad de recopilar en un solo documento la información recolectada por las instituciones marinas de todos los países del mundo y que se ha preferido invertir en tecnología espacial.

²² Instrumento que opera mediante ondas de sonido, utilizado para medir la distancia entre la superficie del agua y el suelo marino.

profundidades oceánicas de 1 km se espera que, por el fenómeno de continuación ascendente²³, una sonda espacial ofrezca cuadrículas con resoluciones entre 2 km x 2 km y 3 km x 3 km [18], [58].

Los efectos de la falta de exploración oceánica afectarán a la presente investigación y se les moderará mediante el uso del mejor programa computacional de batimetría de la actualidad: GEBCO, del que se profundizará a continuación.

1.1.3 Programa computacional

En el ámbito académico, es común el uso de Google Earth para el análisis de profundidades al evaluar las zonas de mejor potencial para proyectos eólicos marinos [50], [59]. No obstante, el programa computacional de mayor exactitud en la industria es The General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO) [47], [55], planeado por primera vez en el año 1903 y hoy en día administrado por la Organización Hidrográfica Internacional (IHO) y la Comisión Oceanográfica Intergubernamental (IOC). En los estudios *offshore*, ha sido utilizado para calcular el potencial técnico de la tecnología en la zona económica exclusiva de todo el continente africano [47], en el mar Mediterráneo [60] y en el litoral de la India [61].

La aplicación se sirve principalmente de las predicciones de gravedad del programa SRTM15+ —actualizado por última vez el 2020, al igual que GEBCO—, al que complementa con cartas marinas y mediciones presenciales por sondas multihaz [62]. En su más novedosa versión, SRTM15+, que es una base de datos en sí misma, posee una resolución espacial de 15 arcos de segundo (equivalente a 450 m en el Ecuador) posibilitada, además de las predicciones mencionadas, por los sondeos de barcos, con los que ha cubierto el 10.84% del lecho oceánico en dicha resolución.

²³ El intervalo propuesto de valores se debe a que indica que tal fenómeno, mejor conocido por su denominación en inglés *upward continuation*, limita la resolución horizontal de los satélites a un valor que es aproximadamente el doble que la profundidad. En cambio, establece que la regla general de mínima resolución espacial se obtiene de multiplicar la profundidad por el número pi.

En la versión de GEBCO del 2014 —que permaneció activa hasta el 2019— el 18% de sus píxeles había sido mensurado a partir de data documentada (*i. e.*, proveedores internacionales, instituciones nacionales y regionales), lo que hasta el 2019 representaba la mayor cantidad de información recolectada del suelo marino [18], [54], [58]. Dentro de ese porcentaje, la mitad correspondía a mediciones por ecosondas multihaz, lo que significa que se tiene una alta resolución (p. ej., 17 m x 17 m a una profundidad de 500 m) en ese 9% del total [18]. No obstante, la otra mitad de la data documentada ha sido recolectada a partir de técnicas de menor resolución —unidades de metros— como las sondas monohaz, lo que conlleva que se ha tenido que mezclar interpolaciones satelitales con las mediciones presenciales. En referencia al 82% restante, corresponde a interpolaciones elaboradas mediante derivaciones de batimetría satelital [18], [54].

Estudios del año 2020 en el mar Adriático siguieron mostrando una supremacía de GEBCO —ya en su versión del 2020, con quince arcossegundos de resolución en vez de treinta— sobre otros *softwares* batimétricos como DTU10BAT, EMODnet, ETOPO, SS y SRTM15+. Vrdoljak [62] evaluó tales programas en QGIS y los comparó con data presencial medida en sondas multihaz y monohaz en los alrededores de la isla de Murter (Croacia). El autor notó que las diferencias entre GEBCO y otros modelos batimétricos oscilan entre un promedio de 5 m (SRTM15+, lo que tiene lógica ya que usan casi la misma data) y 32 m (ETOPO), aunque las diferencias máximas podían llegar a los 387 m (ETOPO) y la desviación estándar de la disparidad fluctuaba entre los 9 m (SRTM15+) y 48 m (ETOPO). Al final, el artículo concluye que de los programas analizados GEBCO «es, al momento presente, la mejor opción».

Referido a otros programas, una comparativa entre las profundidades entregadas por Google Earth y GEBCO en el litoral peruano se presenta en la **Tabla 1.3**. Las dieciséis coordenadas —todas aleatorias— se descargaron de GEBCO y su formato 2D NetCDF TID Grid fue leído mediante el programa computacional Panoply. Se aprecia que las diferencias oscilan entre el 0 y 112.7% y que zonas donde Google Earth indica una profundidad al nivel del mar son en realidad bastante profundas.

Coordenadas		Profundidad (m)		Diferencia (%)
Latitud	Longitud	GEBCO	Google Earth	
-3.39375	-80.50208	-12	-21	42.9
-3.71875	-80.88542	-85	-86	1.2
-4.797917	-81.458	-94	-95	1.1
-5.622917	-80.95208	-26	-26	0
-6.872917	-80.14375	-16	-27	40.7
-7.34375	-80.08125	-66	-73	9.6
-8.852083	-79.68542	-99	-102	2.9
-9.939583	-78.94792	-136	-142	4.2
-10.67292	-77.91875	-47	-72	34.7
-11.86875	-77.23542	-54	-56	3.6
-12.29375	-76.87292	-121	0	-
-13.63125	-76.62292	-167	-158	5.7
-17.37292	-71.42292	-151	0	-
-17.93125	-70.98125	-117	-55	112.7
-18.31875	-70.66042	-97	-84	15.5
-18.35208	-70.41875	-23	-21	9.5

Tabla 1.3 Comparación entre profundidades entregadas por GEBCO y Google Earth en dieciséis coordenadas aleatorias del litoral peruano.

1.1.4 Profundidad límite a analizar

Como fue adelantado, hoy en día existe incertidumbre respecto a cuáles son los límites técnicos de la tecnología flotante. Con el fin de justificar la elección de profundidad

máxima a considerar en la presente tesis, la **Tabla 1.4** muestra la distancia límite hacia el fondo marino seleccionada por diversos estudios como zona factible de análisis.

Título del estudio	Profundidad máxima (m)	Observación
National Offshore Wind Strategy (2016) [19]	1 000	-
Achieving Blue Growth through maritime spatial planning: Offshore wind energy optimization and biodiversity conservation in Spain (2016) [63]	50	El estudio justificó la elección señalando que era la máxima profundidad a la que se ubicaban los parques eólicos marinos comerciales en ese momento.
Unleashing Europe's offshore wind potential (2017) [64]	1 000	El reporte considera que los 1 000 m serán el límite técnico superior de la tecnología en el año 2030
Evaluation of Offshore Wind Potential in the Western Coast of India: A Preliminary Study (2017) [51]	35	El artículo científico indica que el límite superior de la tecnología flotante es de setecientos metros.
Exploring the offshore wind energy potential of Turkey based on multi-criteria site selection (2018) [50]	45	Un estudio elaborado meses antes por los mismos autores había considerado el mismo límite técnico [59]
Large-scale offshore wind production in the Mediterranean Sea (2019) [60]	500	-
Continental-scale assessment of the African offshore wind energy potential: Spatial analysis of an under-appreciated renewable energy resource (2019) [47]	800	El estudio utiliza dos escenarios: uno con un límite batimétrico máximo de 50 m y otro con el de los 800 m.

Tabla 1.4 Profundidades mínimas factibles analizadas por diversos estudios

Tal como se puede apreciar en la **Tabla 1.4**, las investigaciones se dividen entre aquellas que optan por analizar los límites actuales de profundidad factibles y aquellas que

prefieren considerar los límites a los que pueda llegar la tecnología en una cantidad de años que, al día de hoy, es incierta. Si a esa información se le suma el estado de la tecnología presentado en la **Tabla 1.1**, se puede notar que las estructuras del tipo fijadas al fondo se desarrollan a un máximo de 50 m de profundidad; y solo un parque eólico marino flotante ha sido capaz de ser comercial: Hywind Scotland, a una diferencia de alturas entre la superficie y el lecho oceánico de 120 m. En vista de ello, el presente estudio analizará dos escenarios de factibilidad técnica: uno que toma en cuenta el límite actual de la tecnología fijada al fondo (*i. e.*, 50 m de profundidad) y otro en el que se considera los límites de la tecnología flotante como mil metros, que es el escenario planteado por los dos primeros reportes de la **Tabla 1.4**. Esta aplicación de dos escenarios de viabilidad ha sido una respuesta utilizada por otras investigaciones [47] ante la incertidumbre tecnológica actual.

1.2 Análisis del recurso eólico

En condiciones naturales, la mayor parte de los vientos, que son corrientes de aire (en movimiento) que componen la atmósfera, termina siendo perdida tras convertirse en calor mediante la fricción —desarrollada principalmente en la superficie de la Tierra—; no obstante, la adición de aerogeneradores en el ambiente permite que la energía cinética del recurso eólico se convierta en energía mecánica y luego en electricidad [65].

Por lo general, se clasifica la circulación del viento²⁴ a lo largo del globo de dos maneras: a gran escala y a pequeña escala. La primera forma de tránsito se denomina «circulación general de la atmósfera» y es un fenómeno a nivel global impulsado principalmente por dos factores: la distinta incidencia de los rayos del Sol sobre cada latitud del mundo y la rotación del planeta. Lo primario, la diferente incidencia de rayos solares, provoca que haya mayor presión en los polos (aire frío) que en el ecuador (gas caliente), lo que ocasiona que el viento tenga un traslado continuo desde el paralelo central hacia los extremos norte y sur del globo, y viceversa. Por otro lado, la rotación —giro de la Tierra sobre su propio eje de oeste a este, con mayor velocidad en la franja horizontal central que

²⁴ Es de tener claro que el término «viento» incluye en su definición el hecho de estar en movimiento (por ejemplo, decir «viento en movimiento» puede ser considerado redundante).

en las demás latitudes— induce el efecto Coriolis²⁵ sobre los vientos y los hace adquirir cierta inclinación horizontal en su desplazamiento. Además, forma a las células²⁶ de Hadley, Ferrel y polar, que son tres células de circulación cerrada ubicadas en tres bloques hacia los hemisferios norte y sur (seis en total) que restringen el libre movimiento del aire y lo encierran en un ciclo de calentamiento y enfriamiento. La **Figura 1.3** muestra el resultado final de los factores descritos e incluye el nombre de los vientos de cada una de las células.

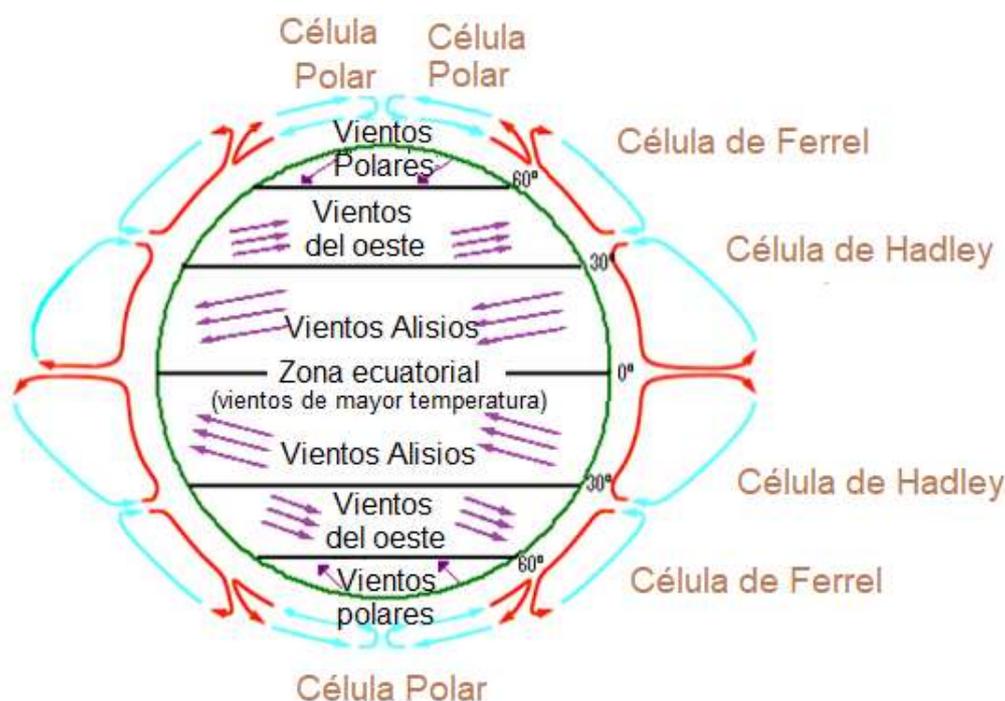


Figura 1.3 Corrientes de circulación del aire a escala planetaria [66].

El fenómeno de circulación general cobra relevancia porque es influyente en el clima, repercute en la dirección de los vientos locales y distribuye, junto a las corrientes oceánicas, el calor a lo largo de la Tierra. Sin embargo, para efectos de tecnología eólica es de mayor significancia la circulación a pequeña escala, que hace alusión a los efectos de fricción producidos por las características del lugar como la existencia de montañas,

²⁵ Se conoce como fuerza Coriolis a la fuerza que un sistema en rotación ejerce sobre los objetos en movimiento. En este caso, los vientos (objetos) se mueven dentro de la Tierra (sistema rotativo) así que sienten una fuerza en ellos que provoca su inclinación.

²⁶ Entiéndase como un espacio cerrado de circulación atmosférica donde el aire asciende y desciende.

grandes cantidades de agua, edificios, etcétera [66]. Específicamente, los vientos locales — es decir, aquellos influenciados por la rugosidad y obstáculos presentes en el ambiente en el que están— definen la velocidad de aire con la que trabajará un parque eólico [67] y serán los evaluados en lo restante de esta sección.

1.2.1 Análisis y recolección de datos

El viento como recurso energético posee dos características: variabilidad —tanto geográfica como temporal— y aleatoriedad. Ante ello, deben aplicarse técnicas estadísticas para su análisis. En general, los modelos de predicción de viento se clasifican en dos categorías no necesariamente excluyentes entre sí: predicción numérica del clima y modelos de predicción basados en una serie de tiempo histórica [68]. El primer método se encuentra en una fase de mejora investigativa y presenta inconvenientes como la inicialización del modelo y la complejidad del procesamiento de datos. Por otro lado, la evaluación del viento basada en data histórica es, a pesar de la limitación de no brindar un margen de error (incertidumbre), por mucho el procedimiento más aplicado —ya se vieron en los antecedentes dos estudios que lo usaron— y el elegido por esta tesis.

Tal como se puede deducir, el análisis por data histórica requiere de conocer durante un intervalo de tiempo anterior a la actualidad dos características del viento: velocidad y dirección. Tras construir el parque eólico, se espera que el comportamiento de ambos parámetros se repita y la energía obtenida sea aproximadamente la misma que la calculada antes de erigir la instalación²⁷. Los dos siguientes apartados discutirán tal tiempo previo a analizar y las dos características del viento a evaluar. En los posteriores, se explicará el proceso de recolección de datos y la herramienta a utilizar en el presente estudio.

1.2.1.1 Intervalo de análisis

Al tomar data de un proyecto *offshore* presencialmente, es práctica común construir torres de 60-100 m apoyadas sobre plataformas en el mar para medir —entre otros como las

²⁷ señala que la variabilidad año a año es de $\pm 15\%$.

condiciones oceánicas, visibilidad por aviones y barcos, suministro de electricidad, corrosión y monitoreo biológico— la velocidad de viento durante uno o más años [39]. Ya que ello queda fuera del alcance de la tesis²⁸, se discutirá por cuánta cantidad de tiempo deberían obtenerse los datos eólicos.

Hoy en día, la cantidad de años a recular en la data histórica es objeto de controversia: se han desarrollado tanto investigaciones que evalúan alrededor de diez años previos [50], [69] como otras que retroceden aproximadamente 35 años [32], [33]. En un intento de uniformización, la Organización Meteorológica Mundial (OMM) recomendó que el periodo de referencia para definir un parámetro del clima como «promedio» debe ser de treinta años; no obstante, la misma institución reconoce que establece ese estándar principalmente por un tema de disponibilidad de data climatológica y hay que ser cauteloso con las particularidades de cada indicador —por ejemplo, para la temperatura basta con observar intervalos menores a tres décadas— [70]. En realidad, el tiempo retrocedido depende del tamaño del registro histórico, del que solo se consensúa que, mientras más, mejor [71].

1.2.1.2 Velocidad y dirección de viento

La velocidad del viento es un vector tridimensional²⁹ que, para efectos de tecnología eólica, se expresa en coordenadas polares que simbolizan su rapidez y dirección promedio en el plano horizontal [72]. Lo primario es mensurado mediante anemómetros; lo segundo, que según la convención meteorológica³⁰ es la dirección en la que el viento sopla en sentido horario desde el norte geográfico —dicho de otra manera: la punta de la flecha indica de dónde proviene el viento—, con veletas [73]. Ambos instrumentos se encuentran en estaciones meteorológicas que recolectan muestras de uno a dos segundos que luego se promedian en periodos de diez a sesenta minutos [39]. Es decir, lo común es que a lo largo

²⁸indica que el costo de la torre de medición de datos es de \$ 10 millones con un margen de $\pm 50\%$, dependiendo de las características locales. Suele usarse solo una en proyectos *offshore*.

²⁹ Representado en las direcciones x, y, z del espacio

³⁰ La otra convención es la oceanográfica, 180° contraria a la meteorológica.

de un día se registren entre veinticuatro y 240 mediciones promedio, que son el resultado de haber calculado la media de 43 200 a 86 400 valores dentro de los intervalos³¹.

A manera de paréntesis, cabe aclarar que no siempre se trabaja solo con vectores horizontales. Existen bases de datos, como ERA5³², que proveen proyecciones tanto de los paralelos de la Tierra como de sus meridianos; esto es, de los vectores horizontal y vertical del viento. De darse tal caso, para hallar la rapidez de viento se aplica la fórmula ulterior al igual que [32], [74].

$$V = \sqrt{u_{rms}^2 + v_{rms}^2} \quad (1.1)$$

V: Rapidez de viento (m/s)

u_{rms} : vector horizontal del viento (positivo desde el oeste al este)

v_{rms} : vector vertical del viento (positivo desde el sur al norte)

Sea necesario o no servirse de la fórmula 1.1, con las dos velocidades de viento descritas, de intervalos y promedio, se puede hallar la intensidad de turbulencia, parámetro requerido para clasificar las turbinas eólicas [39], [75].

$$TI = \frac{SD_{10 \text{ min}}}{MWS_{10 \text{ min}}} \quad (1.2)$$

TI: Intensidad de turbulencia (adimensional)

$SD_{10 \text{ min}}$: Desviación estándar en cada periodo de diez minutos

$MWS_{10 \text{ min}}$: Velocidad media de todo el intervalo de diez minutos

La intensidad de turbulencia es una fluctuación rápida (menor a diez minutos) de la velocidad del viento que puede reducir la energía eólica —a describir más adelante— hasta en un 4% [76]. En el caso costa afuera, los valores de TI suelen oscilar entre 0.05 y 0.1 [39], tal como corroboraron Fu *et al.* [75] al obtener una media de TI menor a 8% y, salvo

³¹ Es de comentar que existen anemómetros más avanzados que promedian datos para cada segundo como el analizado en

³² Programa desarrollado entre el 2016 y 2017 que permite conocer las velocidades de viento. Se profundizará sobre el mismo en el capítulo «Metodología».

el mes de mayo con 4.87%, superior a 5% en cada uno de los doce meses que analizaron en la bahía de Bohai (China).

Como se adelantó, la intensidad es un valor necesario para clasificar los vientos por clases. Específicamente, la norma de estándar internacional IEC 61400-1:2019 de la Comisión Electrotécnica Internacional expresa lo posterior [77].

Clases	Descripción	I	II	III	S
$V_{\text{referencia}}$	Velocidad máxima en diez minutos con periodo de retorno de cincuenta años	50	42.5	37.5	(Valores especificados por el diseñador)
V_{promedio}	Velocidad máxima promedio anual a la altura del centro del rotor (m/s)	10	8.5	7.5	
A+	Categoría para vientos con intensidad de turbulencia de 0.18	0.18	0.18	0.18	
A	Categoría para vientos con intensidad de turbulencia máxima de 0.16	0.16	0.16	0.16	
B	Categoría para vientos con intensidad de turbulencia máxima de 0.14	0.14	0.14	0.14	
C	Categoría para vientos con intensidad de turbulencia máxima de 0.12	0.12	0.12	0.12	

Tabla 1.5 Clasificación de Turbinas Eólicas [77].

La tabla se interpreta así: si la velocidad máxima anual del viento es de 9 m/s y tiene una intensidad de turbulencia de 0.13, entonces la turbina eólica se clasifica como clase IB. Bajo la misma metodología, si un viento posee una IT de 0.1 y una celeridad media anual de 7 m/s, se catalogará el aerogenerador como IIIC. De darse el particular de que las características meteorológicas no entren en la parametrización, la categorización será la S y corresponde al diseñador (Siemens Gamesa, ENERCON, etc.) brindar las especificaciones.

En referencia a la dirección, la forma más común de representación es mediante rosas de viento como las presentadas por [33], [50], que son diagramas polares en los que se indican las direcciones del viento según su proveniencia (*i. e.*, convención

meteorológica) [71]. La **Figura 1.4** muestra un ejemplo desarrollado por [75] en el que se señala la procedencia del aire integrada con la velocidad durante cuatro estaciones en la bahía de Bohai (China). Es de precisar que las subdivisiones entre cada punto cardinal se denominan noreste, nornoreste, estenoreste, oestesuroeste, etc. y tienen asignado un ángulo de 0 a 360°. En añadidura, la mayor o menor longitud de la barra y el porcentaje de cada círculo indican con qué tanta frecuencia se desarrolló esa dirección durante un intervalo determinado. Nuevamente, ha de resaltarse que —al igual que la **Figura 1.3**— la convención utilizada es la meteorológica; esto es, los vientos provienen mayoritariamente del este, no se dirigen hacia allá como hubiera sido el caso de emplear la convención oceanográfica.

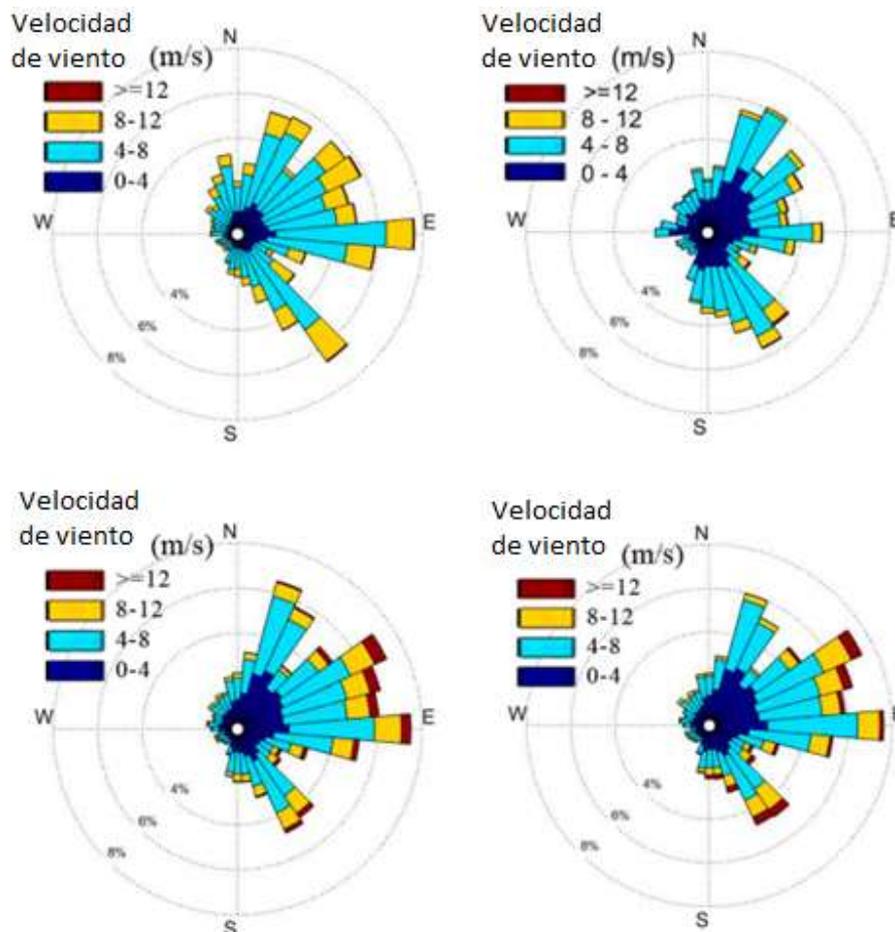


Figura 1.4 Ejemplo de Rosas de Viento [75].

Los estándares internacionales aún no especifican cómo hacer las mediciones de viento *offshore*. Frente a ello, en la industria se recomienda la utilización de tres sets de anemómetros en cada altura de medición (p. ej., para analizar alturas a 3 m y 100 m se usan seis sets), lo que es mayor a los dos sets manejados en mediciones terrestres [39]. Deductiblemente, antes de lo presencial se ha tenido que revisar la data previa de las estaciones meteorológicas y así tener una idea de si el lugar será factible técnicamente.

1.2.1.3 Estaciones meteorológicas

Las estaciones de medición de viento costa afuera presentan retos técnicos debido a las constantes olas y variación de marea a las que se enfrentan. Por lo general, se prefiere el uso de boyas de atadura, que suelen estar a 3-5 m sobre la superficie del mar para evitar obstáculos y el rozamiento con la superficie marina. Es de inferir que la altura de dichas boyas es mínima en comparación con los altos aerogeneradores *offshore*, que actualmente miden cuando menos 72 m. En consecuencia, se necesita una relación entre las velocidades a ras del suelo y en altura como la mostrada en [47], [51], [78].

$$\frac{V_h}{V_{EM}} = \frac{\log (h/z_0)}{\log (EM/z_0)} \quad (1.3)$$

V_h : Velocidad del viento a la altura de la turbina eólica (m/s)

V_{EM} : Velocidad del viento a la altura de medición cercana al mar (p. ej., entre tres y cinco metros sobre el nivel del mar si se dispone de boyas de atadura; las estaciones meteorológicas terrestres suelen brindar valores a 10 m de altura) en m/s

h: Altura en metros desde la superficie del mar hasta el centro del rotor del aerogenerador (más conocida como *hub height*)

EM: Altura desde la superficie del mar hacia el aparato de medición (m)

z_0 : Rugosidad de la superficie. En el mar se tienen valores de alrededor de 0.001 m para olas «pequeñas»³³ [39] y hay bases de datos como Wind Speed Estimation Program (WAsP) que sobre el océano consideran 0.0002 m [79], así como autores que tomaron 0.0001 m [80].

Mediante la ecuación superior, se puede hallar la velocidad del viento a la altura *hub* de la turbina eólica, lo que alivia la necesidad de construir una instalación de medición a más de 72 m. El nuevo término descrito, rugosidad de superficie, describe el conjunto de irregularidades (relieve, obstáculos) del suelo marino. En el caso de la energía eólica costa afuera, los vientos están relacionados con la formación de olas de manera tal que vientos fuertes generan olas más grandes y, por consiguiente, mayores rugosidades. Pese a ello, los valores promedio de rugosidad en el mar son de alrededor de 0.001 m, mientras en zonas de vegetación terrestres las cuantías oscilan entre 0.03 m y 1 m según su tipo y altura [39]. De no tenerse un dato exacto, el valor de 0.001 m es asumible ya que se ha comprobado que la rugosidad tiene un impacto negligible en los cálculos de velocidad de viento marino, al punto de poder considerársele como constante³⁴ [81].

La fórmula sirve no solo cuando hay estaciones meteorológicas, sino también cuando por otras fuentes (principalmente bases de datos globales) se ha adquirido la velocidad de viento a 10 m s. n. m., pero no a la altura deseada. Se menciona esto porque, con actualización hasta mayo del 2023, no existen estaciones meteorológicas en el litoral peruano [82], lo que es entendible por el costo técnico y económico que representan. En una línea similar, las hidrometeorológicas ubicadas en los alrededores terrestres de puertos marinos o playas no son más de seis; de ellas, ninguna es automática ni presenta información climática mayor a cinco años —límite inferior: enero 2017— o, siquiera, de velocidad eólica del lugar. Dentro de este contexto, lo más factible es analizar velocidades de viento mediante programas computacionales de *reanalysis*.

³³ Los autores de no dan una altura exacta, aunque esto no es muy relevante como se mencionará después. Considerando que se han registrado olas de 20 m sin condiciones de tsunami y hasta 524 m durante tsunamis (véase bahía Lituya), podría tomarse el valor de 4 m como «pequeño».

³⁴ Es de mencionar que hay cierta controversia al respecto. En se comenta las posiciones en uno y otro lado y se termina recomendando que, de disponerse de mediciones de viento a una sola altura, se puede usar en la región de Nantucket Sound (EUA) el valor único y constante de 0.0061 m, ya que es la rugosidad promedio de la central eléctrica marina Cape Wind durante los años 2003-2007.

1.2.1.4 *Reanalysis*

El *reanalysis* atmosférico es un proceso que complementa las observaciones meteorológicas medidas en el pasado con los modelos matemáticos climáticos actuales para, combinados, brindar una visión completa del clima mundial en décadas anteriores, cuando la cantidad de mediciones no era tan extensa como en la actualidad. Mediante el *reanalysis*, lugares en los que no se tenía data atmosférica en, por decir, 1970, tienen la posibilidad de tener una aproximación a, por citar una variable aleatoria, su temperatura de ese entonces.

Tal cercanía a la realidad es particularmente eficaz en el análisis eólico. Por ejemplo, el artículo de Kaiser-Weiss *et al.* [83] comparó las mediciones de 210 estaciones meteorológicas en Alemania con dos bases de datos de *reanalysis* globales, una de ellas la predecesora del programa computacional ERA5: ERA-Interim. Tras aplicar distribuciones de Weibull, encontró un coeficiente de correlación de Pearson³⁵ entre los datos empíricos meteorológicos y ERA-Interim superiores a 0.8 en el 89% de las estaciones y mayores o iguales a 0.9 en el 66% de ellas durante el intervalo de medición 2007-2010. También, expresó que los parámetros de forma³⁶ y escala³⁷ de Weibull del programa tuvieron similitudes de 0.09 y 0.31 a las recolectoras ubicadas al nivel del mar (Hamburg-Fuhlsbüttel), lo que calificó como un «buen *match*».

Para efectos de esta tesis, se vuelve necesario comentar que, al comparar dos bases de datos de *reanalysis*, es práctica común no publicar el error en términos de velocidad de viento (p. ej., ± 0.5 m/s de ERA5 con respecto a la realidad), sino utilizar parámetros estandarizados que midan la inexactitud. Ello se hace porque un mismo valor puede representar un error distinto para una u otra velocidad real del viento (p. ej., ± 0.5 m/s representa 50% de error para un valor real de 1 m/s, pero disminuye a 5% si la celeridad real fuese de 10 m/s). Por dicho factor, los artículos científicos suelen servirse de dos criterios: error medio absoluto (MAE) y la raíz del error cuadrático medio (RMSE). El primero es un promedio de todos los errores (negativos y positivos) del programa de

³⁵ Indicador de dependencia lineal entre dos variables.

³⁶ Factor que describe la forma en que se distribuyen los datos en una distribución de Weibull.

³⁷ Factor que define la posición de la curva de Weibull.

reanalysis con respecto a los datos reales —obtenidos de estaciones meteorológicas o anemómetros de las turbinas eólicas—. Por otro lado, el RMSE es la raíz cuadrada de la diferencia de los cuadrados de los errores; lo que significa dos cosas: siempre será mayor o igual al MAE, y penaliza de forma más notoria los errores que puedan ser catalogados como «altos» (*i. e.*, un MAE de 0.59 se vuelve incluso mayor con la fórmula de RMSE). Evidentemente, se espera que ambos valores (MAE y RMSE) sean cercanos a cero. Para un mejor entendimiento, sus ecuaciones son mostradas a continuación [84], [85].

$$MAE = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^N |f_n - O_n| \quad (1.4)$$

MAE: Error medio absoluto

N: Tamaño de la muestra (número total de observaciones)

f_n : Valor pronosticado

O_n : Valor observado

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^N (f_n - O_n)^2} \quad (1.5)$$

RMSE: Raíz del error cuadrático medio

N: Tamaño de la muestra (número total de observaciones)

f_n : Valor pronosticado

O_n : Valor observado

Debe ser clarificado que los datos históricos que utilizan estas bases de datos pueden poseer años con velocidades de viento anómalas. En particular, se ha demostrado que El Niño-Oscilación del Sur —mejor conocido por su nombre en inglés El Niño-Southern Oscillation (ENSO)— tiene repercusión en la rapidez de viento disponible y, por ende, en la generación de energía eólica [86].

1.2.2 Variabilidad climática: El Niño-Southern Oscillation (ENSO)

El Niño-Oscilación del Sur es un fenómeno oceánico-atmosférico de escala global que ocurre cada 2-7 años debido a la liberación de calor hacia la tropósfera³⁸ y la propagación de la onda Kelvin³⁹ [87]. Sumado a una variación de la pendiente de la termoclina⁴⁰ ocasionado por el debilitamiento o aumento de las velocidades de los vientos alisios⁴¹, la combinación de aquellos dos factores, denominados teleconexiones⁴² atmosférica y oceánica respectivamente, provoca dos fases de ENSO: El Niño, que es la fase de calentamiento de la superficie ecuatorial oriental⁴³ del océano Pacífico⁴⁴, y La Niña, que es una etapa de enfriamiento en la misma zona [88]. La **Figura 1.5** muestra las anomalías de temperatura causadas entre las latitudes 20°N-20°S y las longitudes 120°E-80°O por uno de los ENSO más extremos del siglo XX: el iniciado en 1997⁴⁵ [89]. Tal como se puede apreciar, El Niño (izq.) puede provocar aumentos de hasta 4°C en la temperatura superficial del litoral peruano; La Niña, enfriamientos de 1°C por debajo de la media.

³⁸ Primera capa de la atmósfera, en contacto con la superficie terrestre

³⁹ Onda de calor que durante El Niño se desplaza a través de las olas (cálidas) y la atmósfera desde el Pacífico occidental (p. ej., Australia) hacia el Pacífico oriental (p. ej., litoral peruano).

⁴⁰ Capa de transición de temperaturas entre el agua de la zona epipelágica (capa superficial hasta los 200 m de profundidad donde incide la luz solar) y mesopelágica (entre los 200 m y 1000 m de profundidad, no llega ni el 1% de luz solar y su temperatura es aproximadamente constante) del océano; el cambio de temperatura de la zona epipelágica a la mesopelágica es súbito. Durante El Niño, la pendiente se reduce; durante La Niña, se vuelve más pronunciada.

⁴¹ Vientos de dirección este-oeste que circulan dentro de la célula de Hadley, también conocidos como *trade winds*. Cuando se desarrolla El Niño, la velocidad disminuye; con La Niña, se vuelve mayor.

⁴² Las teleconexiones son las que causan que el fenómeno sea global, ya que El Niño impacta también, por ejemplo, entre diciembre y febrero, en los climas regionales del sudeste de África (sequía), el norte occidental de Norteamérica (calentamiento), la costa atlántica de Sudamérica (sequía al norte, calentamiento al sureste de Brasil, mayores lluvias a la altura de Uruguay), el sureste de Estados Unidos (enfriamiento), etcétera. Un análisis más específico región por región es desarrollado por.

⁴³ Defínase como el área entre las coordenadas 5° S - 5° N y 150° O - 90° O.

⁴⁴ En el Pacífico ecuatorial occidental (aproximadamente a la altura de Papúa Nueva Guinea y el país insular de Indonesia, al norte de Australia) la temperatura oceánica superficial supera los 28 °C.

⁴⁵ Se calcula que las pérdidas por los efectos de El Niño de 1997-1998 fueron superiores a los \$ 3 500 millones en Perú. A manera, comparativa, los perjuicios por el otro El Niño extremo del siglo XX, el desarrollado entre 1982 y 1983, se estiman en \$ 3 200 millones.

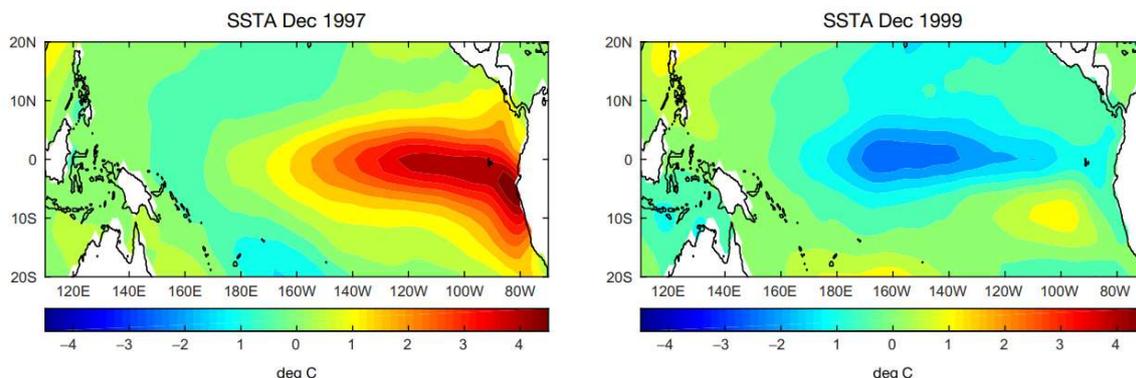


Figura 1.5 Anomalías de temperatura causadas por El Niño y La Niña [89].

Para efectos del presente análisis costa afuera, la relevancia de los ENSO se debe a que pueden alterar los promedios de velocidad de viento obtenidos del programa de *reanalysis* a utilizar. Por ejemplo, Quijano [86] indicó que el aumento de la temperatura superficial del mar de Grau puede producir una intensificación del viento costero superficial a una tasa de 0.2875 m/s por grado centígrado. En una línea opuesta, Villar [32] observó, tras tomar data del programa computacional de *reanalysis* ERA-Interim para el litoral chileno, que los años siguientes a los fenómenos de El Niño (1982-1983 y 1997-1998) tenían un promedio anual de velocidad menor; específicamente, en 1984 se tuvo aproximadamente 2 m/s menos, y en 1999, 0.5 m/s.

Pese a dichos hallazgos, la periodicidad interanual de dichos fenómenos conlleva que el único cuidado que se debería tener es el de no tomar data exclusivamente en los años de ENSO (p. ej., que se haya instalado la plataforma de velocidades durante El Niño del 2017), ya que, aunque son parte de la variabilidad climática, son años atípicos.

1.2.3 Caracterización del potencial energético eólico

Tras la adquisición, depuración y validación de datos, el paso siguiente es estimar cuánta energía eléctrica se puede producir. Con tal fin, el primer paso es determinar la densidad de probabilidad de Weibull, que se obtiene según [71], [75] de la siguiente manera.

$$p(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1.6)$$

$p(v)$: Función de densidad de probabilidad de Weibull

v : Velocidad del viento (m/s)

k : Factor de forma (adimensional)

c : Factor de escala (m/s)

En la ecuación, « k » caracteriza la asimetría o sesgo de la función de densidad de probabilidad; « c », el valor próximo a la velocidad media anual. La velocidad de viento que se debe analizar depende de la curva de potencia de la turbina. Mediante la densidad de probabilidad, se puede caracterizar el viento y conocer cuál es la probabilidad de tener « x » velocidad de viento durante « t » horas del año.

Ha de precisarse las fórmulas del factor de forma y del factor de escala:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1.086} \quad (1.7)$$

$$c = \bar{v} \cdot \left[\frac{1}{\Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{k}\right)} \right] \quad (1.8)$$

σ : Desviación estándar de la velocidad de viento

\bar{v} : Velocidad media anual

Γ : Función gamma

Otro parámetro importante para caracterizar el viento es el cálculo de la densidad de potencia. Ella se obtiene de la forma ulterior [65], [90].

$$WPD = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot v^3 \quad (1.9)$$

WPD: Densidad de potencia (W/m²)

C_p : Eficiencia de conversión de energía cinética del viento a energía mecánica

ρ : Densidad del aire (kg/m^3)

v : velocidad del viento (m/s)

La densidad de potencia representa cuánto (W) se puede extraer de un metro cuadrado del área de barrido⁴⁶ de un aerogenerador a cierta altura de medición (p. ej., cien metros). Para calcularla, basta con conocer la eficiencia de conversión, densidad del aire y velocidad de viento. Lo primero está supeditado al límite de Betz, que indica que un aerogenerador puede convertir en energía cinética hasta 59.26% del viento que incide sobre ella. Lo segundo, la densidad del aire, puede ser calculado mediante la ecuación de gases ideales o establecerse como un valor medio de 1.225 kg/m^3 [91]. Finalmente, es de notar la fuerte dependencia de la potencia disponible hacia la velocidad de viento, marcada por una elevación cúbica.

1.2.4 Programa computacional

A lo largo de las secciones previas, se mencionó con cierta continuidad el programa computacional de *reanalysis* desarrollado entre los años 2016-2019 por el Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Plazo Medio (ECMWF): ERA5. Tal *software* es una base de datos atmosférica, terrestre y oceánica que se sirve de al menos veinticuatro millones de observaciones diarias hechas a partir de cientos de instrumentos de medición ubicados dentro de radares terrestres, satélites espaciales, embarcaciones, aeronaves y estaciones meteorológicas [92]. Así, cubre toda la Tierra con una resolución espacial⁴⁷ de 0.5° (aproximadamente 31 km en el ecuador) —y en algunos *datasets* como el atmosférico es de 0.25° — para proveer estimaciones horarias de, entre otros, el viento a 10 m y 100 m de altura en el periodo de 1979 hasta la actualidad⁴⁸ [78], [93].

En el ámbito eólico energético, el programa ha obtenido resultados favorables tras ser comparado con bases de datos de *reanalysis* constantemente actualizadas como las

⁴⁶ Área circular que cubren las aspas del rotor del aerogenerador al girar.

⁴⁷ Es el tamaño de un píxel: unidad más pequeña que mide el sensor.

⁴⁸ Los desarrolladores del programa mencionaron que en algún momento del 2023 el rango se ampliará hasta 1950; no obstante, ello no se cumplió durante la ejecución de la presente tesis.

desarrolladas por la Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA, que lanzó el *software* MERRA2 el 2016), la Agencia Meteorológica del Japón (JMA, que impulsó JRA55 el 2013) y la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA, que creó NCAR en 1991) de los Estados Unidos [94], [95], [96].

Así entonces, en el año 2018, Olauson [94] confrontó la capacidad de MERRA2 y ERA5 para determinar con cuál hubiera sido mejor modelar la producción de electricidad con energía eólica en Alemania, Dinamarca, Francia, Suecia y el noroeste de Estados Unidos. Tras depurar datos, concluyó que el promedio de errores cuadráticos (RMSE) por usar ERA5 en Alemania, Dinamarca, Francia y Suecia es 22% menor al de MERRA2 en términos de RMSE y 24% inferior en lo que respecta al error absoluto medio (MAE). Otro tema relevante atañido por el artículo científico es que tras analizar 1 051 aerogeneradores individuales en Suecia se vio que las velocidades de viento fueron subestimadas tanto por ERA5 como por MERRA2. Dicha infravaloración es común en los programas de *reanalysis* [94] y se repitió en un estudio de validación de data en Tierra de Ellsworth (Antártida), donde la investigación [97] cotejó los valores de las trece estaciones meteorológicas automáticas del lugar con los ofrecidos por ERA5 entre los años 1994 y 2017. Tras filtrar la data de las estaciones, Tetznet, Thomas y Allen [97] dedujeron que el MAE promedio para zonas a menos de mil metros de altura es de -21.8%, lo que significa que el *software* subestimó la velocidad media real del viento en 1.48 m/s en la Antártida.

Un año más adelante que Olauson, en el 2019, Gruber y Schmidt [95] compararon la energía eléctrica generada por turbinas eólicas localizadas en Austria, Brasil, Estados Unidos y Sudáfrica con la energía eléctrica que se hubiera producido si las velocidades de viento reales fuesen las brindadas por ERA5 y MERRA2. Tras analizar quince regiones ubicadas en dichos países, se valieron de calcular el RMSE de tres parámetros: producción diaria de electricidad, resolución temporal⁴⁹ y resolución espacial. En esa línea, para lo primero concluyen que el error medio cuadrático de ERA5 osciló entre cinco (Austria) y treinta por ciento (Brasil), con una media de alrededor de 12%; mientras tanto, el RMSE de MERRA2 varió de tres (Austria) a 35% (Brasil), con un promedio de aproximadamente

⁴⁹ Frecuencia con la que un satélite obtiene imágenes de una misma área.

16%. Asimismo, dedujeron que el RMSE de las resoluciones horaria, diaria y mensual de ERA5 tiene un límite inferior de 2% y uno superior de 16%, lo que fue menor al de MERRA2, que tuvo errores medios cuadráticos entre el 7 y 26%. De manera similar, el RMSE de la resolución espacial de ERA5 superó al de MERRA2, con valores entre 1 y 29% en comparación con porcentajes de 5 a 33%. Otra inferencia relevante es que el uso de otro programa de *reanalysis*, Global Wind Atlas⁵⁰, no mejoró el RMSE de las velocidades de viento proporcionadas por ERA5.

Los otros programas computacionales contra los que ha sido comparado ERA5 son JRA55 y NCARR [96]. Nuevamente, ERA5 se impuso en el análisis, obteniendo una ventaja en estimación de velocidad media y variabilidad (a la altura *hub* de la turbina) del 25.9% sobre su más cercano perseguidor, MERRA2, que había superado a JRA55 y NCARR por 9%. Ello fue resultado de analizar 77 torres meteorológicas con instrumentos de medición a una altura igual o cercana a 100 m de altura en Europa y Norteamérica.

Vista la información recolectada, ERA5 será el programa computacional elegido para caracterizar el viento del litoral peruano, lo que coincide con la decisión de otros estudios de factibilidad de viento marino [51], [78], [98]. Es de observar que, pese a ser la mejor base de datos de *reanalysis* en la actualidad, debe tenerse en cuenta una limitante crucial: no se ha hecho validación de data de ERA5 para el Perú. Esto significa que, si bien se tiene una noción de los errores en otros países (p. ej., Brasil y Austria) por las fuentes previamente citadas, se desconoce cuál es la exactitud de ERA5 para el caso específico peruano. Ya que, como se mencionó en el apartado 1.2.1.3, Perú no cuenta con estaciones meteorológicas en el litoral, quedará fuera del alcance de esta tesis estudiar el posible error de ERA5 en el país. Una segunda desventaja y la manera en que se le enfrentará se detalla a continuación.

⁵⁰ Se ha decidido no analizar Global Wind Atlas debido a que, hasta diciembre del año 2020, solo provee datos desde el 2008 y no es muy específico con la información que convida (p. ej., no entrega velocidades de viento promedio para un mes y año determinados). La resolución espacial de este *software* es bastante alta (250 m) y, por el apoyo internacional que recibe (Banco Mundial, VORTEX, ESMAP y DTU), podría esperarse que en los próximos años supere la difusión alcanzada por los cuatro programas computacionales descritos.

1.2.5 Velocidad mínima factible

En el caso de la eólica *offshore*, no se ha estandarizado una cuantía mínima de velocidad a sobrepasar para que el proyecto sea factible; por ello, la **Tabla 1.6** muestra los límites mínimos seleccionados por diversos estudios para determinar si se debe descartar o no determinada región. Los asteriscos (*) al costado del número indican que el valor fue reconvertido a la altura de medición «x» (diez metros o cien metros) a través de la ecuación 1.3 considerando una rugosidad de 0.001 m. Por su parte, las celeridades y densidades de potencia que no poseen un asterisco son las propuestas por el estudio originalmente. Es de mencionar que el parámetro no mencionado en el artículo citado, ya sea velocidad o densidad de potencia, fue calculado a partir de la ecuación 1.7, a la que se le omitió el valor de eficiencia de conversión debido a que no se está utilizando una turbina eólica específica.

Título del estudio	Velocidad mínima factible a diez metros de altura (m/s) / Densidad de potencia correspondiente (W/m ²)	Velocidad mínima factible a cien metros de altura (m/s) / Densidad de potencia correspondiente (W/m ²)	Observación
Achieving Blue Growth through maritime spatial planning: Offshore wind energy optimization and biodiversity conservation in Spain (2016) [63]	4.89 / 71.8*	7.3 / 243.7*	Se reconvirtió la velocidad mínima original propuesta por el estudio: 6 m/s a ochenta metros sobre el nivel del mar.
National Offshore Wind Strategy (2016) [19]	5.6 / 107.6*	7 / 210	-
Unleashing Europe's offshore wind potential (2017) [64]	6 / 132.3*	7.5 / 258.4	El reporte considera 7.5 m/s como escenario normal y 8 m/s como escenario optimista.

Título del estudio	Velocidad mínima factible a diez metros de altura (m/s) / Densidad de potencia correspondiente (W/m ²)	Velocidad mínima factible a cien metros de altura (m/s) / Densidad de potencia correspondiente (W/m ²)	Observación
Exploring the offshore wind energy potential of Turkey based on multi-criteria site selection (2018) [50]	3 / 16.5	3.75 / 32.3*	Las velocidades de viento fueron determinadas a partir de estaciones meteorológicas localizadas en tierra, mas no afuera de la costa.
Renewable Energies in Colombia and the opportunity for the offshore wind technology (2019) [33]	7.16 / 225	8.95 / 439*	El artículo científico cita a Elliott <i>et. al.</i> [99] e indica «los proyectos para la extracción comercial de viento se vuelven factibles a partir de las clases del viento tipo 4» (<i>i. e.</i> , 200-250 W/m ²).
Large-scale offshore wind production in the Mediterranean Sea (2019) [60]	3.2 / 20.1*	4 / 39.2	El estudio consideró velocidades máximas de 8 m/s, ya que con ese rango de celeridades (4-8) representaba el 97% de la data que midió en el mar Mediterráneo.
Continental-scale assessment of the African offshore wind energy potential: Spatial analysis of an under-appreciated renewable energy resource (2019) [47]	6 / 132.3*	7.5 / 258.4	-

Tabla 1.6 Límites de velocidad y densidad de potencia utilizados en distintos estudios.

Tal como es visible en la **Tabla 1.6**, la mayoría de investigaciones prefiere considerar, a cien metros de altura sobre el mar, una rapidez igual o cercana a 7 m/s como la velocidad mínima a la que un proyecto es viable. En adición, la mayoría opta por trabajar a una altura de 100 m s. n. m., que es la altura media de las turbinas eólicas marinas en la actualidad. Entonces, la velocidad de 7 m/s a 100 m s. n. m. será la considerada como mínima factible para el presente análisis. Posterior a ese rango, y en línea con los estudios revisados, se modelará una zona de transición de 7 m/s a 7.5 m/s luego de la cual la velocidad es definitivamente factible puesto que solo el artículo científico de Colombia [33] señala lo contrario.

Todas las características técnicas mencionadas en lo que se ha avanzado del capítulo deben ser complementadas con características ambientales que también sean viables.

1.3 Zonas de protección ambiental

Las áreas naturales protegidas (ANP) son espacios de protección de la biodiversidad administrados por el Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado (SERNANP) [100]. Dichas zonas se dividen en diez categorías de las cuales, para interés de la actual investigación, la relevancia gira en torno a dos: Reservas Nacionales y Zonas Reservadas. Ello se debe a que, en Perú, las únicas áreas marinas que se encuentran protegidas se clasifican de esas dos maneras [101], [102]. Así, se tiene la Reserva Nacional de Paracas (Ica), la Reserva Nacional Sistema de Islas, Islotes y Puntas Guaneras (Piura, Lambayeque, La Libertad, Áncash, Lima, Ica, Arequipa y Moquegua), la Reserva Nacional San Fernando (Ica) y la Zona Reservada Illescas (Piura). Según la Ley de Áreas Naturales Protegidas (Ley N° 26834), actualizada por última vez el 2017, en las tres primeras delimitaciones es posible el aprovechamiento y extracción comercial de recursos naturales (p. ej., energía eólica) bajo la condición de que sea compatible con la conservación y utilización sostenible de la diversidad biológica [103]. En referencia a la zona reservada Illescas, es un área transitoria de protección que, hasta junio del 2021, no tiene definida su categoría definitiva, aunque sí su extensión de 37 452 hectáreas [100].

En cuanto a otros factores relevantes, el estudio más completo sobre las aves playeras en el Perú ha sido desarrollado por [104]. En esta investigación, se llegó a la conclusión que las zonas de mayor presencia de aves litorales en el país se localizan en el norte de Tumbes, norte de La Libertad, norte de Ica, centro de Lima y sur de Arequipa. En dichas áreas, se calcula un intervalo entre aproximadamente 20 mil y 45 mil animales alados (**Figura 1.8**).



Figura 1.8 Censo de Aves Playeras del Perú [104].

No obstante, los convierten 9.5 km de lejanía de la costa propuestos mitigan los impactos hechos a aves ubicadas en zonas playeras.

Otras formas de proteger demarcaciones albergadoras de biodiversidad son su catalogación como áreas conservadas privadas (ACP) y áreas conservadas regionales (ACR). No obstante, en la actualidad no existen ACP ni ACR delimitadas en zonas marítimas [102], [105].

1.4 Impacto visual

El impacto visual es un cambio, positivo o negativo⁵¹, en los atributos escénicos de un paisaje debido a la introducción de contrastes visuales antrópicos [106]. Referido al desarrollo de proyectos, diversos autores afirman que un efecto panorámico negativo es la razón ambiental principal por la que parques eólicos son rechazados, incluso por encima de otros problemas como la eliminación de aves por las palas del rotor de la turbina o la afectación del ecosistema [107], [108]. Sus aserciones han sido claramente ejemplificadas en República Checa, donde el 85% de proyectos eólicos propuestos fueron rechazados debido a disgustos con el paisaje [109]. En estas cuestiones, la opinión pública es, si no decisiva, bastante importante; incluso, los métodos «objetivos» actualmente utilizados para determinar el impacto visual están basados en las respuestas (subjetivas) del público hacia los parques eólicos [110].

En vista de la problemática, para efectos de esta sección la primera fracción del contenido se dirige a analizar cuándo hay mayor tendencia a reclamos de la población por daño visual. Durante el desarrollo de este parámetro, se debe tener en cuenta que cada uno de los estudios dirigidos a entender la reacción del público ha tenido lugar en sitios con diversas particularidades sociales y paisajísticas, de manera que se debe ser cuidadoso con las generalizaciones: las preferencias escénicas en Reino Unido no necesariamente son iguales en Países Bajos. Dentro de esa limitación, el objetivo es detectar, de haber, inclinaciones que se hayan repetido tanto que puedan ser asidas como generalizables.

⁵¹ A menos que se indique lo contrario, se usará la acepción negativa a lo largo de la tesis.

Luego, con el fin de complementar lo social de una forma más técnica, el segundo segmento está orientado a exponer aspectos ópticos clave a considerar en el emplazamiento de un parque de viento *offshore*; por eso, presenta parámetros importantes que se deben analizar para medir la huella ocular. Mediante ambos enfoques, se busca encontrar una distancia de parques marinos a la costa y unas características del lugar que no involucren problemas con la población en el Perú. Las conclusiones relevantes son compendiadas en la **Tabla 1.7**.

1.4.1 Tendencias de la población por impacto visual

Las razones sociales que conducen a rechazar parques eólicos por su huella visual se analizarán cubriendo, en ese orden, los siguientes temas: edad, educación, características del paisaje, valorización económica de las residencias cercanas, densidad poblacional del lugar y afectación al turismo. Dentro de este marco, son de indicar tres particularidades de la revisión de la literatura. Primero, estará relacionada principalmente a proyectos eólicos costa afuera; no obstante, hay pasajes —edad y densidad poblacional— en los que, debido a falta de información, se decidió incluir parques eólicos terrestres. Segundo, los documentos que estudian el asunto son cualitativos en vez de cuantitativos, lo que es entendible al no tratarse de una rama física o matemática de la eólica marina. Tercero, habrá fragmentos —edad, educación y valorización de casas— en los que la evaluación no es exclusiva del impacto visual sino también de aceptación en general hacia el proyecto de viento *offshore*, lo que no tiene nada de raro ya que es un tema influyente en el análisis ocular [76].

En cuanto a los comportamientos sociales relacionados a edad, Bishop y Miller [111] desarrollaron encuestas virtuales con simulación de *software* (**Figura 1.6**) en cuyos resultados —que totalizaron 1665 respuestas y dividieron edades en menores a 18, 18-30, 31-55 y mayores a 55 años— se muestra que personas más jóvenes tienen menor reticencia a divisar aerogeneradores en un paisaje marino. En el año 2010, una propensión similar fue hallada en entrevistas presenciales hechas por Frantál y Kunc [112] en dos áreas rurales turísticas en República Checa; en ellas, se constató que individuos entre 19 y 39 años tenían menos inconvenientes con el emplazamiento de turbinas de viento que aquellos entre 40 y

59; empero, en este caso también se encontró que a partir de los 60 años los observadores «eran más tolerantes o simplemente indolentes». Previamente, Frantál y Kučera [113] ya habían encontrado una predisposición semejante en el mismo país con menores de 29 y mayores de 60 para la aceptación de proyectos eólicos. Sin embargo, «la excepción de los 60» parece ser exclusiva de esa región, ya que otros autores [114] hicieron sondeos en Reino Unido (1078 encuestados) y Estados Unidos (494) que condujeron al veredicto de ser los de menor edad quienes amparan más estos proyectos de manera tal que un año más de edad vuelve a uno, en promedio, 0.151 veces menos propenso a aceptar una instalación *offshore*.

En todo caso, para esta primera cuestión se podría convenir que una abundante población menor a 29 años tenderá a ser más albergadora ópticamente con los parques *offshore*.



Figura 1.6 Simulación por Bishop & Miller de un parque eólico a 4 km de la costa bajo cielo despejado [111].

En lo tocante al segundo punto a exponer, salvo la decisión de Bishop y Miller [111] según la cual la educación de los afectados no es un factor a tomar en cuenta para juzgar el impacto visual, no se ha encontrado más estudios de un posible vínculo entre la instrucción y la opinión sobre los cambios escénicos provocados por aerogeneradores. Más aún, no se ha consensuado si la educación es significativa a la hora de acoger proyectos eólicos o, de serlo, en qué manera.

Así, en una de las posiciones, [115] desenlaza que la capacitación es poco predominante en la aprobación de parques de viento, lo cual fue producto de un conjunto de preguntas a 221 encuestados en Países Bajos. Contrariamente, Acheson [116] señala que ciudadanos con menores niveles de instrucción desfavorecían la construcción del parque eólico marino de Maine; lo que objeta indagaciones anteriores⁵² según [117]. De forma radicalmente opuesta a Acheson, Toussaint [118] dedujo que personas más doctas eran quienes tenían mayor tendencia a cambiar de planes de playa si veían aerogeneradores marinos. Por otro lado, Ladenburg [119] indica, tras obtener una muestra de más de mil habitantes daneses, que el beneplácito *offshore* era mayor en quienes completaron educación secundaria y no solo primaria; empero, conforme mayor es el grado de aprendizaje en la educación secundaria (licenciatura, bachiller, maestría) menor es el asentimiento hacia la tecnología. Curiosamente, esto coincidía con una publicación precedente del mismo autor [120].

Tal como se puede apreciar, la diversidad de conclusiones no permite fundar una postura definitiva en esta cuestión educativa⁵³, y menos aún una extrapolación específica hacia el campo visual.

En continuación con lo no técnico, se discutirá sobre parcialidades de la población según las características del paisaje. Dentro de este tópico, se han desarrollado formularios que conducen a la ilación que lugares con menor intervención humana son considerados menos apropiados para el sitio de un parque de viento [109], [121], [122]; lo cual no es conveniente para la eólica *offshore* dado que en el océano se suele encontrar poca influencia del hombre (p. ej., estructuras de concreto). Esta corriente parece ser inapelable, ya que Bishop [110] cita el libro de Lothian (2017) quien, tras haber revisado 1 388 publicaciones sobre preferencias escénicas entre 1962 y 2014, manifiesta que el agua tiene

⁵² El artículo científico se basa en dos fuentes para declarar que la mayoría de ciudadanos de Cape Wind estaban bien informados (p. 5); sin embargo, no se encontró esa información en sus citados documentos.

⁵³ Bigerna y Polinori expresan, tras dar con que la educación afecta positivamente en la aceptación de proyectos eléctricos renovables, que «su análisis confirma algo ya bien conocido»; no obstante, en su propia revisión de la literatura habían encontrado una diferencia exigua al contraponer esa idea con aquellas que no estaban de acuerdo. Además, su estudio y fuentes presiden hacia la voluntad de los civiles a recibir o efectuar pagos cuando se está planeando proyectos con el potencial de afectarlos ópticamente; por lo tanto, su análisis poblacional tiene un enfoque distinto al del impacto visual.

un «profundo efecto positivo» en la calidad del paisaje⁵⁴. Según [123], el problema que acarrea la inclusión de aerogeneradores es que despojan de lo rural o auténtico al panorama; además, le agregan un movimiento que atrae la atención y, por ende, reduce la tranquilidad.

Frente a tal situación, cabe preguntarse ¿el emplazamiento de aerogeneradores marinos afecta al turismo? ¿o a la valorización económica de las casas? La primera interrogante se torna relevante por el probable impacto en la economía regional y será resuelta más adelante. En cuanto a la relación turbinas - precio de hogar, que solo por huella ocular pueden depreciar casas en un 5.76% en los contextos de eólica terrestre⁵⁵ [123], se discutirán dos documentos costa afuera de posiciones opuestas.

Primero, un estudio en el sur de Dinamarca, que declaró ser el primero en evaluar si aerogeneradores *offshore* impactan en el costo de residencias (2018), concluyó que parques marinos a distancias de 9 km de la costa (con respecto a la turbina más cercana) no tienen influencia «significativa» (menor a 1.2%) sobre la valorización de las casas, sin importar si estas son vacacionales o permanentes [124]. Esto fue producto de modelos econométricos aplicados hacia la variación de precios de 244 domicilios antes y después de la colocación de 162 turbinas *offshore* de 72 m (72 de ellas) y 80 m (noventa de ellas) de alto.

En contra de ello, un conjunto de encuestas desarrolladas en Carolina del Norte por [125], que tuvo como novedad incluir fotos de turbinas *offshore* en la noche, termina dando la recomendación de sitiar turbinas a alrededor de 13 km (8 millas) de la costa con el fin de evitar incomodidades en la renta. En esta inquisición, los autores utilizan 144 aerogeneradores de 5 MW —de los cuales eran visibles 64, 100 o 144— incrustados artificialmente en fotografías del horizonte visto desde la playa (**Figura 1.7**). Luego, en cuestionarios virtuales de opción múltiple, se mostró dichas imágenes a personas que habían alquilado casas de playa en tres áreas de Carolina del Norte para que respondan cuánto cambiaba, según su juicio, el valor de la renta con esta modificación del paisaje.

⁵⁴ No se pudo acceder a la fuente primaria.

⁵⁵ En el caso de haber una turbina a 100 m de distancia de la casa, considerando la tabla 5. Dicha referencia cita estudios que calculan hasta 14.87% de depreciación por todo lo que conlleva tener una casa junto a turbinas eólicas terrestres.

Tal como se podrá notar, la segunda metodología es menos rigurosa que la aplicada en [124]. Más aún, cinco de las siete opciones convidadas a los encuestados en [125] expresaban depreciación (entre 5 y 25%), mientras las otras dos eran de impacto positivo y nulo⁵⁶. A criterio del autor de la presente tesis, este abanico de alternativas induce a quienes responden a seleccionar las alternativas negativas. En adición, es de cuestionar que se pide una opinión de desvalorización a personas no necesariamente especializadas en el asunto y que, además, han disfrutado anteriormente de vacaciones en el lugar, lo que puede provocar que las respuestas sean aún más subjetivas. Visto ello, es sugestivo establecer preferencias por las conclusiones del primer caso, que evaluó empíricamente los parques marinos Nysted y Rødsand II.

Con actualización hasta diciembre del 2022, no se encontraron más investigaciones fuera de la costa. Menos convenientemente, [125] indica que no se debería extrapolar pesquisas de proyectos *onshore* a *offshore* debido a «una variedad de razones», de las que únicamente menciona la posibilidad de que el efecto paisajístico positivo del agua sea un factor relevante en la valorización residencial; lo cual es coherente con lo descrito por el libro de Lothian citado por [110]. En suma, de los dos únicos estudios sobre la valorización de las casas puede concluirse que la instalación de proyectos eólicos marinos no afecta a los precios de las residencias. En consecuencia, se podría seleccionar como válidas las zonas del litoral frente a urbanizaciones; más aún si se considerase lo descrito sobre densidad poblacional a continuación.

⁵⁶ El documento justifica las cinco opciones negativas mencionando su revisión de la literatura; sin embargo, no llega a explicar por qué dio como posibilidad un margen tan alto (25%) de desvalorización.



Figura 1.7 Simulación por Lutzeyer, Phaneuf & Taylor de vista desde la playa con turbinas a 13 km (8 millas) de la costa [125].

Sobre este particular, Tavner [126] menciona que en países atestados los pobladores tienden a valorar más la huella ocular; lo que ocasiona que, en general, territorios como Estados Unidos, España y el norte de Alemania posean parques eólicos terrestres compuestos por varios aerogeneradores, mientras Reino Unido —de 274 habitantes por km^2 — suele tener proyectos entre 1 y 30 turbinas. Este análisis *onshore* es reforzado en el libro [127], donde es señalado que mayores relaciones habitante/área originan mayor demanda por la tierra, lo que induce a las instalaciones a ser de menor tamaño.

Para términos *offshore*, podría establecerse que tener una mayor densidad implica que haya más personas que puedan disgustarse por el proyecto; sin embargo, no fue encontrada evidencia sobre la existencia de, por ejemplo, un umbral poblacional a partir del cual se torne difícil proponer proyectos marinos. En efecto, hay registros de parques frente a la costa erigidos en zonas altamente pobladas: Sussex, un condado en Inglaterra que alberga 425 habitantes por kilómetro cuadrado, tiene turbinas eólicas al menos a 13 km de su costa⁵⁷; similarmente, en el mar de la circunscripción de Rudong (565 personas por km^2), en China, se ha afincado un parque entre 3 y 8 km mar adentro⁵⁸. Esta contradicción lleva a inferir que la densidad es un arma de doble filo: así como puede denotar mayor incomodidad, también puede implicar más personas que necesitan de electricidad; tal como

⁵⁷ Véase Rampion Wind Farm

⁵⁸ Véase Rudong Offshore Wind Farm

se da en las zonas costeras de Estados Unidos mencionadas en «Introducción». En todo caso, se puede, cualitativamente, convenir que es mejor situar aerogeneradores en zonas con poca población pero alta demanda eléctrica, sin que ello suponga una limitante crucial.

Por otra parte, en lo tocante al turismo —y respondiendo la pregunta pendiente—, los principios de la Economía [128] indican que cuando las personas toman decisiones enfrentan disyuntivas, es decir, para hacer ciertas cosas deben dejarse de hacer otras. Por ejemplo, alguien que planea ir de vacaciones a la playa puede dejar de ir a algún lugar porque posee turbinas *offshore* que arruinan su comodidad visual; sin embargo, esto no significa que dejará de viajar: solo se irá a otro lugar turístico, como una playa cercana desde la que no se vea el parque marino, la cual será la nueva beneficiada por el consumo de los visitantes. Sobre esta base, es deductible que el análisis turístico debe girar en torno al impacto de los parques sobre la economía local (y no regional). Además, debe tenerse en cuenta que dicha huella se debe principalmente al encarecimiento visual [118], [129]. En ese sentido, la mayoría de estudios ha consistido en encuestas enfocadas, de distintas formas, hacia la conducta de los turistas para con el potencial emplazamiento de aerogeneradores sobre el mar, lo que ha ofrecido resultados variados aunque en general negativos⁵⁹ [118], [124], [129], [130], [131], [132].

No obstante, son de mayor relevancia indagaciones económicas empíricas sobre el turismo postturbinas; por ejemplo, Lang y Carr-Harris [133] notaron que la instalación del primer parque marino estadounidense, Cape Wind, ubicado a 6 km de Block Island —una isla de 1000 habitantes que llega a recibir 20 mil visitantes por día en su demanda pico (julio-agosto)—, provocó, en comparación con años anteriores a la construcción de las cinco turbinas de 6 MW, un aumento significativo de reservas y ganancias para el servicio de hospedaje en línea AirBnb durante los meses de julio y agosto, aunque despreciable en los demás meses; en otras palabras, hubo mayor afluencia debido a las turbinas eólicas

⁵⁹ En estas referencias se puede leer recomendaciones de colocar turbinas a 8-12 km de la costa para evitar pérdidas por turismo, personas que pagarían menos por rentar casas de playa con aerogeneradores marinos visibles, disgustos en el 48% de personas playeras por parques a 8 km, impactos netos positivos a 24-32 kilómetros (15-20 millas), pérdidas de \$ 37.5 millones por construcciones a 32 km en Rehoboth Beach (Delaware), casi dos tercios de la población a gusto o neutral con la visibilidad de tecnología *offshore* en la playa, 73.9% de personas que no cambiarían de playa por proyectos a 10 km en Delaware, pérdidas de millones de dólares a 12 km (7.5 millas) fuera de la costa, etc.

marinas⁶⁰. En realidad, así como puede traer consigo disgustos ópticos, la tecnología *offshore* también brinda la oportunidad de fortalecer la pesca recreacional [134], realizar *tours* educativos⁶¹ [135] y atraer personas curiosas⁶², lo que puede compensar la huella visual. Dentro de este marco, el informe [135] menciona un total de catorce ejemplos en el mar del Norte y el mar Báltico en los que parques eólicos marinos fomentaron el turismo gracias al esfuerzo de las empresas, que promovieron actividades para que cualquiera se informe y relacione con la tecnología.

Entonces, si bien son entendibles los temores hacia la afectación del turismo basados en las encuestas que arrojaron resultados negativos, la evidencia experiencial no muestra signos por los cuales preocuparse. Pese a esto, hace falta mayor cantidad de estudios empíricos postturbinas para tener un mejor panorama del impacto tecnológico en el turismo (que como se dijo, es mayormente visual).

En forma de comentarios finales del enfoque social, es de acotar que no se ha analizado tendencias visuales según el sexo de las personas debido a que la proporción de habitantes hombres y mujeres en las regiones suele ser cercana. Si un lugar a analizar estuviese compuesto por un 90% de mujeres, sería relevante saber qué tan propensas son ellas a ver gustosamente un parque *offshore* ya que representan a la mayoría de la población; pero en un área donde la distribución es mitad y mitad esto pierde relevancia. Por otro lado, se considera que materias como la afectación de parques eólicos a la pesca o los ingresos de la población no son relevantes para evaluar el impacto paisajístico; aunque es verdad que sí pueden ser importantes para con la acogida de un proyecto. Respecto a dicha recepción —que está fuera del alcance ambiental—, se presentarán superficialmente dos informes. Primero, la referencia [135] muestra prácticas que pueden ayudar al mejor recibimiento a la tecnología *offshore*; además, resalta lo importante que es la estrategia de

⁶⁰ Es de observar que solo fue utilizado el indicador Airbnb, cuyo incremento en la demanda se pudo deber a, por ejemplo, mayor penetración de la plataforma en el mercado. Los mismos autores reconocen que este *software* solo representa a un segmento de los turistas.

⁶¹ Esta cita describe (pp. 27-28) que los interesados en visitar el parque eólico a 3.5 km de la costa, Middelgrunden, podían hacerlo mediante una excursión de 90-120 minutos con lecturas en mano; y que cada dos años los invitados podían ver las turbinas desde adentro como celebración del Día Nacional de la Turbina.

⁶² Este caso es especialmente cierto en los primeros proyectos de la región, tal como es Block Island Wind Farm.

comunicación con la población. En adición, Devine-Wright [136] propuso que el continuismo de la historia —por ejemplo, aerogeneradores en locaciones donde previamente había molinos de viento— puede simbolizar progreso para los residentes, lo que ayuda a dar mejor recepción a las fuentes renovables y brinda una herramienta útil para su desarrollo.

1.4.2 Aspecto técnico del impacto visual

Fuera de lo social, el impacto visual para turbinas *offshore* tiene cuatro aspectos técnicos clave: distancia a la costa, contraste entre el parque y sus alrededores, número de aerogeneradores y su arreglo⁶³; aunque hay otros factores como la predisposición del lugar a la existencia de tormentas, tiempo de ubicación del sol detrás o delante del parque eólico y ángulo de visión [109], [111], [137]. Por lo descrito en la sección «Alcance» durante la introducción, el número y arreglo de aerogeneradores no será analizado. A este respecto, la tesis se limita a recomendar el uso de arreglos cuadrados por ser el menos intrusivo [125] —aunque debe tenerse en cuenta que para reducir los efectos de pérdidas por estelas de viento⁶⁴ se aconseja un espaciado entre turbinas de 5 a 9 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento y de 3 a 5 veces en la dirección perpendicular al mismo [76]— y a indicar que, según [138], un tamaño frecuente de la industria es de 20 km x 6.5 km. Esclarecido ello, se desarrollan los dos puntos principales subsecuentemente.

En primer lugar, la distancia a la que un aerogenerador deja de ser visible para un espectador en tierra puede ser modelada con la siguiente ecuación [139]:

$$L = \sqrt{2 \cdot h \cdot r} \quad (1.10)$$

L: Distancia a la que el aerogenerador deja de ser visible (m)

h: Altura del aerogenerador (m)

r: Radio de la Tierra (m)

⁶³ Entiéndase como disposición: la forma geométrica en la que se posicionan las turbinas sobre el mar

⁶⁴ En los parques eólicas las pérdidas por estela pueden ser hasta del 5%

Donde se debe conceptualizar que (i) la altura del aerogenerador se mide desde la base del mar hasta la punta superior de un álabe del rotor y (ii) ya que la Tierra no es perfectamente esférica, se toma el radio como 6 370 km, que es una cantidad media entre los radios ecuatorial y polar. Asimismo, debe ser mencionado que la fórmula es válida bajo la consideración de que existe perfecta visibilidad.

La igualdad presentada es relevante ya que muestra desde qué distancia empieza a ser invisible una turbina desde la orilla; sin embargo, es posible que los desarrolladores de proyectos estén dispuestos a sacrificar cierta pureza de visibilidad a cambio de tener aerogeneradores más cercanos a la costa y, por ende, más factibles técnica y económicamente⁶⁵. Por ello, es una práctica común modelar simulaciones en las que se muestra escenarios del proyecto terminado y usar tales modelamientos para encuestar a los potenciales afectados por el parque eólico marino; no obstante, debe considerarse las limitaciones que ellos suponen, que son profundizadas en el capítulo 5 de la referencia [106].

Con fines simplificativos, se puede considerar dos rangos de visibilidad para la eólica costa afuera⁶⁶ basados en la cita [140]: inmediata y abierta. En la zona inmediata, entre 0 y 14 km con respecto al centro del parque eólico⁶⁷, los aerogeneradores son, incluso siendo pocos, fáciles de ver en cualquier condición y reciben el mayor foco de atención; por lo tanto, se recomienda dialogar con la población con el objetivo de demostrar que las turbinas pueden integrarse a la escena marina⁶⁸. En última instancia, existen autores que

⁶⁵ Las razones por las que una menor distancia hacia la costa es deseable son diversas: mayor cercanía a líneas de transmisión y centros de consumo de electricidad, mayores probabilidades de que la profundidad marina sea menor (p. ej. en Perú hay un salto abrupto de profundidad por la fosa Perú-Chile, que llega a los 8 mil metros bajo el nivel del mar), menores costos por el transporte de equipos (p. ej., combustible de barcos), necesidad de subestaciones eléctricas, entre otros.

⁶⁶ Jallouli y Moreau propusieron en el año 2008 tres áreas de visibilidad: 0-1 km, 1-10 km y 10 a más km; donde en las dos primeras los aerogeneradores son dominantes en la escena y, en la tercera, objetos más cercanos prevalecen en la visión del observador. Si bien estas distancias han llegado a ser consideradas como guías, están desfasadas debido a que no consideran el crecimiento que las turbinas han tenido.

⁶⁷ En se indica que desde una distancia con respecto al centro del parque de 10 km ya se podría decir que desaparece el impacto en paisajes estéticos; sin embargo, las encuestas que los autores hicieron fueron hechas en base a simulaciones *onshore* y no con turbinas reales sobre el mar y espectadores presenciales como.

⁶⁸ Existe una gran cantidad de parques eólicos a menos de 14 km de la costa (Gunfleet Sands, Humber Gateway, Lincs, Thanet, Teesside, Scroby Sands, Westernmost Rough, Kentish Flats, etc.), pero son

han propuesto métodos para valorizar monetariamente el impacto visual y hacer que el ciudadano pague para reducirlo (alejar turbinas)⁶⁹ o reciba dinero como compensación ambiental [141]; siendo lo más común que el poblador prefiera la indemnización [142]. Más allá de los 14 km, en zona abierta, es fácil identificar las turbinas; pero su impacto y predominancia en el lugar depende de factores como su tamaño, cantidad y arreglo, así como de las características meteorológicas del lugar.

Es de anotar que las áreas de visibilidad propuestas se irán expandiendo conforme se manufacturen turbinas eólicas de mayor tamaño. En adición, si las distancias le parecen conservadoras, ha de saber el lector que el proyecto Cape Wind fue rechazado (2017) estando a alrededor de 25 km de la costa —entre otras razones por incomodidad visual⁷⁰— [143], [144]; y, en Estados Unidos, el ente gubernamental encargado de administrar el desarrollo de los recursos energéticos oceánicos, BOEM, recomendó informalmente (p. 37) una distancia de poco más de 18 km (10 millas náuticas) [145].

Aunque se considera que la distancia es el principal parámetro a analizar del impacto visual [125], [146], [147], no es el único factor determinante: también lo es el contraste⁷¹ entre los aerogeneradores y su entorno, que varía principalmente según la tendencia a la nubosidad [111]. En esa línea, se han hecho simulaciones en computadora en las que se muestra cómo las turbinas son más o menos visibles en cielos despejados o nublados; en general, se tiene la regla de que a mayor contraste⁷² será mayor el impacto visual [111]. En particular, esta norma es muy notoria en las noches, momento en el que las luces del aerogenerador sobre el mar indefectiblemente deben estar prendidas o hacer un *flash* al unísono cada dos segundos como señal para barcos y aviones, lo cual puede significar visibilidad dominante de las turbinas a distancias de 10 km [125], [140]. De

importantes la comunicación y acciones a efectuar (p. ej., gestión de la recreación y disposición de información).

⁶⁹ Por ejemplo, añadiendo costos a las tarifas eléctricas.

⁷⁰ En estas referencias complementarias, la primera —del 2011, previa a la no admisión— describe las quejas ópticas de personas (principalmente políticos) que vivían cerca durante el desarrollo de permisos del proyecto; mientras tanto, la segunda narra en un párrafo el epílogo denegatorio, causado por molestias de ciudadanos, industria turística, obstáculos legales y costos de energía.

⁷¹ Entiéndase como la existencia de colores diferentes yuxtapuestos

⁷² Mayor diferencia entre la intensidad de los colores (por ejemplo, turbinas blancas bajo un cielo despejado azul se notan más que aerogeneradores blancos bajo un cielo de nubes blancas).

manera similar, las bases de las torres eólicas sobre el agua deben estar pintadas de amarillo para ser fácilmente reconocibles por embarcaciones en cualquier momento del día; lo que aumenta el contraste al punto de haberse registrado personas que han visto el color amarillo de la turbina a 17 km de la costa [140]. Otra implicancia de la regla del contraste es que en zonas en las que el sol se oculte por el horizonte, como es el caso de Perú, será más fácil ver los aerogeneradores *offshore*.

Para finalizar, es de comentar que un punto comúnmente abordado en el daño visual son los *shadow flickers*, que se refieren a la sombra movediza que proyectan las palas de los aerogeneradores sobre el suelo cuando el sol es visible; lo cual es particularmente perturbador en propiedades privadas y puede causar epilepsia en una de cada cuatro mil personas, especialmente pacientes fotosensibles [148]. Dicho efecto de parpadeo de sombras depende de la altura de la torre, diámetro y ancho del rotor, posición del Sol y patrones meteorológicos (nubes, dirección del viento, etc.) [149]. Prósperamente, sus peores condiciones son predictibles en modelos computarizados que usan características de la turbina y el ambiente como entrada [150], lo que vuelve este fenómeno completamente evitable. No se ahonda más debido a que el riesgo de epilepsia por parpadeos de sombra afecta a menos del 0.005% de personas a distancias de cien veces la altura *hub* de la torre [148]. Por ende, los 14 km mar adentro propuestos bastan para evitar los riesgos de *shadow flicker* en playas y propiedades privadas para torres de 140 m de altura hasta el centro del rotor; cantidad que es cuarenta metros superior a la altura *hub* promedio de los aerogeneradores actuales [19].

Con el fin de sintetizar lo expuesto, la **Tabla 1.7** resume las conclusiones de esta sección por orden de relevancia e indica su importancia para la tesis.

Parámetro de análisis	Conclusión	Relevancia para la tesis
Distancia	Se puede conocer a qué distancia deja de ser visible una turbina (ecuación 1.8). A partir de los 14 km costa afuera los aerogeneradores ya no reciben el mayor foco de atención y no generan daños por parpadeos de sombra.	Las zonas a seleccionar se ubicarán, si las condiciones técnicas del litoral lo permiten, a 14 km de la costa.
Valorización de las casas	El único estudio empírico de eólica <i>offshore</i> no muestra afectación hacia la valorización económica de las casas.	Se puede seleccionar áreas urbanizadas como potenciales sitios de generación eólica frente a la costa.
Afectación al turismo	La evidencia experiencial no presenta afectación hacia el turismo	Se puede analizar lugares marinos sin importar la afluencia de turistas.
Densidad poblacional y características del paisaje	El agua tiene un profundo efecto positivo en la calidad del paisaje. No obstante, no existe un umbral de densidad poblacional a partir del cual sea inviable un proyecto marino.	En igualdad de condiciones técnicas, se priorizarán zonas menos densamente pobladas, pero no es una limitante crucial.
Edad	Personas menores a 29 años tienen menores incomodidades por el impacto visual	De encontrarse zonas en igualdad de condiciones técnicas, se priorizarán aquellas frente a áreas con mayor cantidad de personas menores a 29 años.
Educación	El avance investigativo actual no permite establecer ni extrapolar conclusiones.	No se tomará en cuenta indicadores educativos.
Contraste	El color amarillo en la base de las turbinas hace posible que los aerogeneradores se vean a 17 km de la costa.	Queda fuera del alcance. Durante el desarrollo de un proyecto se recomienda el uso de encuestas para medir la incomodidad visual.

Tabla 1.7 Criterios de Análisis de Impacto Visual.

Claramente, el punto más importante es el alejamiento de 14 km de la costa, que implica inconvenientes técnico-financieros como aumentar los costos por conexión a la

red⁷³, probabilidades más altas de toparse con una mayor profundidad⁷⁴, incremento del riesgo por fallas eléctricas en la transmisión del litoral a tierra firme⁷⁵, menos espacios para situar los parques⁷⁶, la elevación de costos de transporte de materiales y personas tanto para la instalación del proyecto como su mantenimiento, entre otros.

Con todo, cabe clarificar que el alejamiento se efectuará priorizando la base técnica del litoral. Esto es, se buscará cuadrículas que posean la misma caracterización del viento y profundidad del mar a una distancia entre 9.5 km —el límite inferior de análisis seleccionado por el decreto citado previamente [151]— y 14 km de la costa —distancia recomendada para evitar el impacto visual—. De no ser hallada dicha paridad técnica, se omitirá la condición de 14 km de lejanía en el análisis y se proseguirá con los 9.5 km de distancia. Ello no supondrá una limitante crucial, ya que existen autores que mostraron que el impacto visual eólico marino se vuelve tolerable alrededor de los 10 km [132]. De sí encontrarse la igualdad técnica de zonas, se analizará el impacto económico de la decisión de alejarse 14 km de la costa según el procedimiento a detallar más adelante.

En lo concerniente a los parámetros de densidad poblacional (medida en habitantes por kilómetro cuadrado) y edad (años), existe data pública disponible en el último Censo Nacional del Perú (2017) [152] para determinar dichas características en el distrito o ciudad que se localice frente al área del litoral. Con ello, se podría preferir situar el parque eólico marino considerando como prioridad al área con menor densidad poblacional (hab/km²). De darse el (casi improbable) caso de haber, además de las igualdades técnicas, paridad en la cantidad de habitantes por kilómetro cuadrado, se optará por los lugares marinos emplazados frente a localidades con mayor cantidad de población menor a veintinueve años. Es de resaltar que ambos parámetros se desarrollarán, al igual que el criterio de

⁷³ Chong & Ran indican que, en Europa, donde hasta el se concentra alrededor del 88% de la capacidad instalada *offshore* mundial, los costos por transmisión aumentan en promedio entre 0.5-1 millones de euros por cada kilómetro adicional de cable.

⁷⁴ La tabla 1.3 mostró una relación distancia/profundidad para más del 85% de proyectos eólicos marinos actualmente en operación. En Europa, un 10% de incremento en la profundidad del agua o distancia hacia la costa representa, en promedio, un aumento del 1% en los costos de inversión.

⁷⁵ Poudineh, Brown & Foley señalan (p. 44) que en el año 2015 las pérdidas por los cables submarinos totalizaron más de £ 60 millones, lo que representó más del 77% de las pérdidas globales en el sector.

⁷⁶ Chong & Ran establecieron que, en promedio, en Europa un aumento del 10% de la capacidad instalada reduce los costes en 0.8%, aunque reconocen que esta media es incierta.

lejanía, solo si se encuentra la paridad técnica de caracterización del viento y profundidad marina referida en el anterior párrafo.

1.5 Análisis económico: costo nivelado de energía

Según el New Energy Outlook de Bloomberg L.P. [153], la matriz eléctrica mundial pasará de estar compuesta en dos tercios por combustibles fósiles (2018) a generar en 2050 el 50% de la energía global mediante las tecnologías de viento y fotovoltaica. En adición, el análisis de mercado elaborado por tal empresa indica que desde el 2019 hacia el 2050 habrá una inversión de \$ 13.3 trillones en las nuevas centrales eléctricas⁷⁷; de tal cifra, \$ 5.3 trillones se dirigirán a la industria eólica. Tales proyecciones son solo la continuación de una tendencia que se viene desarrollando hace buen tiempo. Así, en el año 2013, se instaló por primera vez más capacidad de generación renovable (143 GW) que de centrales de combustibles fósiles (141 GW de carbón, gas y petróleo); desde entonces, el liderazgo de instalación anual renovable no ha cambiado [154].

Las consecuencias de estos movimientos en el mercado energético son notables para la eólica marina. En el periodo del 2010 al 2013, se invirtieron en promedio \$ 7.375 miles de millones cada año; en cambio, del 2014 al 2019, la media se (más que) triplicó a \$ 24.17 miles de millones anuales [41]. Dicho crecimiento de la inversión tiene efecto directo sobre los costes de la tecnología. Así, los gastos de capital⁷⁸ (CAPEX) en Europa, donde se concentra alrededor del 88% de la capacidad global *offshore* [154], han mostrado la evolución visible en la **Figura 1.9**. En esta gráfica —que fue el producto de analizar 79 parques costa afuera de una capacidad instalada total de 21 GW (1991-2020)—, el tamaño de las burbujas indica, en términos relativos, la potencia total de las instalaciones. También, las líneas punteadas alrededor de la línea de tendencia son una aproximación polinomial de cuarto orden. Otra notoriedad es el parámetro «R²», que da cuenta de cuál es la correlación

⁷⁷ Es de comentar que dicha proyección no ha tenido en cuenta los impactos económicos por la COVID-19.

⁷⁸ En el contexto costa afuera, se refiere a la inversión hecha para evaluar y desarrollar el sitio de generación, ingeniería, adquisición y fabricación de turbinas, estructuras de soporte e infraestructura de la red eléctrica y costos relacionados con el transporte y la instalación de unidades en la zona a explotar. Se calcula que estos costes son de 3.5-3.8 millones de euros por MW para turbinas del tipo monopilar (por lo general a 0-30 m de profundidad) y chaqueta (llamadas también *jacket*, 25-50 m).

año-CAPEX de la función. El valor de 0.42 significa que el 42% de la varianza CAPEX/MW se puede explicar con el año en el que el proyecto fue puesto en servicio⁷⁹.

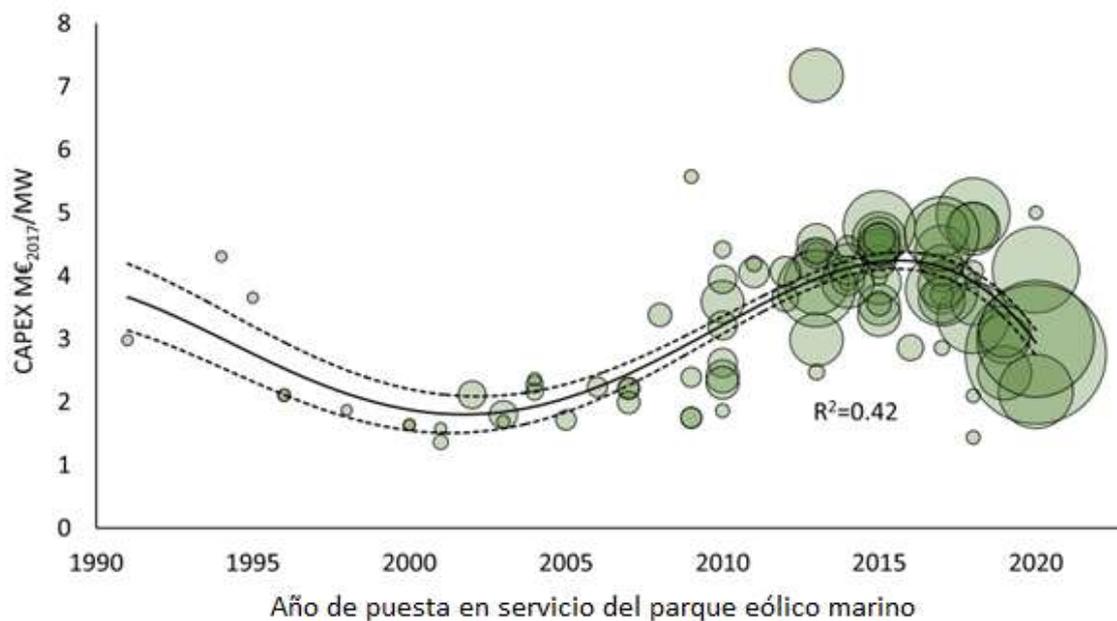


Figura 1.9 Evolución del CAPEX de los parques eólicos marinos [155].

Tal como se puede apreciar, el CAPEX disminuyó en aproximadamente 2 millones de euros por megavatio (MM€/MW) en el intervalo 1991-2002. Luego, los gastos de capital aumentaron hasta alcanzar nuevamente los 4 MM€/MW en el año 2015, lo que según [155] se debió a que se decidió emplazar proyectos más lejos de la costa⁸⁰ y a mayores profundidades⁸¹, lo que acrecienta la complejidad y riesgo de los proyectos⁸². Cuando la tecnología maduró, desde el 2016, los costos volvieron a mostrar una tendencia de reducción que sigue hasta la actualidad. De hecho, desde el 2017, Alemania puede hacer

⁷⁹ El estudio obtuvo los R^2 más altos del CAPEX con la capacidad total instalada (0.86-0.91) y el número de turbinas en el parque (0.91 cuando son de entre tres y cinco megavatios). Es decir, ambos parámetros son los de mayor influencia en los costos de capital, incluso por encima del año de puesta en servicio.

⁸⁰ En el año 2015 había parques a 90 km de la costa; en el 2003, el más lejano estaba a 20 km.

⁸¹ El artículo científico menciona que la correlación costo-profundidad de las aguas es de 50% hasta antes del 2015. Desde el 2016 la influencia de la profundidad en el CAPEX se redujo hasta un R^2 de 21%. En se señala que hasta el año 2015 el parque más alejado se ubicaba a 40 m de profundidad, mientras en el 2003 el más profundo estaba a alrededor de 15 m bajo el nivel del mar.

⁸² En se comenta (p. 21) que, en Europa, un incremento de 10% en la lejanía a la costa o profundidad del agua implica adicionar 1% más a los costos de instalación, que por lo general representan entre el 20 y 30% de los costos totales.

subastas de energía costa afuera libres de subsidios (p. ej., los dos parques de Ørsted en dicho año); y Países Bajos tuvo la misma posibilidad un año después [41]. Así también, del año 2018 al 2019 los precios se volvieron un tercio menores [41]. La **Figura 1.10** muestra el decrecimiento de los precios totales de la energía eólica marina en términos de \$/MWh durante el periodo 2014-2018 (o menos, dependiendo del año de estudio) y los pronósticos de decaimiento en los próximos años (rayas punteadas) según dieciocho consultoras⁸³. La línea celeste central representa la tendencia promedio de todas las proyecciones; por ende, según el gráfico, los costes de las instalaciones *offshore* se reducirán a menos de la mitad en el intervalo del 2018 (120 \$/MWh) al 2030 (50 \$/MWh) [145].

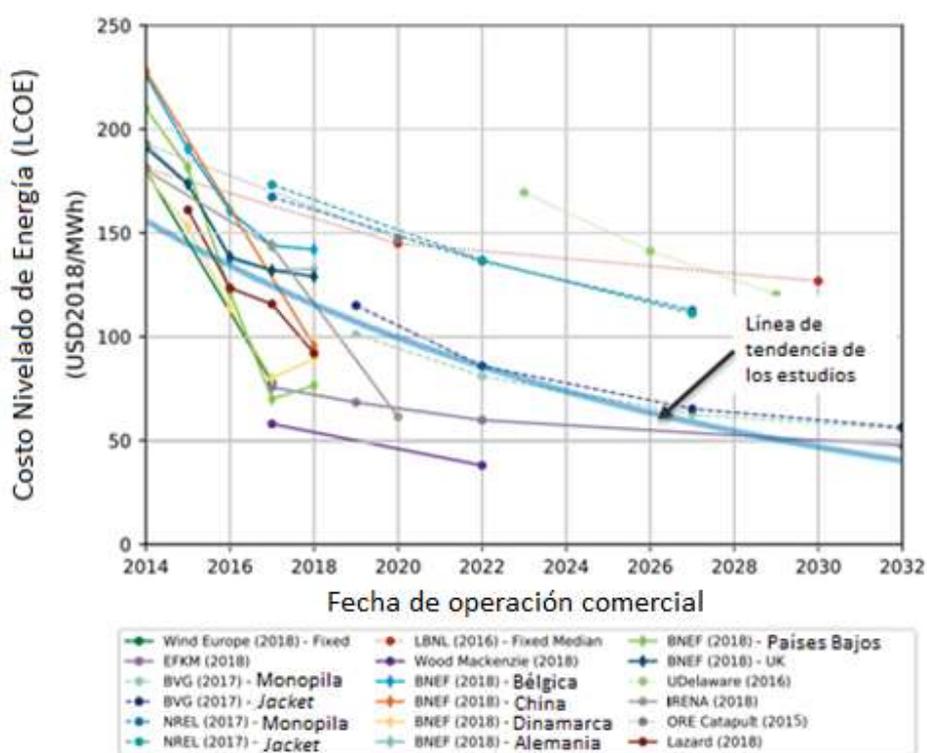


Figura 1.10 Reducción del LCOE desde el año 2014 y proyección de su decrecimiento hasta el 2032 según distintas consultoras [156].

El indicador utilizado por dichas compañías es el costo nivelado de energía (LCOE), concepto a explicar subsecuentemente.

⁸³ Hasta junio del 2020, se desconoce cómo impactará la recesión económica ocasionada por la COVID-19. En abril, indicó que los proyectos eólicos terrestres podrían demorar 1-2 meses más. Según tal informe, la dificultad de predicción se debe a que se desconoce cuándo los mercados volverán a la normalidad.

1.5.1 Costo nivelado de energía

El costo nivelado de energía es un indicador económico que estima los ingresos (\$) por unidad de electricidad (MWh) requeridos para recuperar los costos de construir y operar una central eléctrica que opere por un periodo «t» determinado. Este medidor es ampliamente utilizado tanto en el ámbito académico [20] como por instituciones gubernamentales [145], [157] y empresariales [153], [158]. Según [159], las razones de su uso y aceptación generalizados son su simplicidad —reduce la comparación entre tecnologías a un solo número en \$/MWh—, sofisticación —considera costos de capital y operación, eficiencia y financiamiento— y adaptabilidad, al punto que permite homogeneizar los costes de fuentes energéticas sin importar si son renovables o térmicas. En esa línea, la presente tesis utilizará para su análisis económico el LCOE, indicador cuyos conceptos matemáticos y limitaciones se explican a continuación.

Las fórmulas de LCOE varían ligeramente entre sí. Para efectos de esta tesis, se aplicará la ecuación recomendada por el Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial del gobierno de Reino Unido [157], que fue validada por [159]. Ella consiste en dividir, en sus formas descontadas, la suma de los costos de la central sobre la producción de energía. Tras efectuar los cálculos, el resultado indicará cuál es el precio mínimo constante al que se debe vender la energía para recuperar la inversión si el proyecto se materializa. Si se da el particular de que la tasa de descuento (r) tiene el mismo valor que la tasa interna de retorno⁸⁴ (TIR), el cociente mostrará, en vez del precio necesario para recuperar lo invertido, las ganancias generadas.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t + O_t + V_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1.11)$$

LCOE: Costo nivelado de energía (\$/MWh)

t: Tiempo de vida del proyecto (años)

⁸⁴ Tasa a la que el valor actual neto (VAN) es cero. Esto es, tasa necesaria para que los inversionistas del proyecto recuperen exactamente todo lo invertido.

C_t : Costos capitales en el periodo «t»

O_t : Costos operativos en el periodo «t» (\$/kW/año)

V_t : Costos variables en el periodo «t» (\$/kW/año)

E_t : Electricidad generada (kWh/kW/año)

r: Tasa de descuento

n: Año final de operación

Tal como se puede apreciar, el numerador de la ecuación es una suma de los gastos requeridos para indagar sobre las condiciones de la zona, construir y operar el proyecto. El primer término visible, los costos de capital, fue explicado en la sección 1.5 y se pudo ver su evolución en la **Figura 1.9**. A manera de resumen, son aquellos gastos relacionados a la factibilidad y planeamiento del proyecto, su infraestructura física e instalación. En el caso costa afuera, tienen la característica de ser particularmente altos: constituyen alrededor del 75% de la inversión total del proyecto⁸⁵ [39], [160], lo que se debe primariamente (20-30%) a la compra de turbinas⁸⁶, a la instalación (aproximadamente 25% del total) y a las cimentaciones requeridas⁸⁷ (20% del absoluto). Tan elevada representatividad del CAPEX se debe, también, a que en la eólica *offshore* no se paga por combustibles; por ende, los costos variables pueden ser tomados como nulos⁸⁸. Por otro lado, es posible considerar lo remanente del numerador, los gastos por operación y mantenimiento, como si poseyera un costo de \$86/kW/año [160]. Es de comentar que, en general, se espera que el precio de un parque eólico frente a la costa oscile entre 1.85 y 7.5 millones de dólares por megavatio [160], dependiendo de las condiciones oceánicas, eólicas e infraestructurales de la zona.

⁸⁵ A manera comparativa, en una central convencional a combustibles fósiles este costo suele representar el 40% de los totales

⁸⁶ Sumado a la operación y mantenimiento, el desembolso relacionado a las turbinas oscila entre el cuarenta y sesenta por ciento del total.

⁸⁷ El coste de las cimentaciones depende de la profundidad a la que se trabaje (p. ej, 36% de la inversión total a 40-50 m) y, dependiendo de la tecnología (p. ej., plataformas flotantes), puede liderar los gastos vinculados al CAPEX.

⁸⁸ Los costos variables también incluyen impuestos al carbono, que tampoco son parte de la eólica *offshore*. Existen autores que denominan a « V_t » directamente como costos de combustible.

Existen autores que mencionan que el LCOE no toma en cuenta la inversión adicional que puede haber por las nuevas redes de transmisión y distribución que pueda requerir un proyecto *offshore* (p. ej., de ubicarse frente a una zona sin demanda deben construirse líneas de transmisión hasta el centro poblado más cercano) [20]; sin embargo, esto puede ser implementado en el numerador de la ecuación. En realidad, se podría fijar que el cociente 1.11 es una división entre el valor actual neto (VAN) del proyecto y la electricidad neta generada. Lo último mencionado, que se encuentra en el denominador de la ecuación, es simplemente la electricidad generada por la central eólica restada de las pérdidas o usos eléctricos que pueda tener (p. ej., en líneas de transmisión océano-tierra⁸⁹, factor de planta) antes de suministrar energía a la red de transmisión (en Perú, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) [157].

Son de comentar dos limitaciones del LCOE. Primero, y en especial en la fórmula 1.11 elegida, el LCOE es sensible a las tasas de descuento establecidas (ya sea por cálculos o asunción) [20]. Ello se debe a que, con el fin de brindar LCOE más altos para tecnologías más riesgosas, la «r» aplicada por [157] está configurada de manera tal que refleje la incertidumbre económica del proyecto. Más aún, ya que la eólica marina aún se encuentra en etapa de maduración y es por ende, riesgosa, escoger una tasa de descuento se vuelve crucial. En un ejemplo aplicativo, [159] determinó que aumentar 1.1% la tasa de descuento provoca un incremento de 3.39 €/MWh para una instalación *offshore*. Entonces, la central eólica marina Vindeby Offshore Wind Farm, que produjo solo 243 591 MWh durante su tiempo de operación (1991-2017) [1], habría requerido € 826 mil más para convertirse en un proyecto viable.

La segunda restricción del uso de LCOE es el manejo de la inflación. Si bien pueden ser incorporados a la igualdad 1.11, su adición a la ecuación genera la necesidad de aplicar cálculos «complejos» [159]. En el caso de la eólica *offshore*, el hecho de que el 75% de los costos sean capitales reduce los efectos de no considerar la inflación, ya que los costos variables no generan el impacto existente en, por ejemplo, las centrales de gas, que

⁸⁹ indica que las pérdidas financieras por fallas (reparación y reposición de cables, y pérdidas eléctricas) en los cables submarinos representaron el 77% de las pérdidas globales en el sector durante el 2015; esto es, más de sesenta millones de euros.

deben el 60% de sus gastos a los costos por operación y mantenimiento, supeditados a la inflación de cada año (p. ej., 2%) [39]. El artículo científico [159] indicó que considerar una tasa de inflación de 1% anual puede aumentar el LCOE de una central eólica *offshore* en 11.7% con respecto al escenario sin inflación. Si fuese de 2% cada año, incrementaría en 24.1%.

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

Bajo el conocimiento del autor, es la primera vez que en Perú se desarrolla un estudio técnico, ambiental y económico sobre el desarrollo de energía eólica marina en el litoral. Con el fin de asentar una primera base nacional sobre la cual poder orientarse, se realizará una investigación exploratoria de enfoque cuantitativo basada en el análisis de información de fuentes secundarias. Tal revisión de la literatura será, al igual que en otros estudios de factibilidad *offshore* [47], [63], acumulada en un mapa creado a partir de un *software* de sistemas de información geográfica (GIS) que permitirá, por ejemplo, superponer las velocidades de viento con las profundidades del litoral.

En particular, mediante los programas computacionales detallados durante el marco teórico se determinarán cuantitativamente las profundidades y características de viento entre cinco (alrededor de 9.5 km) y doscientas millas náuticas (371 km) frente a la costa peruana. Tal rango marítimo se ha elegido debido a que excluye las zonas de protección de flora y fauna (D.S. N°17-92-PE) [151] y constituye, en el límite superior, la zona económica exclusiva⁹⁰ del Perú [161], [162]. A causa de restricciones en la selección de áreas en los *softwares*, se delimitarán coordenadas litorales más específicas que serán indicadas en las secciones 2.1 y 2.2. A dichas posiciones, se les aplicará exclusiones técnicas relacionadas a dos fuentes de información secundarias: el estado de la tecnología de las plataformas flotantes (subsección 1.1.1) y las características del viento recomendadas en la industria costa afuera (subsección 1.2.5). De esa manera, se obtendrá un mapa técnico para la disponibilidad del viento en el litoral peruano.

No será el único entregable de la tesis. En añadidura, se reconocerán zonas en que puedan ocurrir impactos ambientales; lo que será hecho con base en lo expuesto a partir de las fuentes no primarias de las secciones 1.3 y 1.4. A pesar del componente social

⁹⁰ Área de soberanía de un Estado en el que tiene el derecho exclusivo de exploración, explotación, conservación y administración de recursos naturales, tanto bióticos como abióticos.

mencionado durante tal análisis de información, la metodología elaborada en el impacto visual se enfocará de forma cuantitativa, lo que también sucederá con el otro aspecto ambiental a estudiar: las zonas de acumulación de aves. Dentro de lo último, se incluirá, de la manera similar que [163], la purga de aquellos lugares catalogados como áreas naturales protegidas (ANP) por el Estado, que efectúa esa clasificación a través del Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado (SERNANP). Al igual que el fragmento técnico, las áreas que no cumplan con los criterios ambientales serán purificadas a través de GIS. Así, se habrá cumplido con los cuatro primeros objetivos específicos de la actual investigación.

Una vez seleccionadas las mejores demarcaciones técnico-ambientales, se calculará el costo nivelado de energía en los espacios que ocupe cada una de ellas. Dicho análisis económico se basará en la data pública financiera (*i. e.*, fuentes secundarias) disponible de los proyectos eólicos marinos a nivel mundial para determinar cuáles son los valores que se debería utilizar como entrada en la ecuación 1.11, que será la aplicada para el presente estudio. Respecto a tal información recolectada, nótese que no tendrá relación alguna con Sudamérica, ya que en la actualidad no existen proyectos operativos en esa porción del continente. Ello significa que la actual evaluación económica tendría que ser ajustada a algún «factor de seguridad» que represente los costes adicionales de importación y adaptación de tecnología eólica marina al Perú. Para efectos de esta tesis, ese factor de seguridad quedará fuera del alcance, lo que se ha decidido porque no se pudo acceder a información de costes de importación de, por ejemplo, las turbinas eólicas con las que operan las generadoras que actualmente residen en Perú.

Tras la aplicación de la fórmula de LCOE, se obtendrá un mapa en GIS con las mejores localizaciones técnicas para el emplazamiento de tecnología energética costa fuera en el país y un análisis medioambiental y económico de las mejores locaciones.

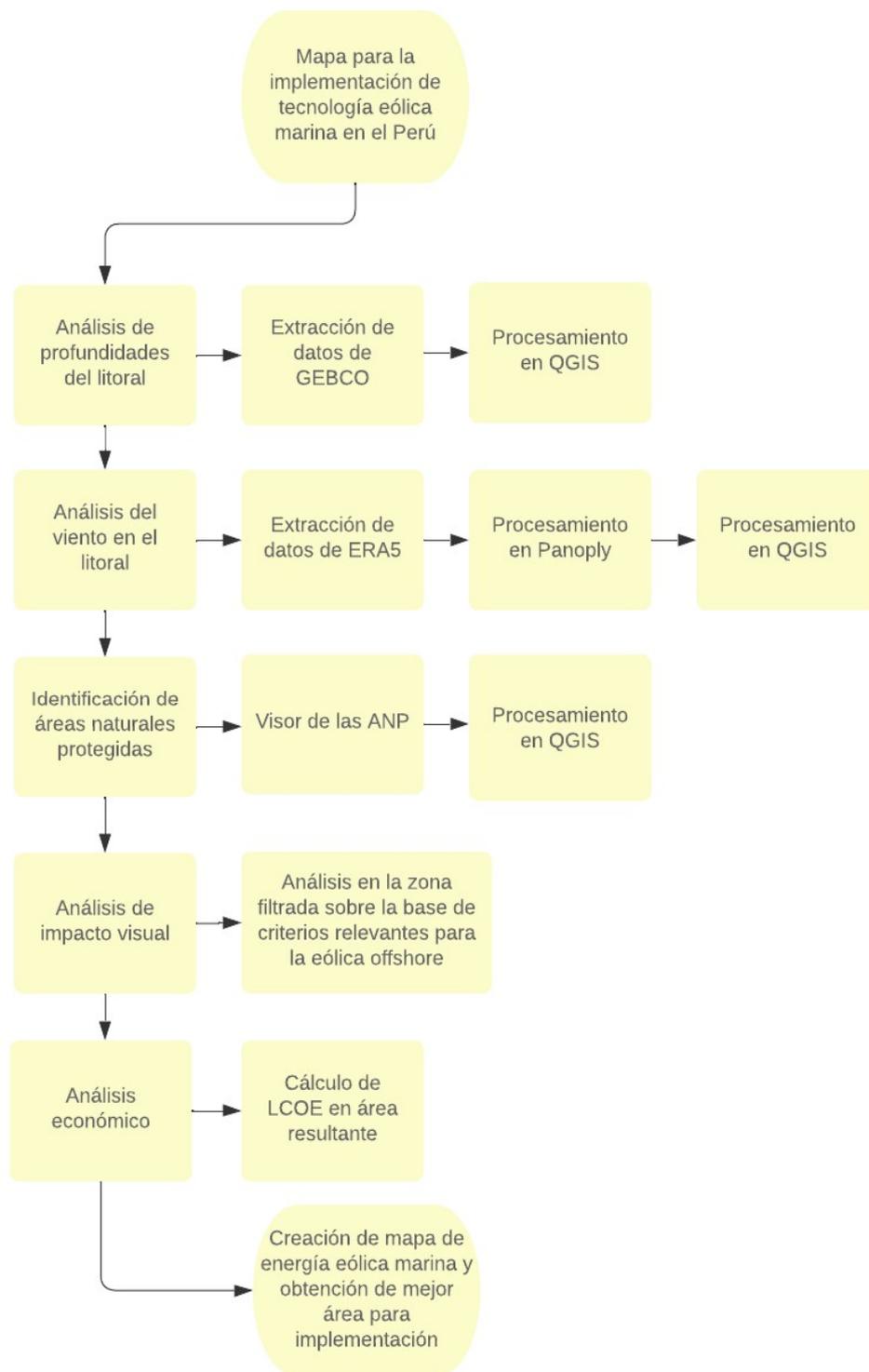


Figura 2.1 Diagrama de flujo.

2.1 Análisis de profundidades del litoral

El primer criterio para analizar la factibilidad técnica de la tecnología eólica marina es el de las profundidades del litoral. Durante el marco teórico (subsección 1.1.3), se expuso que la manera más exacta de trazar dicha batimetría del litoral es mediante la base de datos de GEBCO. Asimismo, se mostró el estado actual de la tecnología (1.1.1), la incertidumbre que hay respecto a sus límites técnicos y la forma en que informes y artículos científicos han afrontado tal falta de certeza (1.1.4). Sobre la base de ello, la sección actual detallará la extracción de datos de GEBCO y cómo representarla de manera georreferenciada en QGIS teniendo en cuenta la incertidumbre tecnológica.

2.1.1 Extracción de datos de GEBCO

La extracción de datos de GEBCO se realiza de forma libre y no requiere de registro cuando el almacenamiento solicitado es bajo. Lo único necesario es dirigirse a su página de descarga de profundidades⁹¹, delimitar las coordenadas de interés —rectangulares por defecto— y seleccionar el formato deseado, que puede ser tanto NetCDF como GeoTiff o ASCII. Tras ello, la base de datos permite transferir al ordenador los valores de las profundidades y una capa adicional que contiene información sobre los tipos de mediciones que se efectuaron para obtener dichas cuantías.

En referencia al área geográfica elegida, el límite noroeste de la zona de análisis se localiza en las coordenadas 3° 23' 31.10" S 81° 46' 15.08" O y corresponde a un alejamiento de alrededor de 160 km a 270° de dirección con respecto al Punto de Frontera en la Boca de Capones, límite terrestre entre Perú y Ecuador [164]. Tal lejanía es 40 km superior al proyecto más fuera de la costa existente actualmente: Hornsea One, a 120 km de Yorkshire (Reino Unido) [46]. Por otro lado, el linde sur posee la ubicación 18° 21' 08" S 71° 53' 37.85" O, lo que se distancia 160 km de Punto en la Costa Límite internacional terrestre Perú-Chile, perteneciente a la posición 18° 21' 08" S 70° 22' 39.0" O [164]. Para efectos del relleno en las celdas de extracción de datos de GEBCO, ello significa que se

⁹¹ <https://download.gebco.net/>

delimitaron las coordenadas de -3.391972 en el norte, -81.7709 para el oeste, -18.3522 en el sur y -70.3775 al este.

En la misma línea, el formato elegido fue Network Common Data Form (NetCDF), tipo de archivo autodescriptivo que combina los datos —en este caso, las profundidades— con los metadatos —datos sobre los datos, para la tesis la longitud, latitud y cantidad de valores almacenados en cada una de las dimensiones— y es independiente del sistema operativo (Linux, Windows, etc.). Para efectos de GEBCO, la data incluye también la red de identificación TID, una malla de valores que permite conocer si la data se basa en mediciones presenciales —representada como puntos y líneas—, interpolaciones —entre los puntos— o predicciones satelitales de gravedad.

Con ello, el peso del archivo totalizó los 28.5 *megabytes* y fue descargado inmediatamente sin necesidad de registro. Al visualizarla, se notó que la carpeta contiene dos archivos de descripción y términos de uso en formato de documento portátil (PDF) y, en formato netCDF, las profundidades y el formato TID de los límites establecidos. Enseguida, se le almacenó en la carpeta D:/ERA5/GEBCO conservándose su nombre original: GEBCO_2020_29_Apr_2021_556a46a5d682.

La lectura de los archivos en formato «.nc» (NetCDF) puede ser hecha tanto con Python de Windows como a través del sistema operativo Ubuntu. Para efectos de esta tesis, se decidió explorar lo segundo, que se descargó en Microsoft Store y se le instaló como un subsistema de Windows. Hecho ello, deben hacerse los arreglos de configurar el sistema operativo, ejecutar los comandos «sudo apt update», «sudo apt upgrade» y «sudo apt install netcdf-bin» en Ubuntu, y llevar el directorio (comando «cd») a /mnt/d/ERA5/GEBCO/GEBCO_2020_29_Apr_2021_556a46a5d682.

Terminados los preajustes de Ubuntu, se revisaron las dimensiones con el código «ncdump -h gebc0_2020_n-3.391972_s-18.3522_w-81.7709_e-70.3775.nc», donde lo último escrito es el nombre del archivo netCDF que contiene los valores de las profundidades. Inmediatamente después de la ejecución, pudo visualizarse lo listado en la **Tabla 2.1.**

Celdas de Latitud (horizontales, cada 0.00416667° según lo visible con el código «ncdump -v lat gebco_2020_n-3.391972_s-18.3522_w-81.7709_e-70.3775.nc»)	3 591
Celdas de Longitud (verticales, cada 0.00416667°, equivalente a 15 arcosegundos)	2 734

Tabla 2.1 Dimensiones del archivo NetCDF de profundidades.

Por lo tanto, el total de valores de profundidad descargados es de 9 817 794, cantidad producto entre las celdas de longitud y latitud que, además, representa cuántas posiciones se registraron con las coordenadas delimitadas. Mediante los datos de la red TID puede conocerse que solo el 39% de esos valores corresponde al litoral peruano. Así también, el sistema de información geográfica libre y de código abierto QGIS ofrece la opción de separar lo *offshore* de forma georreferenciada a través de un procesamiento a describir a continuación.

2.1.2 Georreferenciación de profundidades en QGIS

Una vez descargado y abierto QGIS 3.14, se establecieron las coordenadas del nuevo proyecto en EPSG:4326 - WGS84. Bajo fines de mejor visualización, las primeras capas añadidas fueron una capa ESRI que muestra una imagen global satelital y un archivo *shape* que delimita el contorno del Perú. Durante lo restante de la tesis, ambas capas servirán como la imagen de fondo del mapa de factibilidad técnica de tecnología eólica *offshore* en el país.

A ellas, se le adicionó el archivo netCDF de batimetría mediante la opción «añadir capa ráster» y la posterior selección del archivo de profundidades. Importada la capa, se modificó su renderizador a pseudocolor monobanda. Inmediatamente, sobre la base de lo visto en la teoría (**Tabla 1.2**), se eligió una rampa de colores y se dividió el océano en las etiquetas -8 445, -1 000, -220, -50, -40, -30, -20, -10, 0 y 1, donde 1 es un valor sin opacidad que representa todo aquello sobre los 0 m s.n. m. y se verá en el mapa como el terreno de la capa ESRI. Ha de notarse que las etiquetas restantes corresponden a los límites

de profundidad de cada una de las plataformas de eólica costa afuera descritas en la **Tabla 1.2**.

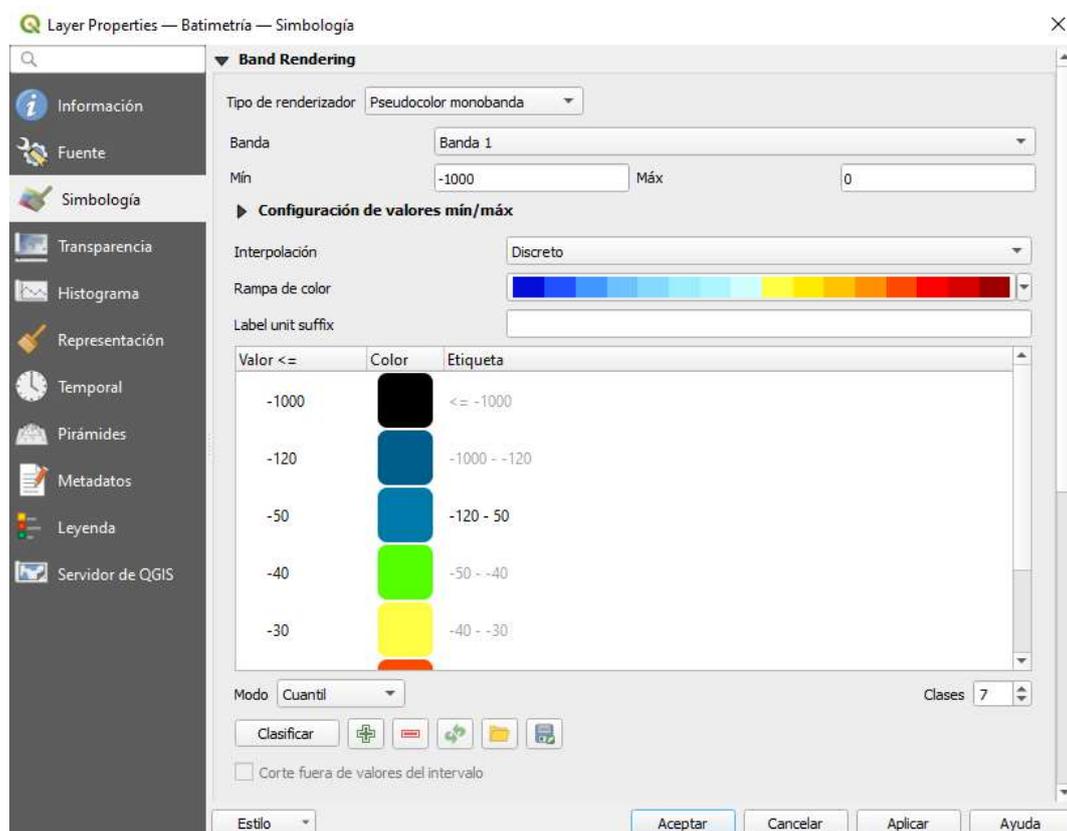


Figura 2.2 Definición de valores del mapa batimétrico.

Adicional a la capa que contiene los valores de profundidades, se tiene la posibilidad de añadir la capa TID de identificación de información en los píxeles. Una revisión de ella en Panoply —*software* especializado en NetCDF del que se ahondará en el subcapítulo de eólica— exportada a Excel permite observar que, de los 3 818 869 valores de profundidad recolectados en el océano peruano, el 69.98% corresponde a data de predicciones de gravedad y lo restante a mediciones presenciales. Así, las mensuraciones con sondas multihaz representan al 24.43% de las cuantías; las mediciones basadas en data de sondas pero interpolada entre sí, al 4.92% y lo remanente son combinaciones de mediciones directas como puede ser la mezcla entre datos de una sonda multihaz y otra monohaz.

Para efectos de la georreferenciación en QGIS, se agregó la capa TID dos veces y se configuró a ambas capas las mismas coordenadas que para el resto del proyecto. La primera se incorporó al mapa de profundidades con el fin de ofrecer una noción del tipo de mediciones que se registraron en el lecho oceánico. En ella, se modificó el renderizador a «Mapa de sombras (Hillshade)». De las opciones que ofrece esa configuración, se optó por el modo de mezcla de color del tipo superpuesto y se definió un contraste de -50 para mejor visualización.

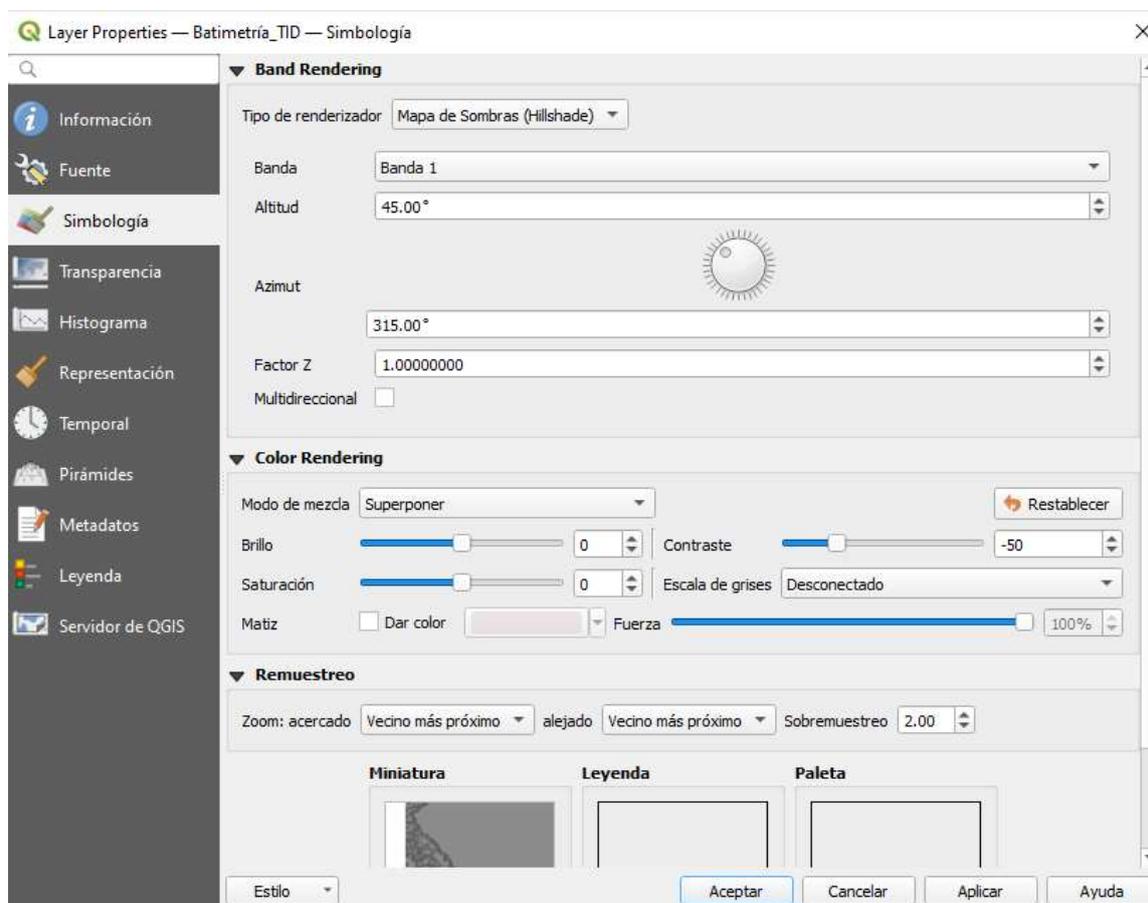


Figura 2.3 Configuración de la primera capa TID.

Por otro lado, la segunda capa TID fue diseñada de manera tal que se le presente sin las demás capas. En su representación, se utilizó el mismo código que GEBCO utiliza en el archivo descriptivo descargado en PDF, a saber:

- «11» representa a las áreas medidas con sondas multihaz.

- «17» simboliza a las zonas mensuradas por combinación de métodos directos.
- «40» es aquel litoral sin medición directa disponible
- «44» son las pequeñas porciones de datos medidos, interpolados entre sí

Los dos nuevos mapas añadidos podrán ser visualizados en el capítulo siguiente. Previamente, ha de explicarse cómo se procesará la data del segundo factor relevante para el análisis técnico: las velocidades de viento.

2.2 Análisis del viento del mar de Grau

Tal como se expuso durante el marco teórico (subsección 1.2.3), las dos características más importantes del viento son su velocidad y densidad. Con ambas, se puede determinar el potencial eólico disponible en un metro cuadrado de área a cierta altura. A lo largo de la subsección 1.2.4, se llegó a la conclusión de que el mejor programa computacional de *reanalysis* para obtener tales variables es ERA5, que ha llegado a obtener ventajas de exactitud superiores al 20% sobre sus competidores más cercanos (MERRA2). Más adelante, en 1.2.5 se mostró que lo más común en los artículos científicos es considerar como factible aquellas zonas cuya velocidad a los 100 m de altura sobrepase los 7 m/s.

Sobre la base de dichos fundamentos teóricos, la presente sección detallará el procedimiento requerido para extraer las velocidades de viento de ERA5, procesarlas mediante Excel y QGIS y, finalmente, representarlas en un mapa de velocidades de viento, acción que puede ser elaborada tanto en Panoply como QGIS.

2.2.1 Extracción de datos de ERA5

La extracción de datos de ERA5 se efectúa mediante la página en línea de Copernicus⁹², donde es necesario crear una cuenta para acceder al almacén de datos climáticos (abreviado como «cds» del inglés *climate data store*). Tras el registro, se recibe

⁹² <https://cds.climate.copernicus.eu/>

un enlace («url») y una clave («key») con los cuales se podrá descargar la data en el programa computacional Python, el único prerrequisito para el uso de ERA5. En particular, ERA5 exige su interfaz de programación de aplicaciones (API).

Una vez instalado el programa Python 3.9.1150.1013, en el Símbolo del Sistema de Windows se ejecutó el comando «pip3 install cdsapi» para instalar la API. Inmediatamente, se dirigió el cursor a la ventana de la web de Copernicus nombrada *How to use the CDS API*⁹³. En ella, se copiaron el enlace y la clave ahí visibles hacia un Bloc de notas (Notepad) al que se tituló «.cdsapirc». La extensión natural de cualquier archivo Notepad, «.txt», fue eliminada para que el código a mencionar más adelante sea admitido.

A continuación, se direccionó el puntero hacia la opción «Datasets», donde se ubican las 106 bases de datos Copernicus. Para la tesis, es de interés la entrada *ERA5 monthly averaged data on single levels from 1979 to present*, en la que se encuentra, entre otros, el promedio mensual de la velocidad del viento por cada hora durante el periodo 1979-2021 a 100 m de altura. Específicamente, las variables de viento marcadas fueron las siguientes:

- *100m u-component of wind*, descrita por ERA5 como «componente hacia el este»
- *100m v-component of wind*, reseñada como el «componente hacia el norte»

El periodo seleccionado consistió en los cuarenta años de 1979 al 2018, incluidos todos los meses y las horas desde las 00:00 a las 23:00. Nótese que no se excluyeron los años relacionados a fenómenos de El Niño-Southern Oscillation, lo que se ha decidido porque, como se expuso en el marco teórico (subsección 1.2.2), son parte de la variabilidad climática: se repiten cada 2-7 años, así que es esperable que durante la operación del parque marino también se desarrollen. Esta resolución coincide con la metodología aplicada por [32] en el litoral chileno.

Respecto a los límites —rectangulares por limitaciones de ERA5—, fueron los mismos que los acotados para GEBCO, aunque solo con dos decimales debido a que era el máximo permitido. Entonces, se rellenaron los lindes de -3.39 para el norte, -81.77 al oeste,

⁹³ <https://cds.climate.copernicus.eu/api-how-to>

-18.35 en el sur y -70.37 al este. En la misma línea, el formato seleccionado fue NetCDF. En este caso, los datos son las velocidades de viento; los metadatos, la longitud y latitud, así como los valores almacenados en cada una de las dimensiones.

Con ello, Copernicus entregó una API, que fue copiada y pegada en otro archivo .txt en Notepad que se tituló «download.py», lo que lo convirtió en un archivo Python. Así, obtenidos ambos archivos de texto, se codificó «python download py» en el Símbolo del Sistema, lo que permite descargar la data y solo funciona si se tiene un «.cdsapirc» como el creado al inicio. El peso del archivo requerido fue de 242.6 *megabytes*, se le guardó en D:/ERA5/Data y se le tituló Peruvian_Sea.nc.

```

Microsoft Windows [Versión 10.0.19041.685]
(c) 2020 Microsoft Corporation. Todos los derechos reservados.

C:\Users\USUARIO>python download.py
2021-04-29 10:22:52,688 INFO Welcome to the CDS
2021-04-29 10:22:52,690 INFO Sending request to https://cds.climate.copernicus.eu/api/v2/resources/reanalysis-eras5-single-levels-monthly-means
2021-04-29 10:22:53,081 INFO Request is queued
2021-04-29 10:29:14,729 INFO Request is running
2021-04-29 11:15:41,846 INFO Request is completed
2021-04-29 11:25:41,847 INFO Downloading https://download-0014.copernicus-climate.eu/cache-compute-0014/cache/data1/adaptor_mars.internal-1619710065.347389-5060-10-6f1d-6378-aec2-4134-ad96-e85bf74e6a69.nc to download.nc (242.6M)
2021-04-29 11:20:10,800 INFO Download rate 923.8K/s
  
```

Figura 2.4 Extracción de datos de ERA5 mediante el Símbolo del Sistema.

Una vez abierto Ubuntu, se llevó el directorio (comando «cd») adonde se almacena el archivo NetCDF: /mnt/d/ERA5/Data. Con ello, fue posible leer las dimensiones mediante el comando «ncdump -h Peruvian_Sea.nc». Los tamaños de dichas dimensiones se presentan en la **Tabla 2.2**, de donde se deduce que el número total de valores es de 31 795 200 para cada uno de los vectores de velocidad. La variable deseada, el viento (Wind), es una función del tiempo (time), la latitud (latitude) y la longitud (longitude).

Tiempo (horas de datos recolectadas)	11 520
Celdas de Latitud (horizontales, cada 0.25° según «ncdump -v, latitude Peruvian_Sea.nc», lo que coincide con la teoría)	60
Celdas de Longitud (verticales, cada 0.25° según «ncdump -v, longitude Peruvian_Sea.nc», lo que coincide con la teoría)	46

Tabla 2.2 Dimensiones del archivo NetCDF de velocidades de viento.

La data extraída es apenas inteligible; por ello, se detalla a continuación la manera en que se le aplicó el tratamiento.

2.2.2 Procesamiento y georreferenciación de datos

El procesamiento de los datos NetCDF se realizó mediante tres programas: Panoply, Excel y QGIS. El primero es un *software* de la NASA especializado en la lectura de data NetCDF que es recomendado por la NOAA [165] y fue utilizado por Rae & Erfort [166] para graficar los datos de velocidad de ERA5 a diez metros de altura a escala global. Para efectos de la tesis, se le empleó para elaborar una representación visual hora a hora promedio de cada mes de las velocidades de viento desde 1979 hasta 2018. Asimismo, Panoply permite exportar los 63 590 400 valores de velocidad de viento —31 795 200 para cada componente «u» o «v»— a Excel, donde se debe transformar la data para su importación a QGIS a un formato tal que el programa de georreferenciación pueda convertirla en un mapa de vientos. Los detalles de uso de cada uno de los *softwares* se presentan a continuación.

2.2.2.1 Procesamiento en Panoply

Se descargó la versión 4.2.15 de Panoply a través de las herramientas de visualización de data que ofrece la NASA⁹⁴. El prerrequisito del programa, cualquier versión de Java 9 en adelante, se transfirió al ordenador desde Oracle⁹⁵ en su versión JDK 16.01 para Windows de 64 bits. Así, puede ejecutarse el *software* y seleccionar el archivo de velocidades de viento con el fin de visualizarlo.

⁹⁴ <https://www.giss.nasa.gov/tools/>

⁹⁵ <https://www.oracle.com/java/technologies/javase-jdk16-downloads.html>

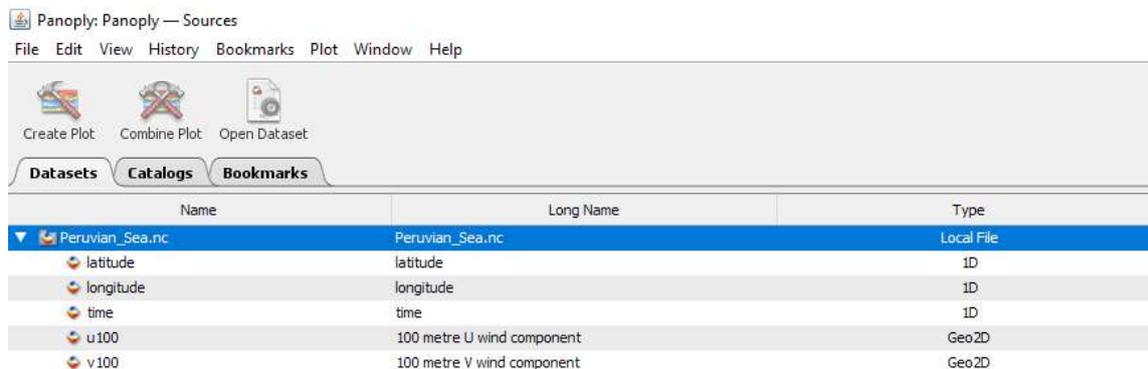


Figura 2.5 Menú de Panoply.

Para ello, se seleccionó la velocidad de viento en el vector «u» y se dirigió el cursor a la opción de crear gráfico. Luego, se hizo clic sobre el vector «v» y se ejecutó la combinación de gráficos, lo que generó una imagen combinada de ambos vectores. Dentro de la pestaña de arreglos, se escogió «magnitud de vectores» e interpolación; en sobrecapas, se añadieron Earth_mask.gif para visualizar solo la data marítima y, para visualizar los límites del Perú, MWDB_Coasts_NA_1.cnob. En escala, se ajustó el rango de velocidades de manera tal que los valores cambiantes sean solo los factibles: aquellos mayores a 7 m/s.

2.2.2.2 Georreferenciación en QGIS

En vista de que QGIS representará velocidades y direcciones promedio a lo largo del litoral peruano, debe tratarse la data de manera tal que pueda ser importada por el programa de georreferenciación. Desde Panoply, se exportaron los vectores hacia el formato «.csv» leíble en Excel. Tras separar las cuantías por columnas, se notó que la data de un vector posee 11 520 matrices de 60 valores de altura y 46 de ancho cada una, lo que significa que entre ambos archivos de vectores se tienen 63 590 400 velocidades de viento. Cada uno de los valores dentro de cada conjunto representa una posición en el espacio. Por ejemplo, en la primera matriz (A1:AT60) la celda F1 representa un vector de velocidad en el norte de Tumbes dentro de un píxel de 0.25° x 0.25° en enero de 1979. Así también, la celda F1465 de la matriz número 25 (A1465:AT1524) muestra la velocidad

«u» (o «v») en febrero de 1979 para exactamente la misma posición. A fin de que ello sea más claro, se añadieron marcas de tiempo para cada una de las matrices.

	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV	AW	AX	A
1	-0.60290017	-0.53516519	-0.4241551	-0.40103919	-0.49753465	-0.69536379	-0.92437251	-1.03161956	-0.95770242	-0.72950006	-0.50599834	-0.45560348					
2	-0.45022769	-0.44673342	-0.39351308	-0.35507617	-0.39405066	-0.58166579	-0.80556752	-0.95125147	-0.91630882	-0.67843004	-0.47495633	-0.42818694					
3	-0.33868001	-0.40238314	-0.35453859	-0.29137304	-0.31583289	-0.45345316	-0.6381116	-0.78890256	-0.79884778	-0.66633451	-0.51151171	-0.49511555					
4	-0.33034753	-0.3491628	-0.26180619	-0.18466358	-0.21960622	-0.32470295	-0.437057	-0.58166579	-0.64214345	-0.60746959	-0.53409004	-0.53355246					
5	-0.31153226	-0.24621639	-0.16826741	-0.08897449	-0.13466871	-0.22766991	-0.27658961	-0.34432459	-0.45667864	-0.49404039	-0.49565313	-0.5090926					
6	-0.16477315	-0.16638589	-0.13681903	-0.06075158	-0.11209039	-0.21664954	-0.18627631	-0.17525594	-0.29970552	-0.41609141	-0.4241551	-0.43732579					
7	0.03655025	-0.12552987	-0.16799862	-0.12176681	-0.16477315	-0.25858071	-0.16826741	-0.14246361	-0.27336414	-0.35991439	-0.35830165	-0.36959081					
8	0.21260743	-0.04032357	-0.23680876	-0.20105974	-0.18842663	-0.23250812	-0.16289162	-0.18950179	-0.28357814	-0.31099468	-0.31072589	-0.34351822					
9	0.39968498	-0.00806882	-0.26288135	-0.25535524	-0.15590309	-0.08843691	-0.1016076	-0.21288648	-0.24756034	-0.21073617	-0.2459476	-0.35346344					
10	0.55155109	0.09380243	-0.25024824	-0.29298578	-0.15079609	0.0042955	-0.05322547	-0.18090052	-0.16826741	-0.10644581	-0.18600753	-0.35722649					
11	0.6803013	0.22846601	-0.16880499	-0.29432973	-0.17283684	0.02606746	-0.04919363	-0.11477829	-0.09058722	-0.06854648	-0.19568395	-0.38894366					
12	0.71551274	0.28706214	-0.0446242	-0.184126	-0.11235918	0.07418079	0.03198083	-0.00215545	-0.01828283	-0.09676938	-0.28142783	-0.41420988					
13	0.65933572	0.36447354	0.12766992	0.04595789	0.0610101	0.1669132	0.16153741	0.10347886	0.00778976	-0.21181133	-0.3569577	-0.39754493					
14	0.62600581	0.48300975	0.33517548	0.27442903	0.19432974	0.20078069	0.17658962	0.07203048	-0.12526108	-0.30346857	-0.3647526	-0.35830165					
15	0.69750384	0.58649374	0.51042629	0.41473719	0.23464817	0.12014381	0.05482794	-0.09354391	-0.27497688	-0.36529018	-0.39727614	-0.30400615					
16	0.81093304	0.73002738	0.59025679	0.41124293	0.20561189	0.06584831	-0.07741653	-0.21611196	-0.33652969	-0.37550418	-0.34755006	-0.28169662					
17	0.89103234	0.86200306	0.61659817	0.35022769	0.18411573	0.09702791	-0.11665981	-0.2564304	-0.30131826	-0.25454887	-0.24514123	-0.24272213					
18	0.87167949	0.90554697	0.68083888	0.39323403	0.22846601	0.08385722	-0.18009415	-0.28653483	-0.22095017	-0.18224447	-0.19998458	-0.18063173					
19	0.81147062	0.90420303	0.75502481	0.5305855	0.31152199	-0.00618729	-0.19003937	-0.22175654	-0.18546995	-0.29565587	-0.29056667	-0.20536038					
20	0.7499178	0.86899159	0.81415852	0.64482108	0.42548878	0.11933744	0.0274114	-0.03306625	-0.17767505	-0.36851565	-0.44942132	-0.30938194					
21	0.65369113	0.79829993	0.82275978	0.74507959	0.6004708	0.3991474	0.28114877	0.14057182	-0.1196165	-0.39190035	-0.49834102	-0.34862522					
22	0.61632938	0.76174455	0.85152027	0.82060947	0.77814071	0.59832048	0.38248244	0.22658449	-0.04650573	-0.36636534	-0.49592192	-0.33948638					
23	0.67680704	0.83109226	0.8714107	0.88700049	0.86926038	0.74803628	0.44887347	0.28087998	0.01316556	-0.28492209	-0.43087484	-0.36394623					

Figura 2.6 Adición de marcas de tiempo en Excel para los datos de ERA5.

Con el objeto de calcular las velocidades y direcciones de forma más eficiente, se unió los archivos en un solo libro de Excel. Lo primero que se desea calcular son las velocidades. Para ello, se aplicó la fórmula 1.1, que se utilizó para crear otras 31 795 200 celdas. Así también, la dirección de los vientos se calculó mediante la función $\text{residuo}(180+\text{grados}(\text{atan2}(u,v));360)$ recomendada por ERA5 [167], donde las letras dentro de los paréntesis representan cada uno de los vectores. Ello adicionó otras 31 795 200 celdas al libro, lo que suma un total de 127 180 800 valores. Para trabajar el archivo con menores problemas de rendimiento, se le dividió en dos: uno de velocidades y otro de direcciones, dejando de lado los vectores cuyo uso ya cumplieron.

En el archivo de velocidades se promedió la misma posición de cada una de las matrices para obtener una media de todos los años. Así, se bosquejó una sola matriz de 1 168 valores cuyas cuantías indican la rapidez promedio de cada localización en sus 11 520 tiempos analizados. En la nueva agrupación, las celeridades que superaron los 7 m/s —umbral considerado como factible según la **Tabla 1.6**— alcanzaron los 759 valores, que representa al 65% de las velocidades *offshore* registradas y el 27.5% del total.

Paralelamente, en el libro de direcciones se ejecutó el mismo procedimiento con el fin de conocer la orientación media de los cuarenta años de toma de data. Adicionalmente, se diseñaron cuatro matrices que promediaron las direcciones según las estaciones de marzo a mayo, junio a agosto, septiembre a noviembre y diciembre a febrero, decisión que se basó en lo aplicado por Fu *et. al.* [75] para graficar las direcciones de viento.

Con ese objetivo, el formato matricial de las hojas de velocidad y dirección se modificó a sendas columnas de 2 760 celdas de extensión en un nuevo archivo cuya extensión se definió del tipo «.csv». En dos nuevas columnas hacia el lado derecho se escribieron las longitudes y latitudes de las localizaciones, que fueron obtenidas mediante su descarga desde Panoply.

	A	B	C	D
1	Velocidad	Direcciones	Longitudes	Latitudes
2	7.04899363	256.21559	-81.77	-3.6
3	7.23736201	248.532042	-81.52	-3.6
4	6.87651794	237.413427	-81.27	-3.6
5	5.3477174	220.247807	-81.02	-3.6
6	3.43392229	201.661538	-80.77	-3.6
7	1.98123811	173.127385	-80.52	-3.6
8	1.73102263	127.341536	-80.27	-3.6
9	1.61817031	135.719408	-80.02	-3.6
10	1.26996561	130.961683	-79.77	-3.6
11	1.24708543	193.621005	-79.52	-3.6
12	2.09607345	318.702973	-79.27	-3.6
13	1.84650552	324.531163	-79.02	-3.6
14	0.84875812	225.69126	-78.77	-3.6
15	0.80121298	82.9532865	-78.52	-3.6

Figura 2.7 Reordenamiento de los datos para el georreferenciamiento.

Una vez en QGIS 3.14, se importó el archivo como una capa de texto delimitado. Dentro de las opciones mostradas en esa pestaña, se clarificó que el delimitador es el punto

y coma, el campo «x» las longitudes y el campo «y» las latitudes. También, se estableció el SRC como el del resto del proyecto.

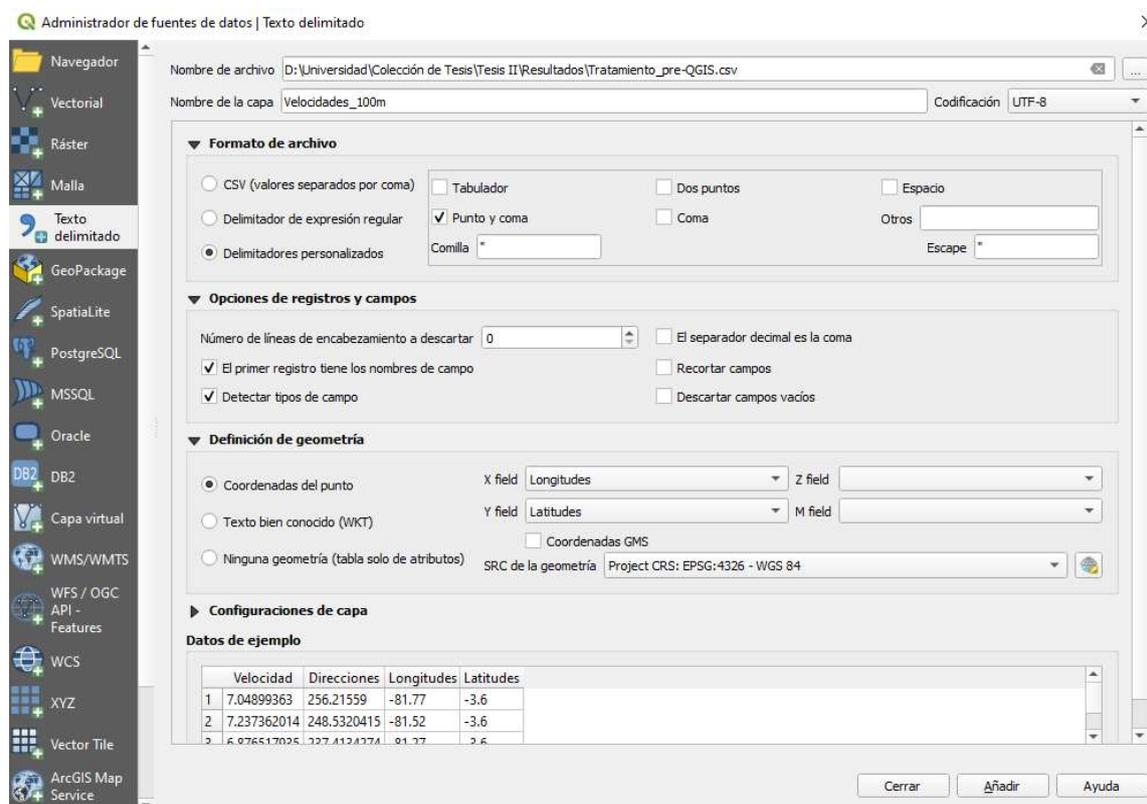


Figura 2.8 Configuración de la capa de Excel importada.

Para dar forma al archivo importado y transformado al formato *shape*, se dirigió el cursor a las propiedades de la capa y en la sección de simbología se modificó el estilo a graduado. En las opciones salientes, se eligió el valor de «Velocidad» y la flecha (Nº 11105) como símbolo dentro de la pestaña «Marcador de tipos de letra». Así también, la rotación fue configurada según la dirección calculada previamente. Tras elegir la paleta de colores y configurarla por encima de 7 m/s y los 7.5 m/s según lo descrito en la **Tabla 1.6** se obtuvo el resultado a 100 m de altura, a presentar en el siguiente capítulo.

2.3 Análisis de zonas de protección ambiental

Una vez depuradas las áreas por las razones técnicas antes descritas, el siguiente paso es filtrar las zonas de protección ambiental. Para ello, se hizo uso del Visor de las Áreas Naturales Protegidas elaborado por el SERNANP [168], actualizado hasta el año 2021. Tal visor es una plataforma en línea que permite descargar las delimitaciones de las ANP del Perú en formato *shape* mediante el siguiente procedimiento:

- Ingreso a la página web GEO ANP – Visor de las Áreas Naturales Protegidas⁹⁶
- Direccionamiento del cursor hacia la sección de «Descargas de Archivos»
- Selección de «ANP Nacional Definitivas» como tipo de objeto»
- Selección de formato «ShapeFile»
- Clic sobre «Extraer información»

Ello transfirió al ordenador un archivo de nombre «ANP Nacional Definitivas». Con objeto de visualizarlo en QGIS, se le añadió al mapa como capa vectorial. Así, se inmescuyeron una serie de polígonos verdes sobre las flechas de velocidades de viento y profundidades. Por motivos estéticos, se decidió no mostrar las etiquetas que contienen los nombres de cada ANP marítima o semimarítima. En su lugar, se listan a continuación. Los límites de la Reserva Nacional Sistema de Islas, Islotes y Puntas Guaneras se adjuntan como **Anexo 1** debido a que componen un conjunto de veinticinco porciones de tierra en el agua.

⁹⁶ <https://geo.sernanp.gob.pe/visorsernanp/#>

Nombre de área de conservación o ubicación de acumulación de aves	Límites		Información adicional o comentario
	Latitudes	Longitudes	
Reserva Nacional de Paracas [169]	13° 47' - 14° 17' S	76° 00' - 76° 30' O	217 594 hectáreas de la reserva (65% del total) son aguas marinas
Reserva Nacional San Fernando [170]	14° 48' - 15° 17' S	75° 37' - 75° 15' O	La delimitación específica posee 42 puntos. Se indican los límites marítimos convertidos desde las coordenadas UTM de [170].
Reserva Nacional Dorsal de Nasca [171]	14° 53' - 17° 42' S	78° 47' O - 75° 52' O	Creada en 2021, provisionalmente se zonifica en un área de aprovechamiento directo de cero a mil metros de profundidad y otra de protección estricta, de 1 000 a 4 000 m b. n. m. Posee un área de 62 392 km ² [171].

Tabla 2.3 Áreas excluidas por su condición de áreas protegidas.

2.4 Exclusión de áreas por impacto visual

Terminado el primer filtro ambiental, se prosiguió a analizar el impacto visual de los parques eólicos marinos. Si bien la idea inicial consistía en confrontar áreas que cumplan con los filtros de batimetría, velocidad de viento y coincidencia con una zona de protección ambiental mediante los criterios presentados en la **Tabla 1.7**, los resultados terminaron indicando que solo un área sería técnicamente factible. Por ello, no fue factible

excluir zonas por impacto visual. La demarcación resultante fue la misma a la que se le aplicó posteriormente el análisis económico.

Una vez fijada el área, se revisaron los parámetros del impacto visual considerados relevantes según lo revisado durante el marco teórico: distancia hacia la costa, densidad poblacional y edad. Para verificar los dos últimos, fue necesario evaluar los centros poblados ubicados alrededor del área factible, que se conocieron mediante la superposición de la capa de etiquetas al mapa en QGIS. Conocidos los centros, se buscó información sobre su población, con lo que se finiquitó el análisis por impacto visual.

2.5 Análisis económico

El análisis económico consistirá en aplicar la ecuación 1.11 de LCOE a las zonas no depuradas por razones de caracterización de batimetría, vientos, protección ambiental y visibilidad. Tal como ha sido mencionado durante el marco teórico (sección 1.1), actualmente solo existe un parque comercial con tecnología eólica marina flotante; entonces, se imposibilita definir términos confiables de la ecuación 1.11 (p. ej., costos capitales) para este tipo de fundaciones, ya que la data de la que se dispone es limitada. En vista de ello, el único escenario a evaluar económicamente será el de profundidad máxima a cincuenta metros, que es donde se han desarrollado las aproximadamente dos centenas de proyectos *offshore*.

Los siguientes párrafos discutirán cuáles serán los valores a utilizar en la fórmula del LCOE. Cabe adelantar que los valores por costos variables son nulos, ya que en Perú el combustible (el aire) no tiene costo alguno y no se cobra impuestos por emisiones de carbono a las energías renovables. Asimismo, el tiempo de vida del proyecto se considerará de veinticinco años, que es lo común en la industria eólica marina [39], [76]. Por último, los costos de capital, operación y mantenimiento (*i. e.*, el numerador de la ecuación) no tendrán en cuenta factores como la inflación, subsidios, riesgo o la tasa del préstamo bancario requerido para iniciar el proyecto.

2.5.1 Electricidad generada

El cálculo de la electricidad generada requirió de seleccionar una turbina y conocer dos parámetros relacionados a la caracterización del recurso: la velocidad promedio del viento y la desviación estándar que ha tenido a lo largo de los años —en este caso, de 1979 a 2018—. Hecho ello, se aplicaron fórmulas que permitieron conocer la probabilidad de obtener una cantidad de velocidad de viento (p. ej., 12% de probabilidad de tener una velocidad de 5.5 m/s) para poder multiplicarla con la potencia que entrega la turbina a esa velocidad de viento (p. ej., un aerogenerador Enercon E112 suministra 561 kW a 5.5 m/s). La suma de los productos de la probabilidad de viento con la potencia asociada ofreció una energía proporcionada por la turbina a lo largo de un año. A ese valor se le descontaron las pérdidas eléctricas durante los 25 años de operación a través de la tasa de descuento.

Para seleccionar la turbina se buscó data de dos fuentes en línea: Wind-Turbine-Models⁹⁷ y The Wind Power⁹⁸. Además de la necesaria curva de potencia —no disponible para la mayoría de turbinas—, se tuvo cautela de que las turbinas sean *offshore* y que la altura *hub* sea, al igual que la data de viento recolectada, de cien metros. Los requerimientos establecidos fueron cumplidos por dos turbinas: Aerodyn 5.0 MW / 139 m y Aerodyn 8.0 MW / 168 m, donde lo previo a la barra es la potencia y lo posterior el diámetro del rotor. Vale mencionar que ambas son del fabricante AEROVIDE GmbH, que en el año 2010 exportó el 90% de su manufacturación a China [172]. Se optó elegir la Aerodyn 8.0 MW / 168 m debido a las tendencias actuales del mercado eólico marino, que está llegando a presentar diámetros de 220 m en sus palas [173]. La curva de potencia se adjunta en el **Anexo 2**.

En cuanto a la velocidad de viento y la desviación estándar año a año, se les obtuvo del tratamiento de datos descrito en la sección 2.2, al que solo se le añadió la fórmula «desvest.m» para calcular la desviación en los 11 520 valores del píxel correspondiente a

⁹⁷ <https://en.wind-turbine-models.com/>

⁹⁸ <https://www.thewindpower.net/>

la zona técnica factible. Determinados ambos, se adaptó la fórmula 1.6 de función de probabilidad de Weibull a la altura de medición [90]:

$$p(v) = \frac{k'}{c'} \cdot \left[\left(\frac{v}{c'} \right)^{k'-1} \right] \cdot \left[e^{-\left(\frac{v}{c'} \right)^{k'}} \right] \quad (2.1)$$

k' : Factor de forma a la altura de la turbina

c' : Factor de escala a la altura de la turbina (m/s)

v : Velocidad media del viento, de 0 a 25 m/s según curva de potencia (m/s)

Tanto el factor forma como el de escala a la altura de la turbina se obtienen de los factores originales (k , c), que dependen a su vez de la velocidad y desviación de estándar a la altura de medición (en este caso, también de cien metros). Expresado en términos matemáticos:

$$k' = k \cdot \frac{\left[1 - 0.088 \cdot \ln \left(\frac{z}{10} \right) \right]}{\left[1 - 0.088 \cdot \ln \left(\frac{z'}{10} \right) \right]} \quad (2.2)$$

$$c' = c \cdot \left(\frac{z'}{z} \right)^\beta \quad (2.3)$$

k : Factor de forma a la altura de medición

z : Altura de medición (cien metros) (m)

z' : Altura *hub* de la turbina eólica (cien metros) (m)

c : Factor de escala a la altura de medición (m/s)

β : Coeficiente de rugosidad

Las fórmulas del factor de escala y el factor de forma a la altura de medición son las mismas expuestas en las ecuaciones 1.7 y 1.8. En lo tocante al coeficiente adimensional de rugosidad, se calculó de la forma siguiente, donde las variables son las mismas que en las anteriores fórmulas:

$$\beta = k \cdot \left[\frac{0.37 - 0.088 \cdot \ln(c)}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{z}{10}\right)} \right] \quad (2.4)$$

Así, la función de probabilidad de Weibull indicó la probabilidad de la velocidad de viento con la que trabajará una turbina a lo largo de un año. Al multiplicar la probabilidad de cada velocidad con la potencia de la turbina correspondiente (**Anexo 2**), se obtuvo una energía suministrada por la turbina para cada velocidad de viento. Tras efectuar la suma de energías producidas correspondientes a sendas velocidades, se llegó a la energía total que produciría la turbina en un año. Esto es, el valor E_t de la fórmula 1.11 de LCOE.

Como se adelantó, el denominador de la fórmula tiene una tasa de descuento asociada que expresa las pérdidas eléctricas generadas por el desgaste de equipos, cables y transformación de corriente o voltaje. Con base en Villicaña *et. al.* (2020) [174], se optó por una tasa del 0.5%. Con ello, lo restante a explicar del LCOE se relaciona al numerador de la ecuación 1.11: los costos de capital, operación y mantenimiento. Dichos factores se modelarán a las peores condiciones posibles puesto que la tecnología a nivel de Sudamérica es desconocida.

2.5.2 Costos capitales

Los costos de capital se estimaron a partir de la información brindada por el artículo científico de Johnston *et. al.* (2020) [160], en el que se recolectaron los costos de capital de las turbinas eólicas marinas para Reino Unido con base en data gubernamental. En su análisis, [160] recomienda considerar un valor medio de cuatro millones de libras esterlinas⁹⁹ por cada megavatio instalado, aunque da un rango de 1.5 a 6 millones de libras esterlinas. Para efectos de la tesis, se tomará el último valor, que convertido a dólares aumenta a los 8 230 000 \$/MW. Dicha cuantía incluye el precio del desarrollo y consentimiento de la zona, la turbina, la infraestructura (subestaciones, torre, fundación, cables), instalación y puesta en servicio.

⁹⁹ Esto es, aproximadamente 4.1 millones de euros por cada megavatio instalado

2.5.3 Costos operativos

Determinar los costes de operación eólicos marinos presenta el inconveniente de «no ser data disponible, lo que ocasiona que los precios no estén bien definidos» [160]. Según [160], se podría considerar un valor de £ 2 millones por megavatio instalado. Al reconvertir tal cuantía a dólares (\$ 2 741 330 millones de dólares por megavatio), se tiene que coincide con los rangos de costos por mantenimiento y operación propuestos por el informe LAZARD (2018): entre \$ 2 y \$ 2.75 millones por megavatio en un periodo de veinticinco años de vida del proyecto [158]. Por ende, será \$ 2.74 millones por megavatio el valor a insertar en la ecuación 1.11.

2.5.4 Tasa de descuento

Tal como se explicó durante el marco teórico (sección 1.5), la elección de una tasa de descuento es crucial para la evaluación del LCOE. Según Sung & Jung (2019) [20], entre los artículos científicos es práctica común utilizar un rango entre tres y diez por ciento, donde la tasa menor representa un mercado estable (p. ej., inflación de 2% anual) y la mayor un mercado de características volátiles (p. ej., una central de gas que dependa de la importación de combustibles fósiles). Dentro de ese rango, se seleccionó una tasa de tres por ciento, lo que implica que se está asumiendo un mercado estable.

CAPÍTULO III

RESULTADOS

El presente capítulo muestra y analiza los resultados del tratamiento de macrodatos eólico-batimétricos para el litoral del Perú. Mediante ese procesamiento para las bases de datos de ERA5 y GEBCO se obtuvieron las zonas mejor dotadas técnicamente para la implementación de tecnología eólica marina, de las que más adelante se exponen las características ambientales con el fin de depurar aquellas que no cumplan con parámetros relacionados a la avifauna y el impacto visual. Por último, a las áreas que aprobaron los filtros técnicos y ambientales se les aplicaron cálculos económicos que se enseñan en la última parte del capítulo.

3.1 Análisis de profundidades del litoral

El mapa de la **Figura 3.1** muestra las profundidades del litoral peruano clasificadas según el estado actual (junio del 2023) de la tecnología de las plataformas eólicas marinas, al que se le discutió en la subsección 1.1.1 y se le compendió en la **Tabla 1.2**. Los colores más brillantes representan espacios en los que pueden posicionarse fundaciones del tipo *bottom-fixed*, las cuales representan casi la totalidad de los proyectos *offshore* comerciales actualmente en funcionamiento. Es notorio que entre Talara y la bahía de Sechura en Piura la fosa Perú-Chile aparece a una distancia más cercana a la costa, disminuyendo la posibilidad de usar tecnología fijada al fondo; lo mismo ocurre desde el departamento de Ica hacia el sur. Así, desde el límite norte en Tumbes hacia el oeste deben recorrerse aproximadamente 110 km para superar los mil metros de profundidad, y si bien en el litoral sur la longitud de superación a 270° es cercana (100 km), entre la reserva de Paracas (Ica) y el norte de Tacna la distancia general oscila entre los 55 y 75 km, lo que contrasta con la suspensión entre Chiclayo (Lambayeque) y Lima que fluctúa entre los 110 y 70 km.

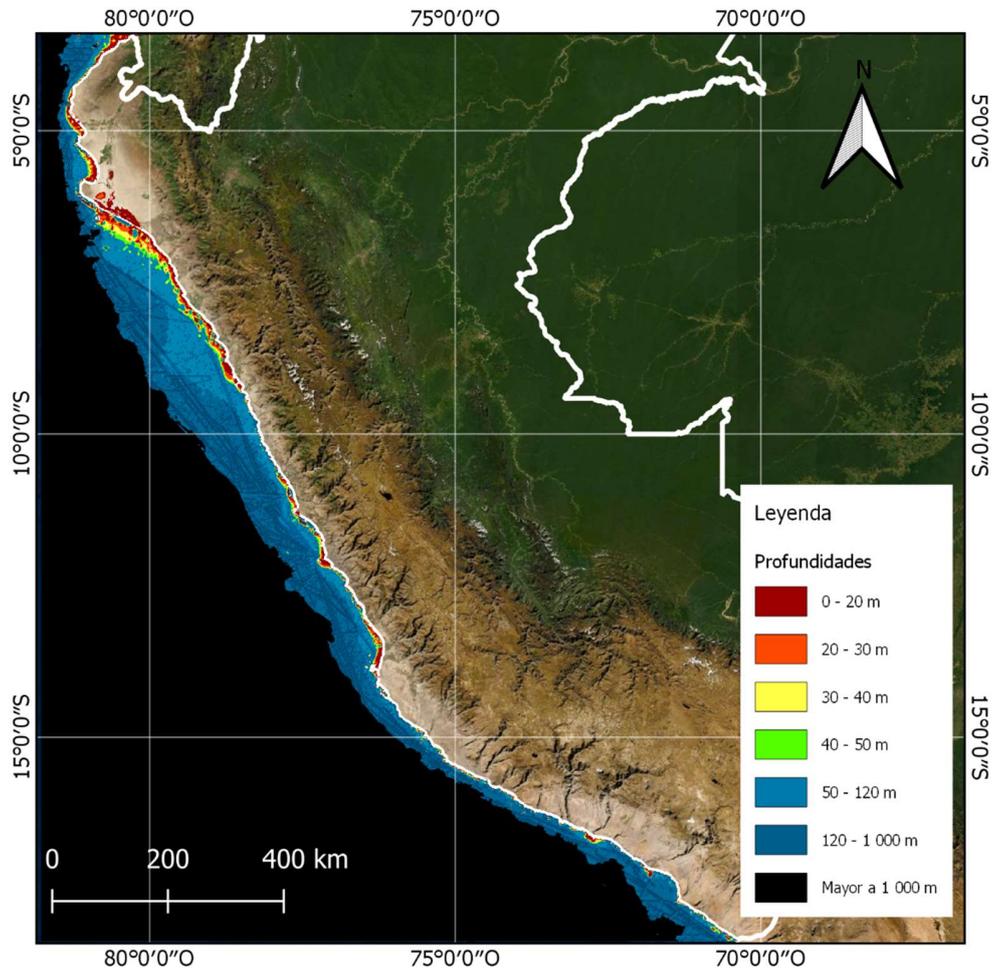


Figura 3.1 Profundidades del litoral peruano.

No debería extrañar que la mayor parte del litoral peruano se componga de aguas profundas (superiores a mil metros), puesto que el 70% del planeta se constituye de ello [175]. En Estados Unidos, más del 58% del recurso eólico marino técnicamente factible se encuentra a profundidades superiores a los sesenta metros; y en Europa el porcentaje asciende al 80% [145]. En el año 2019, el Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico (Ingemmet) de Perú publicó el informe técnico *Estudios de Geología Marina en el Perú* [176], donde se presenta un mapa tectónico de la plataforma continental del Perú elaborado con informes técnicos de Petroperú, Repsol, Savia y bases de datos entre las que se

encuentra GEBCO. La fosa mostrada en la p. 17 del informe muestra un gráfico similar al del mapa generado.

En el mapa, a partir de los cincuenta metros de profundidad —notorio por el cambio de color hacia tonalidades de azul— se vuelve necesario el uso de plataformas del tipo flotante, estructuras que aún no han sido probadas a gran escala hasta la fecha, lo que provoca la incertidumbre descrita en la subsección 1.1.4. En el caso de fundaciones SPAR como Hywind Scotland, se conoce que los kilogramos requeridos por kilovatio (kg/kW) instalado son más del 700% mayores con respecto a la media necesitada por cimentaciones del tipo monopila y *jacket*, lo que incurre en mayores costos de manufacturación [177].

En relación a la importancia del mapa de profundidades para aplicar filtros técnicos, ha de resaltarse un análisis de sensibilidad elaborado por Castro y Diaz [175] donde se concluye que los parámetros más influyentes en los costos totales de emplazar un parque eólico marino del tipo flotante son el número de turbinas y la distancia hacia la costa. Lo primero, que según el estudio puede aumentar hasta en un 57.2% los costes de instalación, se traduce para la tesis en la búsqueda de áreas más grandes donde sea posible situar más turbinas. En cuanto a lo segundo, que podría volver los precios de desmantelamiento 14.2% mayores, implica que se prioricen zonas cercanas a la costa una vez se conozcan las velocidades de viento.

Como se señaló en la metodología, la **Figura 3.1** posee de fondo una capa TID que se observan como líneas de color no clasificado en el mapa, particularmente visibles entre los cincuenta y mil metros de profundidad. A continuación, la **Figura 3.2** presenta dicha capa de identificación de información de forma tal que no sea ocultada por el mapa batimétrico. Vale recordar que «11» simboliza a las áreas medidas con sondas multihaz; «17», las zonas mensuradas por combinación de métodos directos; «40»; aquel litoral sin medición directa disponible y, «44», las pequeñas porciones de datos medidos, interpolados entre sí.

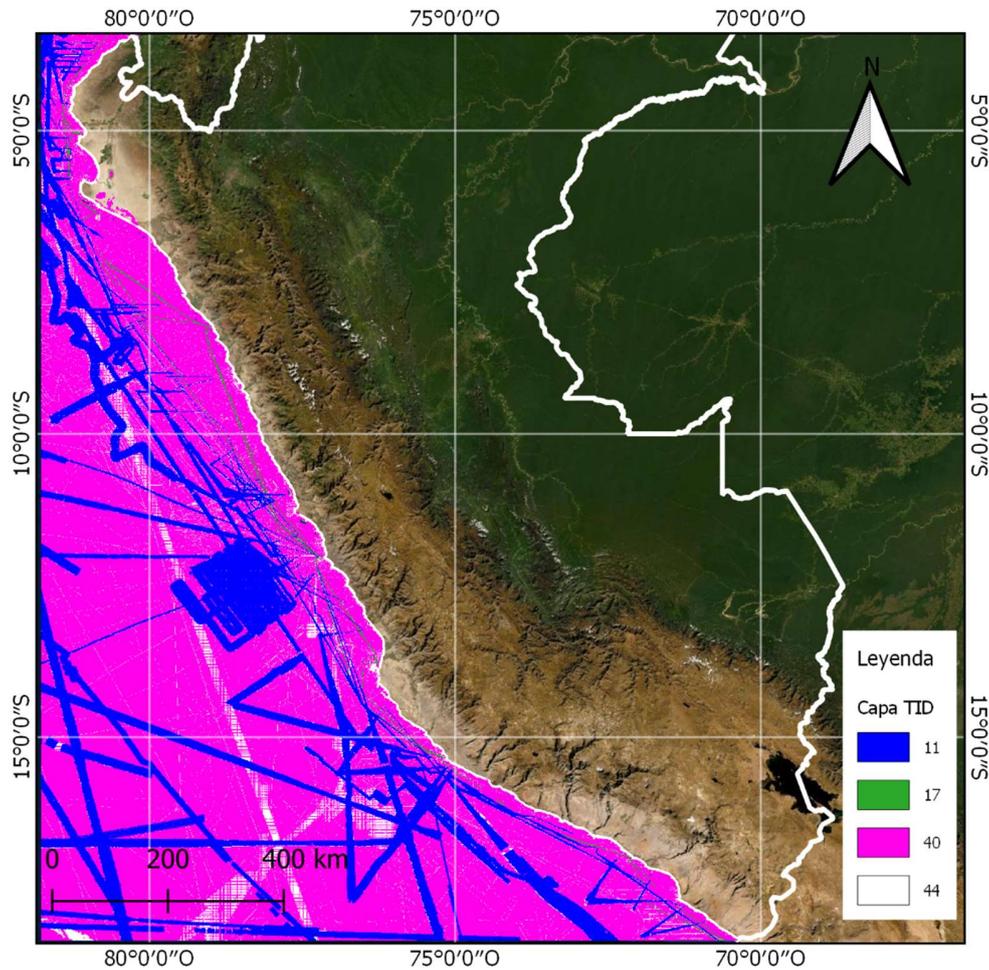


Figura 3.2 Capa TID de las profundidades del litoral peruano.

Como se mencionó en la metodología, aproximadamente el 70% de los datos corresponden a predicciones satelitales. Su color representativo se vuelve especialmente notorio en la costa, lo que es entendible ya que el objetivo principal de GEBCO es cartografiar las aguas profundas, alejadas por regla general de la porción terrestre.

El 30% restante —de colores azul, verde y blanco— atañe a mediciones directas, lo que implica una mejora en la confiabilidad de la data. La bahía de Sechura (Piura) y la reserva de Paracas (Ica) resaltan por ser zonas donde se hicieron varias mediciones presenciales.

3.2 Análisis del viento del mar de Grau

El mapa de la **Figura 3.3** muestra el promedio de las velocidades de viento a 100 m de altura de los cuarenta años del periodo 1979-2018 superpuestas sobre las profundidades del litoral peruano. Tal como se discutió en la subsección 1.2.5, la celeridad mínima factible seleccionada es de 7 m/s, a lo que le sigue un color de transición (amarillo) entre los 7 y 7.5 m/s luego del cual es, sobre la base de lo revisado, indiscutible la factibilidad del sitio cuando menos en el aspecto eólico.

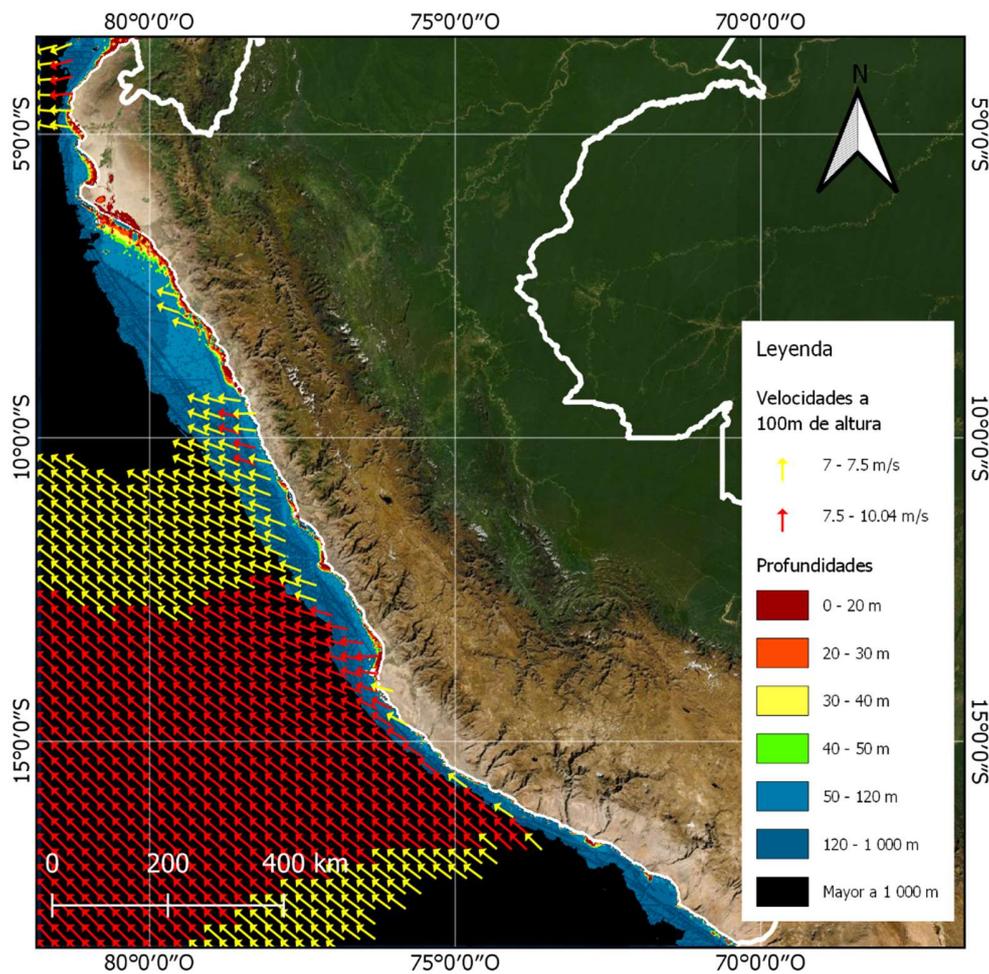


Figura 3.3 Velocidades a 100 m de altura y profundidades en el litoral peruano.

Lo primero que salta a la vista es la cantidad de velocidades factibles en la zona donde las profundidades son mayores a los mil metros. Tal hondura no ha sido considerada

como viable por ningún artículo científico dentro de los revisado en la literatura. No obstante, cabe mencionar que la exploración de petróleo *offshore* se realiza sobre profundidades mayores a los 2 000 m desde la década de 1990 y, en la actualidad, la producción se ha llegado a dar sobre los 2 400 m con respecto al suelo marino [178]. Se espera que la industria petrolera transfiera conocimiento a la industria eólica marina, tal como ya ha sucedido con las cimentaciones del tipo *tensión leg*, de gravedad o semisumergibles utilizables, con sus respectivas adaptaciones, en ambos sectores. A modo de ejemplo, Equinor ha planeado un parque eólico marino que operará entre 260 y 300 m de profundidad y cumplirá la novedosa tarea de suministrar de electricidad a plataformas *offshore* de petróleo y gas en Noruega [49]. En suma, aunque sí vaya a hacerse en esta tesis, a futuro no debería descartarse por completo a las velocidades sobre los mil metros de profundidad.

Otra característica que ofrece al mapa es que las flechas —vale recordar, individualmente representan un pixel de aproximadamente 730 km²— se localizan mayoritariamente en zonas entre los cincuenta y mil metros de profundidad, rango donde sería necesario el uso de plataformas del tipo flotante. La única excepción a esa tendencia se localiza —visible como tres flechas amarillas aisladas al norte— frente a las costas de La Libertad, donde se cubre una pequeña porción de aproximadamente 35 km² alrededor de la coordenadas -79.865 S, -7.464 O y otra de 10 km² en torno a la ubicación -79.454 S, -7.995 O, estando los 2 155 km² restantes entre cincuenta y mil metros de profundidad. En tales áreas, las velocidades medias son, de norte a sur, 7.11 m/s, 7.12 m/s y 7.1 m/s. En el mismo orden, las direcciones en convención meteorológica son de 285°, 288° y 287°.

Dicha área de profundidad inferior a los cincuenta metros posicionada dentro de un píxel frente a La Libertad lleva a una pregunta pertinente: ¿Es viable considerar un píxel de aproximadamente 27 km x 27 km como una zona de velocidad uniforme del viento? Para responder, se recolectaron las velocidades de viento registradas durante los meses de noviembre y diciembre del 2018 por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI) en la estación Buena Vista (Casma, Ancash) [82] y se les comparó con el píxel correspondiente de ERA5 en un nuevo archivo descargado que contenía las

velocidades a diez metros sobre el nivel del mar. La distancia entre la estación a 206 m s. n. m. y el centro del píxel es de 11.5 km según medición en QGIS tomando en cuenta la curvatura de la Tierra; paralelamente, la diferencia de alturas es de 6 m según data de Google Earth. Ya que la estación ofrecía velocidades en todas las horas del mes, se promedió cada hora de dicha data para poder compararla con las celeridades de ERA5. Lo mismo fue aplicado para la dirección.

Para el mes de noviembre del 2018, el margen de error para las velocidades osciló en cada mes entre el 4.37% a las 16:00 y el 192% a las 21:00, con una media de 84.5%; en diciembre, los límites fueron de 2.84% (8:00) y 334% (22:00), y el promedio de 85.9%. El alto error observado no se repitió en las direcciones. En el undécimo mes, el error de las direcciones fluctuó entre 0.54% y 14.44%, con un promedio de 7.21%. Así también, la media del mes siguiente resultó ser 11.23%, con márgenes entre 0.03% y 37.34%. En suma, la dirección puede considerarse confiable sin importar el píxel, mas no es así con la velocidad. Se repitió el ejercicio para julio del 2016 con la estación Lancones (Sullana, Piura) a 136 m s. n. m. y para la estación Campamento Sede (Tumbes, Tumbes) a 17 m s. n. m. en octubre del 2017. La tendencia fue similar: la velocidad en Piura mostró un error de 30.73%; la de Tumbes, de 60.6%. Asimismo, los errores en las direcciones se situaron en torno a 14.6% (Lancones) y 32% (Tumbes).

El alto error en la velocidad horaria es esperable debido a que las predicciones satelitales por *reanalysis* se validan por su capacidad de predicción en intervalos largos. En ese sentido, es de mayor importancia el comportamiento mensual o anual de las velocidades de viento. Es ahí donde ERA5 mostró su mejor rendimiento: en la estación Buena Vista, los errores de los promedios mensuales de velocidad en el 2018 fueron de 12.9% y 17% para noviembre y diciembre. En Lancones, el error se reduce hasta el 14.75%, mientras que en Tumbes lo hace hasta el 9.24%. En suma, puede concluirse que las velocidades horarias de ERA5 no son confiables, mas sí lo son las medias mensuales. En un ambiente acuático, podría esperarse una mayor exactitud debido al factor de que la rugosidad sobre una superficie acuática es más uniforme que aquella ubicada en tierra. Esto es, de un píxel marino puede esperarse mayor uniformidad en la velocidad que en un píxel terrestre donde

se puede, a la vez, encontrar un punto a 500 m de altura y otro a unos cuantos kilómetros localizado a 1 500 m s. n. m.

Fuera de la superficie frente a la Libertad, se aprecian velocidades factibles frente a las costas de Casma (Ancash), Huarmey (Ancash), Barranca (Lima), Huaura (Lima), Pisco (Ica), e Ica (Ica). Y en menor medida, incluso con secciones por encima de los mil metros, alrededor de las coordenadas -75.020 S, -15.61 O y -74.271 S, -16.099 O ubicadas más hacia el sur. Los filtros ambientales a aplicar a continuación ofrecerán un panorama más claro de a qué velocidades factibles prestarles mayor atención.

3.3 Análisis de zonas de protección ambiental

Como se ve en la **Figura 3.4**, las áreas naturales protegidas que se encuentran superpuestas sobre áreas técnicamente factibles son todas reservas nacionales, de norte a sur: Sistema de Islas, Islotes y Puntas Guaneras (en particular, Isla Ballestas e Isla Chincha), Paracas, y la Reserva Nacional San Fernando. Como tales, comparten las características de ser áreas de gran tamaño destinadas a la conservación de la diversidad biológica, aunque permitiendo la gestión sostenible de recursos [179].

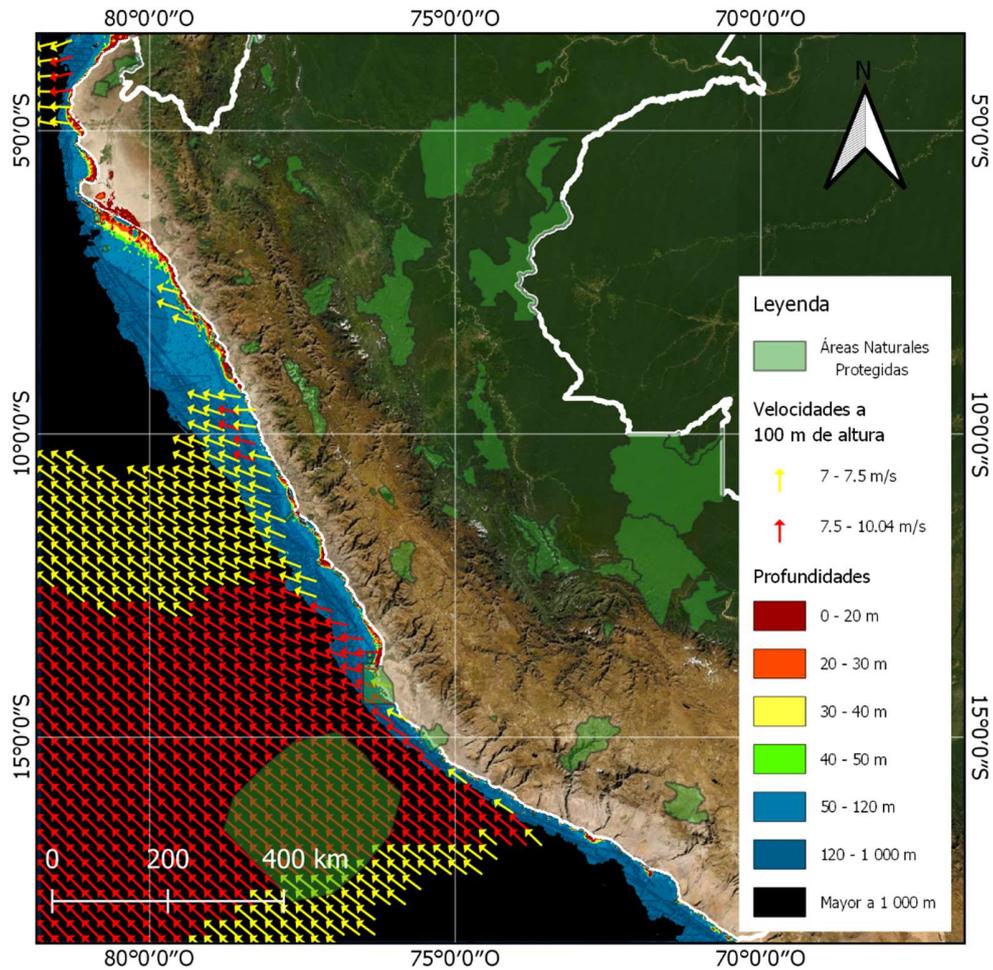


Figura 3.4 Velocidades a cien metros de altura, profundidades y áreas naturales protegidas en el litoral peruano.

Las afueras de la Reserva Nacional de Paracas poseen la particularidad de poseer las velocidades de viento más altas dentro del área factible: 10.04 m/s de promedio. Pese a ello, presenta el inconveniente de requerir plataformas del tipo fijadas al fondo, lo que es una desventaja importante con respecto a otras áreas, en especial la ubicada frente a La Libertad. Según el marco legal de las áreas naturales protegidas, se podría extraer recursos naturales (viento) de la zona siempre y cuando ello sea hecho de forma sostenible. Por ende, la zona podría revisarse a futuro, cuando la tecnología flotante se consolide y no consista en un solo proyecto comercial ubicado en Escocia.

3.4 Análisis del impacto visual

El área elegida para analizar el impacto fue el píxel representado por la flecha inferior frente a las costas de La Libertad. La **Figura 3.5** muestra la zona a mayor detalle. Nótese que se ha delimitado el píxel por un cuadrado de tonalidad ligeramente más oscura. En particular, es de interés el área de 40 km² de colores verde-amarillo-naranja-guinda donde caben las fundaciones fijadas al fondo, cuyo costo se espera menor con respecto a la tecnología flotante.

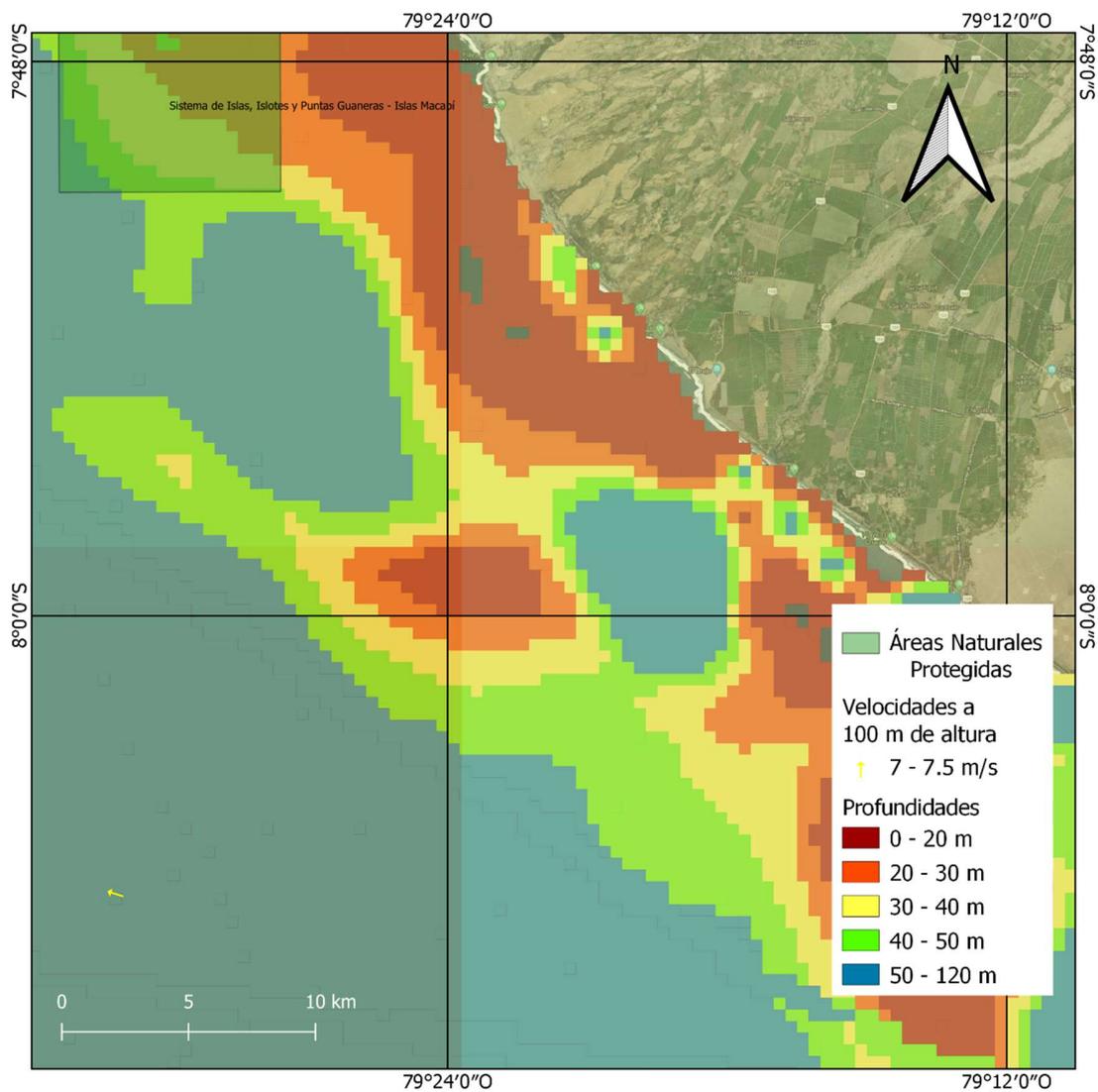


Figura 3.5 Zona elegida para el análisis de impacto visual.

El área se encuentra a una distancia inferior a los 14 km de los distritos de Magdalena de Cao y Santiago de Cao en la provincia de Ascope (La Libertad). Según el censo del 2017, el primero, ubicado al norte de la **Figura 3.5**, posee una población de 2 463 personas localizadas todas en el ámbito rural; de ellas, 1 068 (43%) son menores a 29 años. En cuanto a Santiago de Cao, se compone de 19 204 personas localizadas en el ámbito urbano en un 97% (18 702); del total, 8 622 (45%) es menor a 29 años. Sobre la base de esos datos, la plataforma Sayhuite (2021) indica que la densidad poblacional de Magdalena de Cao equivale a 15.1 hab/km²; la de Santiago de Cao, a 124.25 hab/km².

Las imágenes satelitales de QGIS y Google Earth permiten deducir que la zona elegida se ubica frente a un área rural. Asimismo, se vuelve notorio que la distancia desde el punto más oriental del área factible se aleja más de 14 km de la zona urbana de Santiago de Cao. Por ende, un máximo de 2 965 personas —las ubicadas en el área rural de Magdalena y Santiago de Cao— podría vivir frente a un parque eólico marino ahí emplazado. Aunque se desconoce en qué magnitud, dicho número es con seguridad menor puesto que no todos los pobladores viven enfrente del mar.

Es igual de destacable que las zonas habitables más cercanas sean el Balneario El Brujo, la playa La Bocana y la playa de Nepén. Ellas se ubican, con respecto al punto más cercano del área *offshore*, a 11.5 km, 12.9 km y 13.6 km respectivamente. No se encontró información o reseñas sobre ellas en páginas relacionadas a viajes como TripAdvisor o Airbnb. Sobre la base de lo revisado en el marco teórico (**Tabla 1.7**), no hay evidencia de afectación al turismo por la implementación de turbinas eólicas marinas, por lo que se concluye que no habrá problemas relacionados al impacto visual en el área elegida.

3.5 Análisis económico

El comportamiento anual de la velocidad de viento en la zona técnica factible se muestra en la **Figura 3.6**. El promedio de tales valores fue el considerado para calcular la electricidad generada por la turbina eólica marina: 7.1 m/s. La desviación estándar se determinó en 1.26 m/s. Con ello, se pronostica que una turbina Aerodyn SCD 8.0 MW

produciría 23.15 GWh en un solo año. A manera comparativa, la turbina costa afuera BONUS 2.3 MW de 61.2 m de altura *hub* produjo 8 GWh de promedio anual entre los años 2003-2015 que estuvo en funcionamiento [1]. La diferencia se debe con seguridad a la antigüedad de la turbina citada.

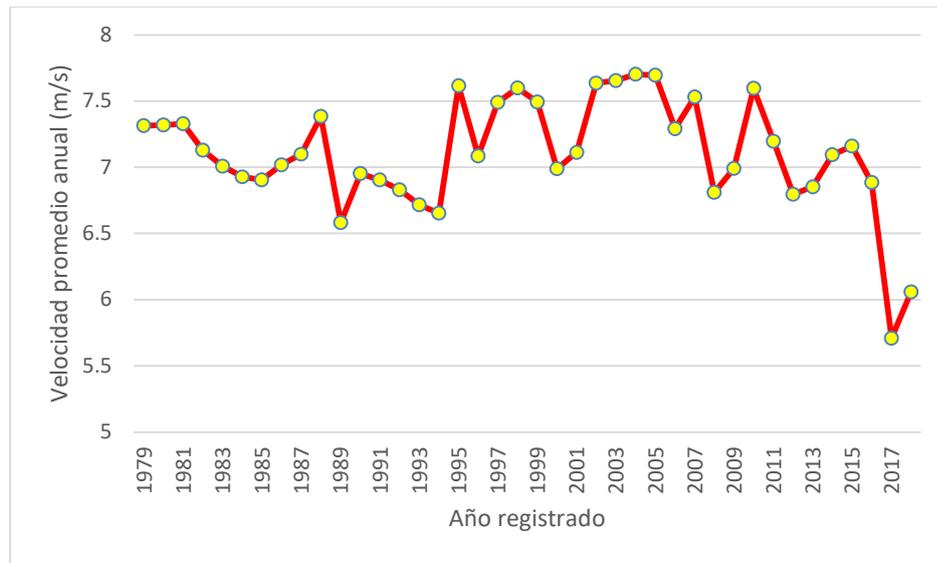


Figura 3.6 Comportamiento anual de la velocidad de viento en la zona factible.

Con ello, y sobre la base de lo expuesto durante la metodología, la ecuación 1.11 se configuró y resolvió de la forma siguiente:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{25} \left(8\,230\,000 \frac{\$}{MW} \cdot 8\,MW \right) \cdot \left(2\,741\,330 \frac{\$}{MW} \cdot 8\,MW \right) + (0)}{\sum_{t=1}^{25} \frac{23\,146\,MWh}{(1 + 0.5\%)^{25}}}$$

$$LCOE = 112.66 \frac{\$}{MWh}$$

Tal LCOE se encuentra fuera de los márgenes del informe Lazard del año 2020 [180], según el cual el LCOE máximo en el mercado es de 104 \$/MWh. No obstante, BloombergNEF [181] estimó en el año 2019 que los costos *offshore* del 2020 se ubicarían en torno a los 72-144 \$/MWh, rango inferior al del año 2019, cuando se encontró entre los 75-175 \$/MWh. Por su parte, en noviembre del 2016 el gobierno del Reino Unido [157]

había estimado que el coste nivelado de energía iba a estar entre los 144-186 \$/MWh, superior a los 164.59-213.23 \$/MWh del 2016. Ha de mencionarse que las cuantías descritas se expresaron en términos del valor del dólar en el año 2020.

Puede suponerse que las diferencias entre los rangos propuestos por los agentes se deben a la tasa de descuento utilizada. En efecto, solo el gobierno de Reino Unido especifica que utiliza una tasa del 10%, mientras las dos compañías apenas ofrecen datos de la razón de sus estimaciones. Por otro lado, el informe Lazard posee la particularidad de asumir solo veinte años de vida operativa, lo que se contradice con lo ocurrido con Vindeby Offshore Wind Farm (1991-2017) y los artículos mencionados durante la metodología. Así también, el costo de capital máximo que menciona es de 3 675 000 \$/MWh, contrario a la data del gobierno de Reino Unido recolectada por [160].

En suma, los 112.66 \$/MWh calculados para la zona factible son compatibles con el análisis efectuado por Bloomberg y utilizado posteriormente por el Banco Mundial para la energía eólica marina [181]. No obstante, ha de remarcarse que Reino Unido —recordar: región para la que se modeló según las peores condiciones— es una confederación de alto desarrollo de energía eólica marina, al punto que ha tenido parques que compitieron sin subsidios [7]. Las peores condiciones para el Reino Unido hacia el año 2020 podrían representar costos menores que en un país —y región iberoamericana— donde la energía eólica marina no se ha desarrollado. Por ejemplo, las estadísticas históricas de Bloomberg desde el año 2000 al 2018 [181] muestran una tendencia general a la baja en el LCOE de cada país luego de instalar el primer parque eólico marino. Ello a pesar de que, como se vio en la **Figura 1.9**, los costos de capital tuvieron una propensión al alza entre los años 2001 y 2015. Entonces, de la primera central eólica *offshore* peruana podría esperarse un precio mayor que el obtenido.

CONCLUSIONES

La presente tesis ha elaborado un mapa del litoral peruano en el que se indican las posibilidades técnicas, ambientales y económicas de desarrollar la energía eólica marina en el litoral peruano de una forma integrada por primera vez en el ámbito de la investigación iberoamericana. Para ello, fue necesario una revisión extensiva de la literatura que dirige a este estudio a las siguientes conclusiones relevantes:

1. Las profundidades determinadas a partir de GEBCO muestran el mismo comportamiento que estudios geológicos previos de INGEMMET. Alrededor del 30% de lo recolectado en GEBCO corresponde a data medida presencialmente a partir de sondas monohaz, multihaz o combinadas; sin embargo, la mayoría de ella se encuentra lejos de la costa debido a que el fin de la base de datos es documentar el océano profundo. Sobre la base de lo revisado, el desarrollo de la energía eólica marina en el Perú se ve limitada en el aspecto batimétrico por la presencia de la fosa Perú-Chile, que fuerza el requerimiento de tecnología flotante incluso a solo dos kilómetros de la costa. Dentro de ese contexto, zonas como el norte de la costa o la Reserva de Paracas poseen una pequeña área en la que es posible aplicar tecnología del tipo fijada al fondo.
2. La caracterización del viento en el litoral peruano debe ser realizada mediante el programa computacional de *reanalysis* que menor error ha mostrado en los estudios científicos: ERA5, que en distintas validaciones de datos ha obtenido ventajas superiores al 20% de exactitud con respecto a su competidor más cercano, MERRA2. Durante la tesis, se observó, como se esperaba, que el *reanalysis* no muestra confiabilidad para analizar hora a hora un píxel, ya que llegó a tener errores por encima del 60% en comparación con estaciones meteorológicas del SENAMHI. No obstante, los promedios de velocidad mensual mostraron una confiabilidad mayor, caracterizada

por errores por debajo del 18% e incluso de 9.24%. Debido a falta de disponibilidad de data, no se pudo comparar un año entero con ERA5, pero es factible esperar que el margen de error se reduzca aún más, tal como se esperaría de un programa de *reanalysis*. Ello adquiere mayor significancia considerando que se determinó el viento del litoral en el periodo 1979-2018, rango superior a los treinta años recomendados por la OMM. Con ello, las zonas de mayores velocidades de viento se ubicaron frente a las costas de La Libertad y la Reserva Nacional de Paracas. Es particularmente importante la zona frente a La Libertad porque su alta velocidad coincide con un área batimétricamente factible.

3. El desarrollo de la energía eólica marina interfiere con áreas naturales protegidas, todas reservas nacionales: Paracas, Sistema de Islas, Islotes y Puntas Guaneras (en particular, Isla Ballestas e Isla Chincha) y San Fernando. Las tres se ubican sobre profundidades que forzarían el uso de tecnología flotante, por lo que son sobre todo un factor a observar a futuro, cuando ese tipo de cimentación se consolide más en el ámbito *offshore*. Como reservas nacionales, permiten el uso extractivo de recursos naturales siempre y cuando sea de manera sostenible, por lo que habrían de revisarse temas relacionados al impacto a la avifauna y animales marinos.
4. El impacto visual es la principal razón por la que proyectos eólicos pueden ser rechazados. En ese sentido, ha sido ventajoso que la mejor zona técnica del país no se ubique frente a centros poblados a una distancia inferior a los catorce kilómetros, longitud a partir de la cual el impacto visual se considera apenas perceptible. Según la evidencia recolectada, la implementación de parques eólicos marinos no afecta al turismo, aunque es un tema sobre el que aún hay que realizar una mayor cantidad de estudios incluso a nivel global. Referido a tal aspecto turístico, las playas y balneario de los distritos de Magdalena y Santiago de Cao (La Libertad) localizados a menos de catorce kilómetros de la potencial turbina más cercana no se verán afectados por un futuro parque eólico.

5. El costo nivelado de energía calculado para la mejor zona técnica factible del Perú fue de 112.66 \$/MWh. Dicho valor coincide con los rangos estimados por BloombergNEF, que fluctúan entre los 72 y 144 \$/MWh en términos del valor del dólar al año 2020. El resultado obtenido es similar al LCOE que manejó China cuando entró al mercado eólico marino en el año 2014: 115 \$/MWh. Debido a que los parámetros insertados al valor actual neto de la fórmula se basaron en las peores condiciones económicas según el gobierno del Reino Unido para el año 2020, podría esperarse un incremento de la cuantía calculada puesto que R. U. es una región con más de veinte años de experiencia con dicha tecnología.

RECOMENDACIONES

La presente investigación ha sido elaborada sobre la base de una formación orientada principalmente al ámbito energético. En ese sentido, existen temas ambientales que se han dejado de lado pero se consideran importantes para caracterizar el recurso eólico marino. Tal es el caso específico de tres parámetros: el impacto acústico, la afectación a la avifauna y el potencial daño que puede ejercerse sobre animales acuáticos, especialmente balénidos. En un inicio, se quiso tomar en cuenta los dos últimos en el mapa elaborado en QGIS; sin embargo, no se encontraron planos digitalizados sobre rutas migratorias tanto aéreas como acuáticas. Información así es importante a causa de que, por ejemplo, en Reino Unido se prendieron inquietudes cuando ballenas muertas se hallaron cerca a parques eólicos marinos. Debido a que el litoral peruano es una zona de tránsito de ballenas, debería analizarse el contexto fáunico acuático en el que se localicen las zonas factibles de eólica marina. De menor urgencia, aunque también importante, es el análisis de las rutas migratorias de aves, aunque para ella se tienen enseñanzas extraídas de la eólica terrestre.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Energistyrelsen, “Data on operating and decommissioned wind turbines.” Accessed: Apr. 14, 2020. [Online]. Available: <https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/anlaegprodtilnettet.xls>
- [2] Energi Data Service, “Production and Consumption - Settlement,” Dec. 2023.
- [3] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Boletín Mensual - Diciembre 2022,” Lima, 2023.
- [4] L. B. Comay and C. E. Clark, “U.S. Offshore Wind Energy Development: Overview and Issues for the 118th Congress,” Washington, DC, USA, Sep. 2023. [Online]. Available: <https://crsreports.congress.gov>
- [5] Bureau of Ocean Energy Management, “Lease and Grant Information.” Accessed: Dec. 01, 2023. [Online]. Available: <https://www.boem.gov/renewable-energy/lease-and-grant-information>
- [6] U. S. Department of Energy, “Offshore Wind Energy Strategies,” Washington, DC, 2022.
- [7] Department for Business Energy & Industrial Strategy and The Rt Hon Kwasi Kwarteng MP, “Clean energy to power over seven million homes by 2025 at record low prices,” Gov.uk. Accessed: Jan. 13, 2020. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/news/clean-energy-to-power-over-seven-million-homes-by-2025-at-record-low-prices>
- [8] U. S. Department of Energy, “DOE Finds Record Production and Job Growth in U.S. Wind Power Sector.” Accessed: Dec. 09, 2023. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/articles/doe-finds-record-production-and-job-growth-us-wind-power-sector>
- [9] Wind and Water Power Technologies Office, “Wind Vision: A New Era for Wind Power in the United States,” Washington, DC, USA, Mar. 2015.
- [10] U. S. Department of Energy, “Advancing Offshore Wind in the United States,” 2023. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-01/offshore-wind-energy-strategies-report-january-2022.pdf>.
- [11] Banco Mundial, “Indicadores de Desarrollo Mundial.” Accessed: Apr. 17, 2020. [Online]. Available: https://www.google.com/publicdata/explore?ds=d5bncppjof8f9_&met_y=ny_gdp_mktp_cd&idim=country:VNM:PHL&hl=es&dl=es#!ctype=l&strail=false&bcs=d&nselm=h&met_y=ny_gdp_mktp_cd&scale_y=lin&ind_y=false&rdim=world&idim=country:VNM:PER&ifdim=world&hl=es&dl=es&ind=
- [12] H. Thai Vo, V. Trung Lee, and T. Hang, “Offshore wind power in Vietnam: Lessons learnt from Phu Quy and Bac Lieu Wind Farms,” *Acta Scientif Agriculture*, vol. 3, no. 2, pp. 26–29, Feb. 2019, doi: 10.1007/978-981-13-2306-5_38.
- [13] Vietnam Electricity Group, “Cánh đồng điện gió lớn nhất Việt Nam,”

- Tietkiemnagluong.vn. Accessed: Jan. 15, 2020. [Online]. Available: <http://www.tietkiemnagluong.vn/thu-vien-anh/Canh-dong-dien-gio-lon-nhat-Viet-Nam-153.aspx>
- [14] Vietnam Electricity Group, “Con số năng lượng,” Tietkiemnagluong.vn. Accessed: Jan. 15, 2020. [Online]. Available: <http://www.tietkiemnagluong.vn/d6/news/37730-MW-115-108-12157.aspx>
- [15] Dirección de Planificación de Transmisión, “Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, Periodo 2023-2032,” Lima, Feb. 2021.
- [16] World Bank, “World Bank national accounts data, and OECD National Accounts data files.” Accessed: Apr. 07, 2020. [Online]. Available: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?locations=PE>
- [17] D. Herrick, A. Horj, V. Marchal, and K. Kitamori, “Strategic Infrastructure Planning for Sustainable Development in Azerbaijan,” in *OECD GREEN Action Task Force Annu. Meeting*, Paris, Île-de-France, France, Oct. 2019.
- [18] L. Mayer *et al.*, “The Nippon Foundation-GEBCO seabed 2030 project: The quest to see the world’s oceans completely mapped by 2030,” *Geosciences (Basel)*, vol. 8, no. 2, 2018, doi: 10.3390/geosciences8020063.
- [19] U.S. Department of Energy & U.S. Department of the Interior, “National offshore wind strategy,” Washington, DC, USA, Sep. 2016.
- [20] S. Sung and W. Jung, “Economic Competitiveness Evaluation of the Energy Sources: Comparison between a Financial Model and Levelized Cost of Electricity Analysis,” *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 21, Oct. 2019, doi: 10.3390/en12214101.
- [21] J. Aldersey-Williams, I. D. Broadbent, and P. A. Strachan, “Better estimates of LCOE from audited accounts – A new methodology with examples from United Kingdom offshore wind and CCGT,” *Energy Policy*, vol. 128, pp. 25–35, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2018.12.044.
- [22] L. Zhou, Y. Tian, S. Baidya Roy, C. Thorncroft, L. F. Bosart, and Y. Hu, “Impacts of wind farms on land surface temperature,” *Nat Clim Chang*, vol. 2, no. 7, pp. 539–543, 2012, doi: 10.1038/nclimate1505.
- [23] Ministério de Minas e Energia, *Decreto Nº 10,946, de 25 de Janeiro de 2022*. Brasil, 2022.
- [24] P. Amiot, M. Machado, G. Freitas, C. Foster, A. Hillstrom, and M. Foy, “Paving the Way for Ceará’s Offshore Wind Industry,” Brazil, Oct. 2022.
- [25] R. Feng, “Global Offshore Wind Report 2023,” Brussels, Belgium, Aug. 2023. [Online]. Available: www.gwec.net
- [26] M. Leybourne, C. Vásquez, and R. Estévez, “Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia,” Bogotá, Colombia, 2022.
- [27] R. Darío, R. Fernández, and R. Palomino, “Caracterización de una Central de Generación Eólica con Parques Marinos,” B.S. thesis, Universidad Nacional del Callao, Callao, Perú, 2014.
- [28] M. A. Bojorquez Chavez, “Planeamiento de un parque eólico marino en la costa peruana: regiones de Ica, Piura y La Libertad,” B.S. Thesis, Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Lima, Perú, 2018. [Online]. Available: <http://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/13054>
- [29] Comité técnico del MINEM, “Atlas Eólico del Perú,” Lima, Lima, Perú, 2016.

- [Online]. Available:
http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=537
- [30] I. D. Bishop, “Evidence synthesis in landscape aesthetics: an honourable endeavour yet insufficient applicable knowledge,” *Socioeco Prac Res*, vol. 1, no. 2, pp. 93–108, Apr. 2019, doi: 10.1007/s42532-019-00011-9.
- [31] Ministerio de Justicia, *Decreto Supremo N° 017-92-PE*. Perú, 2011, p. 2011.
- [32] N. Villar, “Estimación del Potencial Eólico ‘Offshore’ en las Costas de Chile utilizando Escaterómetro y “Reanalysis”,” Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2013. doi: 10.1016/j.bbapap.2013.06.007.
- [33] J. G. Rueda-Bayona, A. Guzmán, J. J. C. Eras, R. Silva-Casarín, E. Bastidas-Arteaga, and J. Horrillo-Caraballo, “Renewables energies in Colombia and the opportunity for the offshore wind technology,” *J Clean Prod*, vol. 220, pp. 529–543, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.02.174.
- [34] Grupo de Trabajo Multisectorial de naturaleza temporal encargado de generar información técnica para orientar la implementación de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas, “Informe Final del GTM-NDC,” Lima, Lima, Perú, Dec. 2018.
- [35] Comisión del Alto Nivel del Cambio Climático, “Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional del Perú. Reporte de actualización periodo 2021-2030,” Lima, Lima, Perú, 2020.
- [36] M. Weitz and A. Garg, “2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories,” Geneva, Switzerland, 2019.
- [37] LAZARD, “2023 Levelized Cost Of Energy,” New York City, NY, USA, 2023.
- [38] M. Feng, “Global Wind Report 2023,” Brussels, Belgium, Mar. 2023.
- [39] N. Chong and L. Ran, *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation*, 1st Ed. Cambridge, MA, USA: Woodhead Publishing, 2016.
- [40] S. Sánchez, J. López-Gutiérrez, V. Negro, and M. Esteban, “Foundations in offshore wind farms: Evolution, characteristics and range of use. Analysis of main dimensional parameters in monopile foundations,” *J Mar Sci Eng*, vol. 7, no. 12, 2019, doi: 10.3390/JMSE7120441.
- [41] J. Lee and F. Zhao, “Global Wind Report 2019,” Brussels, Belgium, Mar. 2020.
- [42] K. Y. Oh, W. Nam, M. S. Ryu, J. Y. Kim, and B. I. Epureanu, “A review of foundations of offshore wind energy convertors: Current status and future perspectives,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 88, pp. 16–36, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.02.005.
- [43] O. Anaya-Lara, J. Tande, K. Uhlen, and K. Merz, *Offshore Wind Energy Technology*, 1st Ed. Glasgow, UK: Wiley, 2018.
- [44] X. Wang, X. Zeng, J. Li, X. Yang, and H. Wang, “A review on recent advancements of substructures for offshore wind turbines,” *Energy Convers Manag*, vol. 158, pp. 103–119, 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2017.12.061.
- [45] X. Jiang, S. Day, D. Clelland, and X. Liang, “Analysis and real-time prediction of the full-scale thrust for floating wind turbine based on artificial intelligence,” *Ocean Engineering*, vol. 175, pp. 207–216, 2019, doi: 10.1016/j.oceaneng.2019.01.046.
- [46] Ørsted, “Hornsea One.” Accessed: Jun. 28, 2020. [Online]. Available:

- <https://hornseaprojectone.co.uk/>
- [47] P. Elsner, “Continental-scale assessment of the African offshore wind energy potential: Spatial analysis of an under-appreciated renewable energy resource,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 394–407, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.01.034.
- [48] BVG Associates, Panticon, and Renewable Resources International, “Global offshore wind market report, 2019,” Swindon, Wiltshire, UK, Aug. 2019. doi: 10.1007/978-3-319-66420-0_2.
- [49] Equinor ASA, “Hywind Tampen: the world’s first renewable power for offshore oil and gas.” Accessed: Nov. 18, 2020. [Online]. Available: <https://www.equinor.com/en/what-we-do/hywind-tampen.html>
- [50] M. Argin, V. Yerci, N. Erdogan, S. Kucuksari, and U. Cali, “Exploring the offshore wind energy potential of Turkey based on multi-criteria site selection,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 23, pp. 33–46, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.esr.2018.12.005.
- [51] G. Nagababu, S. S. Kachhwaha, V. Savsani, and R. Banerjee, “Evaluation of offshore wind power potential in the western coast of India: a preliminary study,” *Curr Sci*, vol. 112, no. 1, pp. 62–67, 2017, doi: 10.18520/cs/v112/i01/62-67.
- [52] H. Díaz, R. B. Fonseca, and C. G. Soares, “Site selection process for floating offshore wind farms in Madeira Islands,” *Advances in Renewable Energies Offshore*, 2019.
- [53] S. Tani, “Understanding oceans,” *UNESCO Cour*, no. April-June, pp. 65–69, 2017.
- [54] M. Jakobsson *et al.*, “The Nippon Foundation – GEBCO – Seabed 2030: Roadmap for Future Ocean Floor Mapping,” Japan, Jun. 2017.
- [55] A. S. Abramova, “Comparison and Evaluation of Global Publicly Available Bathymetry Grids in the Arctic,” University of New Hampshire, Moscow, Russia, 2012.
- [56] NOAA Ocean Exploration and Research, “Chapter Two: How Much of the Seafloor is Left to Explore?,” *World Ocean’s Day*, Washington, DC, USA, Jun. 2015.
- [57] K. Dickens and A. Armstrong, “Application of Machine Learning in Satellite Derived Bathymetry and Coastline Detection Kevin Dickens Southern,” *SMU Data Science Review*, vol. 2, no. 1, 2019.
- [58] P. Weatherall *et al.*, “A new digital bathymetric model of the world’s oceans,” *Earth and Space Science*, vol. 2, pp. 331–345, 2015, doi: 10.1002/2015EA000107.Received.
- [59] U. Cali, N. Erdogan, S. Kucuksari, and M. Argin, “TECHNO-ECONOMIC analysis of high potential offshore wind farm locations in Turkey,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 22, no. October, pp. 325–336, 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.10.007.
- [60] D. Pantusa and G. R. Tomasicchio, “Large-scale offshore wind production in the Mediterranean Sea,” *Cogent Eng*, vol. 6, no. 1, 2019, doi: 10.1080/23311916.2019.1661112.
- [61] A. Kumar, R. Kumar, and J. Prajapati, “Offshore Wind Energy Potential

- Assessment of India Based on the Synergetic Use of QuikSCAT, OSCAT and ASCAT Scattermeters Data,” in *Proceedings of the Fourth International Conference in Ocean Engineering (ICOE2018)*, 1st., vol. 2, Berlin, Germany: Springer Singapore, 2019, pp. 823–834. doi: 10.1007/978-981-13-3134-3.
- [62] L. Vrdoljak, “Comparison and Analysis of Publicly Available Bathymetry Models in the East Adriatic Sea,” *Naše more*, vol. 68, no. 2, pp. 110–119, 2021, doi: 10.17818/nm/2021/2.7.
- [63] D. Rodríguez-Rodríguez, D. A. Malak, T. Soukissian, and A. Sánchez-Espinosa, “Achieving Blue Growth through maritime spatial planning: Offshore wind energy optimization and biodiversity conservation in Spain,” *Mar Policy*, vol. 73, no. 2016, pp. 8–14, 2016, doi: 10.1016/j.marpol.2016.07.022.
- [64] G. Hundleby and K. Freeman, “Unleashing Europe’s offshore wind potential: A new resource assessment,” Swindon, Wiltshire, UK, Jun. 2017.
- [65] S. Emeis, *Wind Energy Meteorology: Atmospheric Physics for Wind Power Generation*, 2nd Ed. Germany: Springer International Publishing AG, 2018.
- [66] Y. Cancino, “Modelo de Predicción Eólica a Escala Local con Análisis del Régimen de Vientos. Aplicación a los Parques Eólicos a instalar en el estado de Veracruz, México,” Universidad de Oviedo, Oviedo, Asturias, España, 2009.
- [67] H.-J. Wagner and J. Mathur, *Introduction to Wind Energy Systems: Basics, Technology and Operation*. Berlin, Germany: Springer, 2009.
- [68] T. Niu, J. Wang, H. Lu, and P. Du, “Uncertainty modeling for chaotic time series based on optimal multi-input multi-output architecture: Application to offshore wind speed,” *Energy Convers Manag*, vol. 156, pp. 597–617, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2017.11.071.
- [69] Z. O. Olaofe, “Review of energy systems deployment and development of offshore wind energy resource map at the coastal regions of Africa,” *Energy*, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.07.185.
- [70] World Meteorological Organization, *Guide to Climatological Practices*, no. WMO-No. 100. Geneva, Switzerland: World Meteorological Organization, 2018.
- [71] M. Villarrubia, *Ingeniería de la Energía Eólica*, 1st Ed. Barcelona, España: MARCOMBO, 2010.
- [72] World Meteorological Organization, *Guide to Instruments and Methods of Observation*, vol. I. Geneva, Switzerland: World Meteorological Organization, 2018.
- [73] D. Long, “Display and Computation of Winds in Oceanography and Meteorology,” Utah, 1994.
- [74] D. P. Dee *et al.*, “The ERA-Interim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system,” *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 137, no. 656, pp. 553–597, Apr. 2011, doi: 10.1002/qj.828.
- [75] Y. Fu *et al.*, “Assessment of Offshore Wind Characteristics and Wind Energy Potential in Bohai Bay, China,” *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 2879, Jul. 2019.
- [76] T. M. Letcher, *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*. London, UK: Joe Hayton, 2017.
- [77] International Electrotechnical Commission, *IEC 61400-1:2019*. Geneva, Switzerland, 2019.

- [78] G. Ibarra-Berastegi, A. Ulazia, J. Saénz, and S. J. González-Rojí, “Evaluation of Lebanon’s Offshore-Wind-Energy Potential,” *J Mar Sci Eng*, vol. 7, no. 361, pp. 1–14, Oct. 2019, doi: 10.3390/jmse7100361.
- [79] M. Golbazi and C. L. Archer, “Methods to Estimate Surface Roughness Length for Offshore Wind Energy,” *Advances in Meteorology*, vol. 2019, pp. 1–15, Apr. 2019, doi: 10.1155/2019/5695481.
- [80] B. Lange, S. Larsen, J. Højstrup, and R. Barthelmie, “Importance of thermal effects and sea surface roughness for offshore wind resource assessment,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 92, no. 11, pp. 959–988, May 2004, doi: 10.1016/j.jweia.2004.05.005.
- [81] Y.-W. Kim and H.-C. Lim, “Effect of island topography and surface roughness on the estimation of annual energy production of offshore wind farms,” *Renew Energy*, vol. 103, pp. 106–114, 2017, doi: 10.1088/1742-6596/1452/1/012024.
- [82] Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú, “Datos Hidrometeorológicos a nivel nacional.” Accessed: May 25, 2020. [Online]. Available: <https://www.senamhi.gob.pe/?p=estaciones>
- [83] A. K. Kaiser-Weiss *et al.*, “Comparison of regional and global reanalysis near-surface winds with station observations over Germany,” *Advances in Science and Research*, vol. 12, pp. 187–198, Jul. 2015, doi: 10.5194/asr-12-187-2015.
- [84] P. Negrón, “Redes Neuronales Sigmoidal Con Algoritmo Lm Para Pronostico De Tendencia Del Precio De Las Acciones Del Ipsa,” Valparaíso, Valparaíso, Chile, Dec. 2014.
- [85] A. Castro and A. Montecinos, “Análisis de la predictibilidad de la precipitación invernal de 2011 en Chile centro-sur, basado en pronósticos del modelo WRF,” in *II Encuentro de Modelación Atmosférica*, Valparaíso, Chile, Oct. 2012.
- [86] J. Quijano, “Estudio numérico y observacional de la dinámica de viento Paracas, asociado al transporte eólico hacia el océano frente a la costa de Ica-Perú,” Universidad Peruana Cayetano Heredia, Lima, Lima, Perú, 2013.
- [87] J. Sanabria *et al.*, “Rainfall along the coast of Peru during strong El Niño events,” *International Journal of Climatology*, vol. 38, no. 4, pp. 1737–1747, 2018, doi: 10.1002/joc.5292.
- [88] N. Chen, S. Thual, and M. F. Stuecker, “El Niño and the Southern Oscillation: Theory,” *Earth Systems and Environmental Sciences*, pp. 1–8, 2019, doi: 10.1016/b978-0-12-409548-9.11765-8.
- [89] N. Chen, S. Thual, and S. Hu, “El Niño and the Southern Oscillation: Observation,” *Earth Systems and Environmental Sciences*, pp. 1–7, 2019, doi: 10.1016/b978-0-12-409548-9.11766-x.
- [90] G. Valencia, M. Vanegas, and J. Polo, *Análisis estadístico de la velocidad y dirección del viento en la región Caribe colombiana con énfasis en La Guajira*, 1st Ed. Barranquilla, Atlántico, Colombia: Universidad del Atlántico, 2016.
- [91] R. Martínez, C. Ballesteros, G. Valencia, M. Vanegas, and C. Moreno, *Estudio de la persistencia del viento en la región Caribe colombiana con énfasis en la Guajira*, 1st Ed. Barranquilla, Atlántico, Colombia: Sello Editorial Universidad del Atlántico, 2016.
- [92] H. Hersbach *et al.*, “Global reanalysis: goodbye ERA-Interim, hello ERA5,”

- ECMWF Newsletter*, no. 159, pp. 17–24, 2019, doi: 10.21957/vf291hehd7.
- [93] H. Hersbach *et al.*, “The ERA5 global reanalysis,” *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, pp. 1–51, 2020, doi: 10.1002/qj.3803.
- [94] J. Olauson, “ERA5: The new champion of wind power modelling?,” *Renew Energy*, vol. 126, pp. 322–331, Mar. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.03.056.
- [95] K. Gruber, J. Schmidt, J. Schmidt, J. Baumgartner, C. Klöckl, and P. Regner, “Towards a global dynamic wind atlas: Assessing the quality of MERRA-2 and ERA5 reanalysis for wind power simulation without and with bias-correcting using the Global Wind Atlas,” Vienna, Jun. 2019. doi: 10.13140/RG.2.2.14639.79520.
- [96] J. Ramon, L. Lledó, V. Torralba, A. Soret, and F. J. Doblas-Reyes, “What global reanalysis best represents near-surface winds?,” *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 145, no. 724, pp. 3236–3251, Aug. 2019, doi: 10.1002/qj.3616.
- [97] D. Tetzner, E. Thomas, and C. Allen, “A validation of ERA5 reanalysis data in the southern antarctic peninsula—Ellsworth land region, and its implications for ice core studies,” *Geosciences (Basel)*, vol. 9, no. 7, 2019, doi: 10.3390/geosciences9070289.
- [98] A. Ulazia, G. Ibarra-Berastegi, J. Sáenz, S. González-Rojí, S. Carreno-Madinabeitia, and A. Nafarrate, “Seasonal Air Density Variations over the East of Scotland and The Consequences for Offshore Wind Energy,” in *7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications*, Paris, Île-de-France, France, Oct. 2018, pp. 261–265.
- [99] D. Elliott, C. Aspliden, G. Gowerl, C. Holladay, and M. Schwartz, “Wind Energy Resource Assessment of The Caribbean and Central America,” Washington, DC, USA, Apr. 1987.
- [100] Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado, “Áreas Naturales Protegidas,” Lima, Lima, Perú, 2011.
- [101] Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, “Áreas Marinas Protegidas.” Accessed: Jul. 04, 2020. [Online]. Available: <http://www.oefa.gob.pe/somospacificotropical6k/amp6k>
- [102] Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado, “Áreas Naturales Protegidas de Administración Nacional con Categoría Definitiva.” Accessed: Jul. 04, 2020. [Online]. Available: <https://www.sernanp.gob.pe/documents/10181/165150/Listado+ANP+03.03.2020.pdf/47f02d7d-ee04-4e82-8c64-1d41668c92ff>
- [103] Congreso de la República, *Ley de Áreas Naturales Protegidas*. Perú, 1997.
- [104] N. Senner and F. Angulo, “Atlas de las Aves Playeras del Perú,” Lima, Lima, Perú, 2014.
- [105] Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado, “Áreas de Conservación Privada.” Accessed: Jul. 04, 2020. [Online]. Available: <https://www.sernanp.gob.pe/areas-de-conservacion-privada>
- [106] R. Sullivan and M. Meyer, “Guide To Evaluating Visual Impact Assessments for Renewable Energy Projects,” DuPage, Illinois, USA, Aug. 2014. doi: 10.13140/2.1.3216.5767.

- [107] M. Wolsink, “Wind power implementation: The nature of public attitudes: Equity and fairness instead of ‘backyard motives,’” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 6, pp. 1188–1207, 2007, doi: 10.1016/j.rser.2005.10.005.
- [108] C. R. Warren, C. Lumsden, S. O’Dowd, and R. V. Birnie, “‘Green on Green’: Public perceptions of Wind Power in Scotland and Ireland,” *Journal of Environmental Planning and Management*, vol. 48, no. 6, pp. 853–875, Nov. 2005, doi: 10.1080/09640560500294376.
- [109] V. Betakova, J. Vojar, and P. Sklenicka, “Wind turbines location: How many and how far?,” *Appl Energy*, vol. 151, pp. 23–31, Apr. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.04.060.
- [110] I. D. Bishop, “Evidence synthesis in landscape aesthetics: an honourable endeavour yet insufficient applicable knowledge,” *Socioeco Prac Res*, vol. 1, no. 2, pp. 93–108, Apr. 2019, doi: 10.1007/s42532-019-00011-9.
- [111] I. D. Bishop and D. R. Miller, “Visual assessment of off-shore wind turbines: The influence of distance, contrast, movement and social variables,” *Renew Energy*, vol. 32, no. 5, pp. 814–831, 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.03.009.
- [112] B. Frantál and J. Kunc, “Wind turbines in tourism landscapes: Czech Experience,” *Ann Tour Res*, vol. 38, no. 2, pp. 499–519, 2011, doi: 10.1016/j.annals.2010.10.007.
- [113] B. Frantál and P. Kučera, “Impacts of the Operation of Wind Turbines as perceived by Residents in Concerned Areas,” *Moravian Geographical Reports*, vol. 17, no. 2, pp. 35–45, 2009.
- [114] C. Hattam, T. Hooper, and N. Beaumont, “Public Perceptions of Offshore Wind Farms,” London, UK, 2015.
- [115] A. Priscilla, “Public Acceptance of Offshore Wind Farms in the Netherlands: Testing and adjusting the public acceptance models for a better wind of change,” University of Twente, Enschede, Netherlands, 2019.
- [116] J. Acheson, “Attitudes toward Offshore Wind Power in the Midcoast Region of Maine,” *Maine Policy Review*, vol. 21, no. 2, pp. 42–55, 2012.
- [117] D. Bush and P. Hoagland, “Public opinion and the environmental, economic and aesthetic impacts of offshore wind,” *Ocean Coast Manag*, vol. 120, no. February, pp. 70–79, Feb. 2016, doi: 10.1016/j.ocecoaman.2015.11.018.
- [118] J. F. Toussaint, “The effect of offshore wind power on beach use and tourism: A contingent behavior analysis on the East Coast of the United States,” University of Delaware, Newark, Delaware, USA, 2016.
- [119] J. Ladenburg, “Attitudes towards offshore wind farms - The role of beach visits on attitude and demographic and attitude relations,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 3, pp. 1297–1304, 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2009.11.005.
- [120] J. Ladenburg, “Visual impact assessment of offshore wind farms and prior experience,” *Appl Energy*, vol. 86, no. 3, pp. 380–387, 2009, doi: 10.1016/j.apenergy.2008.05.005.
- [121] M. Wolsink, “Planning of renewables schemes: Deliberative and fair decision-making on landscape issues instead of reproachful accusations of non-cooperation,” *Energy Policy*, vol. 35, no. 5, pp. 2692–2704, Jan. 2007, doi: 10.1016/j.enpol.2006.12.002.

- [122] M. Johansson and T. Laike, "Intention to Respond to Local Wind Turbines: The Role of Attitudes and Visual Perception," *Wind Energy*, vol. 10, no. 5, pp. 435–451, Jun. 2007, doi: 10.1002/we.232.
- [123] C. U. Jensen, T. E. Panduro, and T. H. Lundhede, "The Vindication of Don Quijote: The impact of noise and visual pollution from wind turbines," *Land Econ*, vol. 90, no. 4, pp. 668–682, Nov. 2014, doi: 10.3368/le.90.4.668.
- [124] C. U. Jensen, T. E. Panduro, T. H. Lundhede, A. S. E. Nielsen, M. Dalsgaard, and B. J. Thorsen, "The impact of on-shore and off-shore wind turbine farms on property prices," *Energy Policy*, vol. 116, pp. 50–59, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.01.046.
- [125] S. Lutzeyer, D. J. Phaneuf, and L. O. Taylor, "The Amenity Costs of Offshore Wind Farms: Evidence from a Choice Experiment," *Energy Econ*, vol. 72, pp. 621–639, Mar. 2018, doi: 10.1016/j.eneco.2018.03.020.
- [126] P. Tayner, *Offshore Wind Turbines: Reliability, availability and maintenance*, 1st Ed. London, UK: The Institution of Engineering and Technology, 2012.
- [127] J. Manwell, J. McGowan, and A. Rogers, "Wind Energy Systems: Environmental Aspects and Impacts," in *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, 2nd Ed., Chichester, West Sussex, UK: Wiley, 2010. doi: 10.1007/978-94-007-4189-8-5.
- [128] G. Mankiw, *Principles of Economics*, 7th Ed. Boston, MA, USA: Cengage Learning, 2014.
- [129] G. R. Parsons and J. Firestone, "Atlantic Offshore Wind Energy Development: Values and Implications for Recreation and Tourism," Washington, DC, USA, Mar. 2018.
- [130] Danish Energy Authority, "Offshore Wind Farms and the Environment: Danish Experiences from Horns Rev and Nysted," Copenhagen, Denmark, Nov. 2006.
- [131] V. Westerberg, J. B. Jacobsen, and R. Lifran, "The case for offshore wind farms, artificial reefs and sustainable tourism in the French mediterranean," *Tour Manag*, vol. 34, pp. 172–183, 2013, doi: 10.1016/j.tourman.2012.04.008.
- [132] M. B. Lilley, J. Firestone, and W. Kempton, "The Effect of Wind Power Installations on Coastal Tourism," *Energies (Basel)*, vol. 3, no. 1, pp. 1–22, Jan. 2010, doi: 10.3390/en3010001.
- [133] A. Carr-Harris and C. Lang, "Sustainability and tourism: the effect of the United States' first offshore wind farm on the vacation rental market," *Resour Energy Econ*, vol. 57, no. 2019, pp. 51–67, 2019, doi: 10.1016/j.reseneeco.2019.04.003.
- [134] T. S. ten Brink and T. Dalton, "Perceptions of Commercial and Recreational Fishers on the Potential Ecological Impacts of the Block Island Wind Farm (US)," *Front Mar Sci*, vol. 5, no. 439, pp. 1–13, Nov. 2018, doi: 10.3389/fmars.2018.00439.
- [135] C. Albrecht, A. Wagner, K. Wesselman, and M. Korb, "The Impact of Offshore Wind Energy on Tourism: Good Practices and Perspectives for the South Baltic Region," Hamburg, Germany, Apr. 2013.
- [136] P. Devine-Wright, "Beyond NIMBYism: towards an integrated Framework for Understanding Public Perceptions of Wind Energy," *Wind Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 125–139, 2005, doi: 10.1002/we.124.

- [137] Y. Sunak and R. Madlener, “The impact of wind farm visibility on property values: A spatial difference-in-differences analysis,” *Energy Econ*, vol. 55, no. 2016, pp. 79–91, 2016, doi: 10.1016/j.eneco.2015.12.025.
- [138] S. Bhattacharya, *Design of foundations for Offshore Wind Turbines*, First edit. Chichester, West Sussex, UK: Wiley, 2019.
- [139] P. Sclavounos, “Floating offshore wind turbines,” *Mar Technol Soc J*, vol. 42, no. 2, pp. 39–43, 2008, doi: 10.4031/002533208786829151.
- [140] R. G. Sullivan, L. B. Kirchner, J. Cothren, and S. L. Winters, “Offshore Wind Turbine Visibility and Visual Impact Threshold Distances,” *Environmental Practice*, pp. 1–17, 2013.
- [141] C. Wen, M. Dallimer, S. Carver, and G. Ziv, “Valuing the visual impact of wind farms: A calculus method for synthesizing choice experiments studies,” *Science of the Total Environment*, vol. 637–638, pp. 58–68, May 2018, doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.04.430.
- [142] S. Bigerna and P. Polinori, “Assessing the Determinants of Renewable Electricity Acceptance Integrating Meta-Analysis Regression and a Local Comprehensive Survey,” *Sustainability*, vol. 7, no. 9, pp. 11909–11932, Aug. 2015, doi: 10.3390/su70911909.
- [143] K. Kimmell and D. S. Stalenhoef, “Cape Wind Offshore Wind Energy Project: A Case Study of the Difficult Transition to Renewable Energy, The,” *Golden Gate University Environmental Law Journal*, vol. 5, no. 1, pp. 197–225, Jan. 2011.
- [144] W. de Wit, T. Belderbos, and M. Jongewaard, “Offshore Wind in Massachusetts,” The Hague, Netherlands, May 2018.
- [145] M. Walter, B. Philipp, P. Spitsen, J. Nunemake, and V. Gevorgian, “2018 Offshore Wind Technologies Market Report,” Washington, DC, USA, Aug. 2019.
- [146] N. Maslov, C. Claramunt, T. Wang, and T. Tang, “Evaluating the Visual Impact of an Offshore Wind Farm,” *Energy Procedia*, vol. 105, pp. 3095–3100, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.649.
- [147] N. Maslov, C. Claramunt, T. Wang, and T. Tang, “Method to estimate the visual impact of an offshore wind farm,” *Appl Energy*, vol. 204, no. May, pp. 1422–1430, May 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.05.053.
- [148] G. Harding, P. Harding, and A. Wilkins, “Wind turbines, flicker, and photosensitive epilepsy: Characterizing the flashing that may precipitate seizures and optimizing guidelines to prevent them,” *Epilepsia*, vol. 49, no. 6, pp. 1095–1098, 2008, doi: 10.1111/j.1528-1167.2008.01563.x.
- [149] S. A. Voicescu *et al.*, “Estimating annoyance to calculated wind turbine shadow flicker is improved when variables associated with wind turbine noise exposure are considered,” *J Acoust Soc Am*, vol. 139, no. 3, pp. 1480–1492, Mar. 2016, doi: 10.1121/1.4942403.
- [150] EDR Companies, “Shadow Flicker Report,” Syracuse, NY, USA, Sep. 2012.
- [151] Ministerio de Justicia, *Decreto Supremo N° 017-92-PE*. Perú, 2011, p. 2011.
- [152] Instituto Nacional de Estadística e Informática, “Censos Nacionales 2017: XII de Población, VII de Vivienda y III de Comunidades Indígenas,” Lima, Lima, Perú, 2017.
- [153] BloombergNEF, “New Energy Outlook 2019,” New York City, NY, USA, 2019.

- [154] R. Poudineh, C. Brown, and B. Foley, *Economics of Offshore Wind Power: Challenges and Policy Considerations*, 1st Ed. Berlin, Germany: Springer Nature, 2017. doi: 10.1007/978-3-319-66420-0.
- [155] M. Vieira, B. Snyder, E. Henriques, and L. Reis, “European offshore wind capital cost trends up to 2020,” *Energy Policy*, vol. 129, pp. 1364–1371, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.03.036.
- [156] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, “Environmental Impacts and Siting of Wind Projects.” Accessed: Apr. 12, 2020. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/wind/environmental-impacts-and-siting-wind-projects>
- [157] Department for Business Energy & Industrial Strategy, “Electricity Generation Costs,” London, UK, Nov. 2016.
- [158] LAZARD, “Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis — Version 12.0.,” New York City, NY, USA, 2018.
- [159] J. Aldersey-Williams and T. Rubert, “Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment,” *Energy Policy*, vol. 124, pp. 169–179, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2018.10.004.
- [160] B. Johnston, A. Foley, J. Doran, and T. Littler, “Levelised cost of energy, A challenge for offshore wind,” *Renew Energy*, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.06.030.
- [161] United Nations, *United Nations Convention on the Law of the Sea - Part V: Exclusive Economic Zone*. USA, 2006.
- [162] S. Namihás, “La posición oficial del Perú en torno a las zonas marítimas de la CONVEMAR a partir del diferendo marítimo con Chile,” *Derecho PUCP: Revista de la Facultad de Derecho*, no. 73, pp. 95–108, 2014.
- [163] M. A. Bojorquez Chavez, “Planeamiento de un parque eólico marino en la costa peruana: regiones de Ica, Piura y La Libertad,” Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Lima, Perú, 2018.
- [164] Congreso de la República, *Ley de Líneas de Base del Dominio Marítimo del Perú*. Perú, 2005. doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [165] National Oceanic and Atmospheric Administration, “Data Resources: Display and Analysis tools that read PSL’s NetCDF files.” Accessed: May 24, 2021. [Online]. Available: https://psl.noaa.gov/data/gridded_help/tools.html
- [166] G. Rae and G. Erfort, “Offshore wind energy - South Africa’s untapped resource,” *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 31, no. 4, pp. 26–42, 2020, doi: 10.17159/2413-3051/2020/v31i4a7940.
- [167] Copernicus Climate Change Service, “ERA5: How to calculate wind speed and wind direction from u and v components of the wind?” Accessed: Nov. 10, 2020. [Online]. Available: <https://confluence.ecmwf.int/pages/viewpage.action?pageId=133262398>
- [168] Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado, “GEO ANP - Visor de las Áreas Naturales Protegidas.” Accessed: Jun. 25, 2021. [Online]. Available: <https://geo.sernanp.gob.pe/visorsernanp/#>
- [169] J. Reyes and Áreas Costeras y Recursos Marinos, “Paracas, Nuestra Reserva,” Pisco, Ica, Perú, 2009.

- [170] Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado, *Resolución Presidencial N° 118-2015-SERNANP*. Perú, 2015.
- [171] Ministerio del Ambiente, *Decreto Supremo que establece la Reserva Nacional Dorsal de Nasca*. Perú: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-supremo-que-establece-la-reserva-nacional-dorsal-de-decreto-supremo-n-008-2021-minam-1960402-2/>.
- [172] T. Lorenz, “China setzt auf Windkraft aus Schleswig-Holstein,” Germany, Oct. 12, 2010.
- [173] GE Renewable Energy, “Haliade-X offshore Wind Turbine,” Nov. 07, 2019.
- [174] E. Villicaña, D. Valenzuela, R. Amaya, C. Gonzalez, and L. Clemente, “Development Potential of Offshore Wind Energy in Peru,” *XXVII Simposio Peruano de Energía Solar*, 2020.
- [175] L. Castro-Santos and V. Diaz-Casas, “Sensitivity analysis of floating offshore wind farms,” *Energy Convers Manag*, vol. 101, pp. 271–277, 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.05.032.
- [176] C. Morales *et al.*, “Estudios de Geología Marina en el Perú,” Lima, Lima, Perú, 2019.
- [177] M. J. J. Spring, “Global Expansion of Offshore Wind Power Depends on Overcoming Significant Challenges Facing Floating Wind Turbines,” *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*, vol. 2020-May, 2020, doi: 10.4043/30524-ms.
- [178] D. Pinder, “Offshore oil and gas: Global resource knowledge and technological change,” *Ocean Coast Manag*, vol. 44, no. 9–10, pp. 579–600, 2001, doi: 10.1016/S0964-5691(01)00070-9.
- [179] P. Solano, “¿Qué es un Parque Nacional? El ABC de las áreas naturales protegidas en el Perú,” Lima, Lima, Perú, 2020.
- [180] LAZARD, “Lazard’s levelized cost of energy analysis,” 2020.
- [181] World Bank, “Expanding Offshore Wind to Emerging Markets,” 2019.
- [182] Ministerio del Ambiente, *Decreto Supremo N° 024-2009-MINAM*. 2009.
- [183] Wind Turbine Models, “Aerodyn SCD 8.0 / 168.”
- [184] Department for Business Energy & Industrial Strategy and The Rt Hon Kwasi Kwarteng MP, “Clean energy to power over seven million homes by 2025 at record low prices,” Gov.uk. Accessed: Jan. 12, 2020. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/news/clean-energy-to-power-over-seven-million-homes-by-2025-at-record-low-prices>

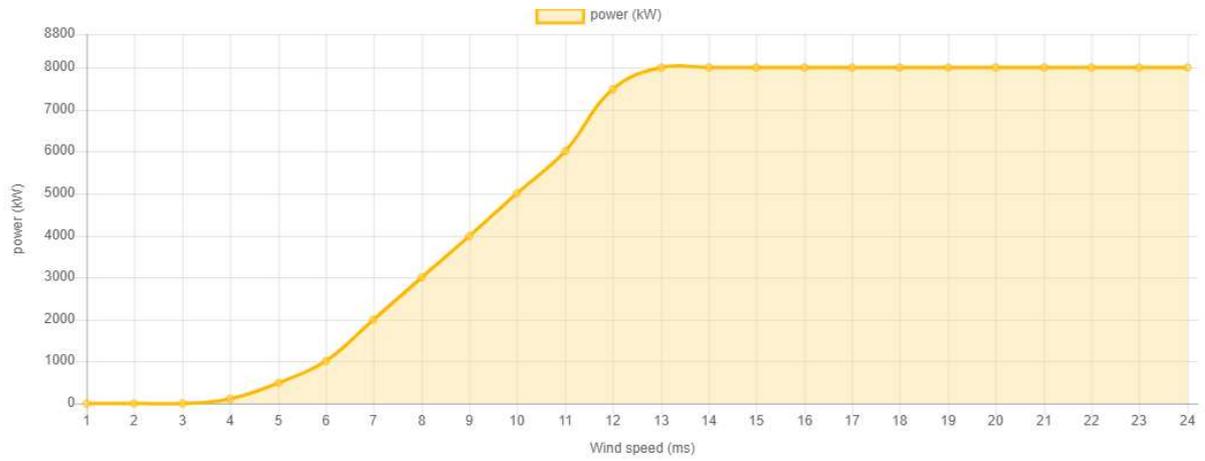
ANEXOS

ANEXO 1: Reserva Nacional Sistemas de Islas, Islotes y Puntas Guaneras



Anexo 1. Límites de la Reserva Nacional Sistema de Islas, Islotes e Islas Guaneras [182]

ANEXO 2: Curva de potencia de aerogenerador seleccionado



Anexo 2. Curva de potencia de un aerogenerador Aerodyn SCD 8.0 MW / 168 m.[183]